

Н. Н. КОНСТАНТИНОВ

621.89

К65.

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ,
НАЛАДКА И РАЦИОНАЛИЗАЦИЯ
ПАРОСИЛОВОГО ХОЗЯЙСТВА
НЕФТЕБАЗ**

ГОСТОПТЕХИЗДАТ 1945

780
К 65

ГЛАВНЕФТЕСНАБ при СНК СССР
ВСЕСОЮЗНАЯ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНТОРА ПО РАЦИОНАЛИЗАЦИИ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ
ТЕХРАЦНЕФТЬ

621.18
К 65.

Н. Н. КОНСТАНТИНОВ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ,
НАЛАДКА И РАЦИОНАЛИЗАЦИЯ
ПАРОСИЛОВОГО ХОЗЯЙСТВА
НЕФТЕБАЗ

Под редакцией д-ра техн. наук
проф. Н. А. Семененко

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
БИБЛИОТЕКА БССР

41008

Дел.

Пр 89, 96, 08
РЕСПУБЛИКАНСКАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
БИБЛИОТЕКА БССР

РЕСПУБЛИКАНСКАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
БИБЛИОТЕКА БССР



ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ
Москва 1945 Ленинград

ПРЕДИСЛОВИЕ

В противоположность крупным котельным установкам мелкие промышленные котельные, в частности установки нефтебаз и нефтескладов, как правило, недостаточно обеспечены квалифицированным техническим персоналом и эксплуатация их во многих случаях ведется неудовлетворительно. Оборудование таких котельных также часто бывает весьма примитивным и требует рационализации и наладки.

Между тем надежность работы и производительность котельной установки зачастую являются решающим фактором, определяющим успешную работу предприятия.

Настоящая книга предназначена для технического персонала паросилового хозяйства нефтебаз в качестве пособия при выполнении наладочных работ и рационализации (главным образом малой) паросилового хозяйства.

Основным содержанием книги являются практические указания по ведению наладочных и рационализаторских работ, причем главное внимание обращено на те моменты, которые, как показывает опыт подобных работ, проводимых Техрацнефтью, в большинстве случаев оказывают наибольшее влияние на успешность работы паросилового хозяйства.

Большое внимание уделено также физической сущности рабочих процессов котельной установки, понимание которых необходимо, так как все возможные случаи неполадок не могут быть учтены заранее и в таких случаях технический персонал нефтебаз должен разбираться в причинах неполадок самостоятельно.

Все замечания и пожелания просим прислать по адресу Москва, ул. Куйбышева, дом 4 пом. 12, Техрацнефть.

Стр.	Строка	Напечатано	Следует читать	По чьей вине
35	7 снизу	$\frac{Q_m}{V_m} = \frac{B \cdot Q_m}{V_p}$	$\frac{Q_m}{V_m} = \frac{B \cdot Q_H^p}{V_m}$	Типографии
57	8 сверху	не дающими	дающими	Издательства
57	7 снизу	$(H(\gamma_0 - \gamma_2))$	$H(\gamma_0 - \gamma_2)$	Типографии
58	14 сверху	ε_n	Σh	Типографии
59	9 снизу	$P_{a2} = P_{a1} - H_I$	$P_{a2} = P_{a1} - H_I \gamma_0$	Типографии
65	1 снизу	ξh	Σh	Типографии
72	10 сверху	(см. приложение)	(фиг. 1)	Автора
72	11 сверху	$Q_2 = (I_{y \cdot s} - I_a) V_{\cdot 2}$	$Q_2 = I_{y2} - I_a$	Типографии
72	12 сверху	ккал/нм ³	ккал	Автора
74	8 сверху	$\gamma_{ку} U = 0,0914 \cdot \frac{b_p}{u_{cl}} =$	$\gamma_{ку} U = 0,0914 U_{ucl} =$	Типографии
74	14 сверху	$I_{400} = 130 \text{ ккал/н.м}^3$	$I_{400} = 1890 \text{ ккал}$	Автора
74	16 сверху	$I_{30} \cong 12 \text{ ккал/н.м}^3$	$\sim I_{30} = 180 \text{ ккал}$	Автора
74	5 снизу	$Q_2 = V_s (I_{00} - I_{30}) =$ $= 15,3 (130 - 12) = 1810$	$Q_2 = I_{400} - I_{30} =$ $= 1890 - 180 = 1810$	Автора
74	Три строки снизу	следует читать перед пунктом б).		Типографии
106	19 снизу	нужно	можно и	Издательства
130	9 снизу	0,088·8,11	0,088·3,11	Издательства

Глава I

ТОПЛИВО И ПРОДУКТЫ СГОРАНИЯ

§ 1. Общие данные

Различаются три основных вида топлива: твердое, жидкое и газообразное.

В паросиловом хозяйстве нефтебаз в настоящее время применяется исключительно жидкое топливо, главным образом мазут и в отдельных случаях отбензиненная нефть.

Всякое топливо состоит из горючей массы, золы и влаги. Зола и влага вместе составляют внешний балласт топлива — часть его, неспособную к сгоранию.

Горючая масса топлива состоит из различных органических соединений, в состав которых входят углерод C , водород H , горючая или „летучая“ сера S^a , кислород O и азот N . Состав горючей массы в значительной мере определяет собой теплотехнические свойства топлива. Из элементов, входящих в состав горючей массы, подлинно горючими являются: углерод, водород и летучая сера. Кислород и азот, входя в состав горючей массы, составляют так называемый внутренний балласт топлива.

Зола является твердым остатком полностью завершенного процесса горения; она состоит из различных минеральных солей. Так как эти соли в процессе горения топлива могут претерпевать изменения, то в состав золы могут входить не те соли и не в том количестве, как они содержатся в топливе. Условия, при которых происходит лабораторное определение зольности топлива, отличаются от условий горения топлива в топке, поэтому количество и состав золы, определенные лабораторным путем, также неточно соответствуют действительному составу и качеству золы, выделяющейся при практическом сжигании топлива.

Зола, не принимая непосредственного участия в процессе горения, оказывается однако во многих случаях весьма вредной для работы топки. Поэтому количество золы, ее состав и свойства имеют большое практическое значение. Особенно большое значение имеют такие характеристики, как температура размягчения, температура плавления золы и способность ее к спеканию, от которых зависит шлакование топки и поверхностей нагрева котла.

Содержание влаги в топливе зависит от способов и условий его добычи, транспортирования и хранения. Влага, так же как и зола, является, безусловно, вредной составной частью топлива;

она не только не принимает участия в горении, но еще требует затраты тепла на испарение и этим снижает тепловой эффект процесса горения. Влажность топлива может быть уменьшена перед его сжиганием путем отстоя для жидкого и сушки для твердого топлива. Во многих случаях путем соответствующей обработки топлива может быть уменьшена и его зольность.

Важнейшей теплотехнической характеристикой топлива является его теплотворная способность. Теплотворной способностью называется количество тепла (в *ккал*), выделяющееся при полном сгорании 1 кг топлива. Различают высшую и низшую теплотворную способность топлива. Высшей теплотворной способностью называется полное количество тепла, выделяющееся при сгорании 1 кг топлива, при условии конденсации содержащихся в продуктах сгорания водяных паров. Значение высшей теплотворной способности получается при экспериментальном определении теплотворной способности в калориметрической бомбе, так как при этом определении продукты сгорания топлива охлаждаются до низкой температуры и содержащаяся в них влага конденсируется. При сжигании топлива под паровыми котлами продукты сгорания покидают установку при температурах, значительно превышающих температуру насыщения, соответствующую парциальному давлению водяных паров, что исключает возможность конденсации. Следовательно, тепло, выделяющееся при сгорании 1 кг топлива в топке парового котла, меньше высшей теплотворной способности топлива на теплоту конденсации содержащихся в продуктах сгорания водяных паров. Эта величина называется низшей теплотворной способностью. В нашей теплотехнической практике пользуются низшей теплотворной способностью, как более соответствующей действительным условиям работы котельных.

Если высшая теплотворная способность Q_p^p известна (например, определена калориметрическим путем), то низшая теплотворная способность определяется по формуле

$$Q_p^n = Q_p^p - 6(9H_p + W_p),$$

где H_p и W_p — процентное содержание водорода и влаги в рабочем топливе.

Теплотворная способность топлива зависит от его элементарного состава и от вида соединений, в которые входят составляющие топлива элементы.

Если известен элементарный состав топлива, то его низшая теплотворная способность может быть определена по формуле Менделеева

$$Q_p^n = 81C_p + 246H_p - 26(O_p - S_p^s) - 6W_p^s \text{ ккал/кг},$$

где C_p , H_p , O_p , S_p^s и W_p^s — процентное содержание в рабочем топливе углерода, водорода, кислорода, горючей серы и влаги. Дополнительной и весьма важной теплотехнической характеристикой твердых топлив является выход летучих на горючую массу

(λ^2), определяющий собой соотношение объемного и слоевого сгорания данного топлива и характер образующегося при этом факела.

В практике эксплуатации котельных элементарный состав топлива обычно бывает неизвестен, лабораторное его определение требует сложных анализов, недоступных для химических лабораторий нефтебаз. В таких случаях с достаточной для практики точностью можно определить теплотворную способность топлива, пользуясь тем обстоятельством, что элементарный состав, а следовательно и теплотворная способность горючей массы каждого данного сорта топлива, колеблется лишь в узких пределах. Зная влажность и зольность данного вида топлива, можно определить его рабочую низшую теплотворную способность по формуле

$$Q_n^p = Q_n^s \frac{100 - A_p - W_p}{100} - 6 W_p, \quad (3)$$

где A_p и W_p — зольность и влажность рабочего топлива,
 Q_n^s — низшая теплотворная способность горючей массы данного топлива.

Определение зольности и влажности топлива с достаточной для эксплуатационной практики точностью вполне доступно химической лаборатории любой нефтебазы.

Знание теплотворной способности применяемого в котельной топлива необходимо для контроля эксплуатации и правильного ведения отчетности по котельной.

Определения зольности жидкого топлива для расчета величины его теплотворной способности не требуется, так как зольность жидкого топлива всегда весьма незначительна и ею можно в данном случае пренебречь.

Средние значения низшей теплотворной способности горючей массы для некоторых видов топлива приведены в табл. 1.

Таблица I

Виды топлива	Среднее значение в ккал/кг
Мазут малосернистый марки 10	9980
" " " 20	9870
" " " 40	9750
" " " 80	9720
Мазут сернистый ($S_p^A = 2,5 \div 4,0\%$)	9700
Донецкий антрацит	7950
Подмосковный уголь	6300
Торф центральных районов	5250
Дрова лиственных пород	4460
Дрова хвойных пород	4560

При сжигании топлива в реакцию с его горючими элементами вступает совершенно определенное количество кислорода, зависящее от состава топлива.

Количество воздуха, необходимое для сгорания 1 кг топлива, называется теоретическим расходом воздуха на 1 кг топлива.

Теоретический расход воздуха V_0 может быть подсчитан по приближенным формулам

$$V_0 = \frac{0,85 \cdot Q_{\kappa}^p}{1000} + 2,0 \text{ нм}^3/\text{кг} \text{ для жидкого топлива;} \quad (4)$$

$$V_0 = \frac{1,01 \cdot Q_{\kappa}^p}{1000} + 0,5 \text{ нм}^3/\text{кг} \text{ для твердого топлива.} \quad (5)$$

Действительный расход воздуха V всегда больше теоретического; отношение действительного расхода воздуха к теоретическому называется коэффициентом избытка воздуха

$$\alpha = \frac{V}{V_0} \quad (6)$$

Формулы (4), (5) и (6) дают расход воздуха, выраженный в нм^3 , т. е. в нормальных куб. метрах, приведенных к температуре 0°C и давлению 760 мм рт. столба.

Для практических целей часто нужно знать действительный объем поступающего в топку воздуха (например для расчета фронтных регистров, дутьевых вентиляторов и пр.). Давление этого воздуха в условиях котельной изменяется весьма незначительно по сравнению с атмосферным. Поэтому его влиянием можно обычно пренебречь и определять действительный объем воздуха, расходуемого на 1 кг топлива, по упрощенной формуле

$$V_q = \frac{273 + t_a}{273} V, \quad (7)$$

где t_a — температура воздуха в $^\circ\text{C}$.

Газообразными продуктами полного сгорания топлива являются углекислота: CO_2 , водяной пар H_2O , сернистый ангидрид SO_2 , в очень малых количествах серный ангидрид SO_3 , избыточный кислород O_2 и азот N_2 .

Твердым остатком процесса горения является зола.

Количество и состав продуктов сгорания зависит от состава топлива и коэффициента избытка воздуха.

Теоретический объем продуктов сгорания 1 кг топлива при $\alpha = 1$ может быть с достаточной точностью подсчитан по формулам

$$V_{\text{em}} = \frac{1,11 \cdot Q_{\kappa}^p}{1000} \cdot \text{нм}^3/\text{кг} \text{ для жидкого топлива;} \quad (8)$$

$$V_{\text{em}} = \frac{0,89 \cdot Q_{\kappa}^p}{1000} + 1,65 \text{ нм}^3/\text{кг} \text{ для твердого топлива.} \quad (9)$$

Объем продуктов сгорания 1 кг топлива (приведенный к 0°C и 760 мм рт. столба) при наличии избытка воздуха

$$V_a = V_{\text{em}} + (\alpha - 1) V_0 \text{ нм}^3/\text{кг} \quad (10)$$

Для расчета скорости газов в газоходах, выбора дымососов и пр., необходимо знать не приведенный, а действительный объем

продуктов горения, соответствующий их температуре (влиянием давления, как и выше, можно пренебречь)

$$V_{\text{вг}} = \frac{V_2(273 + t_2)}{273} \quad (11)$$

Приведенные выше формулы позволяют подсчитать участвующие в рабочем процессе котла объемы воздуха и продуктов сгорания, умножая объемы, вычисленные, как указано выше, на расход топлива V в кг/час .

При этом величина коэффициента избытка воздуха α должна быть известна или задана. Нормальные величины α для различных топлив и различных типов топок приведены в табл. 2.

Таблица 2

Вид топлива и топки	Значение α в топке
Мазут при механических форсунках	1,1÷1,2
„ при паровых форсунках	1,2÷1,3
Антрацит и кокс в ручной топке	1,4÷1,45
Каменный уголь в „ „	1,5÷1,7
Бурые и подмосковные угли в ручной топке	1,5÷1,8
Каменный уголь на цепной решетке с секционным дутьем	1,3÷1,4
Бурые и подмосковные угли на ступенчатой решетке	1,3÷1,4
Дрова в шахтной топке	1,3÷1,35
Торф „	1,3÷1,35
Торф в шахтно-цепной топке (секционное дутье)	1,25÷1,3

При производстве подсчетов для действующих котлов следует исходить из величины α , действительно имеющей место при нормальной эксплуатации. Для приближенного определения действительного эксплуатационного коэффициента избытка воздуха достаточно знать содержание в сухих продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{SO}_2 = \text{RO}_2$, указываемое стационарным газоанализатором, если таковой имеется, или определяемое при помощи переносного газоанализатора Орса.

Если RO_2 известно, то коэффициент избытка воздуха с достаточной точностью может быть определен по формуле

$$\alpha = \frac{\text{RO}_2^{\text{н}}}{\text{RO}_2} \quad (12)$$

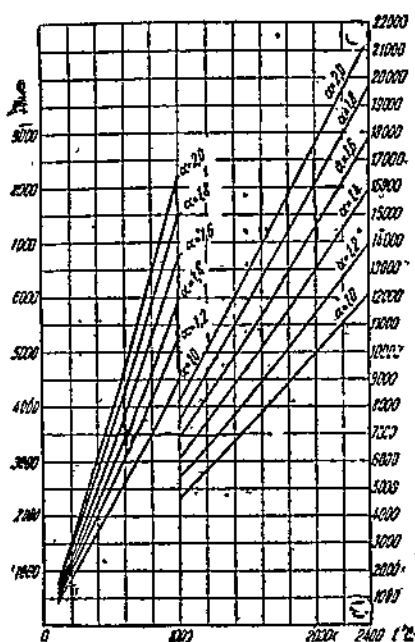
где $\text{RO}_2^{\text{н}}$ — максимально возможное для данного вида топлива содержание RO_2 в продуктах сгорания (при $\alpha=1$).

Величина $\text{RO}_2^{\text{н}}$ для некоторых видов топлива приведена в табл. 3.

Для различных теплотехнических подсчетов, связанных с эксплуатацией и наладкой котельных, необходимым оказывается знание теплосодержания дымовых газов.

Вид топлива	Значение $RO_2^{\text{т}}$ в %
Мазут малосернистый	16,0
Мазут сернистый	15,8
Дрова	20,2
Торф	19,6
Подмосковный уголь	19,3
Донецкий антрацит	20,1

По прилагаемой $I-t$ диаграмме (см. фиг. 1) может быть определено теплосодержание продуктов горения 1 кг мазута — при



Фиг. 1 : Теплосодержание продуктов сгорания мазута

различных температурах и избытках воздуха; для получения полного теплосодержания дымовых газов при сжигании в час $B \cdot \text{кг}$ топлива, необходимо найденную из диаграммы величину $I \text{ ккал/кг}$ умножить на часовой расход топлива.

§ 2. Свойства топочного мазута

Топочный мазут является сложной смесью углеводородов различного состава, получаемой как остаток от переработки нефти.

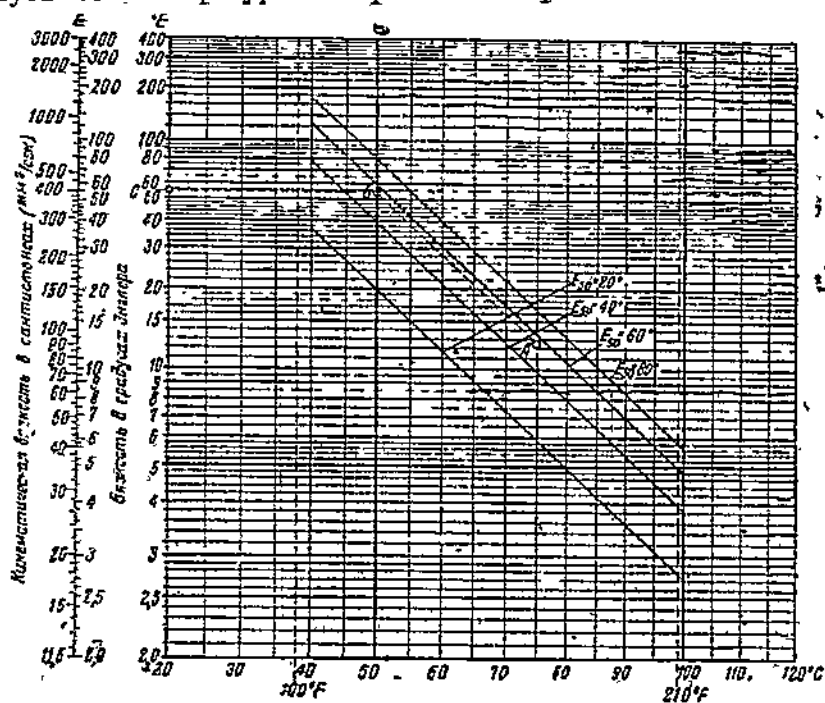
Свойства мазута зависят как от состава и качеств исходной нефти, так и от глубины и способа ее переработки. Важнейшими свойствами мазута, определяющими условия его практического применения в качестве топлива, являются:

- 1) вязкость,
- 2) температура вспышки,
- 3) температура застывания,
- 4) зольность,
- 5) влажность,
- 6) содержание серы.

Вязкость характеризует силу трения, возникающую при взаимном перемещении частиц жидкости. Этим определяется значение вязкости мазута для эксплуатации отопляемых мазутом котельных. От вязкости мазута зависит гидравлическое сопротивление мазутных линий, а также степень распыления топлива, даваемая форсунками. Слишком большая вязкость мазута сильно снижает пропускную способность мазутопроводов и ухудшает работу форсунок. Вязкость мазута зависит от температуры, резко понижаясь с ее повышением. Зная вязкость данного мазута

при какой-либо одной температуре, можно найти его вязкость при любой другой температуре, пользуясь номограммой Американского общества испытания материалов (ASTM).

Исследованиями ВТИ установлено, что зависимость вязкости мазута от температуры изображается прямой линией, и что



Фиг. 2. Номограмма для определения вязкости мазута в зависимости от температуры

все прямые, характеризующие вязкости различных мазутов, имеют почти одинаковый угол наклона и при приближенных подсчетах могут быть приняты параллельными. На номограмме фиг. 2 нанесены зависимости вязкости от температуры стандартных мазутов, имеющих при 50°С вязкость 10, 20, 40 и 80° Е (мазуты марок „10“, „20“, „40“ и „80“ ГОСТ 1501-42). Если известна вязкость данного мазута при какой-либо одной температуре, то, найдя на номограмме точку, соответствующую этой вязкости, и проведя параллельную прямую, найдем вязкость мазута при любой температуре. Зная вязкость применяемого мазута при любой температуре, можно определить температуру, до которой необходимо подогревать мазут, чтобы вязкость его была достаточно мала для бесперебойной эксплуатации мазутного хозяйства и для хорошей работы форсунок.

Вязкость является одной из основных характеристик жидкого топлива; существующим в СССР стандартом мазут разделяется на сорта по вязкости (см. табл. 4).

По мере развития техники нефтепереработки, вязкость топоч-

Наименование или марка	Нормы по ГОСТ 1501-12					Состав и теплотворная		
	влаж- ность при 75° С в %	температура в °С		содержание в %		удельный вес	W ^p	A ^c
		вспышки по Бренкену	засты- вания	зола	воды		%	%
	не более	не ниже	не выше	не более	не более	d_{4}^{20}	сред- нее	сред- нее

Малосернистые маз

Мазут „10“ . .	3,6	65	+ 5	0,3	2	до 0,960	2,0	0,10
Мазут „20“ . .	6,0	80	+ 5	0,3	2	0,930—0,970	2,0	0,15
Мазут „40“ . .	10,0	100	+10	0,3	2	0,950—0,990	2,0	0,15
Мазут „80“ . .	16,5	110	+25	0,3	2	0,980—1,003	2,0	0,18

Сернистые мазуты

Мазут „10“ . .	3,6	65	+ 5	0,3	2	до 0,960	2,0	0,1
Мазут „20“ . .	6,0	80	+ 5	0,3	2	0,930—0,970	2,0	0,2
Мазут „40“ . .	10,0	100	+10	0,3	2	0,950—0,990	2,0	0,2

1) Эквиваленты вычислены по нижней теплотворной способности рабочего топлива при влажности 20%

способность нефтяных мазутов для соответствующих марок по аналитическим данным							Эквивалент по отношению к условному топливу (7000 ккал/кг)
S ²	C ²	H ²	(O+N) ²	Q _с ²	Q _н ²	Q _р ²	
%	%	%	%	ккал	ккал	ккал	
среднее от—до	среднее от—до	среднее от—до	среднее	среднее от—до	среднее	среднее	

уты (содержание серы до 10/0)

0,3 0,1—0,5	86,6 84,5—87,2	12,5 12,0—13,0	0,6	10 650 10 500—10 800	9980	9760	1,39
0,5 0,3—0,6	87,2	11,7	0,6	10 500 10 300—10 700	9870	9650	1,38
0,5 0,4—0,7	87,4 87,0—88,6	11,2 10,9—11,5	0,9	10 350 10 300—10 500	9750	9530	1,36
0,7 0,5—1,0	87,6 87,0—88,5	10,7 10,5—11,0	1,0	10 300 10 200—10 400	9720	9500	1,35

(содержание серы 1—40/0)

2,8 1,2—3,8	84,9 83,3—86,0	11,8 11,0—12,2	0,5	10 400 10 250—10 600	9760	9540	1,36
2,8 1,2—3,8	85,3	11,4	0,5	10 300 10 200—10 500	9690	9450	1,35
2,8 1,2—3,8	85,8	10,8	0,5	10 200	9620	9400	1,34

тунь. Разрушающе действуют на сталь и чугун также отстойные воды и пары сернистых мазутов.

Таким образом, при применении сернистых мазутов, во избежание коррозии топливного оборудования, необходимо особенно тщательное отстаивание мазута от воды. При этом условии все практически применяемые металлы являются достаточно стойкими против коррозионного действия сернистых мазутов.

Токсическое действие сернистых мазутов может быть очень опасным, в особенности в том случае, если мазут содержит примесь сырой сернистой нефти (например, вследствие перевозки мазута в цистернах из-под нефти) или легкие фракции, в результате недостаточно глубокой переработки.

Опасными в токсическом отношении являются не все сернистые соединения, а главным образом сероводород и меркаптаны. Присутствие в мазуте сероводорода и меркаптанов обычно бывает связано с наличием в нем вообще легких фракций; косвенным показателем возможной токсической активности мазута может служить его температура вспышки и вязкость.

Испытания токсического действия сернистого мазута, произведенные на речных судах Средне-Волжского пароходства Центральным научно-исследовательским институтом речного флота совместно с Техрацнефтью показали, что сравнительно менее опасным в токсическом отношении является мазут, имеющий температуру вспышки не ниже 90—100° по Бревкену и вязкость не ниже 10—12° Е при 50° С. Однако и в этом случае необходимо соблюдать целый ряд мер предосторожности¹.

Данные о различных сортах мазута приведены в табл. 4.

§ 3. Подготовка топлива к сжиганию и эксплуатация топливного хозяйства котельных, отапливаемых жидким топливом

Подготовка жидкого топлива к сжиганию включает следующие операции:

- 1) освобождение топлива от влаги и грязи;
- 2) подогрев топлива до температуры, необходимой для хорошего его распыливания.

Влага отделяется от мазута отстаиванием. Отстаивание влаги из жидкого топлива происходит тем быстрее и полнее, чем меньше вязкость топлива. Вместе с влагой отстаивается и часть грязи, имеющая больший удельный вес, чем мазут.

Для освобождения от той части грязи, которая не отделяется при отстаивании, мазут подвергается фильтрации.

Отстаивание и фильтрация мазута необходимы для бесперебойной и надежной работы форсунок. Наличие в мазуте грязи ведет к частому засорению форсунок, ухудшению распыления топлива и перебоям в работе топок. Влага, равномерно распределенная во всей массе топлива, т. е. находящаяся в нем в мелко дисперсном виде, не нарушает работы форсунок, но снижает эффективности работы топки. Если же влага распределена в мазуте

¹ См. „Инструкцию по приему и хранению сернистых мазутов Второго Баку“ изд. Техрацнефти, 1942.

неравномерно — в виде крупных гнезд и слоев, — то возможно попадание в форсунки сразу значительных количеств влаги, что ведет к неустойчивой работе топки и котла и частому затуханию форсунок с последующими „хлопками“ и выбросами пламени из топок через форсуночные отверстия. Такие выбросы пламени создают опасность ожогов для обслуживающего персонала.

Отстаивание влаги от мазута происходит вследствие того, что удельный вес воды больше, чем удельный вес мазута.

Разность удельных весов заставляет каждую частицу воды постепенно опускаться на дно резервуара. Это оседание происходит тем быстрее, чем больше разность удельных весов воды и мазута, чем больше размеры капель воды и, чем меньше вязкость мазута. С наибольшей скоростью отстаивается вода, содержащаяся в мазуте в виде крупных гнезд и слоев. Такие крупные гнезда и слои сравнительно легко удаляются отстаиванием для всех обычных марок топочного мазута. Напротив, равномерно распределенная влага, образуя с мазутом эмульсию, с трудом поддается отстаиванию. Таким образом, практически нельзя полностью освободить мазут от влаги, хотя и удастся без труда избавиться от крупных гнезд и слоев воды, которые, как указано выше, могут привести к нарушениям работы котельной. Обычно удается путем отстаивания снизить влажность мазута до $1-2\%$ в сравнительно короткий срок (около 1 суток); в дальнейшем же, даже при очень продолжительном отстаивании, влажность мазута почти не снижается. Поэтому в практике обычно ограничиваются продолжительностью отстаивания до 1 суток и лишь для самых вязких мазутов — до 3—4 суток. Для ускорения отстоя мазут подогревают до $60-70^{\circ}\text{C}$.

Ввиду медленности оседания капелек воды, для эффективности отстаивания необходимо, чтобы вся масса мазута находилась в покое. Циркуляция мазута при его неравномерном подогреве или при колебаниях температуры, движение, возникающее в массе мазута при подкачке мазута в резервуар или при выкачке из резервуара, нарушают процесс отстаивания и значительно снижают его эффективность.

Из изложенного видно, что для быстрого и полного отстаивания мазута от влаги необходимо соблюдать следующие условия:

- 1) по возможности быстро нагреть мазут перед отстаиванием до необходимой температуры;
- 2) во время отстаивания поддерживать температуру мазута по возможности неизменной;
- 3) не допускать подкачки топлива в резервуар или расходования его из отстаиваемого резервуара.

Для достижения достаточно тонкого распыливания мазута вязкость его в форсунках не должна превышать 6°E для механических и 15°E для паровых форсунок. Необходимая для этого температура подогрева мазута определяется по номограмме фиг. 2, причем должно быть учтено остывание мазута на пути от подогревателя до форсунки.

Пример. Вязкость топлива при 50°C равна 40°E .

Форсунки паровые, следовательно, вязкость мазута у форсунок не должна превышать 15°E .

По номограмме фиг. 2 находим необходимую для этого температуру мазута у форсунок $t = 67^{\circ}\text{C}$.

Температура подогрева топлива в расходных бачках должна быть несколько выше, так как мазут будет несколько остывать на пути от расходного бачка до форсунки. Можно принять необходимую температуру мазута в расходном бачке равной 80°C .

Практически допустимая температура подогрева ограничивается величиной температуры вспышки мазута. Из соображений пожарной безопасности не следует подогревать мазут до температуры, более высокой, чем его температура вспышки (по Бренкену). Кроме того, при нагреве мазута в открытых баках до 100°C содержащаяся в нем влага закипает, что приводит к вспениванию мазута и выбросу его из бака. Для предотвращения этой опасности подогрев мазута в открытых баках никогда не следует доводить до температур, близких к 100°C , так как в противном случае, при малейшей невнимательности обслуживающего персонала, возможен перегрев и выброс мазута. Практически не следует допускать нагрева мазута в открытых баках до температуры выше 90°C . В закрытых подогревателях возможен нагрев мазута и до более высокой температуры, лимитируемой температурой вспышки.

В состав мазутного хозяйства нефтебазовых котельных должно входить следующее оборудование.

1. Два резервуара-мерника для хранения и отстоя мазута, вмещающие каждый не менее суточного запаса топлива. Эти резервуары устанавливаются вне котельной и оборудуются так же, как обычные мазутные резервуары. Кроме того, они должны быть снабжены паровыми змеевиками для подогрева и поплавковыми указателями уровня для учета расхода топлива.

Суточная емкость мерников необходима для того, чтобы во время расходования топлива из одного мерника мазут имел достаточно времени для спокойного отстаивания в другом.

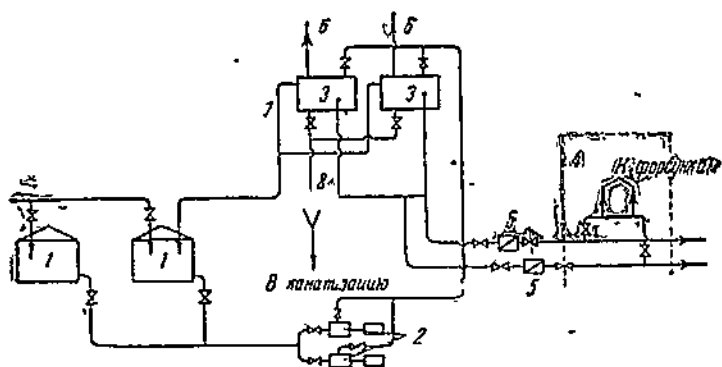
2. Два расходных топливных бачка. Эти бачки обычно устанавливаются внутри здания котельной, в специальном помещении, или непосредственно в помещении паровых котлов. Емкость каждого из них рассчитывается на несколько часов работы котельной (но не выше полусуточного запаса). При форсунках парового распыливания расходные бачки устанавливаются на достаточной высоте для того, чтобы обеспечить поступление топлива к форсункам самотеком (от 2—3 до 5 м над уровнем форсунок).

Расходные бачки оборудуются паровыми змеевиками и поплавковыми указателями уровня.

Расходные бачки, установленные в помещении котельной, должны быть закрытыми и сообщаться с внешней атмосферой трубами диаметром не менее 25 мм, не имеющими никаких запорных органов. Бачки должны иметь переливные трубы, исключая возможность попадания мазута в помещение котельной при их переполнении, спускные линии для добавочного спуска отстаившейся воды и трубы, обеспечивающие возможность быстрого вы-

пуска топлива из расходных бачков в емкости, расположенные вне котельной—на случай пожара в последней.

В расходных бачках производится подогрев топлива до температуры, нужной для распыления в форсунках. Для контроля



Фиг. 3. Схема мазутного хозяйства котельной при паровых форсунках. 1 — резервуары-мерники; 2 — топливные насосы; 3 — расходные топливные бачки; 4 — паровые котлы; 5 — фильтры; 6 — воздушные трубы; 7 — переливные трубы; 8 — трубы для спуска воды и грязи.

температуры подогрева мазута расходные бачки должны быть снабжены термометрами.

3. Топливные насосы для перекачки топлива из резервуаров-мерников в расходные бачки.

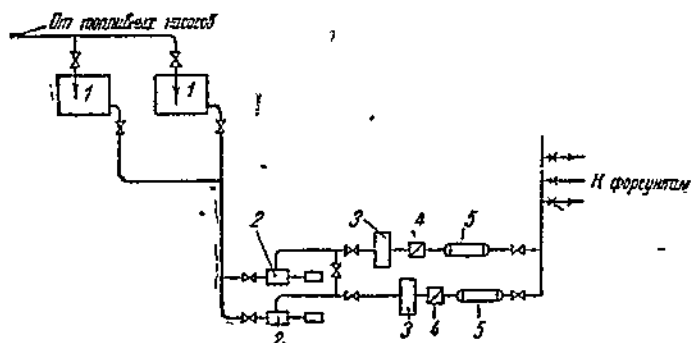
Для уменьшения тепловых потерь, а также для предотвращения застывания мазута (при пользовании мазутом с высокой температурой застывания), мазутные линии от резервуаров-мерников до расходных бачков, а также и от последних до форсунок, должны быть изолированы. При применении высокозастывающих сортов мазута должна быть обеспечена возможность прогрева мазутных линий паровыми трубками, проложенными в общей изоляции с мазутными линиями или внутри последних. При особо вязком топливе желательно обеспечивать непрерывную циркуляцию топлива в линиях, подающих топливо к форсункам путем отвода избытка топлива обратно в топливные баки.

На мазутных линиях, идущих из топливных бачков к форсункам, устанавливаются фильтры; на каждой расходной мазутной линии должно быть два параллельно включенных фильтра (с соответствующими задвижками) для возможности их поочередной чистки без перерыва работы форсунок и без прекращения фильтрации мазута, подаваемого к форсункам.

Для продувки мазутных линий должна быть предусмотрена возможность периодического их присоединения к паропроводу. Однако постоянного соединения делать не следует, так как в случае течи вентиля, соединяющего мазутопровод с паропроводом, пар из последнего проникает в мазутопровод, вызывая перебой в работе форсунок.

Примерная схема мазутного хозяйства котельной, оборудованной форсунками парового распыливания, изображена на фиг. 3.

При форсунках механического распыливания подача топлива из расходных бачков к форсункам производится под давлением



Фиг. 4. Схема подачи топлива к механическим форсункам. 1 — расходные топливные бачки; 2 — насосы, подающие топливо к форсункам; 3 — баки-компрессоры; 4 — фильтры; 5 — подогреватели

насосами — обычно паровыми поршневыми. Давление, под которым топливо подается к форсункам, зависит от их конструкции и бывает обычно 7—15 ат.

На фиг. 4 изображена примерная схема подачи топлива к механическим форсункам. Кроме фильтров, топливные линии снабжаются в этом случае поверхностным паровым подогревателем и так называемым баком-компрессором, задачей которого является компенсация колебаний давления, создаваемого поршневыми насосами. Это достигается при помощи воздушной подушки, создаваемой в верхней части бака-компрессора.

Основными условиями правильной эксплуатации мазутного хозяйства котельных являются:

- 1) организация точного и систематического учета топлива, расходуемого котельной;
- 2) организация доброкачественного отстоя топлива от воды и грязи;
- 3) обеспечение надлежащего подогрева топлива в мерниках, в расходных бачках и поверхностных подогревателях в зависимости от вязкости мазута;
- 4) постоянное содержание в исправности топливных фильтров;
- 5) точное соблюдение всех правил техники безопасности;
- 6) содержание в исправности топливных насосов и мазутопроводов.

§ 4. Учет расхода топлива

Приближенный „внутрицеховой“ учет расхода топлива ведется по показаниям поплавковых указателей уровня. Точный учет и приемка топлива ведутся по замерам мерной рейкой в тарированных баках.

Эти замеры дают объем израсходованного топлива; для подсчета его веса необходимо знать удельный вес мазута и его температуру. Кроме того, необходимо знать и учитывать влажность расходуемого топлива. Как правило, замеры производятся после „разделки“ резервуара, т. е. после отстоя и спуска воды и грязи. Влажность и удельный вес каждой партии топлива, получаемой котельной, должны определяться лабораторией нефтебазы.

В значение удельного веса, определенное лабораторией, должна вноситься поправка, соответствующая действительной температуре топлива в мернике, по которому производится учет расхода топлива.

Обозначив через d_4^{20} удельный вес мазута при 20°C (отношение веса мазута при температуре $+20^\circ\text{C}$ к весу воды в том же объеме при температуре $+4^\circ\text{C}$), d_4^t — удельный вес мазута при температуре $t^\circ\text{C}$ (отношение веса мазута при температуре $t^\circ\text{C}$ к весу воды в том же объеме при температуре $+4^\circ\text{C}$), имеем:

$$d_4^t = d_4^{20} - \alpha (t - 20), \quad (13)$$

где α — температурная поправка, находящаяся по табл. 5.

Таблица 5
Температурные поправки удельного
веса мазута на 1°C

Удельный вес мазута d_4^{20}	Температурные поправки на 1°C α
0,900 — 0,910	0,000633
0,910 — 0,920	0,000620
0,920 — 0,930	0,000607
0,930 — 0,940	0,000594
0,940 — 0,950	0,000581
0,950 — 0,960	0,000568
0,960 — 0,970	0,000555
0,970 — 0,980	0,000542
0,980 — 0,990	0,000529
0,990 — 1,000	0,000518

Пример. Остаток в мернике — 52 см. Уровень в мернике после его заполнения и спуска воды и грязи — 215 см. Известно, что 1 см высоты мерника соответствует 42 л топлива.

По данным лаборатории, средний удельный вес топлива $d_4^{20} = 0,945$ и влажность его после отстоя, $W = 1,5\%$. Температура топлива в мернике $t = 60^\circ\text{C}$. Температурная поправка по табл. 5 $\alpha = 0,000581$.

Удельный вес топлива при $t = 60^\circ\text{C}$.

$$d_4^{60} = d_4^{20} - \alpha (t - 20) = 0,945 - 0,000581 (60 - 20) = 0,922.$$

Количество полученного топлива

$$(215 - 52) \cdot 42 \cdot 0,922 = 6312 \text{ кг,}$$

и в том числе сухого топлива

$$\frac{6312 (100 - W\%)}{100} = \frac{6312 (100 - 1,5)}{100} = 6217 \text{ кг.}$$

Средние пробы топлива для определения удельного веса и влажности отбираются обычным методом.

РАСПЫЛИВАНИЕ ТОПЛИВА И ПОДАЧА ВОЗДУХА В ТОПКИ

§ 5. Общие требования, предъявляемые к форсункам

В практике эксплуатации котельных установок жидкие топлива сжигаются исключительно в распыленном виде, причем тонкое и равномерное распыление топлива является одним из основных условий хорошей работы мазутной топки. Для распыления топлива применяются форсунки парового и механического распыливания.

Форсунки парового распыливания наиболее распространены в котельных установках малой и средней мощности каковыми и являются котельные установки нефтебаз. В этих форсунках распыление топлива происходит за счет энергии струи пара. Мазут к паровым форсункам подводится под незначительным давлением самотеком из расходных топливных баков, расположенных на 3—5 м выше уровня форсунок.

Преимуществом форсунок парового распыливания является простота обслуживания и надежность действия при достаточно хорошем качестве распыливания. Однако форсунки парового распыливания уступают механическим в отношении экономичности как вследствие значительного расхода пара на распыливание и потери при этом конденсата, так и потому, что при паровых форсунках приходится работать с несколько большим коэффициентом избытка воздуха в топке (1,2÷1,3 против 1,1÷1,2 при механических форсунках).

Форсунки механического распыливания применяются, главным образом, в мазутных котельных большой мощности. К механическим форсункам топливо подается под значительным давлением (до 15 ат), создаваемым топливными насосами паровыми или центробежными. Струя топлива, вырываясь из форсунки с большой скоростью, попадает в воздушную среду, имеющую несравненно меньшую скорость, и вследствие этого разбивается на отдельные мелкие капельки. Для усиления распыления во многих конструкциях механических форсунок струе топлива придается вращательное движение. Диаметры каналов для прохода топлива, в связи с большой скоростью его истечения из механических форсунок, незначительны, в особенности у форсунок малой производительности. Малый диаметр мазутных отверстий делает механические форсунки весьма чувствительными к засорениям. Поэтому механические форсунки требуют тщательной фильтрации топлива. Однако и при хорошо профильтрованном топливе происходит засорение форсунок, так как топливо, нагреваясь в форсунке, отлагает на стенках мазутного канала кокс, постепенно уменьшающий сечение канала. Засорение форсунки грязью, содержащейся в мазуте, и коксом происходит тем легче, чем меньше размер форсунки.

Особенно затруднительной становится эксплуатация механических форсунок малой производительности при сжигании мазу-

та высокой вязкости и различных жидких отходов (защитки из резервуаров, мазуты, содержащие примесь кислот гудрона, и пр.).

Преимущественное распространение форсунок парового распыливания в котельных малой мощности (в том числе в котельных нефтебаз) и объясняется чувствительностью механических форсунок к засорениям, а также большей сложностью соответствующего топливного оборудования. К форсункам предъявляются следующие требования:

- 1) распыливание топлива должно быть тонким и равномерным;
- 2) длина и конфигурация даваемого форсункой факела должны соответствовать размерам и форме топочной камеры;
- 3) форсунка должна расходовать по возможности меньше пара (или давления — при механическом распыливании);
- 4) должна быть возможна регулировка производительности форсунки в широких пределах без значительного ухудшения качества ее работы;
- 5) конструкция форсунки должна допускать легкую и удобную разборку и сборку для очистки паровых и мазутных каналов.

Обычно применяемые конструкции форсунок в большей или меньшей степени удовлетворяют перечисленным требованиям.

Ниже приводятся описание и справочные данные по наиболее распространенным на нефтебазах системам форсунок.

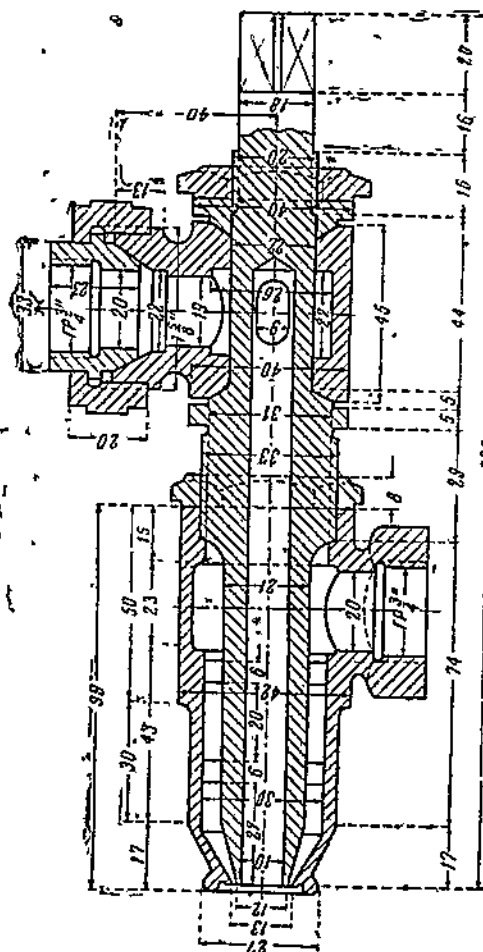
§ 6. Типовые форсунки для нефтебаз

Форсунка системы Шухова. Разрез форсунки Шухова см. фиг. 5. Мазут поступает по внутренней трубке, пар — по кольцевой щели между внутренней и внешней трубками.

Данные о размерах и производительности форсунок системы Шухова приведены в табл. 6.

Таблица 6

№ форсунки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диаметр нефтяного отверстия в мм	2	3	4	5	6	7	8	10	13	19
Диаметр парового отверстия в мм	4 1/2	5 1/2	7	8	9	10	11	13	16	20
Средняя производительность в кг/час	3,3	6,6	12,0	19,0	27,0	38,0	50	77	125	200
Диаметр нефтяной соединительной трубки в мм .	9,5	9,5	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	19	19	19
Диаметр паровой соединительной трубки в мм .	9,5	9,5	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	19	19	19



Фиг. 5. Паровая форсунка системы Шухова № 8

Следует иметь в виду, что форсунки Шухова более экономично работают при высоких нагрузках. Наибольшая производительность форсунок Шухова превышает указанные в таблице средние цифры на $70-75^{\circ}$. Давление распыливающего пара для форсунок Шухова $2,0-3,5$ ат. При хорошей сборке и регулировке форсунки Шухова расходуют $0,35-0,45$ кг пара на 1 кг сжигаемого топлива. При неумелой же эксплуатации расход пара доходит до 0,8 и даже до 1,0 кг на 1 кг топлива. Форсунка Шухова дает факел средней длины (например, для форсунок № 8 и № 9 длина факела около 4 м). Для хорошей и экономичной работы форсунок Шухова необходимо соблюдать следующие условия:

1. Ширина паровой щели должна устанавливаться не более $0,5-1,0$ мм и в процессе работы форсунки должна оставаться неизменной. Расход пара форсункой должен регулироваться только при помощи парового вентиля. Способ замера ширины щели см. на фиг. 6.

2. Форсунка должна быть тщательно собрана и отрегулирована и должна содержаться в чистоте. Недостатком форсунок Шухова является сильный шум, создаваемый ею при работе.

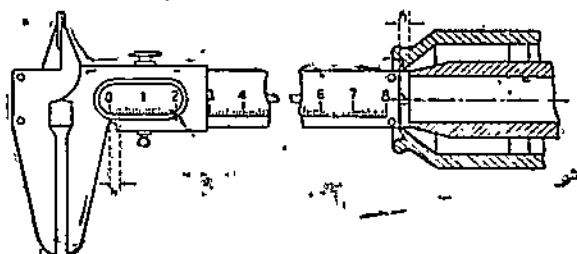
Форсунка „Паратом“ изготавливается мастерскими Центрэнергочермета в Москве (см. фиг. 7).

Основные данные о форсунках „Паратом“ приведены в табл. 7. Как видно из табл. 7, эти форсунки являются короткофакельными, что представляет значительное преимущество при установке их под котлами с ограниченными топочным объемом. Однако большой угол конуса, образуемого факелом, делает эти форсунки неподходящими для установки в узких топках, например в жаровых трубах.

В форсунках „Паратом“ экономичность достигается тангенциальным направлением паровых каналов в наконечнике форсунки,

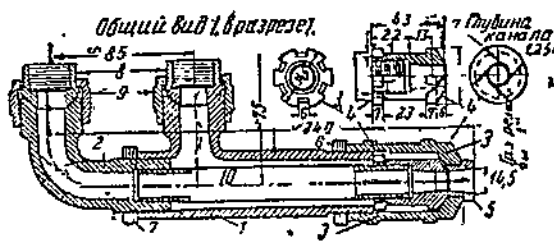
№ форсунки	Производительность в кг/час		Примерная длина факела в м	Угол факела в градусах
	от	до		
0	5	15	0,5—0,8	60—70
1	15	40	0,5—0,8	60—70
2	40	100	Около 1,5	60—70
3	100	350	Около 2,0	60—70

благодаря чему пар при выходе из форсунки получает сильное завихрение, способствующее лучшему распылению топлива. Рас-



Фиг. 6. Способ измерения ширины паровой щели форсунки системы Шухова

ход пара форсункой „Паратом“ составляет, при хорошем состоянии форсунки, около 0,35 кг на 1 кг сжигаемого топлива.



Фиг. 7. Паровая форсунка „Паратом“ системы Оргэнерго. 1 — корпус; 2 — колено; 3 — головка; 4 — конус; 5 — штуцер; 6 — контргайка; $\varnothing 1''$; 7 — контргайка $\varnothing 1 \frac{1}{8}''$; 8 — конус шарнира; 9 — гайка шарнира; 10 — газовая труба $\varnothing 1 \frac{1}{2}''$.

Примечание. Конус головки и корпус конуса должны быть тщательно притерты и плотно прилегать один к другому.

Необходимое давление распыливающего пара для форсунок „Паратом“ составляет 1,5—2,0 атм. Некоторым недостатком форсунки „Паратом“ является наличие узких каналов для распыливающего пара, могущих быстро засориться накипью в случае подачи к форсункам влажного пара; поэтому при применении форсунок

„Паратом“ следует обращать особое внимание на то, чтобы распыливающий пар был по возможности сухим (что, как указано ниже, является общим требованием для всех паровых форсунок).

Эжекционные форсунки Главкотлотурбопрома Разрез эжекционной форсунки дан на фиг. 8. Усиление распыливающего действия пара достигается в этих форсунках применением диффузора, увеличивающего степень расширения пара в пределах корпуса форсунки и скорость его истечения. Паровая струя оказывает эжекционное

Таблица 8

№ форсунки	Давление пара перед форсункой в ат		
	4	7	10
3	120	180	—
4	180	280	—
5	280	360	400

действие на мазут, подводимый к ней в узком сечении диффузора. При повышении давления поступающего в форсунку пара усиливается эжекционное действие форсунки и возрастает ее производительность. Производительность форсунок Главкотлотурбопрома приведена в табл. 8.

Давление мазута перед форсункой во время ее работы должно быть не меньше 0,3—0,5 ат. Согласно инструкции Главкотлотурбопрома вязкость мазута перед данной форсункой должна быть

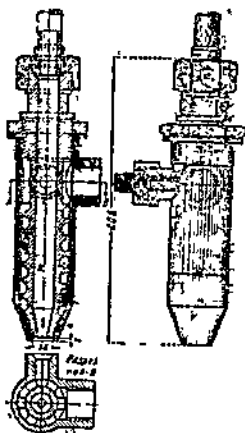
не выше 7° (против рекомендуемой вообще для всех паровых форсунок вязкости не выше 15°Е).

Расход пара составляет 0,3—0,6 кг на 1 кг топлива. Длина факела около 3—4 м. Длина факела может регулироваться давлением распыливающего пара, т. е. степенью распыливания и расходом мазута.

Форсунка системы Пьянкова. Изготавливаются форсунки системы Пьянкова круглые (фиг. 9 и 10) и плоские (фиг. 11). Круглые форсунки изготавливаются длиннопламенные (фиг. 9) и короткопламенные (фиг. 10). Пар поступает по центральному каналу



Фиг. 8. Эжекционная паровая форсунка Главкотлотурбопрома

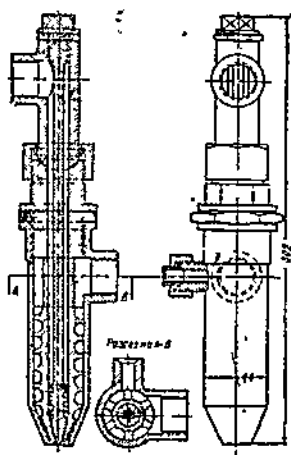


Фиг. 9. Круглые длиннопламенные форсунки сист. Пьянкова

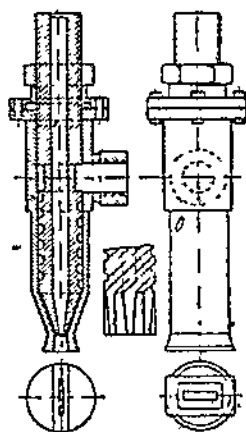
форсунки, мазут — по кольцевой щели между внутренней и внешней трубками. Поступающий в форсунку мазут проходит по нескольким винтообразным каналам, из которых через нефтяную щель попадает в сопло форсунки, сохраняя вращательное движение, способствующее лучшему распылению мазута. Форсунка

плоского горения отличается от форсунки круглого горения только формой выходного щелевидного отверстия.

Ширина нефтяной щели во время установки форсунки может изменяться, во время же работы остается неизменной. Эта шири-



Фиг. 10. Круглые короткопламенные форсунки системы Пьянкова



Фиг. 11. Плоская форсунка системы Пьянкова

на устанавливается в пределах от 0,5 до 2,5 мм в зависимости от нагрузки форсунки.

Данные о производительности форсунок Пьянкова приводим в табл. 9.

Таблица 9

№ и тип форсунки	Производительность в кг/час		Примечание
	от	до	
№ 1 круглые . .	5	200	Короткопламенные
№ 2	5	200	Длиннопламенные
№ 3	10	600	Короткопламенные
№ 4	10	500	Длиннопламенные
№ 1 плоские .	5	200	—
№ 2	10	500	—

Необходимое давление мазута перед форсункой примерно от 0,3 до 0,8 ат, давление распыливающего пара от 4,0 до 9,0 ат в зависимости от нагрузки форсунки.

Расход пара при хорошей регулировке и работе форсунки в оптимальных условиях составляет около 0,3—0,35 кг на 1 кг топлива. Форсунка Пьянкова дает хорошее распыление топлива. Недостатки форсунки Пьянкова:

- 1) склонность к засорению вследствие наличия узких и длинных нефтяных каналов и узкой нефтяной щели и
- 2) сравнительно высокое необходимое давление топлива перед форсункой.

§ 7. Выбор, установка и эксплуатация форсунок

Правильный выбор типа, производительности и количества форсунок, правильная их установка и хорошее обслуживание являются решающими условиями экономичной и надежной работы мазутных топок. При выборе форсунок необходимо учитывать следующее:

1. Длина и конфигурация даваемого форсункой факела должны соответствовать размерам и форме топок. В частности, для водотрубных котлов длина факела должна быть значительно меньше того расстояния, которое проходят топочные газы от форсунки до кипяtilьных труб, с тем, чтобы было обеспечено догорание топлива в пределах топки при правильном ведении топочного режима; при неправильной организации работы топки любая форсунка может дать длинный факел, выходящий за пределы топки. При коротких и широких топках следует выбирать короткофакельные форсунки с большим углом факела (например "Паратом" или щелевые). Для топок, расположенных в жаровых трубах, следует выбирать форсунки, дающие факел с меньшим углом конусности и, следовательно, сравнительно большей длины (например форсунки Шухова).

2. При выборе единичной производительности и количества форсунок следует иметь в виду, что форсунки малой производительности имеют факел меньшей длины; установка большего количества малых форсунок дает лучшее заполнение пламенем топочного объема и лучше гарантирует окончание процесса горения в пределах топки. Кроме того, при установке большого количества малых форсунок улучшаются условия регулирования нагрузки топки, поскольку при этом появляется возможность вести регулирование путем полного включения и выключения отдельных форсунок без снижения производительности остальных, что выгодно с точки зрения экономичности работы форсунок и качества распыла мазута.

3. При выборе типа и производительности форсунок необходимо принимать во внимание располагаемый напор топлива и давление пара. Например, при небольшой высоте расположения расходных топливных бачков нельзя выбирать форсунку системы Пьянкова, требующую, как указано выше, сравнительно высокого давления топлива. При низком давлении пара в паропроводе собственных нужд необходимо выбирать такие форсунки, для которых этого давления достаточно с избытком, чтобы форсунки могли работать в наивыгоднейших условиях.

Установка форсунок должна выполняться тщательно, Оси форсунок должны иметь правильное направление. При неправильной установке форсунок пламя может ударяться в стенки топки и кипяtilьные трубки, что поведет к ускоренному разрушению обмуровки и пережогу кипяtilьных труб.

Трубопроводы, подводящие к форсункам пар и топливо, непременно должны иметь шарниры, дающие возможность выводить бездействующие форсунки из топки. Лучше всего для этой цели употреблять шарнирные краны, прекращающие доступ топлива и пара к выведенным из топки форсункам.

При работе форсунок необходимо следить за следующим:

1) неработающие форсунки обязательно нужно выводить из топки; в противном случае, в результате нагрева излучением топки, бездействующие форсунки будут быстро сгорать и покрываться нагаром. При выключении форсунок отверстия, подающие к ним воздух, необходимо закрывать;

2) необходимо периодически проверять состояние форсунок и их регулировку;

3) давление пара у форсунок поддерживать в наивыгоднейших пределах для данного типа форсунок при данной их производительности. Для этой цели полезно иметь манометр на паропроводе, подающем пар к форсункам, по возможности ближе к последним;

4) топливо, поступающее в форсунки, всегда должно быть хорошо профильтровано и подогрето до необходимой температуры (см. выше § 3).

4. Следует регулярно, не реже одного раза в смену, продувать паром мазутные каналы форсунок, а в случае необходимости также мазутопроводы. В случае, если форсунка засорится, несмотря на продувку, следует ее разобрать и промыть керосином; последнюю операцию рекомендуется производить в порядке профилактики не реже одного раза в неделю.

5. Так как все форсунки, как правило, работают наиболее экономично при максимальных нагрузках, нагрузку топki следует по возможности регулировать полным включением и выключением отдельных форсунок, изменяя производительность остальных только в минимально необходимых пределах. При этом следует заботиться о том, чтобы действующие форсунки всегда были по возможности равномерно распределены по ширине топки, во избежание теплового перекоса.

6. Необходимо подавать к форсункам по возможности сухой пар, значение чего уже отмечалось выше.

Весьма важное значение для экономичности и надежности работы топki имеет правильно организованная подача нужного для горения воздуха. Способ подачи воздуха находится в зависимости от сорта топлива и метода его сжигания. Основной задачей при организации подвода воздуха является хорошее перемешивание его с сжигаемым топливом, обеспечивающее приток необходимого для горения кислорода к любой частице горючего материала. Рассмотрим условия, которым должна удовлетворять организация подачи воздуха в мазутные топki, в соответствии с характе-

ром процесса горения распыленного жидкого топлива. Вылетающие из форсунки мелкие капельки топлива подхватываются протекающим мимо форсунки потоком воздуха. Нагреваемые за счет теплоты топки частицы топлива подсушиваются. Затем начинается карбюрация (образование мазутных паров) и термическое расщепление углеводородов, из которых состоит мазут, на легкие, богатые водородом и высокомолекулярные тяжелые, могущие выпадать в жидкой и даже твердой фазе (сажа). Легкие углеводороды по достижении температуры воспламенения начинают гореть и сгорают в первую очередь. Выделяющиеся при термическом расщеплении тяжелые углеводороды сгорают в последнюю очередь, а при недостатке воздуха или плохо организованном перемешивании его с топливом сгорают не полностью, что приводит к дымлению топки и котла.

Из изложенного следует, что для получения полного сгорания мазута необходимо весь нужный воздух подводить вблизи форсунок, преимущественно к корню факела, т. е. через фронтный регистр. Часть воздуха может вводиться в топку и через охлаждающие обмуровку каналы — при условии расположения выходных их сечений вблизи форсунок.

Ввод в топку так называемого вторичного воздуха, подаваемого к средней части факела, был бы не только бесполезен, но и вреден, так как этот воздух почти не принимает участия в горении и только снижает экономичность работы котла, увеличивая избыток воздуха в топке. Для ввода воздуха в топку устанавливаются фронтные воздушные регистры, конструктивное оформление которых оказывает большое влияние на качество работы топки. Фронтные регистры должны допускать легкую и удобную регулировку количества воздуха, поступающего в топку. В местах входа воздуха в каналы, охлаждающие кладку топки, устанавливаются жалюзи, также позволяющие регулировать количество воздуха, проходящее по каналам.

Регулирование количества поступающего в топку воздуха производится одновременно и дымовым шибером и фронтными регистрами и заслонками у воздушных каналов. Открывая дымовой шибер, мы увеличиваем разрежение в топке, вследствие чего увеличивается скорость прохода воздуха через отверстия фронтного регистра и жалюзи и, следовательно, увеличивается также общее количество поступающего в топку воздуха.

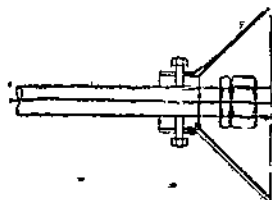
Оперируя одновременно шибером, фронтным регистром и заслонками жалюзи, можно регулировать количество поступающего воздуха, поддерживая желаемое разрежение в топке. При регулировании подачи воздуха в топку следует иметь в виду, что увеличение скорости входа воздуха, связанное с увеличением разрежения в топке, ведет к вытягиванию факела. Уменьшая разрежение в топке (следовательно, также и скорость входа воздуха), можно добиться укорочения факела.

При чрезмерно большой скорости воздуха у форсунки возможны пульсации и отрыв факела. Этого можно избежать, уменьшая скорость воздуха или применяя розетку-отражатель, отводящую воздух от устья форсунки (фиг. 12.) Слишком же низкая ско-

рость входа воздуха ведет к ухудшению перемешивания топлива с воздухом и снижению качества горения. Нормальное разрежение в мазутных топках, работающих без дутья, колеблется в пределах 2÷5 мм вод. столба.

Конструкция фронтного регистра должна обеспечивать наилучшее перемешивание воздуха с распыленным топливом. С этой целью часто придают воздуху, входящему в топку, вращательное движение, что достигается тангенциальным направлением воздушных отверстий регистра.

Из изложенного видно, насколько существенное значение для работы топки имеет хорошая конструкция и исправное состояние фронтного регистра. Неисправность или примитивная конструкция регистров, которой в практике эксплуатации малых котельных часто не придают значения, в действительности приносит весьма значительный ущерб как экономичности, так и надежности работы котлов, не позволяя поддерживать нужный избыток воздуха и регулировать длину факела, вследствие чего может явиться удар пламени в кипяtilьные трубы и пережог труб.



Фиг. 12. Розетка-отражатель

Глава III

РАБОЧИЙ ПРОЦЕСС ТОПКИ ПАРОВОГО КОТЛА

§ 8. Тепловой баланс топки

При установившемся режиме работы топки общее количество вносимого в топку тепла равно теплу, выходящему из топки. При нарушении этого равновесного баланса происходило бы или уменьшение общего количества тепла в топке или накопление его, в связи с чем температура топки изменялась бы и, следовательно, режим ее работы не был бы постоянным.

Будем относить тепловой баланс к 1 кг топлива, подаваемого в топку. Тепло, вносимое в топку на 1 кг топлива, состоит из:

1) теплотворной способности топлива Q_k^p ;

2) физического тепла топлива $Q_m = 1 \cdot c_m \cdot t_m$,

где c_m — теплоемкость топлива в $\text{ккал/кг}^\circ\text{C}$;

t_m — температура топлива в $^\circ\text{C}$;

3) тепла, вносимого воздухом $Q_a = V \cdot c_a \cdot t_a$

V — действительный расход воздуха на 1 кг топлива в м^3 ,

c_a — теплоемкость воздуха в $\text{ккал/кг}^\circ\text{C}$

t_a — температура воздуха в $^\circ\text{C}$.

4) тепла, вносимого форсуночным паром (без учета теплоты испарения).

Так как нефтебазовые котельные работают без подогрева воздуха, то тепло, вносимое воздухом — Q_a , форсуночным паром (Q_{ϕ})

и физическое тепло топлива Q_m незначительны по сравнению с теплотворной способностью топлива Q_n^p ; поэтому этими количествами тепла в дальнейшем можно пренебречь.

Тепло, выходящее из топки (которое также относится к 1 кг топлива), составляется из:

1) потери тепла вследствие химической и механической неполноты сгорания топлива Q_3 и Q_4 , которая практически в той или иной степени имеет место в любой топке;

2) потери тепла во внешнюю среду через стенки обмуровки топки Q_5^m ;

3) тепла, полезно передаваемого находящейся в топке поверхности нагрева путем излучения пламени и раскаленных стенок обмуровки Q_1^m ;

4) тепла, выносимого из топки раскаленными продуктами сгорания Q_2 . Количество тепла, выносимое из топки продуктами сгорания, определяется температурой, количеством и составом последних и может быть найдено по диаграмме $I-t$ (см. § 1, фиг. 1).

Общий тепловой баланс топки выражается при этом уравнением

$$Q_n^p = Q_1^m + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5^m, \quad (14)$$

где все количества тепла отнесены к 1 кг поступающего в топку топлива.

Правильно организованный топочный процесс должен удовлетворять следующим условиям:

1) потери тепла от неполноты сгорания топлива должны быть минимальными при наименьшей достижимой величине коэффициента избытка воздуха;

2) температура выходящих из топки продуктов сгорания должна лежать в известных пределах, определяемых экономически наиболее выгодным соотношением радиационного и конвективного теплоприемления, а также температурной устойчивостью обмуровки;

3) потеря тепла через стенки обмуровки должна быть минимальной;

4) процесс горения должен полностью заканчиваться в пределах топки.

Выполнение этих условий является основной задачей при наладке работы существующих топок и при проектировании новых.

Ход процессов горения зависит прежде всего от господствующих в топке температур. Характеристикой, определяющей влияние свойств топлива на достигаемые в топке температуры, может служить теоретическая температура горения. Под теоретической температурой горения подразумевается та температура, которую имели бы продукты сгорания при $\alpha = 1,0$, если бы все выделяющееся при сгорании топлива тепло полностью расходовалось на их нагрев. В этом случае $Q_n^p = I_t$, где I_t — теплосодержание продуктов сгорания 1 кг топлива при температуре $t_{теор}$ и $\alpha = 1$. Теоретическую температуру горения можно найти, пользуясь диаграммой $I-t$, приведенной в § 1, если принять величину I_t равной теплотворной способности топлива. Очевидно, теоретическая температура горения зависит от теплотворной способности топлива, теплоемкости его продуктов сгорания и от количе-

ства продуктов сгорания, образующихся при сгорании 1 кг топлива, т.е. исключительно от свойств топлива, в первую очередь его балластированности.

Действительная температура газов, покидающих топку, зависит при данной теоретической температуре горения от коэффициента избытка воздуха, от количества полезно отдаваемого топкой тепла и от величины топочных потерь. Температура газов, выходящих из топки, может служить только относительной характеристикой температурного уровня работы топки. В действительности температуры в различных точках топки различны. Наивысшая температура имеет место в центральной части, так называемом ядре факеля, к периферии топки температура понижается.

Потери от неполноты сгорания топлива. Различают потери от химической и механической неполноты сгорания. Реакции горения лишь в общих чертах характеризуются получаемыми в результате горения конечными продуктами. Попадающая в раскаленную топку частица топлива прежде всего нагревается и подсушивается. Затем начинается химическое разложение топлива под влиянием господствующей в топке высокой температуры.

При этом получается ряд промежуточных продуктов горения, которые при дальнейшем своем движении в топке, приходя в соприкосновение с частицами кислорода, сгорают. Однако практически не удается добиться того, чтобы каждая горючая частица встретила на своем пути частицу кислорода. В результате топочные газы содержат некоторое количество продуктов промежуточных реакций неполного сгорания топлива. В продуктах горения мазута обычно содержится некоторое количество водорода H_2 , окиси углерода CO , метана CH_4 и других углеводородов, включая наиболее тяжелые (сажа). При этом количество выделяющегося тепла оказывается меньше Q_p^* . Потеря тепла, получающаяся в результате вышеописанных явлений, называется потерей от химической неполноты горения.

Потеря от химической неполноты горения тем меньше, чем совершеннее перемешивание частичек топлива с воздухом, следовательно, чем тоньше распыливание топлива и чем лучше организован подвод воздуха в топку.

Для обеспечения минимальной величины потери от химической неполноты горения необходим некоторый избыток воздуха по сравнению с теоретическим. Избыток воздуха может быть тем меньше, чем совершеннее распыление топлива и перемешивание его с воздухом.

При слишком малой величине α потеря от химической неполноты горения будет велика. При увеличении α эта потеря падает вследствие улучшения подвода кислорода ко всем частицам горящего топлива. Однако уменьшение неполноты горения происходит при росте величины α лишь до известных пределов; дальнейший рост α влечет за собой значительное понижение температуры топки, в связи с чем может произойти вновь увеличение химической неполноты горения. Как уже указывалось выше, нормальная величина коэффициента избытка воздуха для мазутных топок с форсунками механического распыливания $\alpha = 1,1-1,2$, а для паровых форсу-

нок $\alpha = 1,2-1,3$. Для борьбы за минимальную потерю от химической неполноты горения, в нашем распоряжении имеются следующие пути:

1) хорошее распыление топлива, что достигается применением хороших форсунок, содержанием их в порядке и использованием достаточного давления пара;

2) хорошая организация подвода воздуха в топку, зависящая от конструкции топочных регистров и их состояния. При мазутных топках весь воздух должен подводиться в основном к корню факела;

3) поддержание в топке достаточно высоких температур, поскольку это допускается температуроустойчивостью обмуровки. Для мазутных топок нормальных водотрубных котлов температура продуктов сгорания, покидающих топку, должна лежать в пределах от 1100 до 1300°C;

4) поддержание в топке минимального разрежения, для чего топочные регистры должны иметь достаточное живое сечение.

Следует поддерживать в топке лишь такое разрежение, при котором не будет происходить выбивание топочных газов в помещение котельной. Допустимое разрежение в топке на уровне форсунок можно оценить примерно в 2—5 мм вод. столба, однако величина его должна определяться индивидуально для каждого котла. Так как в практике котел всегда работает с переменной нагрузкой, то для поддержания в топке оптимальной величины разрежения при разных нагрузках топочные регистры должны допускать легкую и удобную регулировку живого сечения для прохода воздуха. К резкому увеличению потери от химической неполноты горения приводит выход пламени в трубные пучки, что указывает на незавершение сгорания в пределах топки, а также удар пламени в стенки топки при неправильной установке форсунок, что сказывается в первую очередь на ухудшении пульверизации мазута. Механическая неполнота сгорания имеет место тогда, когда известная доля топлива выходит из топки, вообще не приняв участия в горении. Для мазутных, а также газовых топок потеря от механической неполноты сгорания равна нулю. При сжигании твердого топлива механическая неполнота сгорания имеет место вследствие провала кусочков несгоревшего топлива через колосниковую решетку, уноса топливных частиц с летучей золой, потери невыгоревших частиц топлива вместе с выгребаемым из топки шлаком. Для многозольных твердых топлив потеря от механической неполноты сгорания достигает весьма значительных величин, достигающих в тепловом балансе до 10—15% и даже выше.

§ 9. Теплопередача и действительная температура в топке

Топочный факел, содержащий раскаленные частицы сажи и газы CO_2 и H_2O , излучает тепло на находящуюся в топке часть поверхности нагрева котла и на стенки топки. От стенок топки, температура которых всегда бывает выше температуры поверхности нагрева и ниже температуры газов, тепло частью передается, также путем излучения, поверхности нагрева, частью проходит через стенки топки и теряется во внешнюю среду.

Количество тепла, передаваемое излучением, зависит от температуры излучающего тела, резко возрастающая с ее повышением, от его излучающей способности и от относительной величины поверхности нагрева, воспринимающей топочное излучение.

Применение теоретических формул для определения теплопередачи излучением в топках паровых котлов встречается с рядом следующих затруднений:

1) температура в различных точках поверхности факела различна. То же относится и к различным точкам поверхности обмуровки;

2) в излучении принимают участие частички топлива, расположенные не только на поверхности факела, но и в глубине его, так как факел обладает известной прозрачностью;

3) между излучающими частицами топлива, стенками обмуровки и лучевоспринимающей поверхностью нагрева находится слой раскаленных газов, в состав которого входят CO_2 и H_2O , частично поглощающие тепло, излучаемое факелом, и, в свою очередь, излучающие тепло на поверхность нагрева. Поглощение и излучение тепла газовым слоем возрастает с увеличением содержания CO_2 и H_2O и температуры газа. Между тем содержание CO_2 и H_2O в газах, а также и их температура в различных точках топочного пространства не поддаются учету.

Все вышеизложенное заставляет при расчетном определении количества передаваемого излучением тепла отдавать предпочтение эмпирическим формулам, выведенным из многочисленных опытных данных.

Под действительной температурой топки, как уже указывалось выше, подразумевается средняя температура газообразных продуктов сгорания, покидающих топку. Эта температура находится из теплового баланса топки.

Формулы для вычисления количества передаваемого излучением тепла и действительной температуры топки здесь не приводятся, так как расчетное определение этих величин требуется только при проектировании топок. При эксплуатации существующих топок теплопередача излучением и температура топки определяются ее конструкцией и общей компоновкой с котлом и могут быть изменены только при капитальной реконструкции топки. Отметим здесь, что температура топки возрастает при увеличении ее нагрузки и несколько падает с увеличением коэффициента избытка воздуха α .

Ход процесса горения зависит, однако, не от температуры выходящих из топки продуктов сгорания, а от температур, существующих в зоне горения.

Высокая температура способствует интенсивному протеканию реакций горения до известного предела, не достигаемого в обычных котельных топках, после которого начинается заметная диссоциация CO_2 и H_2O . При проектировании новых котельных установок и рационализации существующих температура топки регулируется путем подбора величины выходящей в топку лучевоспринимающей поверхности нагрева. В существующей топке можно добиваться увеличения интенсивности процесса горения и повышения температур в топке средствами, уже указанными выше, а

именно: хорошее распыление и смешение топлива с воздухом и установление минимального коэффициента избытка воздуха.

Потеря точки в окружающую среду Q_5^m зависит от конструкции точки, ее нагрузки и от качества обмуровки. Средние данные о величине Q_5^m для различных топок приведены на стр. 71.

§ 10. Работа точки при переменной нагрузке

При изменениях нагрузки первого котла количество сжигаемого в топке топлива должно изменяться. Одновременно должно изменяться и количество подаваемого в топку воздуха, подрегулироваться работа форсунки путем изменения количества и давления подаваемого для распыливания пара, а также регулироваться разрежение в топке.

В практике работы средних и малых котельных все указанные регулировочные операции производятся вручную кочегаром, после того как он убедится по показаниям паромера или по изменению давления пара в котле в изменении количества выдаваемого котлом пара. При каждом изменении нагрузки котла кочегар производит регулировку работы точки, устанавливая режим горения, соответствующий новой нагрузке котла. В процессе регулирования работы точки неизбежно нарушение нормального режима горения. Практически невозможно одновременно и не нарушая нужных для хорошего горения соотношений между количеством топлива, воздуха и распыливающего пара произвести изменение положения мазутных и паровых вентилей у форсунок, дымовых шиберов и фронтowych воздушных регистров. Кроме того, процесс регулирования работы точки неизбежно отстает по времени от изменения количества отбираемого от котла пара, так как кочегар начинает регулирование тогда, когда изменение нагрузки котла уже произошло.

Отставание регулировки от колебаний нагрузки котла бывает значительно меньше в тех случаях, когда в котельной имеются паромеры, так как последние немедленно дают знать кочегару о происшедшем изменении нагрузки. Если же парометров нет и кочегар судит об изменениях нагрузки только по показаниям манометров на котлах, то неизбежны значительные колебания давления в последних со всеми вредными последствиями этих колебаний как для работы самого котла, так и для потребителей пара.

Регулирование точки не должно начинаться с увеличения подачи топлива, так как в этом случае горение сразу пойдет с недостатком воздуха и неизбежным окажется значительное увеличение неполноты сгорания и удлинение факела. При правильной регулировке необходимо прежде всего путем увеличения открытия дымовых шиберов воздействовать на подачу в топку воздуха по возможности с таким расчетом, чтобы после необходимого увеличения подачи топлива коэффициент избытка воздуха в топке сразу оказался нормальным. Для того чтобы избежать временного ухудшения распыливания топлива, подачу пара к форсункам также необходимо увеличивать или уменьшать в

соответствии с подачей топлива. Увеличение открытия дымовых шиберов вызывает повышение разрежения в топке, которое должно быть немедленно устранено соответствующим открытием фронтных регистров.

При колебаниях нагрузки топки котелару необходимо обращать особое внимание на то, чтобы факел в процессе регулировки нагрузки форсунок не выходил за пределы топки и не действовал непосредственно на поверхность нагрева котла. Это имеет особое значение для водотрубных котлов, так как для них непосредственное соприкосновение факела с кипяtilьными трубами может повести к пережогу последних, в особенности при колебаниях нагрузки.

Для уменьшения вредного влияния колебаний нагрузки желательно, чтобы котелара заранее ставили в известность о предстоящем включении или выключении потребителей пара. В этом случае котелар имеет возможность заранее постепенно и осторожно изменить нагрузку топки, не допуская значительного увеличения топочных потерь, загорания пламени в газоходы и заметных колебаний давления в котлах. Предупреждение котелара об изменениях расхода пара в особенности важно при отсутствии в котельной паромеров. Следует иметь в виду, что тщательное и осторожное регулирование работы топки при колебаниях нагрузки котла имеет весьма большое значение для надежности и экономичности работы котла и ни в коем случае не должно недооцениваться.

При уменьшении нагрузки котла также происходят временные отклонения от нормального режима горения. В этом случае регулировка начинается с уменьшения подачи топлива, после чего уменьшается подача распыливающего пара и воздуха и регулируется величина разрежения в топке.

§ 11. Тепловая нагрузка топочного объема

Тепловая нагрузка топочного объема является важной эксплуатационной характеристикой, ограничивающей возможную производительность данной котельной установки. Тепловой нагрузкой топочного объема называется количество выделяющегося в топке тепла, отнесенное к 1 м³ объема топки. Если обозначить количество выделяющегося в топке тепла через $Q_m = B \cdot Q_n^p$ (где B — часовой расход топлива в кг) и объем топки через V_m , то видимая тепловая нагрузка топочного объема выразится отношением.

$$\frac{Q_m}{V_m} = \frac{B \cdot Q_n^p}{V_p} \quad (15)$$

Максимальная достижимая в данной топке тепловая нагрузка ее объема определяется тем условием, что горение должно заканчиваться в пределах топочного объема. Так как при данном расходе топлива объем факела будет тем меньше, чем больше скорость реакций, происходящих в топке, то увеличению достигаемой тепловой нагрузки топки способствуют все факторы, увеличивающие

скорость горения: повышение температуры и уменьшение разрежения в топке, улучшение распыления топлива и перемешивания его с воздухом, поддержание надлежащего коэффициента избытка воздуха.

Средние данные о допустимой величине напряжения топочного объема для различных видов топлива приведены в табл. 10.

Таблица 10

Вид топлива и тип топок	Допустимое напряжение топочного
	объема $\frac{B \cdot Q_p^p}{V_m}$ тыс. ккал/м ³ час
Мазут при паровых форсунках	250—400
То же при механических форсунках	300—500
Торф и дрова $W_p = 40\%$ (шахтные топки)	300
Подмосковный уголь (наклонно переталкивающие топки)	250
Антрацит (ручные топки и цепные решетки)	300
Каменные угли — ручные топки	250
То же цепные решетки	300

Из таблицы видно, что допустимое тепловое напряжение топочного объема мазутных топок выше, чем для других топлив. Поэтому переоборудование мазутных топок на твердые виды топлива часто бывает связано с необходимостью увеличения топочного объема.

Глава IV

РАБОТА ПОВЕРХНОСТИ НАГРЕВА КОТЛА

§ 12. Общая характеристика работы поверхностей нагрева

Работа поверхности нагрева заключается в восприятии тепла от топочного факела, и от омывающих поверхность нагрева горячих газов находящейся внутри котла водой.

Количество тепла, передаваемое 1 м² поверхности нагрева от омывающих ее горячих газов, определяется формулой

$$Q = K \cdot (t_1 - t_2) \text{ ккал/час м}^2, \quad (16)$$

где t_1 — температура горячих газов в °C;

t_2 — температура кипящей воды внутри котла в °C;

K — результирующий коэффициент теплопередачи в ккал/м² час °C.

Величина K определяется формулой

$$R = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + \frac{\delta_n}{\lambda_n} + \frac{\delta_e}{\lambda_e} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (17)$$

где α_1 — коэффициент теплоотдачи от газов к внешней поверхности стенки в ккал/м² час °C;

δ_{cm}, δ_n и δ_e — толщина стенки котла и слоев накипи и внешних загрязнений в м;

$\lambda_{ст}, \lambda_n$ и λ_g — коэффициенты теплопроводности металла стенки, накипи и внешних загрязнений в $\text{ккал/м} \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C}$;

α_2 — коэффициент теплоотдачи от внутренней поверхности стенки к кипящей в котле воде в $\text{ккал/м}^2 \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C}$.

Величина α_2 для кипятильных труб котла во много раз больше величины α_1 . Коэффициент теплопроводности металлической стенки котла также велик при малой ее толщине. Величина $\frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}}$ также весьма мала по сравнению с величиной $\frac{1}{\alpha_1}$; поэтому в знаменателе формулы для K можно пренебречь членами $\frac{1}{\alpha_2}$ и $\frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}}$ и с достаточной точностью принять

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_n}{\lambda_n} + \frac{\delta_g}{\lambda_g}} \quad (18)$$

В последнем выражении также наиболее значительную роль играет величина α_1 .

Величина коэффициента теплопередачи K определяет экономичность работы котла. Из последнего выражения следует, что для увеличения K имеются следующие пути:

- 1) увеличение величины α_1 ;
- 2) уменьшение толщины слоя накипи;
- 3) уменьшение толщины слоя внешних загрязнений поверхности нагрева.

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке зависит от целого ряда факторов, из которых важнейшие:

- 1) скорость движения газов. Величина α_1 растет с повышением скорости газов;
- 2) геометрическая форма и размеры омываемой газами поверхности нагрева. α_1 возрастает с уменьшением диаметра кипятильных труб;
- 3) температура газов.

Дымовые газы содержат CO_2 и H_2O , способные к излучению тепла. Величина α_1 учитывает не только теплопереход непосредственным соприкосновением газов со стенкой, но и теплопередачу вследствие излучения газов. Последняя возрастает с увеличением содержания в газах CO_2 и H_2O и с повышением их температуры.

Поэтому в число факторов, влияющих на величину α_1 , включается также состав продуктов сгорания, зависящий от состава топлива и от коэффициента избытка воздуха. Геометрические размеры поверхности нагрева для существующего котлоагрегата являются заданными и не подлежат изменению. Скорость движения газов и содержание в них CO_2 и H_2O зависят от коэффициента избытка воздуха. Величина же последнего устанавливается минимальной, при которой можно еще добиться практически полного горения топлива.

Таким образом, средств воздействия на величину α_1 в существующем паровом котле, без конструктивных его переделок, не имеется. Путем внесения некоторых изменений в конструкцию

котельной установки (изменение расположения перегородок в газоходах и пр.) часто удается добиться увеличения величины α_1 . Примеры реконструкции топок и газоходов котлов приводятся ниже.

Нормальная работа поверхности нагрева в практической эксплуатации часто нарушается в результате разрушения перегородок, образующих газоходы котла. Часть дымовых газов проходит при этом в отверстия, образовавшиеся вследствие разрушения перегородок, минуя соответствующие участки поверхности нагрева.

Часть газов, прошедшая через проемы в перегородках, в результате омывает меньшую поверхность нагрева или же непосредственно выходит в дымовую трубу (в зависимости от места и размера разрушений). Количество газов, омывающих поверхность нагрева, уменьшается, вследствие чего падает их скорость и коэффициент теплоотдачи.

Результатом является резкое уменьшение количества тепла получаемого поверхностью нагрева, рост температуры уходящих газов, и, следовательно, снижение паропроизводительности и к. п. д. котла. Поэтому необходимо внимательно следить за исправным состоянием газоходов и немедленно исправлять разрушенные перегородки. Эффективность работы поверхностей нагрева значительно снижается также при наличии неплотностей во внешней обмуровке котла, так как просасываемый через эти неплотности воздух снижает температуру газов, омывающих поверхности нагрева, т. е. ухудшает условия восприятия тепла, а также увеличивает потерю тепла с уходящими газами.

§ 13. Влияние внешних загрязнений поверхности нагрева

Внешние загрязнения поверхности нагрева во многих случаях оказывают весьма значительное влияние на величину результирующего коэффициента теплопередачи и, следовательно, на эффективность работы котельной установки. Это объясняется малой теплопроводностью внешних отложений и значительной толщиной, которую они часто имеют.

Характер внешних загрязнений поверхности нагрева зависит от количества золы в топливе, ее состава и физических свойств, от режима работы топки и общих свойств топлива.

Весьма большое значение имеет при этом температура резмягчения золы. Если эта температура ниже температуры газов, выходящих из топки, то уносимая продуктами сгорания зола покидает топку в виде мягких и полужидких капелек, которые легко прилипают к поверхностям нагрева, что ведет к их зашлакованию. Это обстоятельство, относящееся только к твердым топливам, накладывает дополнительное ограничение на выбор температуры газов при выходе из топки. Эта температура должна быть ниже температуры плавления золы. Особенно страдают от шлакования котлы, отапливаемые угольной пылью.

Мазут имеет весьма незначительную зольность. Зола мазута в основном состоит из легко растворимых в воде солей щелочных и щелочноземельных металлов, главным образом хлористых.

Несмотря на незначительную зольность мазутов, отложения содержащихся в мазуте солей на внешней стороне поверхности нагрева часто достигают весьма значительных размеров и оказывают весьма вредное влияние на эксплуатацию мазутных паровых котлов, ухудшая теплопередачу и вызывая коррозию отдельных частей поверхностей нагрева и разрушение обмуровки.

Обследования ряда котельных установок показали, что в наибольшей степени страдают от внешних отложений солей экономайзеры и воздухоподогреватели. Занос солями экономайзеров и воздухоподогревателей во многих случаях приводил к резкому снижению производительности котлов и даже к их аварийным остановкам вследствие полной закупорки газоходов. Для котлов, не имеющих воздухоподогревателей, загрязнение поверхностей нагрева солями, содержащимися в мазуте, не приводит к столь тяжелым последствиям, но все же приносит значительный вред, снижая экономичность и производительность котлов. Толщина этих отложений доходит в эксплуатации до 4—5 мм; их структура бывает различна — от плотных, трудно удаляемых отложений, до легких, без труда снимаемых рукой налетов.

По своему составу отложения солей на поверхности нагрева отличаются от солей, содержащихся в мазуте. В то время как последние состоят, главным образом, из хлоридов, первые состоят преимущественно из сернокислых солей. Повидимому, это объясняется тем, что при господствующих в топке высоких температурах в солях, составляющих золу мазута, хлор замещается содержащейся в мазуте серой.

При значительных отложениях солей на внешней стороне поверхностей нагрева необходимо заботиться о систематической их очистке. Удаление внешних солеотложений бывает сопряжено со значительными затруднениями, так как отложения эти часто обладают значительной твердостью. Наиболее желательным было бы удаление солеотложений на ходу, без остановки котла. Для этой цели можно применить обдувку паром или сжатым воздухом. Однако обдувкой обычно не удается полностью удалить солеотложения, даваемые мазутом; удаляется только верхний рыхлый слой солеотложений. Более же плотные, прилегающие к металлу, слои не сдуваются. Тем не менее, следует регулярно обдувать поверхности, заносимые солями, так как это во всяком случае уменьшает толщину солеотложений, а следовательно и приносимый ими вред.

При остановках котлов соли удаляются или путем механической очистки, или смываются теплой водой. Механическая очистка является тяжелой и трудоемкой работой. Пыль, образующаяся при механической очистке, разъедающе действует на кожу людей и на спецодежду. Труднодоступные части поверхности нагрева остаются неочищенными (например трубы, расположенные внутри плотных трубных пучков у водотрубных котлов); часто не удается хорошо очистить механическим путем и легко доступные части поверхности нагрева ввиду большой плотности и твердости солевых налетов.

Соли, отлагающиеся на поверхностях нагрева при сжигании

мазута, хорошо растворяются водой, поэтому можно с успехом применять обмывку кипяtilьных труб водой. При этом необходимо соблюдать некоторые меры предосторожности.

Прежде всего, необходимо при обмывке следить за тем, чтобы раствор солей в воде не оставался продолжительное время на металлических поверхностях, так как в противном случае возможна сильная коррозия котла. На одной из ТЭЦ при обмывке трубных пучков вертикально-водотрубных котлов не удалялись отложения солей, нараставшие на нижних барабанах. Вода, стекавшая с труб при обмывке трубных пучков, увлажняла эти отложения. Влажные соли, соприкасаясь продолжительное время с металлом, вызывали сильную его коррозию; нижние концы кипяtilьных труб в короткое время проедались насквозь. Когда отложения солей на нижних барабанах стали полностью удалять при обмывке, то коррозия кипяtilьных труб прекратилась.

Для предупреждения возникновения значительных тепловых напряжений материала следует производить обмывку лишь после охлаждения котла. Из тех же соображений, а также для ускорения растворения солей, следует применять для обмывки теплую воду. При соблюдении указанных мер предосторожности обмывка совершенно безвредна для котлов. Солеотложения, получающиеся при сжигании мазута, смываются водой полностью.

Помимо солевых и зольных отложений, поверхности нагрева мазутных котлов загрязняются также и сажей — продуктом расщепления углеводородов топлива при глубоко неполном горении. Недостаток воздуха и низкие температуры в топке способствуют усилению крекинговых реакций — за счет ослабления окислительных (горения). Подобные условия легче всего создаются при растопке котла, когда и наблюдается чаще всего дымление топки, указывающее на сажеобразование в ней.

§ 14. Тепловая нагрузка поверхностей нагрева

Тепловая нагрузка распределяется по поверхности нагрева котла неравномерно. Наиболее интенсивно работает часть поверхности, находящаяся в топке и получающая тепло излучением факела. Поверхности нагрева, получающие тепло от продуктов сгорания путем конвекции, работают со значительно меньшими удельными тепловыми нагрузками. По мере движения газов вдоль поверхности нагрева, температура их понижается и тепловая нагрузка поверхности нагрева уменьшается как вследствие снижения разности температур между газами и водой, так и вследствие уменьшения интенсивности излучения тепла газами. Тепловое напряжение поверхности радиации, получающей тепло излучением топчного факела, для применяемых на нефтебазах систем котлов доходит до $200\,000 - 250\,000 \text{ ккал/м}^2 \text{ час}$, что соответствует съему пара с 1 м^2 поверхности до $400 - 500 \text{ кг}$ в час. Средний же паросъем для этих котлов составляет от $15 - 20$ до 30 кг в час на 1 м^2 поверхности нагрева. Эти цифры показывают большое различие между теплонапряженностью работы отдельных частей котла.

Приведенные выше данные о тепловых нагрузках поверхности радиации все же не характеризуют максимальных имеющих место

тепловых напряжений этих поверхностей нагрева; эти цифры дают лишь среднюю тепловую нагрузку поверхности радиации. А так как температура в различных частях факела различна, то излучаемое факелом тепло неравномерно распределяется по поверхности радиации. Наиболее напряженно работает часть поверхности радиации, расположенная непосредственно против центральной части факела, имеющей наиболее высокую температуру и наивысшую светимость. При этом местные тепловые напряжения поверхности радиации могут быть значительно выше указанных ранее величин. Особенно высокие местные тепловые напряжения могут иметь место при выходе пламени за пределы толки и непосредственном соприкосновении его с поверхностью нагрева.

Высокие местные теплонпряжения поверхности нагрева представляют значительную опасность, так как ведут к значительному повышению температуры металлических стенок поверхности нагрева. Прочность котельной стали уменьшается с повышением температуры. Для обычной углеродистой стали, из которой изготовляются паровые котлы низкого и среднего давления, предельной допустимой при работе котла следует считать температуру стенок поверхности нагрева порядка 400°C , не свыше 500°C .

При повышении температуры металла свыше 500°C сталь настолько быстро теряет свою прочность, что уже не может противостоять внутреннему давлению в котле и возникает опасность образования отдулин и разрывов поверхности нагрева. При высокой температуре весьма усиливается также коррозия металла газами и водяным паром. Температура металла стенки поверхности нагрева со стороны обогревающих ее газов определяется по формуле

$$t_{cm} = t_2 + q \cdot \left(\frac{1}{a_2} + \frac{\delta_n}{\lambda_n} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} \right), \quad (19)$$

где q — тепловая нагрузка поверхности нагрева в $\text{ккал}/\text{м}^2\text{час}$;

t_2 — температура воды и пара в котле в $^{\circ}\text{C}$;

a_2 — коэффициент теплоотдачи от стенки к кипящей воде $\text{ккал}/\text{м}^2\text{час } ^{\circ}\text{C}$;

δ_{cm} и δ_n — толщина стенки и слоя накипи в м ;

λ_{cm} и λ_n — коэффициенты теплопроводности металла, из которого изготовлена поверхность нагрева, и накипи в $\text{ккал}/\text{м час } ^{\circ}\text{C}$.

Из этой формулы видно, что температура внешней поверхности стенки тем выше, чем больше тепловая нагрузка поверхности нагрева, чем больше толщина слоя накипи и меньше ее теплопроводность. Толщина стенки котла имеет лишь небольшое значение для рассматриваемого вопроса ввиду высокого значения коэффициента теплопроводности котельной стали. Величина a_2 , при хорошем омывании поверхности нагрева водой, также весьма высока и оказывает поэтому лишь незначительное влияние на величину t_{cm} .

Пример. Температура насыщения (воды) в котле $t_2 = 150^{\circ}\text{C}$. Тепловая нагрузка поверхности нагрева $V = 300000 \text{ ккал}/\text{м}^2\text{час}$. $a_2 = 10000 \text{ ккал}/\text{м}^2\text{час } ^{\circ}\text{C}$; $\delta_{cm} = 0,003 \text{ м}$, $\lambda_{cm} = 50 \text{ ккал}/\text{м час } ^{\circ}\text{C}$, стенка чистая $\delta_n = 0$.

Имеем

$$t_{\text{ст}} = 150 + 300\,000 \left(\frac{1}{10\,000} + \frac{0,003}{50} \right) = 198^\circ \text{C},$$

т. е. чистая стенка при данной тепловой нагрузке будет иметь вполне допустимую температуру.

Посмотрим теперь, какую температуру будет иметь эта же стенка при той же тепловой нагрузке, но при загрязнении ее накипью, толщина слоя которой $\sigma_n = 1 \text{ мм} = 0,001 \text{ м}$.

Коэффициент теплопроводности накипи зависит от ее состава и условий образования и изменяется в весьма широких пределах от 0,07 до 2,0 ккал/м час °С.

Примем для нашего примера $\lambda_n = 0,5 \text{ ккал/м час } ^\circ\text{С}$.

Тогда температура стенки будет

$$t_{\text{ст}} = 150 + 300\,000 \left(\frac{1}{10\,000} + \frac{0,003}{50} + \frac{0,001}{0,5} \right) = 798 \approx 800^\circ \text{C},$$

т. е. при принятой тепловой нагрузке поверхности нагрева отложение накипи толщиной в 1 мм ведет уже к явно аварийному повышению температуры стенки.

Между тем, в практике эксплуатации нефтебазовых котельных накипь толщиной в 1 мм является рядовым явлением, часто же накипь имеет значительно большую толщину. Если принять во внимание, что местные тепловые напряжения могут достигать значительно больших значений, чем принято в данном выше примере, в особенности в случае удлинения факела и выхода его за пределы топки в газоходы котла, то становятся вполне понятными массовые пережоги кипяtilьных труб водотрубных котлов на нефтебазах.

Перегрев металла поверхностей нагрева, кроме пережога кипяtilьных труб, приводит также к возникновению высоких напряжений материала котла вследствие неравномерного теплового расширения его деталей. Следствием могут явиться деформации и даже разрушение поверхности нагрева. При значительных отложениях накипи подобные явления встречаются весьма часто. Имеет место изгиб сильно обогреваемых кипяtilьных труб водотрубных котлов, образование трещин в металле труб вблизи мест вальцовки их в барабаны, где материал труб ослаблен развальцовкой, образование отдулин в жаровых трубах жаротрубных котлов, нарушение плотности заклепочных швов и даже их разрушение. Причиной этих повреждений может быть также питание котла холодной водой при неудачном способе ввода ее в барабан или тепловые перекосы, т. е. неравномерное распределение нагрузки топки и потока горячих газов по ширине котла. Однако во всех случаях наличие накипи усугубляет действие других факторов, а при значительной ее толщине делает повреждения той или иной детали котла совершенно неизбежными.

Если даже труба, покрытая умеренной накипью, не прогорает и не деформируется, то во всяком случае происходит ускоренный ее износ вследствие постепенного выгорания (коррозии дымовыми газами) перегретого металла.

Вышеизложенное показывает, какое огромное значение для надежности эксплуатации имеет борьба с отложениями накипи.

§ 15. Коррозия поверхности нагрева продуктами сгорания

Поверхности нагрева котлов подвержены коррозии как со стороны газов, так и со стороны воды и пара. Внутренняя коррозия со стороны воды и пара будет рассмотрена далее.

Рассмотрим внешнюю коррозию поверхностей нагрева продуктами сгорания. Здесь возможны два случая:

- а) коррозия металла газами при очень высоких температурах;
- б) коррозия металла газами и солями в присутствии влаги, сконденсировавшейся на поверхности нагрева при низкой температуре.

Коррозия первого рода приобретает практическое значение при переходе металлом вышеуказанной предельно допустимой температуры 400—500°С и быстро усиливается с ростом температуры.

Эта коррозия выражается в постепенном окислении металла на перегретом участке поверхности нагрева. Толщина стенки рабочего металла понемногу уменьшается и в результате получается сквозной свищ, вынуждающий остановку котла для ремонта. Коррозия этого рода вызывается, следовательно, высокой температурой металла и наличием в продуктах сгорания свободного кислорода.

Конденсация влаги из продуктов сгорания на внешней стороне поверхности нагрева наступает тогда, когда температура поверхности ниже, чем температура конденсации водяного пара, соответствующая его упругости в продуктах сгорания. Эта температура, называемая температурой точки росы, может быть вычислена при помощи таблиц водяного пара, если известно содержание влаги в продуктах сгорания. Вычисленная таким образом для мазутов температура точки росы равна в среднем 50°С. Однако такой расчет дает правильные результаты только при чистых поверхностях нагрева и при бессернистых топливах.

При наличии в топливе серы продукты сгорания, как указано выше, содержат некоторое (хотя и весьма незначительное) количество серного ангидрида SO_2 . Присутствие же серного ангидрида в продуктах сгорания, даже в незначительных количествах, сильно повышает температуру точки росы. Наличие в продуктах сгорания SO_2 может повысить температуру точки росы на 50—60°С.

Отложения солей на поверхности нагрева также повышают температуру конденсации влаги из продуктов сгорания вследствие гигроскопичности этих солей.

В результате конденсация влаги может начаться при температуре, значительно более высокой, чем вычисленная по содержанию H_2O в продуктах сгорания, в зависимости от содержания серы в топливе и состава солей, отложившихся на поверхности нагрева со стороны газов.

Влага вызывает сильную коррозию стенок в особенности при сернистом топливе, когда SO_2 и SO_3 из продуктов сгорания

растворяются во влаге, сконденсировавшейся на поверхности нагрева, и образуют сернистую и, в незначительном количестве, серную кислоту. Соли также растворяются в конденсате и усиливают коррозию. От коррозии, вызванной конденсацией, весьма часто сильно страдают экономайзеры, охлаждаемые изнутри водой невысокой температуры, а также нефутерованные железные дымовые трубы.

Отложения солей, кроме своего непосредственного разъедающего действия и вызываемого ими повышения температуры точки росы, играют еще ту роль, что, ухудшая теплопередачу, они снижают температуру внешней поверхности и этим также облегчают конденсацию влаги.

Радикальным методом борьбы против рассматриваемого вида коррозии является питание экономайзеров и котлов предварительно подогретой водой для предотвращения конденсации влаги на хвостовых поверхностях нагрева.

Отсутствие проверенных данных о влиянии содержания серы в топливе и отложений солей на температуру точки росы не позволяет дать точные указания о допустимой температуре воды, поступающей в экономайзер.

Ориентировочно можно считать, что эта температура не должна быть ниже 60°C .

Борьба с коррозией должна также вестись путем максимального снижения влажности продуктов сгорания (хороший отстой мазута, питание форсунок сухим паром, уменьшение расхода пара на форсунки, применение механических форсунок и пр.).

При наличии течей в котле или экономайзере возможно местное значительное повышение влажности продуктов сгорания, вызывающее местную коррозию металла. Местная коррозия может, появиться, например, при наличии неплотностей в вальцовочных соединениях, течей в обдувочном аппарате и пр.

Глава V

ВНУТРИКОТЛОВЫЕ ПРОЦЕССЫ

Внутри котла происходят следующие процессы:

1. Парообразование на поверхности нагрева обогреваемой снаружи продуктами сгорания и излучением топки.
2. Отвод образующегося пара с поверхности нагрева и циркуляция воды в котле.
3. Отделение пара от воды и вывод его в паропровод.

Так как вода, находящаяся в котле, содержит в растворенном виде то или иное количество солей, а также органические вещества и механические примеси, то указанные выше основные рабочие внутрикотловые процессы сопровождаются вредными побочными процессами: скоплением в котле грязи и шлама, осаждением накипи, вспениванием котловой воды и уносом ее в паропровод.

Рассмотрим процесс парообразования в простейшем случае, когда паровой котел представляет вертикальный цилиндрический сосуд, обогреваемый снизу.

На обогреваемой поверхности котла, в данном случае на его днище, происходит превращение жидкой воды в насыщенный пар за счет подводимого через поверхность нагрева тепла. Пар образуется на поверхности нагрева в виде пузырьков; объем каждого пузырька увеличивается по мере подвода тепла. По достижении некоторого объема, пузырек отрывается от поверхности нагрева и всплывает через толщу воды к ее поверхности, называемой зеркалом испарения. Давление и температура в слоях воды, расположенных на различной глубине, будут при этом различны. На поверхности зеркала испарения давление равно давлению пара в котле. Давление в слое, лежащем ниже зеркала испарения, выше давления пара в котле на величину, соответствующую гидростатическому давлению столба жидкости, лежащего над данным слоем. Температура воды в каждом слое равна температуре кипения, соответствующей господствующему в данном слое давлению; таким образом, наивысшая температура имеет место в нижнем слое воды. Так как с повышением температуры удельный вес воды уменьшается, то в рассматриваемом паровом котле внизу находятся более легкие слои жидкости. Это ведет к возникновению циркуляции воды. Верхние слои воды спускаются вниз, нижние же поднимаются вверх. Циркуляции способствуют всплывающие паровые пузыри, уменьшающие средний удельный вес восходящего потока и увлекающие за собой окружающие их частицы воды. Поскольку циркуляция уже началась, в дальнейшем пути движения восходящих и нисходящих токов обладают устойчивостью, так как в нисходящем потоке всегда находится вода большего удельного веса как вследствие ее меньшей температуры, так и вследствие отсутствия в ней пузырьков пара, относимых по течению в восходящий поток воды. Подобного рода циркуляция, не организованная какими-либо конструктивными мероприятиями, а организующаяся самостоятельно в процессе работы котла, имеет место, например, в цилиндрических паровых котлах. Естественно, что восходящие потоки возникают над наиболее интенсивно обогреваемыми частями поверхности нагрева.

Направление подобной внутренней циркуляции в лавкаширском котле указано стрелками на фиг. 13.

В котлах с дымогарными трубами восходящий поток пароводяной смеси устанавливается между дымогарными трубами и над ними, а нисходящие потоки возникают у внешних стенок барабана котла. Вследствие наличия в барабанах достаточного пространства для свободного подъема оторвавшихся от поверхности нагрева пузырьков пара и притока к поверхности нагрева новых порций воды, циркуляция и охлаждение поверхности нагрева водой для котлов с жаровыми и дымогарными трубами практически всегда обеспечены.

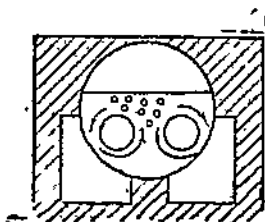
В водотрубных паровых котлах (например, котлах системы

(Шухова или Шухова-Берлина) направление циркуляции определяется конструкцией котла. В таких котлах изменение пути или направления циркуляции, могущее иметь место при известных обстоятельствах, является нарушением нормальной работы котла и может повлечь за собой повреждение котла и его вынужденную остановку.

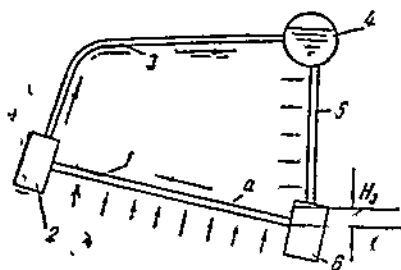
Схема простейшего циркуляционного контура изображена на фиг. 14.

Нормальное направление циркуляции в таком контуре указано стрелками.

Давление пара в барабане 4 обозначим через p . Температу-



Фиг. 13. Схема циркуляции в ланкаширском котле



Фиг. 14. Схема простейшего циркуляционного контура.

ра пара и воды в барабане есть температура насыщения, соответствующая давлению p . Подвод тепла к поверхностям нагрева указан на чертеже стрелками, перпендикулярными к этим поверхностям.

Наиболее интенсивно обогреваемой частью поверхности нагрева являются кипяtilьные трубы, особенно первые их ряды по ходу газов. Пароотводящие и водоподводящие трубы также обычно обогреваются, но значительно слабее.

Из барабана 4 вода опускается в секцию 6 по трубе 5; каждая частица воды испытывает при этом постепенное повышение давления. Давление в трубе 5 на глубине h под уровнем воды в барабане

$$p_h = p + \gamma_b \cdot h - \Delta p, \quad (20)$$

где: γ_b — удельный вес воды соответствующей средней температуре в трубе 5;

Δp — потеря давления, соответствующая гидравлическому сопротивлению трубы 5 при имеющей место скорости воды.

Повышению давления пара при опускании воды соответствует и повышение температуры кипения. Вода, опускаясь, подогревается за счет притока тепла через стенки трубы 5, но обычно настолько незначительно, что, поступая в секции 6, она имеет температуру ниже точки кипения.

Обозначим температуру кипения, соответствующую давлению в секции 6, через t_s , и температуру поступающей туда воды через t_b .

Разность $\Delta t = t^* - t_c$ называется нехваткой до кипения. Величина нехватки до кипения зависит от интенсивности обогрева водоподводящей трубы, температуры воды, поступающей в нее, и скорости движения воды.

Таким образом, парообразование в водоподводящих (или опускаемых) трубах при нормальной работе горизонтально-водотрубного котла обычно не наблюдается. По выходе воды из секции 6 в кипятельную трубу 1 количество подводимого к ней тепла резко увеличивается, давление воды начинает понижаться соответственно ее подъему и в некоторой точке a , находящейся на высоте H_2 над нижним концом кипятельной трубы, начинается парообразование. Высота H_2 называется высотой закипания.

Величина H_2 зависит от Δt , скорости циркуляции и интенсивности обогрева кипятельных труб, увеличиваясь с увеличением Δt и скорости циркуляции и с уменьшением интенсивности обогрева.

Начиная от точки a , по кипятельной трубе движется уже пароводяная смесь — смесь воды с пузырьками пара, причем содержание пара в смеси по мере прохождения кипятельной трубы увеличивается. Движущей силой циркуляции или так называемым циркуляционным напором является разность между давлением, создаваемым столбом воды в опускаемых трубах 5, и давлением столба пароводяной смеси в трубах 1 и 3. Величина циркуляционного напора

$$P_n = H (\gamma_w - \gamma_{см}), \quad (21)$$

где $\gamma_{см}$ — средний удельный вес пароводяной смеси в трубах 1 и 3, H — парообразующая высота циркуляционного контура котла, равная нивелирной за вычетом величины H_2 . Циркуляционный напор расходуется на преодоление гидравлических сопротивлений движению воды и пароводяной смеси по контуру. Пузырьки пара в трубах 1 и 3, имея во много раз меньший удельный вес, чем окружающая их жидкость, всплывают в ней и благодаря этому, имеют большую скорость, чем окружающая вода.

По мере подъема пароводяной смеси по трубам 1 и 3 давление ее падает, а вместе с тем падает и температура, будучи в любой точке равна температуре насыщения, соответствующей имеющему место в этой точке давлению.

Тепло, освобождающееся при понижении температуры воды, расходуется на дополнительное испарение некоторой ее части: это явление называется самоиспарением. Самоиспарение увеличивает пропорцию пара в подъемных трубах и, следовательно, циркуляционный напор. В противоположность этому относительное движение (всплывание) пузырьков пара уменьшает пропорцию пара в смеси и тем самым уменьшает циркуляционный напор и ослабляет циркуляцию.

Вода и пар в циркуляционном контуре движутся с такой скоростью, при которой суммарное гидравлическое сопротивление контура равно расходуемому циркуляционному напору. Под скоростью циркуляции понимается скорость входа воды в кипятельные трубы. Скорость циркуляции определяет собой количество

воды, входящей в кипяtilьные трубы, поэтому именно от величины скорости циркуляции зависит надежное охлаждение стенок кипяtilьных труб. Часто интенсивность циркуляции определяют величиной кратности циркуляции, под которой понимается отношение количества поступающей в трубу воды к количеству образующегося в ней пара. При данной тепловой нагрузке и размерах контура кратность циркуляции, очевидно, зависит только от ее скорости. Принято считать, что величина устойчивой скорости циркуляции не ниже $0,2\text{--}0,3\text{ м/сек}$ обеспечивает надежное охлаждение поверхности нагрева.

Действительная схема горизонтально-водотрубного котла отличается от рассмотренной простейшей прежде всего тем, что действительный котел имеет большое количество параллельно работающих кипяtilьных, водоподводящих и паротводящих труб. При этом количество и диаметры кипяtilьных водоподводящих и паротводящих труб не равны — интенсивность обогрева параллельно включенных труб также не одинакова.

При данной тепловой нагрузке поверхности нагрева, количество образующегося в котле пара зависит от количества и размеров кипяtilьных труб. Состав и удельный вес пароводяной смеси в кипяtilьных и паротводящих трубах, а следовательно и циркуляционный напор, зависят, при данной паропроизводительности котла, от количества циркулирующей воды, т. е. от скорости циркуляции. С увеличением скорости циркуляции пропорция пара в смеси, а значит и циркуляционный напор уменьшаются. В то же время с ростом скорости циркуляции возрастает гидравлическое сопротивление всего циркуляционного контура. Устанавливаемая при данных условиях скорость циркуляции определяется условием равенства циркуляционного напора сумме гидравлических сопротивлений системы.

При данных размерах и тепловой нагрузке кипяtilьного пучка общее гидравлическое сопротивление контура тем более, чем меньше общее живое сечение водоподводящих и паротводящих труб. Чем меньше это сечение, тем меньшая устанавливается скорость циркуляции.

Так как тепловая нагрузка распределяется неравномерно между кипяtilьными трубами, то возможно возникновение циркуляции внутри кипяtilьного пучка; при этом в менее сильно обогреваемых трубках верхних рядов устанавливается вместо восходящего нисходящее движение жидкости (реверс циркуляции). Подобный реверс циркуляции тем вероятнее, чем меньше общее сечение водоподводящих и паротводящих труб по отношению к общему живому сечению кипяtilьного пучка. При реверсе циркуляции в горизонтально-водотрубном котле скорость циркуляции постепенно уменьшается от первого к каждому из последующих рядов, причем в одном из них становится равной (или близкой) нулю. В следующих рядах движение воды имеет уже обратное направление (сверху вниз); скорость этого обращенного движения имеет наибольшую величину в верхнем ряду трубок.

Трубки, скорость циркуляции в которых близка к нулю, подвергаются опасности пережога вследствие плохого охлаждения их

стенок водой, так как величина коэффициента теплоотдачи от стенок к пароводяной смеси α , резко падает с уменьшением скорости. При нисходящем движении воды с незначительной скоростью, близкой по величине к относительной скорости пара, наличие парообразования еще больше увеличивает опасность перегрева и пережога подобных опускаемых труб.

С ростом нагрузки котла скорость циркуляции возрастает, однако медленнее одновременного увеличения паросодержания смеси в кипящих трубах и их удельной теплонагрузки.

Таким образом, циркуляция воды может в некоторых случаях ограничивать максимальную нагрузку котла.

Внутренние загрязнения поверхности нагрева — осаднение накипи и шлама — увеличивают гидравлическое сопротивление циркуляционного контура. При этом, в условиях практической эксплуатации паропроизводительность котла обычно не снижается, так как некоторое ухудшение теплопередачи, вызываемое накипью, компенсируется увеличением форсировки топки.

Наиболее значительные отложения накипи наблюдаются в кипящих трубах, и в особенности в наиболее напряженно работающих трубах нижних рядов. Толстые слои накипи в этих трубах, образующиеся при плохом качестве питательной воды или при недостаточной частой чистке котлов, вызывают значительное уменьшение количества поступающей в эти трубы воды, что при большой их тепловой нагрузке создает опасность недостаточного внутреннего охлаждения стенок и их пережогов. В особенности опасны отложения накипи для котлов, имеющих невысокую скорость циркуляции, каковы, например, котлы Шухова и Шухова-Берлина, широко распространенные на нефтебазах.

Причиной нарушения циркуляции могут быть также резкие колебания нагрузки котла. При внезапном увеличении нагрузки резко снижается давление в котле, пока кочегар не остановит снижения давления, увеличивая форсировку топки. При быстром падении давления происходит значительное выделение пара во всей массе воды. При небольшой скорости в водоподводящих трубах и быстром падении давления в котле может начаться интенсивное парообразование и в водоподводящих трубах, что приведет к полному нарушению циркуляции и массовому пережогу труб. В особенности опасны резкие колебания нагрузки при наличии значительной накипи. Как уже указывалось выше, при резких колебаниях нагрузки трудно избежать удлинения факела и непосредственного омывания поверхности нагрева топочным факелом, что еще усугубляет опасность пережога труб.

Из изложенного видно, что следует стремиться к возможно более равномерной нагрузке котельной. Это повышает экономичность и производительность ее работы и значительно уменьшает возможность аварий.

§ 17. Влажность пара

Всплывающие с поверхности нагрева паровые пузырьки, вырываясь из воды в паровое пространство, увлекают за собой мел-

кие капельки воды. Более крупные из этих капелек, не выходя из парового пространства котла, снова падают на поверхность воды, более же мелкие увлекаются паром и выносятся в пароперегреватель, или, при его отсутствии, в паропровод. Пар, даваемый котлами, не имеющими пароперегревателей, всегда содержит взвешенные мельчайшие частицы воды. Общий вес воды, содержащейся в 1 кг пара, называется влажностью.

Количество воды, выносимой паром в паровое пространство, тем больше, чем большее количество пара выходит через 1 м² зеркала испарения (поверхности воды в котле), т. е., чем больше паронапряжение зеркала испарения. При этом имеет значение не средняя величина паронапряжения, а наибольшая его величина в тех местах, где происходит наиболее интенсивное выделение паровых пузырей; например, в горизонтально-водотрубных котлах системы Шухова почти весь вырабатываемый котлом пар (за исключением незначительного количества пара, образующегося на обогреваемой нижней поверхности барабана) выделяется в передней части барабана, над местом присоединения к нему передних секций. Паронапряжение зеркала испарения в этом месте очень велико и количество выносимой в паровое пространство влаги поэтому значительно. В котлах с дымогарными трубами (паровозных, судовых) и жаротрубных распределение выделения пара по поверхности зеркала испарения значительно равномернее и количество воды, выносимое в паровое пространство, вследствие этого меньше.

Наибольший размер капелек, уносимых с собой паром, тем больше, чем больше скорость движения пара. Поэтому унос воды из котла, и следовательно, влажность выдаваемого котлом пара тем выше, чем меньше паровой объем котла при данной его производительности. В этом отношении жаротрубные и дымогарные котлы также имеют преимущество перед водотрубными.

При наличии в кипящей воде коллоидных примесей (в частности органических) в местах выхода пара из толщи воды в паровое пространство возможно образование пены. Выходящий из толщи воды паровой пузырек выносит с собой на поверхность воды свою жидкую оболочку. В случае образования пены эта оболочка не лопается и пузырек остается на поверхности воды. Под образовавшимся таким образом слоем пузырей немедленно возникает следующий слой и т. д. Таким образом создается слой пены, толщина которого зависит от состава котловой воды. При большой способности воды к пенообразованию пена может заполнить все паровое пространство и выйти вместе с паром в паропровод. Вспенивание воды, понятно, приводит к большому уносу котловой воды в пароперегреватель и в паропровод. Средством борьбы с пенообразованием может явиться только регулирование состава и свойств котловой воды.

Капельки влаги, выносимой из котла паром, содержат в растворе все те соли, которые имеются в котловой воде. При этом содержание солей в капельках влаги всегда бывает выше, чем в котловой воде. Это объясняется в частности тем, что паром увлекается главным образом та вода, которая допадает к поверхности, дви-

гаясь вследствие циркуляции в месте с паровыми пузырями. Эта вода всегда более насыщена солями, чем остальная масса котловой воды, так как концентрация в ней солей повышена вследствие ее частичного испарения у поверхности нагрева.

Соли, уносимые паром из котла, отлагаются в пароперегревателе и ухудшают условия работы его трубок. Постепенно слой отложений в пароперегревателе увеличивается, отдельные трубки закупориваются солями. В результате начинаются пережоги трубок пароперегревателей.

Если котел не имеет пароперегревателя, то соли отлагаются в паропроводах и в особенности в арматуре — вентилях, водоотделителях и др. Соли, отлагающиеся в вентилях, могут нарушать плотность их закрывания и уменьшают их проход, что приводит к увеличению падения давления пара. Постепенно накапливаясь, при продолжительной работе паропровода, эти отложения могут достигать значительных размеров и приводить к серьезным неполадкам в работе паропроводов. Часть солей может пойти вместе с паром до паропотребляющих установок, где в этом случае также образуются солеотложения.

Количество выносимых из котла солей тем больше, чем выше влажность выдаваемого котлом пара и больше содержание солей в котловой воде. Следовательно, средством борьбы с отложениями солей в пароперегревателях, паропроводах и у паропотребителей должно быть в частности наивозможное уменьшение влажности пара, выходящего из котлов.

Влага, содержащаяся в паре, уносит с собой из котла тепло, ушедшее на ее подогрев до температуры кипения. Тепло это полезно не используется, так как влага, выделяющаяся из пара, должна отводиться в дренаж вместе с конденсатом, образующимся в паропроводе.

При резком повышении нагрузки котла и падении в нем давления происходит, вследствие парообразования во всей массе котловой воды, бурное вскипание ее. При этом возможен выброс большого количества воды из котла в паропровод. Выброс способствует повышению уровня воды в котле при резком повышении нагрузки.

Такие же выбросы бывают при переполнении котла водой вследствие недостаточного надзора за питанием, а также при неправильной растопке котла. Выброс в паропровод значительного количества воды может повлечь за собой гидравлические удары и разрушение паропровода.

Все изложенное делает необходимым принятие мер для снижения влажности пара, выдаваемого котлом. Для этого необходимо тем или иным путем отделять влагу от пара или добиваться уменьшения количества влаги, выносимой паром с поверхности зеркала испарения. Отделение влаги от пара производится при помощи внутрибарабанных и линейных сепараторов более или менее сложной конструкции, в зависимости от требуемой степени осушения пара. Простейшим сепаратором пара является сухопарник — дополнительный небольшой барабан, устанавливаемый над барабаном, из которого отводится пар, и соединенный с ним трубками большого общего сечения, по которым пар переходит из

барабана в сухопарник. В сухопарнике пар теряет скорость и наиболее крупные капли влаги, оседают на его дно. Выделяющаяся в сухопарнике вода стекает обратно в барабан.

Однако сухопарники отделяют лишь самые крупные капли и не дают большого снижения влажности пара.

В котлах системы Шухова и Шухова-Берлина желательно применять специальные механические сепарирующие устройства.

Действие сепарирующих устройств бывает обычно основано на отделении капелек влаги от несущего их пара вследствие снижения скорости его или изменений направления его движения.

Сепарирующее устройство может давать хорошую осушку пара только в том случае, если оно правильно рассчитано и сконструировано. Поэтому в случае необходимости устройства сепарации пара, следует обращаться к специализировавшимся в этой области организациям.

В этой части необходимо подчеркнуть, что одним из основных условий удовлетворительной работы любого паросепарационного устройства является правильно организованный отвод от него сепарата — захваченной с паром котловой воды. Обычно применяемый дренаж внутрибарабанного паросепаратора под уровень воды в верхнем барабане является допустимым лишь при малом сопротивлении сепаратора. В том случае, когда суммарное сопротивление сепаратора и дренажных труб, выраженное в метрах водяного столба, превышает высоту его размещения над зеркалом испарения — будет иметь место не отвод отсепарированной влаги, а наоборот, поднос котловой воды в отводимый из котла пар.

Влажность выходящего из котлов пара бывает обычно около 2—3%, но иногда доходит до 5%. При выбросах воды из котла в случаях ее вспенивания или вскипания и резкого повышения уровня, влажность пара может быть, конечно, во много раз больше.

Глава VI

РАБОТА ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЕЙ И ЭКОНОМАЙЗЕРОВ

§ 18. Работа пароперегревателя

При наличии пароперегревателя пар, после его образования в кипятильной системе котла, поступает в пароперегреватель. Обычно пароперегреватель состоит из коллектора насыщенного пара и изогнутых в виде змеевиков труб, соединяющих коллекторы и составляющих поверхность нагрева пароперегревателя. Пароперегреватель размещается на пути продуктов сгорания, обычно между первым и вторым газоходами, где продукты сгорания имеют температуру порядка 600—800°C. В современных котлоагрегатах энергетического назначения и повышенных параметров пара начальная температура газов перед пароперегревателем повышается до 850—1000°C.

Проходя по трубам пароперегревателя, пар сначала подсушивается, а затем уже начинает перегреваться. При высокой температуре перегрева (порядка 375—400°C) трубы пароперегрева-

теля работают в тяжелых температурных условиях; температура стенок приближается к предельно допустимой (500°C), а часто и превосходит ее. Температура стенки трубы пароперегревателя определяется формулой:

$$t_{cm} = t_n + q \left(\frac{\delta_c}{\lambda_c} + \frac{\delta_g}{\lambda_g} + \frac{1}{a_2} \right), \quad (22)$$

где t_n — температура пара, протекающего по трубе на рассматриваемом ее участке в $^{\circ}\text{C}$;

q — тепловая нагрузка 1 м^2 поверхности нагрева для этого же участка в $\text{ккал}/\text{м}^2 \text{ час}$;

δ_c — толщина стенки в м ;

λ_c — коэффициент теплопроводности стенки в $\text{ккал}/\text{м час } ^{\circ}\text{C}$;

δ_g — толщина слоя внутренних загрязнений, λ_g их коэффициент, теплопроводности;

a_2 — коэффициент теплоотдачи от стенки к движущемуся по трубе пару в $\text{ккал}/\text{м}^2 \text{ час } ^{\circ}\text{C}$.

Из этой формулы видно, что причины перегрева и пережога труб пароперегревателя могут быть следующие:

а) внутренние загрязнения пароперегревателя;

б) слишком высокие местные тепловые нагрузки пароперегревателя;

в) низкое значение величины a_2 .

Внутренние загрязнения пароперегревателя представляют для котельных нефтебаз особую опасность ввиду обычно плохого качества питательной воды и неудовлетворительной сепарации пара. Поэтому все мероприятия, проводимые для борьбы с отложением накипи в котлах, будут одновременно улучшать условия работы пароперегревателя. Температура перегрева пара в небольших котельных низкого давления, к каковым относятся котельные нефтебаз, бывает невысокой и далеко не достигает тех величин, которые при нормальных условиях ставят пароперегреватель в тяжелые температурные условия. Однако при средней невысокой температуре перегрева могут иметь место весьма высокие температуры пара в отдельных трубах пароперегревателя, следствием чего являются местные перегревы труб и их пережог. Сильно перегретый в таких трубах пар затем смешивается в коллекторе с менее перегретым паром из других труб. Пар, выходящий из перегревателя, имеет при этом нормальную температуру и, таким образом, внешние признаки, по которым можно было бы заметить чрезмерный местный перегрев пара, отсутствуют.

Причинами местного повышения перегрева пара могут быть:

а) неравномерное распределение пара между параллельно работающими трубками пароперегревателя;

б) неравномерное распределение по ширине котла скорости и температур газового потока, омывающего перегреватель.

Неравномерное распределение пара между трубками может быть или следствием неудачного выбора места ввода пара в коллектор насыщенного пара и места вывода его из пароперегревателя, или же случайное повышение сопротивления отдельных трубок, например, вследствие отложения солей. Распределение пара

между трубками во всех случаях бывает тем более равномерным, чем меньше гидравлическое сопротивление коллекторов и чем больше гидравлическое сопротивление трубок пароперегревателя. Это обстоятельство часто используется при исправлении распределения пара между трубками путем установки в трубках (обязательно со стороны входа пара) диафрагм с отверстиями, меньшими диаметра трубок. Следует при этом помнить, что более сильный перегрев пара имеет место в трубах со сниженной скоростью (количеством) пара, и наоборот. Поэтому диафрагмировать надлежит трубки, имеющие большой расход пара и меньшую конечную его температуру. При подобной наладке перегревателя используются змеевиковые темопары, приваренные к концам перегревательных змеевиков.

Причиной неравномерного распределения скоростей и температур газового потока по ширине котла может быть неодинаковая нагрузка форсунок или же неравномерное отложение загрязнений на внешней стороне поверхностей нагрева котла.

Повышенные местные тепловые нагрузки поверхности нагрева пароперегревателя могут быть, например, следствием излучения тепла на близлежащие трубы шамотными перегородками, кладкой и газовыми коридорами. При наличии широких газовых коридоров между отдельными группами труб пароперегревателя, трубы, прилегающие к этим коридорам, подвергаются действию излучения газовых слоев большей толщины, и, следовательно, получают больше тепла чем остальные трубы за счет излучения газов. К тому же результату приводят большие газовые объемы (пазухи) перед пароперегревателем.

Низкое значение α_2 имеет место при недостаточной скорости пара в трубках перегревателя по причине большого проходного их сечения или вследствие наличия паровых — дереносов — см. выше.

Все перечисленные факторы, приводящие к общему или местному повышению температуры стенок труб, могут действовать одновременно в различных комбинациях и в этом случае представляют особую опасность.

При растопке котла пароперегреватель подвергается действию горячих продуктов сгорания раньше, чем котел начинает давать пар. Если при растопке не принимать мер к охлаждению пароперегревателя, то его трубы перегреваются и возможен их перегрет. Перегрев труб возможен также при резких колебаниях нагрузки котла. При сильном снижении нагрузки охлаждение перегревателя паром сразу ухудшается. Так как регулировка топки всегда несколько отстает от колебаний нагрузки, то при этом плохо охлаждаемые трубы продолжают некоторое время получать неизменное количество тепла, результатом чего и является повышение перегрева пара и температуры стенок труб. Особенно тяжелое положение складывается в том случае, когда при сильном снижении нагрузки начинают работать котельные предохранительные клапаны.

К тем же результатам может привести расходование ненормально большого количества насыщенного пара до поступления его

в пароперегреватель. При этом тепловая нагрузка перегревателя остается неизменной, а количество и, следовательно, скорость проходящего через него пара уменьшается, в результате повышается перегрев пара, уменьшается значение α_2 и температура стенок перегревателя повышается.

В каждом отдельном случае прогорания трубок необходимо тщательно проанализировать возможное действие различных причин и в соответствии с этим выбрать подходящие профилактические или лечебные мероприятия. К числу таковых могут, например, относиться:

а) диафрагмирование трубок пароперегревателя с целью улучшения распределения пара между трубками;

б) улучшение схемы подвода и отвода пара от пароперегревателя, переключение змеевиков для повышения средней скорости в них пара;

в) уничтожение (закладка) широких газовых коридоров и пауз;

г) ликвидация газовых перекосов (равномерное распределение тепловой нагрузки по ширине топки, систематические очистки поверхностей нагрева от соотложений и пр.).

Особое внимание необходимо обращать на охлаждение пароперегревателя при растопках котла. Для этого возможно применение нескольких методов:

а) заливка пароперегревателя перед растопкой водой,

б) вентиляция пароперегревателя воздухом,

в) охлаждение пароперегревателя паром, для чего может быть использован пар, получаемый от других работающих котлов. Охлажденный пар может или выпускаться в атмосферу, или использоваться (например на подогрев питательной воды или топлива).

Из всех указанных и практикуемых методов можно рекомендовать применение только третьего (охлаждение паром).

Заливка перегревателя водой нецелесообразна уже потому, что испаряющаяся вода оставляет в пароперегревателе налет накипи. Охлаждение перегревателя при помощи вентиляции его воздухом недостаточно эффективно, ибо достаточных скоростей воздуха создать, обычно, не удастся.

Для продувки пароперегревателя во время растопки паром должны быть предусмотрены специальные паропроводы, подводящие и отводящие пар от пароперегревателя. Для возможности контроля за работой пароперегревателя, на паропроводе, отводящем от перегревателя перегретый пар, обязательно должен иметься термометр.

§ 19. Работа водяных экономайзеров

В экономайзере происходит подогрев воды за счет тепла отходящих газов котла. Обычно в котельных установках малой мощности применяются ребристые или гладкотрубные чугунные экономайзеры. Экономайзеры работают в легких температурных условиях, так как температура дымовых газов при входе в экономайзер не превышает 350—400° С, а часто бывает значительно ниже.

При этих условиях возможность непосредственного пережога экономайзерных труб исключается.

Температура конечного подогрева воды в экономайзере должна быть ниже температуры кипения, соответствующей давлению в котле, причем недогрев до кипения должен быть не ниже 30—40 ккал.

Если допустить нагрев воды до температуры кипения, то в экономайзере начнется парообразование, в результате чего будут иметь место гидравлические удары, могущие вызвать разрывы труб или коллекторов экономайзера. Действие этих гидравлических ударов объясняется резким возрастанием скоростей воды при периодическом проталкивании в барабан образовавшегося в экономайзере пара.

Так как гидравлическое сопротивление экономайзера и соединяющих его с котлом трубопроводов вообще довольно велико, то парообразование может повлечь за собой недопустимое повышение давления в экономайзере и разрушение последнего.

Таким образом, кипение в экономайзере ведет к тяжелым авариям, связанным с выводом экономайзера из строя и возможностью человеческих жертв.

В практической эксплуатации не удается поддерживать постоянное соответствие между количеством тепла, получаемым поверхностью нагрева экономайзера от дымовых газов, и количеством протекающей через него воды, в особенности при колебаниях нагрузки котла. Поэтому всегда неизбежны колебания температуры подогрева воды в экономайзере. Рассмотрим в виде примера случай резкого повышения нагрузки котла.

При внезапном увеличении количества отбираемого от котла пара начинается падение давления и парообразование во всей массе находящейся в котле воды. Объем последней в силу этого увеличивается и, уровень воды в котле повышается, что вынуждает уменьшить приток в котел питательной воды, а значит и количество воды, протекающей через экономайзер. В то же время кочегар, заметив повышение нагрузки котла, начинает усиливать форсировку топки.

В итоге температура воды в экономайзере возрастает, при одновременном понижении давления, что приближает воду в экономайзере к состоянию кипения. Этот пример показывает, что необходимо, чтобы при нормальной работе экономайзера разность между температурой в котле и температурой подогрева воды в экономайзере имела некоторую достаточно значительную величину (см. выше), гарантирующую отсутствие парообразования в экономайзере при случайных нарушениях нормального режима эксплуатации.

Периодическое питание котлов, имеющих экономайзеры, конечно, недопустимо, что исключает возможность применения в этих случаях инжекторов.

Для возможности нормальной эксплуатации экономайзер должен быть оборудован необходимой арматурой и гарнитурой, которая должна всегда содержаться в порядке.

Прежде всего необходим предохранительный клапан у входа воды в экономайзер; обычно у выхода из экономайзера подогретой воды также устанавливается предохранительный клапан. Предохранительные клапаны необходимы на случай ненормального повышения давления в экономайзере, а также для смягчения действия гидравлических ударов. Экономайзеры, работающие со значительным подогревом воды, целесообразно также снабжать линиями, не дающими возможность периодического спуска горячей воды в питательный бак.

На трубопроводе, подающем питательную воду из экономайзера в котел, должен быть установлен вентиль (или задвижка) для выключения экономайзера в случае его неисправности. С этой же целью должна быть предусмотрена возможность питания котла помимо экономайзера. Необходимо при этом отметить, что в современной котлотехнике применяются специальные экономайзеры, допускающие и рассчитанные на довольно значительное в них парообразование. Принципиальное отличие подобных кипящих экономайзеров от обычных заключается в расположении всей арматуры (питательного и обратного клапана) до экономайзера и наличии свободного соединения выходного коллектора экономайзера с котлом.

Для контроля работы экономайзера на трубопроводе, отводящем подогретую воду из экономайзера в котел, должен быть установлен термометр, за показаниями которого должно вестись систематическое наблюдение.

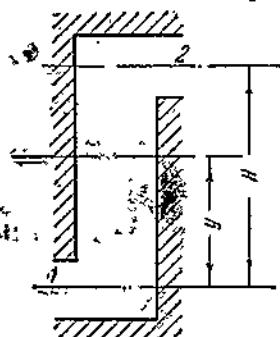
Глава VII

РАБОТА ТЯГОВЫХ УСТРОЙСТВ

§ 20. Анализ работы газоходов

Естественная тяга создается разностью между удельным весом внешнего воздуха и удельным весом горячих продуктов сгорания в дымовой трубе и в газоходах котла. Рассмотрим вертикальный газоход (фиг. 15), по которому поднимаются горячие газы. Удельный вес внешнего воздуха обозначим через γ_a кг/м³, удельный вес газов в газоходе через γ_g кг/м³.

Давление, создаваемое столбом внешнего воздуха высотой H , равно $H \cdot \gamma_a$, давление столба горячих газов той же высоты — $H \cdot \gamma_g$. Разность между этими давлениями $H\gamma_a - H\gamma_g = (H[\gamma_a - \gamma_g])$ кг/м² является движущей силой, вызывающей движение газов по газоходу. Так как удельный вес внешнего воздуха больше, чем удельный вес продуктов сгорания (ввиду более высокой температуры последних), то в рассматриваемом газоходе газы будут двигаться по



Фиг. 15. Схема вертикального газохода

направлению снизу вверх. Движущая сила тяги расходуется при этом на преодоление гидравлических сопротивлений, возникающих при движении газов по газоходу. При этом в газоходе устанавливается такая скорость движения газов, при которой сумма всех гидравлических сопротивлений газоходов становится равной движущей силе тяги $H(\gamma_g - \gamma_a)$ кг/м². При движении газов по газоходам котла имеют место потери давления на преодоление следующих сопротивлений:

- а) трение газов о стенки газоходов;
- б) местные сопротивления, возникающие при резком изменении скорости газов, на поворотах и пр.; и
- в) создание скорости газов.

Обозначая сумму всех гидравлических сопротивлений на каком-либо участке газохода от сечения 1 до 2 через Σh , абсолютное давление газов в сечении 1 через P_1 , высоту сечений 1 и 2 над каким-либо условным уровнем (например над уровнем оси форсунки) через y_1, y_2 , имеем абсолютное давление в сечении 2.

$$P_2 = P_1 - (y_2 - y_1)\gamma_a - \Sigma h, \quad (23)$$

Если за сечение 1 принять входное отверстие газохода, то P_1 есть давление внешней атмосферы, на уровне входного отверстия, равное P_a . Тогда абсолютное давление газов в любом сечении газохода

$$P_y = P_a - y \cdot \gamma_a - \Sigma h, \quad (24)$$

где γ_a — средний удельный вес продуктов сгорания на рассматриваемом участке газохода, y — высота сечения, для которого мы определяем давление, над уровнем входного отверстия.

Если газоход горизонтальный, как это имеет место, например, у жаротрубных котлов и котлов с дымогарными трубами, то

$$y = 0 \text{ и } P = P_a - \Sigma h. \quad (25)$$

На практике измеряется не абсолютное давление газов, а разрежение в газоходе, представляющее собой разность между давлением внешней атмосферы на высоте рассматриваемого сечения газохода и давлением газов в этом сечении,

Давление внешней атмосферы на высоте y над уровнем входного отверстия газохода

$$P_{ay} = P_a - y \cdot \gamma_a, \quad (26)$$

поэтому разрежение в сечении газохода, находящемся на высоте y над уровнем входного отверстия,

$$S_y = P_{ay} - P = \Sigma h - (\gamma_a - \gamma_g) \cdot y. \quad (27)$$

Если бы в рассмотренном газоходе газы двигались не вверх, а сверху вниз, то обозначая опять через P_a давление атмосферы на уровне входного отверстия, мы получили бы следующие выражения для абсолютного давления и разрежения в газоходе, при-

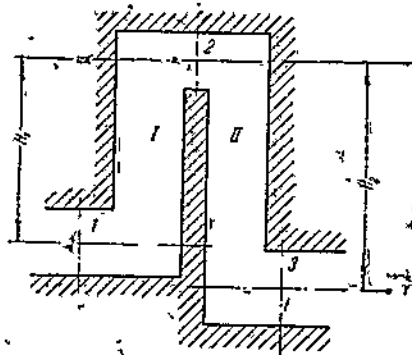
писывая в формулах (24 и 27) сечениям, расположенным ниже входного отверстия, отрицательное значение y

$$P_y = P_a + \gamma_a y - \sum h, \quad (28)$$

$$S_y = \sum h + (\gamma_a - \gamma) y, \quad (29)$$

где y — расстояние по высоте рассматриваемого сечения газохода от входного его сечения, отсчитываемое по направлению сверху вниз.

Рассмотрим теперь систему, состоящую из двух вертикальных газоходов (фиг. 16). Газоход I пусть является топкой; через отверстие I в него вводятся воздух и топливо. В нижней части газохода I происходит горение, затем продукты сгорания омывают пучок кипяtilьных труб и поворачивают во второй газоход II, по которому опускаются вниз до его выходного отверстия. Эта схема соответствует пути движения газов в горизонтально-водотрубном котле с двухходовой обмуровкой.



Фиг. 16. Тяговая система из двух вертикальных газоходов

Обозначая средние удельные веса газов в газоходе I и II через γ_I и γ_{II} , абсолютные давления и разрежения в сечениях 1, 2, и 3 через P и s с соответствующими индексами, высоту газоходов через H_I и H_{II} , найдем следующее:

Абсолютное давление у входного отверстия топki $P_1 = P_{a1}$, где P_{a1} — атмосферное давление на уровне входного отверстия топki.

Абсолютное давление в сечении 2

$$P_2 = P_1 - H_I \gamma_I - \sum h_1 = P_{a1} - H_I \gamma_I - \sum h_1, \quad (30)$$

где $\sum h_1$ — сумма потерь давления на преодоление гидравлических сопротивлений газохода I.

Атмосферное давление на уровне сечения 2

$$P_{a2} = P_{a1} - H_I. \quad (31)$$

Разрежение в сечении 2

$$S_2 = P_{a2} - P_2 = \sum h_1 - H_I (\gamma_a - \gamma_I). \quad (32)$$

Из последнего выражения видно, что в сечении 2 может быть как разрежение ($S_2 > 0$), так и избыточное давление ($s_2 < 0$) при $\sum h_1 > H_I (\gamma_a - \gamma_I)$.

Абсолютное давление в сечении 3

$$P_3 = P_2 + H_{II} \gamma_{II} - \sum h_{II} = P_{a1} - H_I \gamma_I + H_{II} \gamma_{II} - (\sum h_1 + \sum h_{II}), \quad (33)$$

где $\sum h_{II}$ — сумма падений давления на преодоление гидравличес-

к x сопротивлений в газоходе II . Обозначая сумму всех гидравлических сопротивлений через Σh

$$\sum h_I + \sum h_{II} = \sum h, \quad (34)$$

имеем

$$P_3 = P_{a1} - H_I \gamma_I + H_{II} \gamma_{II} - \sum h. \quad (35)$$

Атмосферное давление на уровне сечения 3

$$P_{a3} = P_{a1} - (H_I - H_{II}) \gamma_e. \quad (36)$$

Разрежение в сечении 3

$$S_3 = P_{a3} - P_3 = \sum h + H_I \gamma_I - H_{II} \gamma_{II} - (H_I - H_{II}) \gamma_e. \quad (37)$$

В частном случае, если $H_I = H_{II} = H$, т. е. газы во втором газоходе опускаются до уровня входного отверстия топки, имеем

$$P_3 = P_{a1} + H(\gamma_{II} - \gamma_I) - \sum h, \quad (38)$$

$$S_3 = \sum h - H(\gamma_{II} - \gamma_I). \quad (39)$$

Так как, проходя через газоходы, продукты сгорания отдают тепло поверхности нагрева котла и температура их понижается, то всегда γ_{II} больше, чем γ_I .

Если сечение 3 является выходным сечением рассматриваемой системы и дымовая труба отсутствует, то абсолютное давление в сечении 3 должно быть равно давлению внешней атмосферы на уровне сечения 3, т. е. $P_3^* = P_{a3}$.

Разрежение в сечении 3 в этом случае равно нулю

$$S_3 = 0:$$

Если, $H_I \neq H_{II}$,

то

$$\sum h = H(\gamma_{II} - \gamma_I). \quad (40)$$

Это уравнение показывает, что под влиянием разности удельных весов газы двигаются в газоходах II и I по направлению от сечения 1 к сечению 3 с такой скоростью, при которой падение давления на преодоление гидравлических сопротивлений системы равно разности давлений, создаваемых соответственными столбами газов. Таким образом, в системе котельных газоходов создается естественная тяга даже при отсутствии дымовой трубы. Однако эта тяга (так называемая самотяга) недостаточна для работы парового котла. Поэтому после выхода газов из газоходов котла они направляются в дымовую трубу, представляющую собой вертикальный газоход с восходящим движением газов, имеющий высоту, достаточную для того, чтобы создаваемая им тяга была способна преодолеть все гидравлические сопротивле-

ния системы газоходов при протекании по ним нужного количества газов.

Обозначим высоту дымовой трубы через H_{mp} , потерю давления на преодоление гидравлических сопротивлений трубы через Σh_{mp} , средний удельный вес дымовых газов в трубе через γ_{mp} .

Давление газов у выходного отверстия дымовой трубы равно давлению внешней атмосферы у этого отверстия

$$P'_{mp} = P_{a1} - H_{mp} \gamma_s \quad (41)$$

и в то же время определяется в зависимости от абсолютного давления газов у основания трубы выражением

$$P''_{mp} = P'_{mp} - H_{mp} \gamma_{mp} - \Sigma h_{mp} \quad (42)$$

Отсюда

$$P_{a1} - H_{mp} \gamma_s = P'_{mp} - H_{mp} \gamma_{mp} - \Sigma h_{mp} \quad (43)$$

Разрежение у основания дымовой трубы

$$S_{mp} = P_{a1} - P'_{mp} = H_{mp} (\gamma_s - \gamma_{mp}) - \Sigma h_{mp} \quad (44)$$

Для рассмотренной выше системы из двух вертикальных газоходов, с следующей за вторым газоходом дымовой трубой

$$P'_{mp} = P_3 \quad (45)$$

$$P''_{mp} = P_3 - H_{mp} \gamma_{mp} - \Sigma h_{mp} = P_{a1} + H (\gamma_{II} - \gamma_I) - H_{mp} \gamma_{mp} - \Sigma h \quad (46)$$

или

$$P_{a1} - H_{mp} \gamma_s = P_{a1} + H (\gamma_{II} - \gamma_I) - H_{mp} \gamma_{mp} - \Sigma h \quad (47)$$

$$H (\gamma_{II} - \gamma_I) + H_{mp} (\gamma_s - \gamma_{mp}) = \Sigma h \quad (48)$$

где Σh — полное гидравлическое сопротивление системы, включая дымовую трубу.

Полная тяга, создаваемая системой, расходуемая на преодоление гидравлических сопротивлений котла и трубы, выражается формулой

$$S_c = H (\gamma_{II} - \gamma_I) + H_{mp} (\gamma_s - \gamma_{mp}) \quad (49)$$

т. е. складывается из самотяги системы и тяги, создаваемой трубой.

Регулирование разрежения в топке и количества газов, просасываемых через систему газоходов, производится путем изменения гидравлических сопротивлений отдельных участков газового тракта котла. Это изменение производится при помощи дымового шиберя, установленного между котлом и дымовой трубой, и воздушных регистров в форсуночном отверстии топки.

При уменьшении свободного сечения, оставляемого шибером и воздушными регистрами для прохода газов и воздуха, падение

давления, которое способна преодолеть дымовая труба, возникает при меньшей скорости газов, следовательно, при меньшем их количестве. Путем соответствующей установки шиберов и воздушных регистров можно регулировать одновременно количество просасываемых газов и разрежение в топке. Например, если при данной нагрузке котла требуется увеличить разрежение в топке, то следует приоткрыть дымовой шибер и одновременно прикрыть воздушные регистры так, чтобы суммарное гидравлическое сопротивление системы осталось неизменным. При этом количество газов не изменится, а разрежение в топке увеличится. Из изложенного видно, что в высших точках газоходов может иметь место и разрежение и избыточное давление; последнее нежелательно, так как при этом начинается выбивание дымовых газов через неплотности обмуровки в котельную.

§ 21. Данные о газовых сопротивлениях котельных агрегатов

Газовое сопротивление котлоагрегата возрастает с увеличением скорости движения продуктов сгорания, т. е. с увеличением нагрузки котлоагрегата. Приводим простейшие приближенные данные и формулы, пригодные для быстрых прикидочных расчетов газовых сопротивлений.

Полное газовое сопротивление котельного агрегата складывается из сопротивлений отдельных его элементов

$$\sum h = h_m + h_k + h_{пер} + h_{эк} + h_б + h_{ш} \text{ мм вод. столба,} \quad (50)$$

где h_m — сопротивление топки;
 h_k — " котла;
 $h_{пер}$ — " пароперегревателя;
 $h_{эк}$ — " экономайзера;
 $h_б$ — " боровов от котла до экономайзера и от последнего до дымовой трубы;
 $h_{ш}$ — " дымовых шиберов.

Размерность сопротивлений $\text{кг}\cdot\text{м}^2$ или мм вод. столба.

1. Сопротивление топки (h_m) для топок жидкого топлива равняется сопротивлению фронтальных воздушных регистров, следовательно, при отсутствии дутья, равно разрежению в топке на уровне форсунок; как указывалось в главе III, разрежение в топке при мазутном отоплении обычно должно составлять $2 \div 5$ мм вод. столба. Итак, для жидкого топлива можно принимать $h_m = 2 \div 5$ мм вод. столба.

При твердом топливе величина h_m представляет сопротивление колосниковой решетки и слоя топлива и может подсчитываться по формуле

$$h_m = A \cdot \left[\frac{B}{R(\text{CO}_2)_m} \right]^2 \text{ мм вод. столба,} \quad (51)$$

где B — часовой расход топлива в кг ;
 R — площадь колосниковой решетки в м^2 ;
 $(\text{CO}_2)_m$ — содержание углекислоты в топочных газах в %;
 A — численный коэффициент, колеблющийся для ручных решеток от 0,0015 (дрова) до 0,05 (спекающийся уголь).

Поскольку при сжигании на колосниках углей, особенно многозольных и спекающихся, сопротивление решетки доходит до 50—60 мм вод. столба, необходимым оказывается в этих случаях применение вентиляторного дутья, разгружающего работу тягового устройства.

2. Сопротивление газоходов котла может определяться по следующим эмпирическим формулам:

Для горизонтально-водотрубных и жаротрубных котлов

$$h_k = 0,006 \cdot \left(\frac{D}{H_k} \right)^2 \cdot \alpha_k^3. \quad (53)$$

Для вертикально-водотрубных котлов

$$h_k = 0,004 \left(\frac{D}{H_k} \right)^2 \cdot \alpha_k^2 - 2 \text{ мм}, \quad (54)$$

где D/H_k — паронапряжение поверхности нагрева котла в кг/м² час, α_k — коэффициент избытка воздуха за котлом.

3. Сопротивление нормального пароперегревателя можно оценить равным 1—3 мм вод. столба.

4. Сопротивление гладкотрубного экономайзера может быть определено по формуле

$$h_{zk} = \frac{n}{10} \left(\frac{W_2}{4} \right)^2 \text{ мм вод. столба}, \quad (55)$$

а ребристого

$$h_{zk} = 0,06n \cdot W_2^2,$$

где n — число рядов труб экономайзера вдоль потока газов;

W_2 — скорость газов в экономайзере в м/сек.

5. Сопротивление горизонтального кирпичного прямого борава можно принять равным 2—4 мм вод. столба на каждые 25 пог. м длины борава. В местах присоединения к бораву боровов отдельных котлов возникает добавочное сопротивление, равное примерно 1,3 (от 1 до 1,5) мм вод. столба.

6. Сопротивление шибер ($h_{ш}$) зависит от степени его открытия. Если расчёт тяги ведется для максимальной возможной нагрузки котла, то для этих условий можно принять шибер полностью открытым и принимать $h_{ш} = 0$.

§ 22. Естественная и искусственная тяга

Естественная тяга создается дымовой трубой, высота которой должна быть достаточна для преодоления максимального газового сопротивления котла при наименее благоприятных условиях работы (высокая температура наружного воздуха). Для определения необходимой высоты дымовой трубы или тяги, которую способна создать существующая труба, можно пользоваться диаграммами проф. Р. Г. Грановского (фиг. 17 и 18), построенными для температур наружного воздуха 0° С и +30° С.

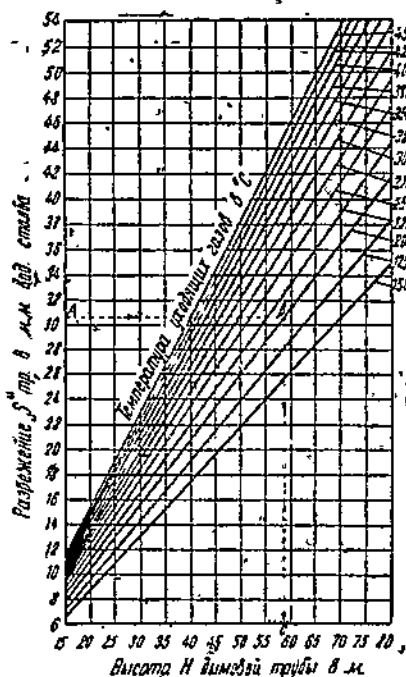
Предварительно к полному газовому сопротивлению котлоагрегата, подсчитанному как указано в предыдущем параграфе,

необходимо прибавить следующие газовые сопротивления самой трубы:

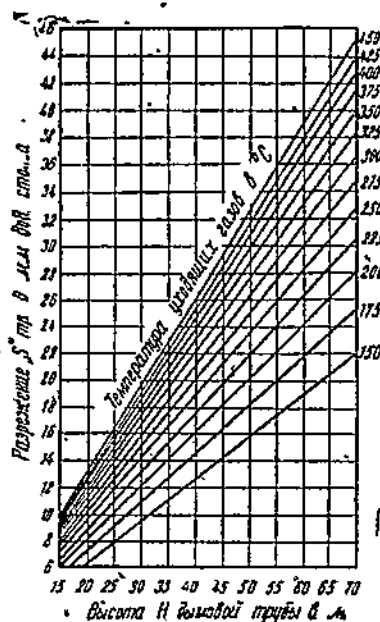
1. Потерю на трение в трубе, которую можно принять равной $0,5 \div 2$ мм вод. столба.

2. Потерю на создание скорости газов равную $\frac{W_{\text{г}}^2}{2g} \gamma_{\text{г}}$, где $W_{\text{г}}$ и $\gamma_{\text{г}}$ — скорость и удельный вес газов в трубе.

Нормальная величина скорости газов при выходе из трубы может быть принята в пределах от 4 до 8 м/сек.



Фиг. 17. Номограмма для определения высоты дымоходной трубы при температуре наружного воздуха — 0°C



Фиг. 18. Номограмма для определения высоты дымоходной трубы при температуре наружного воздуха — 30°C

По пути от котла до дымоходной трубы и в самой трубе газы охлаждаются. Охлаждение газов в борове можно принять от 1 до 5°C на 1 пог. м боровы, охлаждение в трубе 1°C на 1 пог. м трубы.

При искусственной (дымососной) тяге роль дымоходной трубы сводится к удалению дымовых газов за пределы котельной, необходимое же разрежение создается дымососом.

Для выбора дымососа необходимо знать объем дымовых газов и полное газовое сопротивление котельного агрегата, включая дымоходную трубу. Мощность, расходуемая на привод дымососа, подсчитывается по формуле

$$N = \frac{V_{\text{г}} \cdot \rho \cdot B (\Sigma h + 5)}{270000 \cdot \eta_{\text{г}}} \text{ л. с.}, \quad (57)$$

где $V^2.э$ — действительный объем продуктов сгорания на 1 кг топлива, соответствующий их температуре;

Σh — полное газовое сопротивление котлоагрегата (включая дымовую трубу) в мм вод. столба;

B — часовой расход топлива в кг;

η_g — к. п. д. дымососа, равный 0,3—0,35.

Расход электрической энергии на работу дымососа

$$N_{эл} = \frac{N \cdot 0,736}{\eta_{эл}}, \quad (58)$$

где $\eta_{эл}$ — к. п. д. электромотора, который ориентировочно можно принять $\eta_{эл} = 0,8$.

Подсчитанную мощность электромотора следует увеличивать на 25%, чтобы иметь запас для форсировок.

Основным преимуществом дымососной тяги является отсутствие необходимости в сооружении высоких дымовых труб, главный недостаток ее — добавочный расход энергии на создание тяги и усложнение обслуживания. Дымососная тяга в котельных нефтебаз применяется редко, так как используемые здесь котлы малой мощности имеют небольшое газовое сопротивление и не требуют для создания естественной тяги слишком высоких дымовых труб.

Пример. Котельная установка состоит из трех паровых котлов системы Шухова поверхностью по 250 м².

Наибольшее паронапряжение поверхности нагрева $\frac{D}{H_k} = 25 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$. Часовой расход топлива $B = 1800 \text{ кг/час}$. $Q_{н}^p = 9800 \text{ кал/кг}$, коэффициент избытка воздуха за котлом $\alpha_k = 1,4$, температура газов за котлом $t_{гс} = 400^\circ\text{C}$. Экономайзеров и пароперегревателей нет.

Определим необходимую высоту дымовой трубы при естественной тяге и расход энергии на привод дымососов при вариантном применении искусственной.

а) Газовое сопротивление установки.

Разрежение в топке принимаем $h_m = 3 \text{ мм вод. столба}$. Сопротивление котла $h_k = 0,006 \left(\frac{D}{H_k} \right)^2 \alpha_k^2 = 0,006 \cdot 25^2 \cdot 1,4^2 \approx 7,4 \text{ мм вод. столба}$.

Сопротивление дымовых шиберов при максимальной нагрузке котлов принимаем $h_m = 0$.

При естественной тяге все три котла будут обслуживаться одним общим боромом, общую длину которого примем 25 пог. м.

Сопротивление борова составит (при учете бокового к нему подключения двух котлов)

$$H_b = 3 + 1,3 \cdot 2 = 5,6 \text{ мм вод. столба.}$$

б) Естественная тяга.

Общее газовое сопротивление установки

$$\Sigma h = 3 + 7,4 + 5,6 = 16 \text{ мм вод. столба.}$$

Температура газов у основания дымовой трубы (принимая их охлаждение в 3°C на 1 пог. м борова).

$$t_m = 400 - 25 \cdot 3 = 325^{\circ}\text{C}.$$

При скорости выхода газов из трубы $W_g = 8 \text{ м/сек}$ потеря на создание скорости газов составит 2 мм вод. столба. Потерю на трение в трубе принимаем 2 мм вод. столба.

Полное сопротивление установки (вместе с трубой) $s = 16 + 2 + 2 = 20 \text{ мм вод. столба.}$

По диаграмме проф. Грановского необходимая высота трубы (при внешней температуре $+30^{\circ}\text{C}$) получается $H = 37 \text{ м.}$

в) Дымососная тяга.

Устанавливая отдельный дымосос на каждый котел; в непосредственной к нему близости, сопротивлением борова можем пренебречь. Имеем: по формуле (8)

$$V_{em} = \frac{1,11 \cdot Q_H^p}{1000} = \frac{1,11 \cdot 9800}{1000} = 10,9 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Теоретический расход воздуха на 1 кг топлива по формуле (4)

$$V_0 = \frac{0,85 \cdot Q_H^p}{1000} + 2 = \frac{0,85 \cdot 9800}{1000} + 2 = 11,3 \text{ м}^3/\text{кг},$$

по формуле (10) $V_z = V_{em} + (\alpha - 1)V_0 = 10,9 + (1,4 - 1) \cdot 11,3 = 10,9 + 4,5 = 15,4 \text{ м}^3/\text{кг}.$

По формуле (11)

$$V_{z, g} = \frac{V_d(273 + t_z)}{273} = 15,4 \frac{(273 + 400)}{273} = 38 \text{ м}^3/\text{кг},$$

Суммарная необходимая мощность трех дымососов, принимая $\eta_{дм} = 0,4$, составляет

$$N = \frac{V_{zg} \cdot B(\Sigma h + 5)}{270000 \cdot \eta_{дм}} = \frac{38 \cdot 1800(16 + 5)}{270000 \cdot 0,4} = 13,25 \text{ л.с. или с учетом к.п.д.}$$

мотора 12 кВт.

Принимая во внимание сравнительно небольшую необходимую высоту трубы для естественной тяги и значительное усложнение эксплуатации, вызываемое дымососами, следует для данной котельной признать более целесообразной естественную тягу.

Хорошая работа тяговой системы обуславливается надлежащим техническим состоянием всех ее элементов. На практике весьма часты случаи, когда вследствие различных неисправностей тяга оказывается недостаточной, и ограничивает производительность котельной установки, несмотря на достаточные размеры трубы и прочих элементов тяговой системы.

В эксплуатационной практике часто встречаются следующие неполадки тяговой системы.

а) Неплотности обмуровки. Через неплотности в обмуровке в газоходы и борова присасывается излишний воздух, который увеличивает общий объем дымовых газов, и, следовательно, газовое сопротивление установки. Присасываемый воздух снижает темпе-

ратуру дымовых газов и тем самым одновременно уменьшает разрежение, создаваемое дымовой трубой. При наличии значительных неплотностей обмуровки ухудшение тяги может привести к сильному снижению производительности котельной, не говоря уже о ее экономичности. В случае, если одной дымовой трубой обслуживаются несколько котлов, неплотности в обмуровке одного из них приводят к ухудшению тяги всех котлов.

Необходимо тщательно следить за постоянным поддержанием плотности обмуровки, что не требует никаких добавочных расходов, а лишь внимательного отношения к эксплуатации.

б) Занос газоходов, боровов и дымовой трубы сажей, приводящий к увеличению газового сопротивления котлоагрегата.

в) Неисправности дымовых шиберов. В практике бывают случаи, когда неисправные дымовые шиберы заклиниваются в определенном положении и не поддаются регулировке, что естественно приводит к нарушению работы тяговой системы. Поддержание шиберов в исправном состоянии является одним из важнейших условий правильной организации эксплуатации котельной.

Глава VIII

ОБЩИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

§ 23. Тепловой баланс котельной установки и данные для приближенных его подсчетов

В главе IV рассматривался тепловой баланс топki, являющийся частью теплового баланса котельной установки в целом. Тепло, выносимое из топki продуктами сгорания, распределяется в дальнейшем следующим образом (относим все количества тепла к 1 кг топлива).

а) Тепло, полезно воспринятое конвекционной поверхностью нагрева котла и пароперегревателя, Q_{1+2}^{*+n} .

б) Потеря на излучение обмуровки котла и пароперегревателя, Q_3^{*+n} .

в) Тепло, полезно воспринятое поверхностью нагрева экономайзера, Q_4^{*+n} .

г) Потеря на излучение обмуровки экономайзера, Q_5^{*+n} .

д) Тепло, уносимое уходящими из котельной установки газами или потеря с уходящими газами Q_6 , ккал/кг топлива.

Поскольку принято приравнивать все вносимое в котельную установку тепло теплотворной способности топлива Q_n^p , потеря тепла с уходящими газами должна определяться как разность между теплосодержанием продуктов сгорания при температуре уходящих газов и теплосодержанием поступающего в установку воздуха.

Тепловой баланс составляют, выражая все расходные его

статьи не только в ккал на 1 кг сжигаемого топлива, но и в процентах от теплотворной способности топлива по формуле

$$q = \frac{Q}{Q_n^p} \cdot 100\% \quad (59)$$

где Q — соответствующее количество тепла, выраженное в ккал/кг топлива.

Тепловой баланс котельной установки при отсутствии воздухоподогревателя, согласно вышележащему, может быть представлен в следующих формах:

$$Q_n^p = Q_1^m + Q_3 + Q_4 + Q_5^m + Q_1^{k+n} + Q_5^{k+n} + Q_1^{sk} + Q_5^{sk} + Q_2 \quad (60)$$

$$100\% = q_1^m + q_3 + q_4 + q_5^m + q_1^{k+n} + q_5^{k+n} + q_1^{sk} + q_5^{sk} + q_2$$

Обозначим тепло, полезно использованное всей котельной установкой, через Q_1 ккал/кг топлива или $q_1\%$

$$Q_1 = Q_1^m + Q_1^{k+n} + Q_1^{sk}; \quad q_1 = q_1^m + q_1^{k+n} + q_1^{sk} \quad (61)$$

Потерю на излучение обмуровкой всей котельной установки через Q_5 ккал/кг топлива или q_5 .

$$Q_5 = Q_5^m + Q_5^{k+n} + Q_5^{sk}; \quad q_5 = q_5^m + q_5^{k+n} + q_5^{sk} \quad (62)$$

тогда тепловой баланс установки представится в следующем виде

$$Q_n^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5, \\ 100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 \quad (63)$$

Последние уравнения определяют собой тепловой баланс котлоагрегата при установившемся тепловом его состоянии. При отсутствии последнего в баланс тепла вводится шестой член, учитывающий (со знаком плюс или минус) тепло, аккумулированное кладкой и металлом установки.

К. п. д. котельной установки брутто $\eta_{к\text{б}}^{\text{бр}}$ определяется как отношение полезно использованного тепла к теплу затраченному. Выражая к. п. д. в процентах, имеем

$$\eta_{к\text{б}}^{\text{бр}} = \frac{Q_1}{Q_n^p} \cdot 100 = q_1 \quad (64)$$

или развертывая выражение для Q_1 (и q_1)

$$\eta_{к\text{б}}^{\text{бр}} = \frac{Q_1^m + Q_1^{k+n}}{Q_n^p} \cdot 100 + \frac{Q_1^{sk}}{Q_n^p} \cdot 100 = (q_1^m + q_1^{k+n}) + q_1^{sk} = \eta_k + \Delta \eta_{sk} \quad (65)$$

где η_k — к. п. д. собственно парового котла, а $\Delta\eta_{\text{э}}$ — увеличение к. п. д., даваемое экономайзером. Тепловой баланс котельной установки является основной характеристикой ее работы; исследование отдельных статей теплового баланса, величина которых для действующих установок определяется посредством тепловых испытаний, позволяет находить пути повышения экономичности установки.

Связанными с тепловым балансом практическими характеристиками являются температура уходящих газов и содержание в них CO_2 , определяющие величину основной балансовой потери тепла с уходящими газами Q_2 (или q_2). Соответственной характеристикой, определяющей работу собственно котла, является температура газов за котлом.

Второй важнейшей характеристикой, определяющей паропроизводительность установки, является напряженность работы поверхности нагрева котла (без учета поверхностей нагрева пароперегревателя и экономайзера).

Если обозначить часовое количество пара, выдаваемое котлом (брутто, т. е. без вычета пара, расходуемого на собственные нужды котельной) через D , то видимое паронапряжение поверхности нагрева выражается отношением $\frac{D}{H_k}$ и представляет собой количество пара, вырабатываемого котлом, отнесенное к 1 м^2 его поверхности нагрева.

Теплосодержание насыщенного пара зависит от его давления. Количество же тепла, воспринимаемое поверхностью нагрева, равно разности между теплосодержанием выработанного в течение часа пара и теплосодержанием поступившей в котел за это же время питательной воды.

Обозначив теплосодержание 1 кг насыщенного пара через $i_{\text{п}}$ и теплосодержание 1 кг питательной воды через $q_{\text{п.в.}}$, количество тепла, воспринимаемое в течение 1 часа поверхностью нагрева котла без пароперегревателя, можно выразить формулой

$$B(Q_1^{\text{п}} + Q_1^{\text{в}}) = D(i_{\text{п}} - q_{\text{п.в.}}), \quad (66)$$

где B — количество топлива, сжигаемое в течение 1 часа. Разделив последнее выражение на H_k , имеем

$$\frac{B(Q_1^{\text{п}} + Q_1^{\text{в}})}{H_k} = \frac{D}{H_k}(i_{\text{п}} - q_{\text{п.в.}}) = \frac{Q}{H_k} \text{ кал/м}^2 \text{ час.}$$

Это последнее отношение называется теплонапряжением поверхности нагрева и представляет собой количество тепла, проходящее в течение 1 часа через 1 м^2 поверхности нагрева котла, что вполне объективно характеризует напряженность работы поверхности нагрева. Видимое паронапряжение поверхности нагрева $\frac{D}{H_k}$, как видно из предыдущего, зависит не только от напряженности работы поверхности нагрева, но и от давления вырабатыва-

емого пара и температуры питательной воды, и является поэтому лишь приближенной характеристикой работы поверхности нагрева.

Достаточно показательной характеристикой напряженности работы поверхности нагрева котла и пароперегревателя является, наряду с ее теплонапряжением, также паронапряжение всей указанной поверхности нагрева по нормальному пару.

Нормальным считается пар, получивший в процессе своего образования 640 ккал тепла на 1 кг.

Паропроизводительность котла по нормальному пару вычисляется по видимой паропроизводительности согласно формуле

$$D_{\text{норм}} = D \cdot \frac{(i_{n,n} - q_{n,a})}{640} \quad (68)$$

где $i_{n,n}$ — теплосодержание перегретого пара.

Паронапряжение поверхности нагрева котла и перегревателя по нормальному пару

$$\frac{D_{\text{норм}}}{H_{n,n}} = \frac{D}{H_{n,n}} \cdot \frac{(i_{n,n} - q_{n,a})}{640} = \frac{B (Q_1^m + Q_1^{kn})}{640 H_{n,n}} \quad (69)$$

По величине паронапряжения по нормальному пару можно сравнивать между собой работу котельных установок, вырабатывающих пар различных параметров. Экономичность работы котла часто характеризуется вместо к. п. д. испарительностью топлива.

Видимой испарительностью топлива называется отношение выработанного количества пара к затраченному за то же время количеству топлива, или, иными словами, количество пара, получаемое при сжигании 1 кг топлива. Следовательно, видимая испарительность топлива (брутто)

$$U^{br} = \frac{D}{B} \quad (70)$$

Знание видимой испарительности топлива не дает, однако, возможности сравнивать работу котельных установок, вырабатывающих пар различных параметров (давление и температура перегрева) и потребляющих разное топливо и питательную воду разной температуры.

Возможность такого сравнения дает условная испарительность топлива, представляющая собой отношение выработанного количества пара в пересчете на нормальный пар, к расходу топлива в пересчете на так называемое условное топливо. За условное топливо принимается топливо теплотворной способностью 7000 ккал/кг.

Если B — расход натурального топлива, то расход условного топлива

$$B_{\text{усл}} = B \cdot \frac{Q_n^p}{7000} \quad (71)$$

Условная испарительность (брутто)

$$U_{\text{усл}}^{br} = \frac{D_{\text{норм}}}{B_{\text{усл}}} = \frac{D}{B} \cdot \frac{(i_{n,n} - q_{n,a}) \cdot 7000}{640 \cdot Q_n^p} = 10,9 \frac{D (i_{n,n} - q_{n,a})}{B Q_n^p} = 10,9 \cdot \eta_{\text{исп}}^{br} \quad (72)$$

$$\eta_{\text{ку}}^{\text{бр}} = 0,0914 \cdot U_{\text{усл}}^{\text{бр}} \quad (73)$$

Вышеприведенные соотношения дают возможность, зная к. п. д. (или условную испарительность), вычислить необходимое количество топлива для выработки заданного количества пара, или, наоборот, по известному расходу топлива определить выработанное количество пара.

Отметим здесь, что видимая испарительность характеризует главным образом качество топлива, условная же испарительность является характеристикой совершенства установки, так же как и ее термический к. п. д.

При грубых подсчетах можно принимать видимую испарительность топлива для котельных, отапливаемых мазутом $U = 10-11$. Содержание CO_2 в продуктах сгорания должно быть около $11-12\%$.

Приводим некоторые приблизительные данные о потерях тепла котельной установки

1. Потеря тепла на излучение в окружающую среду (без экономайзера) (см. табл. 11).

Таблица 11.

Тип котла и его поверхность нагрева	Потеря на излучение в ккал/час
Водотрубные котлы с поверхностями нагрева:	
$H_k = 120-180 \text{ м}^2$	120 000
$H_k = 180-250 \text{ м}^2$	150 000
$H_k = 250-510 \text{ м}^2$	180 000
Вертикальные котлы Шухова	200 000 ÷ 25 000
Ланкаширские котлы	70 000

Потерю на излучение можно, с практически достаточной точностью, считать постоянной, независимо от величины нагрузки.

Деля цифры последней таблицы на фактический часовой расход топлива B , можно для каждого данного случая найти величину Q_5 , следовательно и q_5 . Эти величины зависят от нагрузки котла, уменьшаясь с ее увеличением. Потерю на излучение топкой можно принять ориентировочно равной:

$$q_5^{\text{тр}} = 0,2 \cdot q_5 \quad \text{для внутренней топки,}$$

$$q_5^{\text{тр}} = 0,4 \cdot q_5 \quad \text{для внешней топки,}$$

$$q_5^{\text{тр}} = 0,6 \cdot q_5 \quad \text{для выносной топки.}$$

2. Потеря от химической неполноты сгорания. Определив путем анализа дымовых газов содержание в них окиси углерода CO и зная элементарный состав топлива, можно приблизительно вычислить потерю от химической неполноты горения по формуле

$$Q_3 = 56,7 \cdot C_p \cdot \frac{\text{CO}}{\text{CO}_2 + \text{CO}} \text{ ккал/кг топлива.} \quad (76)$$

При выводе этой формулы принято, что вся неполнота сгорания получается за счет неполного горения углерода. Практически при хорошей работе мазутной топки CO не превышает $0,5 \div 1,0\%$ и соответственно этому, например, для мазута имеем приблизительно (принимая $\text{CO} = 0,5\%$)

$$Q_3 \approx 56,7 \cdot 86 \frac{0,5}{12+0,5} = 186 \text{ ккал/кг топлива,}$$

или

$$q_3 \approx 100 \cdot \frac{186}{9800} \approx 2\%, \text{ и при } \text{CO} = 1\% \text{ соотв. } q_3 = 4\%.$$

3. Потерю с уходящими газами вычисляют по диаграмме $J-t$ (см. приложение), пользуясь формулой

$$Q_3 = (I_{\text{г.с}} - I_0) V_{\text{г.с}}, \quad (77)$$

где $I_{\text{г.с}}$ — теплосодержание продуктов сгорания в ккал/м^3 при температуре уходящих газов;

I_0 — теплосодержание воздуха, поступающего в установку.

§ 24. Эксплуатационные прикидочные испытания паровых котлов

В процессе эксплуатации котельных установок необходимо периодически (например 1—2 раза в год) производить промышленные тепловые испытания котлов, требующие минимального количества замеров (следовательно и приборов и наблюдателей) и могущие быть выполненными собственными силами эксплуатационного персонала.

Результаты таких промышленных испытаний дают возможность судить о состоянии эксплуатации установки, находить причины обнаруженных ненормальностей в ее работе и пути к повышению экономичности.

Можно наметить следующую типовую программу испытаний, базирующуюся на замерах:

- расхода топлива (замеры по расходным бачкам);
- выработки пара по паромерам при их наличии. При отсутствии парометров можно вместо выработки пара замерять расход питательной воды по расходным бакам. Продувку во время испытания не производить;
- давления пара в котле и температуры перегрева (при наличии пароперегревателя);
- содержания CO_2 и отходящих газов (прибором Орса);
- температуры отходящих газов (пирометром).

Указанные замеры нужны для определения нагрузки и к. п. д. котла. Кроме этих замеров, желательно измерять разрежение тягомерами Креля в топке, за котлом и за экономайзером (при его наличии), для суждения о состоянии газоходов и о работе дымовой трубы, а также температуру топлива и питательной воды.

Продолжительность прикидочного промышленного испытания может быть сокращена при мазутном отоплении до 3—4 часов при условии установившегося теплового состояния установки.

По топливу и питательной воде можно ограничиться двумя замерами их расхода — в начале и в конце испытания. Остальные замеры должны выполняться в течение всего испытания, одновременно через каждые 10—15 минут, после чего вычисляются средние величины за время испытания.

Для испытания по указанной программе нужна следующая аппаратура:

- а) прибор Орса;
- б) термopapa с гальванометром 1 шт.;
- в) тягомеры (напр. Креля) 3 шт.;
- г) термометры ртутные 2 шт.

Устройство топливных и водяных расходных бачков и трубопроводов должно допускать замер расхода топлива и питательной воды отдельно на испытуемый котел. В крайнем случае можно ограничиться замером только расхода топлива или только питательной воды. Для выполнения такого испытания достаточно 3 человек. Перед испытанием все приборы должны быть тщательно проверены и отрегулированы.

Пример. Испытывается котел системы Шухова $N_k = 250 \text{ м}^2$. Продолжительность испытания 3 часа. Топливо — мазут теплотворной способности $Q_n^p = 9650 \text{ ккал/кг}$. Расход топлива за время испытания 1530 кг. Расход питательной воды 17 700 л, ее температура 50°С . Давление пара в котле $P_k = 5 \text{ атм} = 6 \text{ атм}$. Пар насыщенный.

Средняя температура уходящих газов 400°С , среднее содержание CO_2 в уходящих газах 11%.

Подсчеты по замерам топлива и пара:

$$\text{Часовой расход топлива } B = \frac{1530}{3} = 510 \text{ кг/час.}$$

$$\text{Часовая выработка пара } D = \frac{17700}{3} = 5900 \text{ кг/час.}$$

Теплосодержание пара (по таблице) $i^n = 657,8 \text{ ккал/кг}$.

Теплосодержание питательной воды $q_{n-в} = 50 \text{ ккал/кг}$.

Часовая выработка нормального пара

$$D_{\text{норм}} = \frac{5900(657,8 - 50)}{640} = 5600 \text{ кг/час.}$$

Часовой расход условного топлива

$$B_{\text{усл}} = B \cdot \frac{Q_n^p}{7000} = 5100 \cdot \frac{9650}{7000} \approx 700 \text{ кг/час.}$$

Видимое паронапряжение поверхности нагрева

$$D = \frac{5900}{250} = 23,6 \text{ кг/м}^2 \text{ час.}$$

Паронапряжение по нормальному пару

$$\frac{D_{норм}}{F_K} = \frac{5500}{250} = 22 \text{ кг/м}^2 \text{ час.}$$

Видимая испарительность топлива

$$U = \frac{D}{B} = \frac{5900}{510} = 11,6.$$

Условная испарительность топлива (брутто)

$$U_{усл}^{бр} = \frac{5600}{700} = 8,0.$$

к. п. д. установки по замерам топлива и воды

$$\eta_{ку}^{бр} U = 0,0914 \cdot \frac{бр}{усл} = 0,0914 \cdot 8 = 0,73.$$

Подсчеты по температуре и составу газов

$$\text{Коэффициент избытка воздуха } \alpha = \frac{CO_2^{max}}{CO_2} = \frac{15,9}{11} = 1,45 \text{ (табл. 3).}$$

Потерю с уходящими газами находим по диаграмме $I-t$.
Принимаем температуру воздуха, поступающего в топку, $t_a = 30^\circ \text{C}$.
Теплосодержание продуктов сгорания при $t = 400^\circ \text{C}$.

$$I_{400} = 130 \text{ ккал/н.м}^3$$

и при 30°C

$$I_{30} \approx 12 \text{ ккал/н.м}^3.$$

Теоретический объем воздуха

$$V_0 = \frac{0,85 \cdot Q_K^p}{1000} + 2,0 = \frac{0,85 \cdot 9650}{1000} + 2,0 = 10,2 \text{ н.м}^3/\text{кг.}$$

Объем продуктов сгорания при $\alpha = 1$

$$\dot{V}_{2,m} = \frac{1,11 \cdot Q_K^p}{1000} = \frac{1,11 \cdot 9650}{1000} = 10,7 \text{ н.м}^3/\text{кг.}$$

Объем продуктов сгорания при $\alpha = 1,45$

$$V_s = V_{2,m} + (\alpha - 1) \cdot V_0 = 10,7 + (1,45 - 1) \cdot 10,2 = 15,3 \text{ н.м}^3/\text{кг.}$$

б) потерю от химической неполноты горения принимаем

$$q_2 = 3\%.$$

Потеря с уходящими газами

$$Q_2 = V_s (I_{00} - I_{30}) = 15,3 (130 - 12) = 1810 \text{ ккал/кг топлива}$$

$$\text{или } q_2 = \frac{1810}{9650 \cdot 100} = 18,7\%.$$

Принимаем: а) Потерю на излучение обмуровки

$$B \cdot Q_6 = 150000 \text{ ккал/час; } Q_6 = \frac{150000}{B} = \frac{150000}{510} = 294 \text{ ккал/кг топлива}$$

или

$$q_5 = \frac{294}{9650} \cdot 100 = 30\%$$

Из уравнения теплового баланса (при $q_4 = 0$)

$$q_1 = 100 - q_2 - q_3 - q_5 = 100 - 19,7 - 4 - 3 = 74,3\%$$

К. п. д. установки по тепловому балансу

$$\eta_{ку}^{бр} = 0,74.$$

Хорошее совпадение к. п. д. по замерам топлива и питательной воды и по тепловому балансу позволяет считать, что замеры выполнены достаточно точно и оценка статей теплового баланса произведена правильно.

§ 25. Расход пара на собственные нужды котельной

В мазутных котельных пар должен расходоваться на следующие нужды:

- 1) на работу форсунок,
- 2) на разогрев топлива,
- 3) на подогрев питательной воды,
- 4) на перекачку топлива,
- 5) на работу питательных приборов,
- 6) на обдувку поверхностей нагрева,
- 7) на хозяйственные нужды (душевые, отопление подсобных помещений и пр.).

Рассмотрим перечисленные расходы в отдельности.

1. Расход пара на работу форсунок. Данные о расходе пара на распыление 1 кг топлива паровыми форсунками различных систем приведены в главе III.

Если известна испарительность топлива, то можно подсчитать расход пара на форсунки в процентах от вырабатываемого количества пара $d_{ф}^0/\%$.

Расход пара на паровые форсунки практически, при хорошем состоянии и обслуживании форсунок, составляет 4—5% от вырабатываемого количества пара.

При механических форсунках пар расходуется только на работу насосов, подающих топливо к форсункам, и добавочный подогрев топлива. Этот расход обычно не превышает 1—2% от вырабатываемого количества пара.

2. Расход пара на подогрев топлива

Расход тепла на разогрев топлива

$$Q = B \cdot c(t - t_0),$$

где t — температура подогрева топлива (определенная как указано в главе I);

t_0 — начальная температура топлива;

c — теплоемкость мазута. Принимается $c = 0,55$;

$$Q = 0,55 \cdot B (t - t_0), \quad (79)$$

Топливо всегда разогревается при помощи змеевиков, обогреваемых паром. Учитывая потери пара на выходе из змеевика, можно принять, что 1 кг пара отдает разогреваемому мазуту 500 кал. Тогда расход пара на разогрев топлива будет

$$D_{m.p} = \frac{0,55 \cdot B(t - t_0)}{500} = \frac{0,11 \cdot B(t - t_0)}{100} \text{ кг/час.} \quad (80)$$

В процентах от вырабатываемого количества пара, при видимой испарительности топлива U

$$\alpha_{p.m} = \frac{0,11 \cdot B(t - t_0) \cdot 100}{100 \cdot D} = 0,11 \frac{(t - t_0)}{U} \quad (81)$$

Пример. Видимая испарительность топлива $U = 11$, температура подогрева мазута 80°C , начальная температура мазута $t_0 = 25$
Расход пара на разогрев топлива

$$\alpha_{p.m} = 0,11 \frac{t - t_0}{U} = 0,11 \frac{80 - 25}{11} = 0,55\%$$

от вырабатываемого количества пара

3. Расход пара на подогрев питательной воды. Подогрев питательной воды необходим для уменьшения тепловых напряжений, возникающих в материале паровых котлов при питании их холодной водой, а также для предупреждения образования росы на внешней стороне стенок котла и связанной с этим коррозии.

При отсутствии водяных экономайзеров подогрев воды осуществляется посредством впуска в воду, находящуюся в расходных питательных баках, пара через специальные сопла, предназначенные для уменьшения возникающего при этом шума, или при помощи специальных смешивающих подогревателей. Температура подогрева воды бывает обычно $50 - 80^\circ \text{C}$.

Расход пара на разогрев питательной воды посредством смешения определяется из уравнений

$$D_{n.e}(i_n - t) = g(t - t_0); \quad D_{n.e} + g = D, \quad (83)$$

где: g — количество воды, поступающей в водяной бак;
 $D_{n.e}$ — расход пара на подогрев питательной воды;
 i_n — теплосодержание греющего пара;
 D — вырабатываемое количество пара;
 t — температура подогрева воды;
 t_0 — начальная температура воды.

Отсюда:

$$D_{n.e}(i_n - t) = (D - D_{n.e}) \cdot (t - t_0),$$

$$D_{n.e} = \frac{D(t - t_0)}{i_n - t_0} \quad (83)$$

Учитывая потери питательной воды на продувки, через неплотности и пр. и потерю тепла через стенки водяных расходных

бачков или подогревателя воды, принимаем

$$D_{н.с} = 1,05 \cdot D \frac{t - t_0}{t_n - t_0} \quad (84)$$

или в процентах от вырабатываемого количества пара

$$d_{н.с} = \frac{D_{н.с}}{D} \cdot 100 = 105 \frac{t - t_0}{t_n - t_0} \quad (85)$$

Пример. Начальная температура воды $t_0 = 10^\circ \text{C}$, температура подогрева воды $t = 80^\circ \text{C}$, давление разогревающего пара $P = 5 \text{ атм}$ $= 6 \text{ атм}$ его теплосодержание $t_n = 657,8 \text{ ккал/кг}$,

$$d_{н.с} = 105 \frac{t - t_0}{t_n - t_0} = 105 \frac{80 - 10}{657,8 - 10} = 11,5\%$$

Как видно из примера, расход пара на подогрев воды является весьма значительным.

4. Расход пара на перекачку топлива и на работу питательных приборов. Формулы для расчета расхода пара на работу паровых насосов приведены в главе XIII. Полный напор топливных насосов, подающих топливо в расходные бачки, зависит от высоты расположения последних. Если высота подъема мазута H и его удельный вес γ , то полный напор насосов можно приближенно определять по формуле

$$P = \frac{H \cdot \gamma}{10} + 0,5 \text{ атм.} \quad (86)$$

Количество перекачиваемого мазута равно его расходу. Давление мазута для насосов, подающих топливо к механическим форсункам, указано в главе III.

Полный напор питательных насосов можно принять

$$P = p_k + 1,0 \text{ атм.} \quad (87)$$

Количество перекачиваемой воды равно количеству пара, вырабатываемого котлом, плюс некоторая добавка на потерю воды на продувки и различного рода утечки, которые могут быть приняты в размере $2-3\%$.

Расход пара на питательные насосы составляет примерно $3-6\%$ от выработанного количества пара.

Если питание котлов производится при помощи инжекторов, то расход пара на питание может быть принят равным $8-10\%$. При этом одновременно осуществляется и подогрев питательной воды.

Если перекачка топлива или питание котлов производится электрическими насосами, то соответствующий расход пара отпадает, но появляется дополнительное потребление электроэнергии:

5. Расход пара на обдувку поверхностей нагрева и на хозяйственные нужды. Эти расходы очень невелики и в сумме могут быть ориентировочно приняты равными $1-2\%$ от вырабатываемого котельной пара.

Свойства насыщенного водяного пара
(по Коху)

Абсолютное давление	Температура кипения	Удельный вес пара	Теплосодержание		Теплота испарения
			воды	пара	
p атм	t_s °C	γ_s кг/м³	i_w ккал/кг	i_s ккал/кг	r ккал/кг
0,01	6,698	0,007505	6,73	600,1	593,4
0,02	17,204	0,01465	17,24	604,8	587,6
0,03	23,772	0,02149	23,79	607,7	583,9
0,04	28,641	0,02820	28,65	609,8	581,1
0,05	32,55	0,03481	32,55	611,5	578,9
0,10	45,45	0,06688	45,41	617,0	571,6
0,20	59,67	0,1283	59,61	623,1	563,5
0,30	68,68	0,1877	68,61	626,8	558,2
0,40	75,42	0,2458	75,86	629,5	554,1
0,50	80,86	0,3029	80,81	631,6	550,8
0,75	91,27	0,4429	91,26	635,6	544,3
1,0	99,09	0,5797	99,12	638,5	539,4
1,5	110,79	0,8472	110,92	642,8	531,9
2,0	119,62	1,109	119,87	645,9	525,9
2,5	126,79	1,367	127,2	648,3	521,1
3,0	132,88	1,622	133,4	650,3	516,9
3,5	138,19	1,874	138,8	651,9	513,1
4,0	142,92	2,125	143,6	653,4	509,8
4,5	147,20	2,374	148,0	654,7	506,7
5,0	151,11	2,621	152,1	655,8	503,7
6,0	158,08	3,112	159,3	657,8	498,5
7,0	164,17	3,600	165,6	659,4	493,8
8,0	169,61	4,085	171,3	660,8	489,5
9,0	174,53	4,568	176,4	662,0	485,6
10,0	179,04	5,049	181,2	663,0	481,8
12,5	188,92	6,249	191,6	665,1	473,5
15,0	197,36	7,446	200,6	666,6	466,0
17,5	204,76	8,645	208,6	667,7	459,1
20,0	211,38	9,846	215,8	668,5	452,7
25,0	222,90	12,26	228,5	669,4	440,9

Если сумма всех расходов пара на собственные нужды котельной $\Sigma d'_{\text{в}}$ известна, то количество пара, отпускаемого котельной потребителям, или выработка пара нетто определяется формулой:

$$D_{\text{нетто}} = D_{\text{бр}} \frac{100 - \Sigma d}{100} \quad (88)$$

Часто пользуются понятием условной испарительности нетто

$$I_{\text{усл}}^{\text{нетто}} = I_{\text{усл}}^{\text{бр}} \frac{100 - \Sigma d}{100} \quad (89)$$

и к. п. д. котельной нетто

$$\eta_{\text{ку}}^{\text{нетто}} = \eta_{\text{ку}}^{\text{бр}} \frac{100 - \Sigma d}{100} \quad (90)$$

Последние две величины характеризуют экономичность работы котельной в целом.

Глава IX

ПИТАНИЕ И ВОДНЫЙ РЕЖИМ КОТЛОВ

§ 26. Характеристики питательной воды

Природные воды всегда содержат в растворенном виде различные соли, выпадающие в котлах из раствора под действием повышенной температуры или вследствие повышения концентрации при испарении.

Выпадающие из раствора соли или образуют накипь на поверхности стенок котла, или выделяются в виде шлама и оседают в нижних точках котла. Выделение солей в виде накипи или шлама зависит от состава воды в котле, в частности от наличия в ней щелочей и органических примесей, способствующих выделению шлама.

Способность воды к образованию накипи принято оценивать по ее жесткости. В СССР жесткость измеряется в немецких градусах ($^{\circ}\text{H}$); 1°H жесткости соответствует содержанию 10 мг окиси кальция (CaO) в 1 л воды. Количества других химических соединений, эквивалентные 1°H , приведены ниже.

Накипь образуют в основном следующие растворенные в воде соединения:



Однако и другие растворенные в воде соединения, а также некоторые механические примеси и органические вещества, принимают участие в накипеобразовании. Процесс образования накипи является сложным физико-химическим процессом; ход его зависит от многих факторов, в том числе от физических условий, соотношений между количеством в растворе различных соединений, и пр.

Все содержащиеся в растворе соли принято разделять на две группы:

Название соединения	Химическая формула	Эквивалент в немецком гра- дуса жесткости мг/л
Ион кальция	Ca^{++}	7,14
Оксид кальция	CaO	10,00
Гидрат окиси кальция	Ca(OH)_2	13,21
Углекислый кальций	CaCO_3	17,86
Бикарбонат кальция	$\text{Ca(HCO}_3)_2$	28,93
Сернокислый кальций	CaSO_4	24,29
Хлористый кальций	CaCl_2	19,82
Ион магния	Mg^{++}	4,28
Оксид магния	MgO	7,19
Гидрат окиси магния	Mg(OH)_2	10,36
Углекислый магний	MgCO_3	15,00
Бикарбонат магния	$\text{Mg(HCO}_3)_2$	26,07
Сернокислый магний	MgSO_4	26,43
Хлористый магний	MgCl_2	16,93
Сернокислый натрий	Na_2SO_4	25,84
Поваренная соль	NaCl	20,9
Едкий натр	NaOH	14,29
Сода	Na_2CO_3	18,93
Бикарбонат натрия	NaHCO_3	30,00
Ортофосфорнонатриевая соль	Na_3PO_4	19,65
Ион алюминия	Al^{+++}	4,83
Гидрат окиси алюминия	Al(OH)_3	9,3
Сернокислый алюминий	$\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$	20,4
Ион железа	Fe^{++}	9,95
Сернокислое железо	FeSO_4	27,14
Хлорное железо	FeCl_2	22,66
Кремнезем	SiO_2	10,82

а) соли временной или карбонатной жесткости, распадающиеся при нагреве воды с выделением нерастворимых соединений и CO_2 ;

б) соли постоянной жесткости, выпадающие из раствора только вследствие его пересыщения при нагреве и выпаривании.

К первой группе относятся $\text{Ca(HCO}_3)_2$ и $\text{Mg(HCO}_3)_2$, ко второй — все остальные соли. Соответственно этому определяется временная (или карбонатная) и постоянная жесткость питательной воды. Сумма временной и постоянной жесткости составляет общую жесткость воды. Жесткость воды является основным показателем, характеризующим способность воды к накипеобразованию.

Кроме жесткости, качества питательной воды характеризуются еще следующими показателями:

а) механические примеси;

б) окисляемость (расход кислорода в мг на окисление 1 л воды), характеризующая наличие в воде органических примесей;

в) содержание растворенного кислорода O_2 и свободной углекислоты CO_2 . Последний показатель имеет значение в силу того, что растворенные в питательной воде O_2 и CO_2 вызывают коррозию металла паровых котлов.

Щелочность. Щелочность воды обуславливается присутствием в ней щелочей, а именно:

NaOH , Na_2CO_3 , Ca(OH)_2 , NaHCO_3 , $\text{Ca(HCO}_3)_2$ и $\text{Mg(HCO}_3)_2$.

Так как последние две соли составляют временную жесткость воды, то временная жесткость является частью общей щелочности воды. Щелочность воды оказывает значительное влияние на ход накипеобразования и на коррозию металла котлов водой (см. ниже). Щелочность воды обычно определяется или в эквивалентах немецких градусов жесткости или так называемым натронным числом, равным приблизительно $\frac{\text{Na}_2\text{CO}_3}{4,5} + \text{NaOH}$ в мг на 1 л воды.

§ 27. Подготовка питательной воды

Применение для питания котлов неочищенной воды ведет к интенсивному образованию накипи. Для борьбы с накипеобразованием в котлах низкого давления, каковыми являются паровые котлы нефтебаз, возможны два пути:

а) предварительная очистка питательной воды;

б) внутрикотловая обработка воды, сущность которой заключается в создании условий, способствующих выпадению солей не в виде твердой накипи, а в виде шлама, удаляемого затем из котла при продувках.

В обоих случаях должен поддерживаться надлежащий режим котловой воды, состоящий в регулировке ее состава присадкой реагентов (в питательную воду или непосредственно в котел) и продувками.

В настоящем параграфе кратко рассматриваются простейшие методы предварительной очистки воды, применимые в условиях нефтебазовых котельных.

Механическая очистка воды. Удаление из воды крупных взвешенных частиц производится путем осаждения в отстойных баках. Для удаления мелких взвешенных частиц воду фильтруют через песок, гравий и другие материалы.

При питании котлов водопроводной водой фильтрации ее не требуется. Речная вода часто содержит большое количество взвешенных частиц и требует поэтому фильтрации.

Очистка воды от коллоидных примесей и масла. Очистка воды от взвешенных, мелкодисперсных твердых частиц масла и органических веществ достигается посредством коагуляции. Действие коагулянтов заключается в укрупнении коллоидных частиц; при этом образуются хлопья, осаждающиеся из раствора.

В качестве коагулянтов применяются некоторые соли алюминия и железа, например, алюминийевые квасцы $\text{AlK}(\text{SO}_4)_3 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$ или $\text{AlNa}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$, сернокислый алюминий $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$, железный купорос.

В СССР наибольшим распространением в качестве коагулянта пользуется серноалюминиевая соль $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$.

При прибавлении в воду серноалюминиевой соли, в результате обменных реакций с растворенными в воде бикарбонатами кальция и магния и гидролиза; выделяются хлопья гидрата окиси алюминия $\text{Al}(\text{OH})_3$, которые осаждаются на дно, увлекая за собой частицы муты и масла.

Образование осадка $\text{Al}(\text{OH})_3$ ускоряется от прибавления соды Na_2CO_3 или извести $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

Доза $Al_2(SO_4)_3$ обычно колеблется от 5 до 40 мг на 1 л воды. Коагулянта нужно тем больше, чем мягче вода.

Масло может попадать в питательную воду вместе с конденсатом из обогревающих змеевиков резервуаров или с используемым для подогрева воды выхлопным паром насосов и других машин. Масло может содержаться в воде или паре в грубодисперсном виде (в виде капель) или образовывать с водой эмульсии или же находиться в мелкодисперсном коллоидном виде.

Грубодисперсное масло отделяется от воды путем отстаивания и слива отстаившегося на поверхности масла. Однако отстаивание не дает полного освобождения воды от масла.

Для отделения грубодисперсного масла от пара применяются механические маслоотделители различных конструкций, действие которых основано:

а) на прилипании частиц масла к различным препятствиям, расположенным на пути движения пара (например к подвешенным в маслоотделителе цепям), или

б) на отделении частиц масла от пара под действием центробежной силы при изменении направления движения пара. Во многих конструкциях маслоотделителей используются одновременно оба принципа.

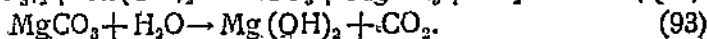
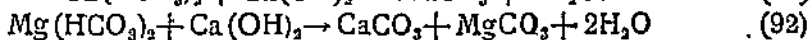
Содержание масла в паре, прошедшем через механический маслоотделитель, бывает порядка 5—10 г на 1 м³ пара. Механический маслоотделитель может удерживать 200—300 г масла на 1 м³ пара.

Хорошие результаты дает очистка конденсата от масла путем фильтрации через активированный уголь. Предварительно, для отделения грубодисперсных частиц масла, конденсат фильтруется через кокс или кварцевый песок.

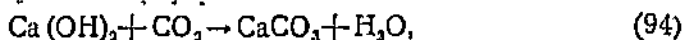
Применяется также очистка конденсата от масла методом коагуляции с употреблением в качестве коагулятора, например, $Al_2(SO_4)_3$.

Химическая очистка воды

Известково-содовый способ. Гашеная известь $Ca(OH)_2$ осаждает соли временной жесткости по следующим реакциям:

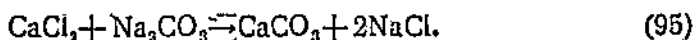


В результате написанных реакций осаждаются $CaCO_3$ и $Mg(OH)_2$ и выделяется CO_2 . Последний реагирует с избытком извести:



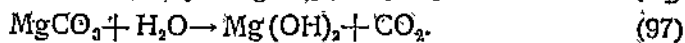
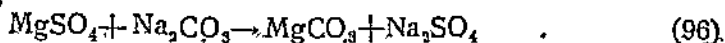
причем также выпадает осадок $CaCO_3$.

Сода (Na_2CO_3) осаждает соли постоянной жесткости, например,



При взаимодействии соды с солями магния сначала образуется $MgCO_3$, затем $MgCO_3$ подвергается гидролизу с выделением осадка $Mg(OH)_2$.

например,



Таким образом, известь служит для удаления временной жесткости, а сода для удаления постоянной жесткости.

Известь примешивается к воде в виде известкового раствора, приготовленного в так называемых сатураторах (насытителях). Сода также обычно примешивается к питательной воде в виде раствора.

Если вода обладает только временной жесткостью, то сода не применяется и очистка воды производится одной известью.

Для ускорения реакций и укрупнения выпадающих частиц солей вода перед присадкой растворов подогревается, обычно не менее чем до 80°C .

Расход реагентов определяется следующим образом.

Один немецкий градус кальциевой временной жесткости требует на 1 м^3 воды $13,21\text{ г Ca}(\text{OH})_2$; один немецкий градус магниевой временной жесткости требует $26,42\text{ г Ca}(\text{OH})_2$; один немецкий градус постоянной жесткости требует на 1 м^3 воды $18,93\text{ г Na}_2\text{CO}_3$.

Пример. Временная жесткость очищаемой воды $2,5^\circ\text{H}$, в том числе $(\text{Ca HCO}_3)_2 - 1,2$, постоянная жесткость 8°H , количество очищаемой воды $20\text{ м}^3/\text{час}$.

Расход химически чистых реагентов на 1 м^3 воды составит: извести $(1,2 \cdot 13,21 + 1,3 \cdot 26,42) = 50,3\text{ г}/\text{м}^3$, соды $8 \cdot 18,93 = 152\text{ г}/\text{м}^3$.

Часовой расход реагентов:
извести $50,3 \cdot 20 = 1006\text{ г}/\text{час}$,
соды $152 \cdot 20 = 3040\text{ г}/\text{час}$.

Составными частями содово-известкового водоочистителя являются: 1) бачок для растворения соды, 2) бачок для приготовления известкового молока из негашеной извести, 3) приспособления для дозировки соды и известкового раствора, 4) насытитель известкового раствора (сатуратор) и 5) отстойник, в котором происходят реакции осаждения и отстоя выделившихся нерастворимых соединений. Отстойник обычно снабжается фильтром из древесной шерсти, задерживающим мусть, не успевшую осесть в отстойнике.

Основные условия правильной эксплуатации известково-содовых водоочистителей:

а) подогрев очищаемой воды до необходимой температуры около 80°C (растворение извести производится в холодной воде);

б) отсутствие перерывов в подаче реагентов; после перерыва в работе водоочистителя наладка его работы занимает много времени, иногда несколько дней;

в) систематический контроль качества очищенной воды и корректировка присадки реагентов по результатам ее анализов.

Содово-известковый способ водоочистки является универсальным, т. е. пригодным для очистки воды любого состава, и дает хорошую очистку воды, совершенно достаточную для котлов низкого давления.

Недостатком содово-известкового способа является наличие громоздкой и дорогой аппаратуры и расход дефицитной соды.

Способ едкого натра и соды. Для осаждения солей временной жесткости, известь может быть заменена едким натром NaOH . Едкий натр, кроме солей временной жесткости, осаждает также все соли магния. При реакции NaOH с солями временной жесткости выделяется Na_2CO_3 , которая осаждает соли кальция. Для осаждения солей кальция, для которых нехватает соды, освободившейся при реакциях NaOH с солями временной жесткости, необходимо добавление соды.

Этот способ неприменим при большой временной и малой постоянной жесткости воды, так как в этом случае в воде остается большой избыток соды, выделившейся при осаждении временной жесткости и не прореагировавшей с магниевыми солями постоянной жесткости.

Дозировка NaOH — 1 немецкий градус временной жесткости требует на 1 м^3 воды 14,29 г NaOH .

Пермутитовый способ. Пермутитовый способ очистки воды основан на способности некоторых минералов (цеолитов) и искусственных соединений (пермутитов) заменять кальций и магний растворенных в воде солей натрием, содержащимся в цеолите (или пермутите).

Пермутитовая очистка воды состоит в фильтровании воды через слой цеолита (или пермутита), который в воде не растворяется.

После фильтрации некоторого количества воды пермутит истощается, т. е. содержащийся в нем натрий практически полностью замещается кальцием и магнием. После истощения пермутита он восстанавливается пропусканием через него раствора поваренной соли NaCl , причем кальций и магний снова заменяются в пермутите натрием, после чего способность пермутита к умягчению воды восстанавливается. Как видно из изложенного, пермутитовая водоочистка освобождает воду от солей кальция и магния, заменяя их солями натрия, обладающими большой растворимостью и не образующими накипи в котлах. Пермутит дает почти полное умягчение воды.

Способность пермутита к умягчению воды количественно может быть характеризована его удельной объемной емкостью поглощения.

Удельная объемная емкость поглощения измеряется в поглощаемых тонно-градусах на 1 м^3 пермутита (обозначение $\text{T}^\circ/\text{м}^3$). Количество тонно-градусов находится умножением количества умягченной воды в м^3 на ее жесткость в немецких градусах.

Удельная объемная емкость поглощения пермутита составит, например, для глауконита Егорьевского месторождения, около 450 $\text{T}^\circ/\text{м}^3$.

§ 28. Внутрикотловая очистка воды

Химическая и пермутитовая водоподготовка, давая хорошее умягчение воды, требует более или менее громоздкой и дорогой аппаратуры и квалифицированного обслуживания.

Для котлов малой мощности и низкого давления хорошие

результаты дает внутрикотловая обработка воды, целью которой является создание условий, способствующих выделению в котле солей не в виде накипи, а в виде шлама.

Это достигается введением различных реагентов непосредственно в котел или в питательный бачок, откуда реагенты также попадают в котел вместе с питательной водой.

При внутрикотловой очистке вся жесткость воды выделяется в виде шлама непосредственно в котле, что является недостатком этого метода очистки воды.

В качестве реагентов для внутрикотловой обработки применяются, например, каустическая сода NaOH , кальцинированная сода (Na_2CO_3), динатрий и тринатрийфосфат, различные органические соединения и пр.

Дозировка реагентов производится обычно периодически, например, один раз в смену или один раз в сутки; реагенты вводятся в напорную или приемную линию питательных насосов, или даже просто в расходный питательный бачок.

Внутрикотловая очистка воды требует весьма несложного оборудования, которое может быть легко изготовлено силами нефтебазы. Обслуживание внутрикотловой очистки сводится по существу к периодической подаче реагентов в котел и простейшему лабораторному контролю котловой воды (см. ниже). Внутрикотловая очистка дает значительную экономию реагентов по сравнению с предварительной химической очисткой воды, так как при последней дозировка реагентов производится с избытком — из расчета удаления всех солей жесткости, в то время как при внутрикотловой очистке реагенты рассчитываются лишь на осаждение солей постоянной жесткости.

Важным вопросом при организации водного режима котлов является вопрос снижения расхода дефицитных реагентов и замены их недефицитными.

Раствор применяемых для внутрикотловой обработки воды динатрий и тринатрийфосфата, являющихся реагентами остродефицитными, может быть получен на каждом предприятии из недефицитного суперфосфата путем обработки его щелочью.

В качестве органического вещества для внутрикотловой обработки воды может, например, применяться щелочная вытяжка из торфа, получаемая путем варки торфа в растворе щелочи.

Освободиться от расхода щелочи на внутрикотловую обработку воды можно применением метода обработки воды по схеме катионирование — смешение. Сущность этого метода заключается в следующем: часть питательной воды пропускается через пермитовый фильтр, остальная часть подается непосредственно в котел, смешиваясь предварительно с водой, прошедшей через пермутит. Как указано выше, при фильтровании воды через пермутит Ca и Mg растворенных в воде солей заменяются натрием. При этом вода получает щелочную реакцию и, смешиваясь с сырой водой, производит в котле то же действие, какое получается при дозировке в котел NaOH или Na_2CO_3 .

При обработке воды по этому методу единственным необходимым реагентом является техническая поваренная соль для регенерации

пермутита. Доля воды, пропускаемой через пермутитовый фильтр, определяется, исходя из состава питательной воды для каждого частного случая. Метод частичного пермутирования питательной воды требует несложного и компактного оборудования, могущего быть изготовленным механической мастерской любой крупной нефтебазы.

Для осуществления этой схемы водоподготовки необходимо следующее оборудование:

- а) пермутитовый фильтр;
- б) фильтр-солеорастворитель для приготовления раствора поваренной соли.

Продолжительность работы пермутитового фильтра зависит от количества пропускаемой воды и ее жесткости, от качества и объема пермутита в фильтре. Зная количество умягчаемой воды и ее жесткость, объем пермутита в фильтре и его емкость поглощения, можно подсчитать продолжительность периода работы фильтра между регенерациями.

Пример. В пермутитовый фильтр упрощенного типа загружено $0,65 \text{ м}^3$ глауконита Воскресенского химкомбината, удельная емкость поглощения которого составляет $400 \text{ Т}^\circ/\text{м}^3$.

Количество умягчаемой воды $2,4 \text{ м}^3/\text{час}$, ее жесткость 10°Н . Емкость поглощения фильтра $0,65 \cdot 400 = 260 \text{ Т}^\circ$.

После регенерации пермутита он должен быть промыт от соляного раствора; при этом промывочная вода умягчается, на что расходуется часть емкости поглощения фильтра. Принимают, что при промывке пермутита из промывочной воды удаляется половина ее жесткости. Если принять в нашем примере, что на промывку 1 м^3 пермутита расходуется 3 м^3 воды, то полезная емкость поглощения фильтра составит

$$260 - \frac{3 \cdot 10}{2} = 245 \text{ Т}^\circ.$$

Количество воды, которое может быть умягчено данным фильтром, находится делением его полезной емкости поглощения на жесткость питательной воды и составляет

$$\frac{245}{10} = 24,5 \text{ м}^3.$$

Продолжительность работы фильтра между регенерациями составляет $\frac{24,5}{2,4} = 10$ часов.

Расход поваренной соли на регенерацию пермутита принимается 70 г на 1 тонноградус умягчаемой воды.

Для данного примера расход поваренной соли составит

$$\frac{2,4 \cdot 10 \cdot 70 \cdot 24}{1000} = 33 \text{ кг/сутки}.$$

При сильно загрязненной питательной воде последняя должна перед пермутированием подвергаться фильтрации и коагуляции; в

этом случае применение метода внутрикотловой обработки по схеме пермутирование — смешение сильно осложняется.

В этих случаях выбирают один из методов, связанных с присадкой в питательную воду каких-либо реагентов.

§ 29. Разъедающее действие питательной воды на металл паровых котлов

Приходится встречаться с четырьмя видами коррозии металла питательной водой:

а) коррозия растворенными в питательной воде кислородом и углекислым газом (газовая коррозия);

б) разъедание металла паром и водой (паро-водяная коррозия);

в) коррозия щелочами, растворенными в котловой воде (при щелочной котловой воде, в частности, при питании котлов химически очищенной водой или при внутрикотловой обработке воды щелочами);

г) электролитическая коррозия, если металлические части котла образуют с растворенными в воде солями гальванический элемент;

Кислород попадает в питательную воду из воздуха при нахождении воды в открытых баках. Количество растворяющегося в воде кислорода уменьшается с повышением ее температуры. Например, при температуре 50°C , вода, находящаяся в открытом баке, содержит на 1 л воды 5,6 мг кислорода, при 80°C — 2,81 мг, при 90°C — 1,59 мг на литр.

Углекислота попадает в питательную воду в результате разложения солей жесткости при некоторых способах водоподготовки. Содержание свободной углекислоты в питательной воде также уменьшается с ростом температуры воды. При нагреве воды до кипения она полностью освобождается от растворенных в ней газов. Отсюда видно, что обычно практикующийся подогрев воды в питательных баках уменьшает опасность газовой коррозии.

Полная деаэрация питательной воды, требующая установки специальной аппаратуры, в котельных низкого давления (в том числе в котельных нефтебаз) не применяется.

Отличительной особенностью газовой коррозии является то, что она носит местный характер, образуя отдельные глубокие язвы. В противоположность этому, паро-водяная и электролитическая коррозия является сплошной, распространяясь на поверхность пораженного коррозией участка.

От паро-водяной коррозии страдают, главным образом, трубки пароперегревателей, металл которых соприкасается с паром, нагретым до высокой температуры, в особенности при нарушении равномерности распределения потока по параллельно включенным змеевикам или при наличии тепловых перекосов или высоких местных тепловых напряжений.

Весьма опасной может быть коррозия щелочами. Помимо разъедания бронзовой арматуры, при щелочной котловой воде может

иметь место явление так называемой каустической хрупкости котельной стали. При большой концентрации щелочи и при наличии механических перенапряжений металла выше предела текучести в металле появляются трещинки, проходящие между отдельными кристаллами (межкристаллические трещины). Котловая вода, просачивающаяся через неплотности заклепочных швов или вальцовочных соединений, испаряется, в результате чего в этих неплотностях постепенно накапливается щелочь; концентрация ее может достигнуть сколь угодно высоких значений. Если в этих местах имеют место перенапряжения металла, то создаются условия для появления каустической хрупкости. Таким образом, каустическая хрупкость может иметь место и при небольшой щелочности воды в котле. При отсутствии щелочи в котловой воде явление каустической хрупкости, конечно, не имеет места. При наличии щелочности это явление может быть избегнуто поддержанием определенного соотношения между количеством содержащихся в котловой воде щелочи и сульфата натрия Na_2SO_4 . По Парру и Штраубу, при давлении по 10 ат, отношение сульфата натрия к щелочи (в пересчете на соду) должно быть не меньше 1:1.

Для предупреждения явления каустической хрупкости необходимо также принимать все меры к устранению перенапряжений металла. Последние могут иметь место как при неправильном расчете заклепочных швов, так и при возникновении больших тепловых напряжений материала котлов в результате их неравномерно-го нагрева (например при растопках).

Явление межкристаллической хрупкости железа может привести к весьма тяжелым последствиям (разрушение заклепочных швов, появление трещин в кипяtilьных трубах).

§ 30. Контроль питательной и котловой воды

В тех случаях, когда котел питается очищенной водой или применяется внутрикотловая обработка воды, становится необходимым лабораторный контроль состава питательной и котловой воды. Контроль качества питательной воды необходим для поддержания правильного режима работы водоочистительных установок и корректировки дозировки реагентов. Контроль котловой воды имеет целью удержание состава котловой воды в пределах безопасных в смысле коррозии и благоприятных в отношении накипеобразования. Например, при внутрикотловой обработке воды щелочью (NaOH или Na_2CO_3) необходимо удерживать в определенных пределах щелочность котловой воды.

Следует иметь в виду, что борьба с накипью связана с повышением опасности коррозии, как вследствие того, что очищенная вода часто бывает более активна в коррозионном отношении, чем сырая, так и потому, что слой накипи в значительной степени предохраняет металл от коррозии.

Ниже приводятся примерные нормы питательной и котловой воды для различных типов котлов¹.

¹ Проф. И. Л. Гордон. Водоприготовление, Госэнергоиздат, 1940.

Питательная вода. При различных методах подготовки воды могут быть достигнуты следующие ее качества:

1. Пермутированная вода.

Общая жесткость не больше 0, 1° Н.

2. Химически очищенная вода.

Общая жесткость не больше 0,8—1,5° Н (в зависимости от способа химической очистки).

Общая щелочность не больше 4—4,5° Н.

Окисляемость не больше 3—5 мг/л.

Ориентировочные нормы качества питательной воды для разных типов котлов приведены в табл. 12.

Таблица 12

Тип котла	Давление пара в ата	Общая жест- кость в нем град.	Общая щелоч- ность в нем град.	Содер- жание кислоро- да в мг/л	Окисляе- мость по расходу ки- слорода в мг/л	Содержа- ние мас- ла в мг/л
Жаротрубный (ланкаширский или корнваллий- ский)	до 13	до 8	10	1,0	8—10	до 5
Паровозный . . .	до 15	до 3—4	6—7	1,0	3—5	до 4
Водотрубный . .	до 15	до 1,5	4—5	1,0	3—5	до 3

Нормы качества питательной воды для судовых оборотных или пролетных котлов с дымогарными трубами могут быть приняты такими же, как для паровозных котлов.

Котловая вода. Нормы состава котловой воды устанавливаются индивидуально для каждой котельной установки, в зависимости от типа котлов и режима их работы. Обычно нормируется содержание солей в котловой воде (сухой остаток при выпаривании) и щелочность ее.

Для котлов, распространенных на нефтебазах, можно ориентировочно принимать нормы качества котловой воды согласно табл. 13.

Таблица 13

Тип котла	Давление пара в ата	Котловая вода	
		сухой остаток в мг/л	натронное чис- ло в мг/л
Жаротрубный (ланкаширский или корнваллийский)	до 12	20 000	1 000
Паровозный	до 12	10 000	700
Водотрубный	до 12	10 000	1 000
"	до 17	6 000	600

Нормы качества котловой воды для судовых котлов с дымовыми трубами могут приниматься такими же, как для паровых котлов.

При данном составе питательной воды качество котловой воды может регулироваться размерами продувок котлов (количества воды, вдуваемой при продувках).

§ 31. Продувка паровых котлов

Во время работы котла питательная вода непрерывно вносит в котел соли. По мере испарения воды концентрация солей в котле возрастает. Возрастание концентрации солей в котловой воде ведет к усилению накипеобразования, к вспениванию и уносу воды с паром. Для удержания концентрации солей в котловой воде в определенных пределах производятся периодические или непрерывные продувки котлов. Другой задачей продувки является удаление из котла накапливающейся в нем грязи (ила или шлама).

Периодическая продувка применяется обычно в установках с котлами небольшой мощности. При периодической продувке вода берется из низших точек котла (при котлах, имеющих грязевики — из грязевиков). Преимуществом периодической продувки является простота устройства. Производство периодической продувки является ответственной операцией, требующей соблюдения определенных правил и обязательного присутствия лица, ответственного за котельную.

При неосторожном выполнении продувки или при неисправности продувочной арматуры возможны аварии, связанные с упуском воды из котла. Продувочные вентили должны при продувке открываться постепенно и осторожно. При быстром открытии продувочного вентиля возможны гидравлические удары, результатом которых может быть разрыв продувочного вентиля или отрыв от котла продувочного патрубка и быстрый уход из котла всей содержащейся в нем воды, что может повести не только к вынужденной остановке котла, но и к полному выходу его из строя. Во время продувки под клапан продувочного вентиля или под плашки задвижки могут попасть кусочки отскочившей от поверхности нагрева накипи; продувочный вентиль не удастся закрыть плотно, что приведет также к вынужденной остановке котла.

Поэтому котлы поверхностью нагрева свыше 100 м² или работающие под давлением свыше 10 атм должны иметь на продувочных патрубках по два последовательно установленных запорных органа. Установка на продувочных линиях вновь устанавливаемых котлов пробковых кранов не допускается: устанавливаются вентили или задвижки.

Во время продувки желательно снижать нагрузку котла, как из соображений безопасности, так и потому, что при сниженной нагрузке полнее удаляется из котла шлам.

Правила выполнения периодических продувок изложены в приложенной к главе X типовой инструкции для кочегаров.

Систематическое производство продувок не реже одного раза в сутки (или в смену) является обязательным независимо от качества котловой воды. Практикуемая иногда работа котлов без продувок или с очень редкими продувками приводит к заносу котлов большим количеством шлама и является абсолютно недопустимой.

При периодической продувке котлов остается, как правило, неиспользованным тепло, унесенное продувочной водой.

Для котлов, предъявляющих повышенные требования к качеству котловой воды и питаемых водой, имеющей значительную жесткость и щелочность, применяется непрерывная продувка, которая заключается в непрерывном отводе воды из котла при помощи специальной аппаратуры. Устройство непрерывной продувки не освобождает от необходимости иметь у каждого котла продувочную аппаратуру для периодической продувки и спуска воды из котла при его остановках.

При непрерывной продувке вода обычно отводится из верхней части водяного объема котла. При этом непрерывная продувка комбинируется с периодической; непрерывная продувка регулирует содержание солей и щелочей в котловой воде, периодическая служит для удаления из котла шлама.

Непрерывная продувка позволяет использовать тепло продувочной воды:

§ 32. Подача питательной воды в котлы

Подача воды в котлы осуществляется при помощи поршневых или центробежных насосов или инжекторов. Производительность питательных приборов, согласно правилам устройства, обслуживания и освидетельствования паровых котлов, должна удовлетворять нормам табл. 14.

Таблица 14

Общее количество насосов	Электроцентробежные			Паровые			Суммарная производительность всех насосов
	производительность I насоса	количество насосов	суммарная производительность	производительность I насоса	количество насосов	суммарная производительность	
2 (а)	2 D	1	2 D	2 D	1	2 D	4 D
(б)	—	—	—	2 D	2	4 D	4 D
3 (а)	1 D	2	2 D	1,25 D	1	1,25 D	3,25 D
(б)	—	—	—	1 D	3	3 D	3 D
4	0,75 D	2	1,5 D	0,75 D	2	1,5 D	3 D
5	0,5 D	3	1,5 D	0,75 D	2	1,5 D	3 D
6	0,4 D	4	1,6 D	0,67 D	2	1,35 D	2,95 D

Примечание. D — суммарная часовая максимально-длительная производительность всех работающих котлов.

Питательные насосы должны устанавливаться ниже уровня воды в питательных баках с таким расчетом, чтобы во всасы-

вающих линиях насосов всегда имелось некоторое избыточное давление. Это необходимо из соображений надежности действия питательных приборов, в особенности при подогреве питательной воды в расходных баках выше 40—50°C.

Место ввода воды в котел выбирается при конструировании котла. Введенная в котел вода обычно распределяется по более или менее значительному объему при помощи специальных распределительных устройств, так как концентрированный ввод воды в одну точку приводит к значительному местному охлаждению, вредному для котла вследствие возникновения повышенных тепловых напряжений в материале котла и опасности осаждения росы на его внешней поверхности.

Подогрев питательной воды до ее подачи в котел значительно ослабляет охлаждение котла в месте ввода воды и связанные с этим вредные явления.

При отсутствии водяных экономайзеров подогрев воды осуществляется в расходных баках отработанным или острым паром (обычно путем непосредственного ввода пара в воду при помощи специальных сопел).

Следует предостеречь от использования для этой цели пара, содержащего масло или могущего содержать его в условиях практики.

Например, использование для подогрева питательной воды пара из обогревающих змеевиков мазутных баков всегда связано с опасностью замасливания питательной воды, так как плотность змеевиков в любой момент может оказаться нарушенной. Попадание же в питательную воду значительных количеств мазута или масла грозит тяжелыми повреждениями котлов.

При наличии водяных экономайзеров подогрев питательной воды в питательных баках также весьма желателен во избежание образования росы на внешних поверхностях экономайзеров и связанной с этим их коррозии.

Глава X

ЭКСПЛУАТАЦИЯ, НАЛАДКА И РАЦИОНАЛИЗАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

§ 33. Организация эксплуатации котельных установок

Основными задачами правильной эксплуатации котельных являются:

- а) обеспечение надежности действия котлов и бесперебойной подачи пара потребителям;
- б) поддержание на возможно высоком уровне экономичности работы котельной;
- в) ведение точного и систематического учета расхода топлива и выработки пара.

Для достижения надежной и экономичной работы котельной прежде всего необходимо соблюдать правильный тепловой и водный режим, своевременно и доброкачественно производить ремонт

и чистку котлов и прочего оборудования и строго выполнять существующие обязательные правила обслуживания паровых котлов и правила техники безопасности.

Правильный тепловой режим может точно соблюдаться только при достаточном оборудовании котлов контрольно-измерительными приборами, дающими возможность контролировать величину параметров, определяющих ход рабочих процессов и наблюдать за исправным состоянием элементов установки.

Из предыдущих параграфов ясно, что тепловой режим котельной установки в основном характеризуется:

- а) нагрузкой котла (выработка пара и расход топлива);
- б) температурой уходящих газов и полнотой сгорания топлива;
- в) коэффициентом избытка воздуха в топке и за котлами;
- г) разрежением в топке и в газоходах котла;
- д) качеством распыления мазута в форсунках, зависящим от состояния форсунок, сорта и температуры топлива, параметров распыливающего пара, а для механических форсунок также от давления топлива.

При наличии пароперегревателя и экономайзера необходимо знать также температуру перегрева пара и температуру подогрева воды в экономайзере.

В соответствии с изложенным для правильного ведения теплового режима необходимы следующие контрольно-измерительные приборы:

1. Газоанализаторы для анализа дымовых газов на CO_2 и O_2 (желательно также на $\text{CO} + \text{H}_2$ для контроля потери тепла от химической неполноты сгорания). Обычно газоанализаторы устанавливаются за котлами и дают анализ отходящих из котельной установки газов.

2. Тягомеры для измерения разрежения в топках и за котлами.

3. Пирометры в газоходах у выхода дымовых газов из котлоагрегатов.

4. Парометры у каждого котла или на паропроводной магистрали, выводящей пар из котельной.

5. Водомеры, измеряющие подаваемое в котлы количество питательной воды.

6. Термометры на линии подачи топлива к форсункам, в топливных бачках, у выхода пара из пароперегревателей и у выхода воды из водяных экономайзеров, а также в расходном бачке питательной воды.

Из перечисленных приборов, в зависимости от их наличия и размеров установки, некоторые могут не устанавливаться; однако следует иметь в виду, что отсутствие какого-либо из приборов оставляет бесконтрольным соответствующий режимный фактор и, следовательно, снижает возможность точного соблюдения установленного теплового режима.

Количество устанавливаемых измерительных приборов часто сокращается, исходя из того, что они требуют непрерывного квалифицированного обслуживания, которое для установок малой мощности обходится слишком дорого и может не окупиться дости-

гаемой, вследствие улучшения теплового режима, экономней. В отношении обслуживания наиболее требовательными из перечисленных выше приборов теплового контроля являются автоматические самопишущие газоанализаторы, которые вследствие этого в котельных малой мощности часто не устанавливаются. При отсутствии подобных газоанализаторов, а также простейших ручных типа ОРСА, контроль качества горения и коэффициента избытка воздуха приходится вести на-глаз, по внешнему виду пламени и выходящего из дымовой трубы дыма (см. прилагаемую типовую инструкцию для кочегаров).

При отсутствии парометров часто ограничиваются измерением расхода питательной воды при помощи водомеров. При составлении отчетности по котельной по показаниям водомеров следует иметь в виду, что выработка пара всегда меньше расхода питательной воды на величину потерь при продувках и от различных случайных причин.

В практике часто встречаются котельные, совершенно не оборудованные контрольно-измерительными приборами, что, конечно, делает рациональное ведение теплового режима здесь невозможным.

По показаниям контрольно-измерительных приборов можно не только регулировать тепловой режим котлов, но и обнаруживать во время их работы всевозможные неисправности установки, руководствуясь отклонением величин, характеризующих тепловой режим, от их нормальных эксплуатационных значений.

Показания контрольно-измерительных приборов должны записываться старшим кочегаром в дежурный журнал. Записываться должны показания не только указывающих, но и самопишущих приборов, так как наличие таких записей служит гарантией того, что кочегар следит за ходом теплового режима котлов.

Нормальный тепловой режим для каждой котельной устанавливается при проведении наладочных работ на основе результатов тепловых испытаний. Задачей эксплуатации является по возможности точное соблюдение установленного теплового режима; однако совершенно избежать отклонений от нормального теплового режима практически не удастся, в особенности при колебаниях нагрузки котельной. Работа котлов при колеблющейся нагрузке является наиболее трудным и ответственным моментом в отношении соблюдения теплового режима, так как неправильное регулирование работы котла при изменении нагрузки приводит к значительному снижению экономичности эксплуатации, а часто и к повреждениям котлов. При колебаниях нагрузки необходимо обращать особое внимание на окончание процесса горения в пределах топки в течение всего времени регулирования, не допуская залета пламени в трубные пучки. Необходимо следить за равномерностью распределения нагрузки по ширине топки, для чего в каждый данный момент действующие форсунки должны быть равномерно распределены по ширине топки.

Решающее значение для поддержания хорошего теплового режима имеет качество распыления топлива форсунками. Хорошее распыление топлива достигается содержанием форсунок в исправности, тщательной их регулировкой и соблюдением оптимальных

для данных форсунок давления пара, температуры и давления топлива. Как уже было отмечено, весьма существенное значение имеет подача к форсункам (при паровом распыливании) по возможности сухого пара. Высокая влажность распыливающего пара уменьшает к. п. д. котлов и увеличивает опасность коррозии поверхностей нагрева, повышая температуру точки росы в отходящих дымовых газах.

Необходимыми условиями правильного ведения теплового режима являются исправность дымовых шиберов, фронтных воздушных регистров и жалюзи и отсутствие неплотностей в обмуровке котлов. Несоблюдение этих условий снижает экономичность и производительность котлов, как это было подробно выяснено выше.

Обычной причиной нарушений теплового режима является загрязнение поверхностей нагрева котлов сажей и солями, а при твердых топливах также шлакование топки. Загрязнение поверхностей нагрева непосредственно ведет к снижению производительности котлов. Поэтому весьма важно систематически, по твердому графику, производить очистку поверхностей нагрева от внешних загрязнений и регулярно выполнять обдувку котлов.

Не менее важное значение имеет тщательное ведение водоподготовки и соблюдение установленного режима котловой воды.

Надежная и бесперебойная работа котельной возможна только при условии тщательного и своевременного ремонта всех элементов установки. Должен иметься и аккуратно соблюдаться твердый график планово-предупредительного ремонта оборудования котельной; выполняемый ремонт должен подробно учитываться и записываться, так как такой учет позволяет предвидеть характер ремонта, который может потребоваться в будущем, и своевременно подготовиться к нему. Кроме записей выполняемого ремонта, должен вестись дежурный журнал по котельной, в котором дежурный кочегар записывает все имевшие место в его дежурство неполадки и неисправности, необходимый к выполнению текущий ремонт, показания действующих измерительных приборов, расход топлива и пр. Такие записи позволяют учитывать качество работы каждой отдельной дежурной бригады, а также судить о состоянии котельных агрегатов и во время обнаруживать все возникающие неисправности.

§ 34. Общие указания по наладке режима котельных установок

Задача наладки режима паровых котлов заключается в устранении всех ненормальностей в протекании рабочих процессов котла. Основой для определения характера наладочных работ служат:

1. Осмотр установки и выявление видимых дефектов оборудования и ненормальностей режима.

2. Упрощенные тепловые испытания котлов (например по программе, указанной в главе VIII).

Производство подробных балансовых тепловых испытаний до выполнения наладочных работ целесообразно, так как такие

испытания обходятся дорого и подготовка к ним занимает много времени; между тем упрощенные испытания и отдельные замеры вместе с детальным осмотром всегда дают достаточные указания на состояние установки, условия ее эксплуатации и необходимые наладочные работы.

Подробные балансовые теплотехнические испытания паровых котлов целесообразно производить после окончания наладочных и рационализаторских работ с целью точного определения достигнутых показателей и установления нормы испарительности топлива.

§ 35. Наладка топливного хозяйства

Программа наладочных работ

1. Проверка состояния топливных резервуаров, обогревающих их змеевиков, режима и качества отстоя топлива.

2. Установление рационального режима отстоя топлива в соответствии с наличной емкостью топливных резервуаров, расходом топлива и его качествами.

Особое внимание должно быть обращено на проверку достаточности поверхности нагрева обогревающих змеевиков и их исправности и чистоты.

3. Проверка состояния топливных насосов и топливопроводов. Особое внимание должно быть обращено на состояние и правильное использование мазутных фильтров.

4. Выяснение необходимой температуры подогрева топлива в соответствии с его вязкостью и типом форсунок.

5. Проверка достаточности подогревающих топливо приспособлений, их состояния и практически достигаемой температуры подогрева топлива.

6. Устранение на месте неисправностей, требующих немедленного исправления и составление перечня необходимых ремонтных работ по топливному хозяйству.

Практические указания по наладке эксплуатации топливного хозяйства. При выполнении наладочных работ по топливному хозяйству следует пользоваться данными, приведенными в главе II, где освещены вопросы о режиме отстоя топлива, способах определения необходимой температуры его подогрева и пр.

При проверке поверхности нагрева обогревающих змеевиков следует руководствоваться данными § 41 (глава XI).

Как указано в главе II, для обеспечения хорошего отстоя и точного учета топлива, котельная должна иметь два топливных резервуара (мерника) и два расходных бачка.

В практике часто бывает, что котельные имеют только по одному топливному резервуару и по одному расходному бачку. Встречаются даже такие котельные, которые получают топливо непосредственно в единственный расходный бачок из емкостей нефтебазы.

При отсутствии у котельной топливных резервуаров отстой топлива должен производиться в расходных бачках; вследствие

их малой емкости для отстоя имеется очень мало времени и топливо не успевает должным образом освободиться от воды и грязи. Чтобы смягчить затруднения при эксплуатации, возникающие при недостаточном отстое топлива, можно применять следующие мероприятия:

1. При наличии только одного топливного резервуара производить закачку в него топлива немедленно после перекачки очередной порции топлива из топливного резервуара в расходный бачок с тем, чтобы обеспечить максимальное время для спокойного отстоя до перекачки следующей порции топлива.

2. Во всех случаях при недостаточном отстое применять для выкачки топлива из резервуаров подвижные заборные трубы с поплавками, забирающие топлива из верхнего слоя при любом его уровне.

3. Обращать особое внимание на исправность и своевременную очистку мазутных фильтров.

При отсутствии двух топливных резервуаров и двух расходных бачков трудно также организовать и достаточно удовлетворительный учет расходуемого топлива.

Особое внимание при наладочных работах должно быть обращено на приведение в исправное состояние имеющихся контрольно-измерительных приборов, а в случае их отсутствия на скорейшее обеспечение установки минимально необходимыми приборами.

Для правильной эксплуатации топливного хозяйства необходимо иметь как минимум поплавковые указатели уровня на расходных бачках, угловые ртутные термометры на топливных резервуарах и расходных бачках и термометры на мазутных линиях, идущих к форсункам.

Следует обратить внимание на организацию систематической очистки мазутных фильтров (которых, как указано выше, должно быть два на каждой линии). При отсутствии необходимости более частой очистки фильтров следует производить чистку их не реже чем 1 раз в смену.

§ 36. Наладка теплового режима паровых котлов

Программа наладочных работ

1. Проверка состояния форсунок и соответствия их количества и производительности возможной нагрузке паровых котлов и конструкции топок.

2. Проверка достаточности давления подаваемых к форсункам пара и топлива для форсунок имеющегося типа.

3. Проверка правильности установки форсунок, достаточности сечения и состояния пароподводящих и топливоподводящих трубопроводов.

4. Наладка режима работы форсунок — прочистка и ремонт их, регулировка щелей, установление наивыгоднейшего давлений распыливающего пара.

5. Проверка состояния фронтных воздушных регистров и жалюзи и приведение их в порядок.

6. Установление порядка регулировки, выключения и включения форсунок при колебаниях нагрузки с учетом необходимости равномерного распределения нагрузки по ширине топки.

7. Проверка состояния дымовых шиберов.

8. Проверка плотности обмуровки и состояния перегородок в газоходах котлов.

9. Проверка состояния и работы тяговых устройств (дымовой трубы или дымососа), дымоходов и проверка газовых сопротивлений установки путем замера разрежения в различных точках газоходов (например у пароперегревателя, за котлом, за экономайзером и у основания дымовой трубы или у дымососа).

10. Устранение всех неполадок, которые могут быть исправлены немедленно, во время работы котла. К ним относятся обычно неплотности обмуровки, внешнее загрязнение поверхностей нагрева (если нет плотных, выросших в течение продолжительного времени налетов), неисправности фронтальных регистров и жалюзи и пр.

11. Наладка теплового режима топок — установление оптимального избытка воздуха и разрежения в топке, порядка регулирования подачи воздуха в топку при помощи дымовых шиберов, фронтальных воздушных регистров и воздушных жалюзи на каналах, охлаждающих обмуровку топок. Регулировка длины факела — фронтальными воздушными регистрами и давлением распыливающего пара.

Практические указания по наладке теплового режима работы котлов. При выполнении наладочных работ следует руководствоваться положениями и расчетами, изложенными в предыдущих главах.

В практике наиболее часто встречаются следующие, нарушающие нормальный тепловой режим работы котлов, неисправности:

1. Неисправность (или отсутствие) фронтальных воздушных регистров и дымовых шиберов.

2. Разрушение перегородок в газоходах котлов. Разрушение перегородок может быть обнаружено во время работы котла по значительному повышению температуры уходящих газов по сравнению с нормальной величиной для данного котла при данной его нагрузке.

3. Внешнее загрязнение сажей и соеотложениями поверхностей нагрева. Внешнее загрязнение поверхностей нагрева может быть обнаружено путем осмотра их через гляделки. Признаком значительных размеров отложений служит сильное повышение температуры отходящих газов при одновременном повышении газового сопротивления установки.

При наличии внешних загрязнений поверхностей нагрева должна быть организована регулярная их очистка и обдувка паром или сжатым воздухом, подобрана подходящая обдувочная аппаратура и давление пара или воздуха, применяемого для обдувки.

4. Неплотности обмуровки. Неплотности в обмуровке могут быть обнаружены непосредственным ее осмотром. Поднося к видимым трещинам в обмуровке горящую свечу, можно судить о наличии присоса по отклонению пламени. При значительных разме-

рах неплотностей они вызывают заметное понижение температуры уходящих газов и ухудшение тяги. В практике нередки случаи, когда неплотностям в обмуровке не придают должного значения; бывают даже случаи, когда оставляют открытыми люки. Гляделки в большинстве случаев не закрываются. Между тем, наличие неплотностей в обмуровке ведет к весьма значительному снижению производительности и экономичности котельной, являясь часто одной из основных причин недостатка пара на предприятии.

Обнаруженные неплотности должны быть немедленно замазаны глиной, а при больших размерах отверстий — заложены кирпичом, лазы и гляделки должны быть всегда закрыты.

5. Обвалы борцов, которые приводят к ухудшению тяги и могут быть исправлены лишь при остановке котлов.

6. Неправильное пользование шиберами и фронтовыми воздушными регистрами. Часто встречаются котельные, в которых регулируют приток воздуха в топку одними дымовыми шиберами, не изменяя открытых фронтовых регистров, или, наоборот, оставляют неподвижными дымовые шиберы и регулируют приток воздуха одними фронтовыми воздушными регистрами. В этих случаях должен быть установлен правильный режим регулирования при помощи дымовых шиберов и фронтовых регистров одновременно.

7. Неисправности, загрязнение и плохая регулировка форсунок, неправильная их установка. Следствием является плохое распыление топлива, удар пламени в стенки обмуровки и в кипяtilьные трубы (при водотрубных котлах) большая величина химической неполноты горения, быстрый износ футеровки топок и пережог кипяtilьных труб.

Все указания по наладке водоподготовки, питания котлов водой и водного режима котлов даются в главе IX. Приведенные выше указания, конечно, не исчерпывают всех возможных в практике случаев, охватывая лишь наиболее типичные и характерные эксплуатационные неполадки.

§ 37. Пути рационализации котельных установок

В процессе обследования и наладки, а также и при эксплуатации котельных выявляются возможности повышения надежности или экономичности установки путем реконструкции или замены отдельных ее элементов, добавления нового оборудования, улучшения схем трубопроводов и пр. Характер рационализаторских мероприятий полностью зависит от конкретных условий каждой данной установки, ее оборудования и пр. Общим указанием может служить то, что все намечаемые рационализаторские мероприятия должны предусматривать улучшение условий протекания рабочих процессов установки, в соответствии с положениями, изложенными в предыдущих главах.

Все возможные рационализаторские мероприятия разделяются на две группы:

1) мероприятия, не требующие значительной затраты средств и времени на их осуществление (так называемая малая рационализация), и

2) мероприятия, требующие значительных затрат и установки нового крупного оборудования.

Рацмероприятия первой группы безусловно должны реализовываться немедленно по их выявлении.

Для иллюстрации приводим несколько примеров часто встречающихся в практике случаев рационализаторских работ:

а) Реконструкция топок с целью повышения производительности и надежности установок. Характер реконструкции зависит от конкретных условий каждого отдельного случая.

б) Улучшение использования теплоты продуктов сгорания путем установки водяных экономайзеров и пароперегревателей.

в) Улучшение качества питательной воды путем ее очистки.

г) Использование отбросного тепла, получаемого из различных источников, например отходящего пара паровых насосов, теплоты продувочной воды (при непрерывной продувке котлов) и пр.

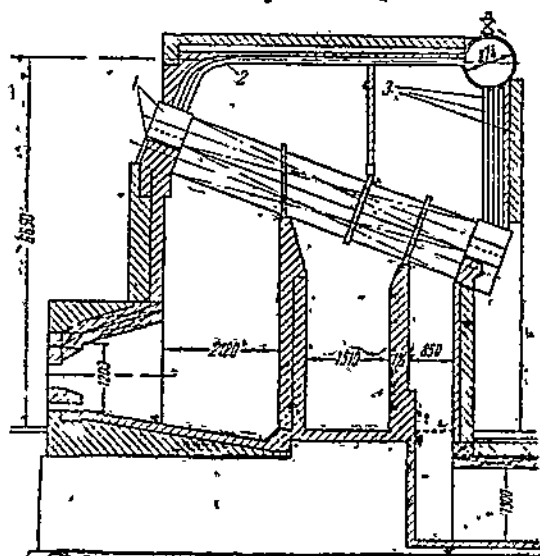
д) Реконструкция газовых перегородок в газоходах с целью повышения интенсивности теплопередачи или улучшения эксплуатационных условий работы котлов.

е) Улучшение конструкции фронтных воздушных регистров и дымовых шиберов.

ж) Улучшение схем водопроводов, паропроводов и мазутопроводов в котельной.

§ 38. Примеры выполненных на нефтебазах рационализаторских работ

На фиг. 19 приведена нормальная схема обмуровки паровых котлов системы Шухова-Берлина. Котлы, обмурованные по этой



Фиг. 19. Нормальная схема обмуровки парового котла системы Шухова-Берлина 1—2 секции по 24 трубы $\varnothing 70/76$; 2 — по 2 трубы $\varnothing 100,5/108$ на секцию; 3—2 трубы $\varnothing 945/102$.

схеме, при отоплении их мазутом работают неудовлетворительно вследствие недостаточной длины топки и слишком малой величины поверхности радиации.

Малая длина топки приводит к удару факела в заднюю стенку топки и залетанию его в трубные пучки, результатом чего являются: быстрое разрушение обмуровки топки и интенсивные пережоги кипяtilьных труб.

На нескольких нефтебазах обмуровки котлов системы

Шухова-Берлина была реконструирована согласно схеме, представленной на фиг. 20.

Как видно из фиг. 20, реконструкция заключалась в увеличении длины топки в переходе с 4-ходовой к 2-ходовой обмуровке котла. При этом увеличивается величина лучевоспринимающей поверхности и объем топки, температура в топке понижается и удается предотвратить удар пламени в стенки топки и кипятильные трубы. Результатом является увеличение максимальной производительности котлов и значительное повышение надежности их действия.

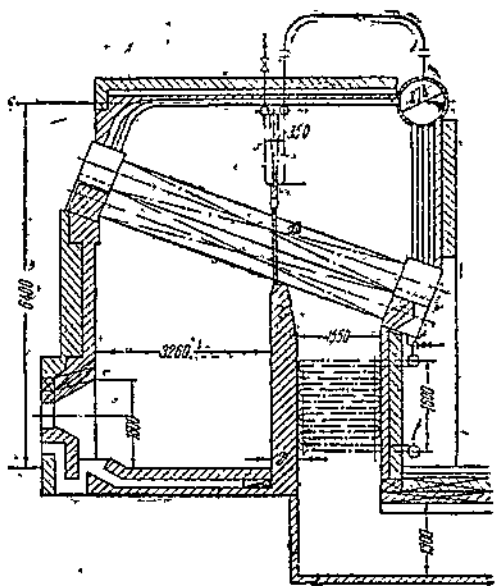
На некоторых нефтебазах реконструирована также обмуровка котлов системы Шухова. Для этих котлов были приняты схемы обмуровки, показанные на фиг. 21 и фиг. 22.

Как видно из этих схем, в обоих случаях топка развита во всю длину котла и газы отводятся из котла по выносному борову.

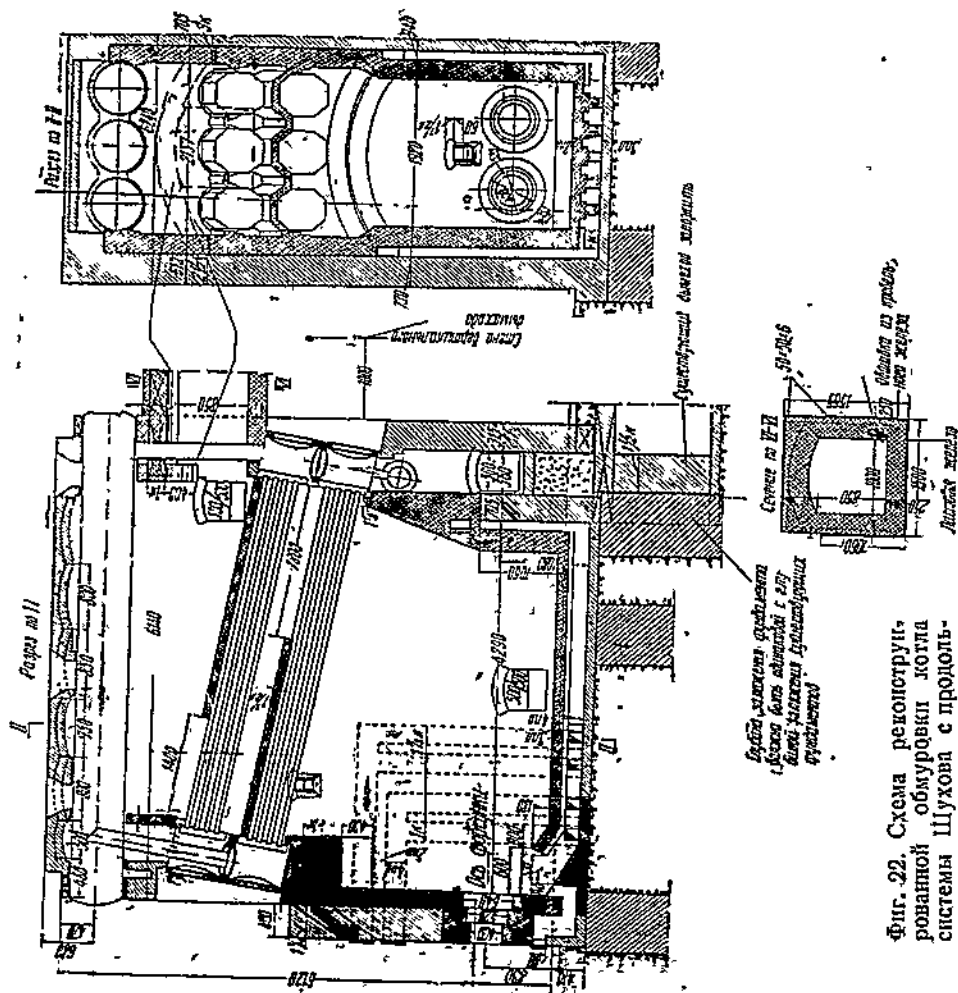
Вариант обмуровки с поперечными газоходами (фиг. 21) имеет по сравнению с вариантом фиг. 22 то преимущество, что конвекционная теплопередача при поперечном обтекании трубного пучка интенсивнее, чем при продольном, что обеспечивает более высокий к. п. д. котла. Преимуществом продольных газоходов является большая доступность трубных пучков для обдувки и очистки от внешних загрязнений, что имеет существенное значение при сжигании под котлами мазутов, дающих значительное отложение солей на поверхности нагрева. Длина топки и лучевоспринимающие поверхности нагрева значительно увеличены по сравнению с нормальной схемой обмуровки котла системы Шухова (фиг. 23).

Увеличение длины и объема топки и поверхности радиации позволяет увеличить снимаемое с котлов количество пара. Это требует увеличения количества сжигаемого топлива, следовательно, увеличения количества или единичной производительности форсунок, а также обеспечения подвода к форсункам необходимого количества топлива.

На одной из нефтебаз были реконструированы согласно фиг. 22 (с продольными газоходами) топки трех котлов системы Шухова, два из которых имеют поверхность нагрева по 210 м² и



Фиг. 20. Реконструированная обмуровка котла системы Шухова-Берлина



один — 250 м². Каждый из этих котлов имел по две паровых форсунки системы Шухова № 9 максимальной производительности приблизительно по 200 кг топлива в час.

Принимая во внимание, что средняя эксплуатационная испарительность мазута составляет для данной котельной около $I=10$, имеем максимальную производительность каждого из котлов при этих форсунках около $200 \cdot 2 \cdot 10 = 4000 \text{ кг/час}$.

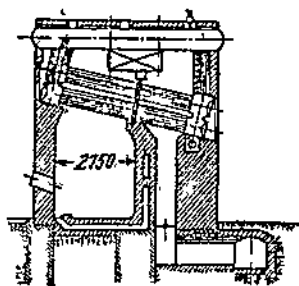
Паронапряжение поверхности нагрева составило бы для котлов поверхностью

$$\text{нагрева } 210 \text{ м}^2 \frac{4000}{210} = 1,95 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$$

и для котла $H_k = 250 \text{ м}^2$

$$\frac{4000}{250} = 16 \text{ кг/м}^2 \text{ час}.$$

Между тем, после реконструкции котлы должны были работать с паронапряжением поверхности нагрева до $30 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$, что требовало установки добавочных форсунок. К каждому котлу было установлено по одной добавочной форсунке системы Шухова № 9.



Фиг. 23. Нормальная схема обмуровки котла системы Шухова

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГЛАВЕ X

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ДЛЯ КОЧЕГАРОВ МАЗУТНЫХ КОТЕЛЬНОЙ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

1. Правила ухода за котлами

Во время действия котла.

1. Наблюдать, чтобы стрелка манометра не переходила никогда за красную черту, опускалась медленно при продувке манометра через кран.

Манометр обязательно продувать один раз в смену при приеме-сдаче вахты.

Кран манометра открывать и закрывать медленно, наблюдая за плавностью поворота стрелки манометра.

2. Наблюдать за водоуказательными стеклами, чтобы вода:

- а) не опускалась никогда ниже черты нижнего уровня;
- б) держалась во время работы котла на одном уровне, слегка колеблясь;
- в) вытекала с сильным выделением пара при открывании нижнего крана.

3. Наблюдать за пробными краями, чтобы они легко открывались и закрывались.

4. Манометр и водоуказатель всегда хорошо освещать.

5. Водоуказательные стекла продувать по крайней мере три раза за время дежурства.

6. Наблюдать за предохранительными клапанами, чтобы:

- а) они пропускали пар, когда стрелка манометра находится на красной черте;

б) рычаги предохранительных клапанов не терлись о вилки и свободно вращались на болтах.

7. Ни в каком случае не нагружать предохранительные клапаны добавочным грузом.

8. Предохранительные клапаны продувать ежедневно, приподнимая осторожно рычаг.

Подготовка к растопке и пуск котла в действие

До растопки котла:

1. Открыть дымовой шибер и фронтные жалюзи для вентиляции дымоходов от накопившихся взрывчатых газов.

2. Проверить, не пропускают ли продувочные краны.

3. Проверить уровень воды в котле посредством открытия пробных кранов.

4. Если уровень воды слишком низок — повысить его, подкачав воду в котел.

5. Проверить исправность всей водоуказательной арматуры и манометра.

6. Проверить, сняты ли заглушки, поставленные на линиях во время остановки котла.

7. Проверить, закрыты ли паровые клапаны.

8. Предохранительный клапан осмотреть и, если в котле нет давления, сдвдка приподнять.

9. Проверить состояние форсунок и форсуночной арматуры.

Во время растопки:

1. Если в котле нет давления, выпускать воздух через разгруженный предохранительный клапан, пока не покажется пар.

2. Перед пуском форсунок продуть паровую линию к форсункам, продуть и прогреть каналы форсунок.

3. Поднимать давление в котле до тех пор, пока оно не сравняется с давлением остальных действующих котлов. После этого включить котел в главный паропровод.

4. При включении котла паровые клапаны открывать постепенно. Для растопки котла открыть дымовой шибер, пустить в форсунки пар, а затем постепенно и осторожно, во избежание выбрасывания огня наружу, пустить нефть.

Следует немедленно прекратить действие котла в следующих случаях:

1) если уровень воды в котле, несмотря на питание его, быстро понижается или если вода упала так низко, что ее не видно в стекле;

2) если перестанут действовать все питательные приборы;

3) если в барабане или секциях котла будут замечены отдулины или трещины;

4) если обнаружится сильная течь труб, нарушающая нормальную работу топки;

5) если в результате разрушения обмуровки обнажатся части котла выше уровня воды или если стенки котла накалятся докрасна;

6) если оба предохранительные клапаны неисправны;

7) если в работе котла будут замечены непонятные явления.

При необходимости быстрого прекращения действия котла:

1) погасить форсунки, для чего сначала закрыть масляные вентили, и потом паровые;

- 2) полностью открыть фронтальные жалюзи и дымовые шиберы;
- 3) закрыть паровой клапан к общему паропроводу;
- 4) постепенно выпускать пар;
- 5) по окончании вышеуказанного уведомить заведующего котельной.

Если котел остановлен вследствие упуска воды, питание котла должно быть немедленно прекращено. Невыполнение грозит взрывом котла.

Если давление пара быстро возрастает, переходя допустимую границу, несмотря на действие предохранительных клапанов:

- 1) погасить форсунки;
- 2) открыть полностью фронтальные жалюзи и дымовые шиберы;
- 3) питать котлы;
- 4) выпустить пар;
- 5) уведомить заведующего.

Для остановки исправного котла:

- 1) постепенно уменьшать огонь и сбрасывать пар;
- 2) поддерживать уровень воды в котле на 50 мм выше обыкновенного;
- 3) закрыть дымовой шибер и фронтальные жалюзи.

Воспрещается под угрозой ответственности производить какую-либо починку котла во время его действия.

II. Правила ведения топки

1. Кочегар обязан тщательно следить за работой форсунок, добиваясь хорошего распыливания и сгорания топлива, не допуская дымления на конце факела и из дымовой трубы. Дым, выходящий из дымовой трубы, должен быть светлосерогого цвета.

2. Кочегар обязан постоянно содержать форсунки в чистоте, не реже одного раза в смену продувать их. При работе с форсунками Шухова необходимо периодически, во время остановок котла проверять состояние паровой щели. Ширина щели не должна превышать 0,5—1,0 мм.

3. Регулирование нагрузки паровых котлов производится следующим образом. При повышении нагрузки сперва увеличить открытие паровых вентилях у форсунок, дымовых шиберов и воздушных заслонок, затем увеличить открытие топливного вентиля; при уменьшении нагрузки, наоборот, сперва уменьшить подачу топлива, затем убавить воздух и пар.

Горение факела регулировать по цвету пламени до прекращения дымления на конце факела и из дымовой трубы.

4. Кочегар обязан добиваться короткого, ровного, яркого и чистого факела, не допуская удара факела в стенки топки и кипячительные трубы.

5. Разрежение в топках на уровне форсунок поддерживать в установленных пределах, регулируя его открытием дымовых шиберов и воздушных заслонок.

6. При наличии газоанализаторов поддерживать содержание CO_2 в дымовых газах за котлом в пределах 10—12%.

III. Основные правила работы с сернистым мазутом

При неправильном обращении сернистый мазут представляет опасность для здоровья и даже для жизни. Поэтому нижеследующие основные правила должны неуклонно соблюдаться:

1. Кочегар, входя в помещение топливных баков, обязан надевать поглотительный противогаз. Все работы в этом помещении должны производиться в противогазе.

2. Ни под каким видом нельзя допускать разлива топлива в помещении котельной.

3. Запрещается держать мазут в открытых сосудах (ведра, противни и пр.).

4. Мазутные линии к форсункам должны содержаться в образцовой чистоте и исправности и нигде не иметь течей.

5. Нельзя допускать проникновения в помещение котельной дымовых газов.

6. Кочегарам категорически запрещается спускаться внутрь мазутных баков.

7. Дверь в помещение мазутных баков, при его наличии, должна быть всегда плотно закрыта во избежание попадания вредных газов в другие помещения котельной.

IV. Уход за трубопроводами

1. Кочегар обязан тщательно следить за исправным состоянием всех соединительных частей трубопроводов, вентилях, задвижек, кранов, спускных трубочек и прочей арматуры.

2. В случае обнаружения на трубопроводах каких-либо неисправностей кочегар обязан немедленно принять меры к их устранению и сообщить зав. котельной и слесарю.

3. Вентили, задвижки и краны на всех трубопроводах следует открывать медленно и осторожно. Открыв полностью вентиль или задвижку, следует повернуть маховичок в обратную сторону на полоборота во избежание закипания и заедания клапанов у вентилях и плашек у задвижек.

4. Закрывать вентили, задвижки и краны необходимо плотно, причем производить закрывание нужно быстро.

5. Вентили, задвижки и краны, редко работающие, необходимо проверять не реже одного раза в 10 дней путем открытия и закрытия их.

V. Уход за питательными насосами

1. Пуск парового поршневого насоса производится следующим образом.

а) залить маслом все маслянки насоса и смазать все трущиеся части;

б) открыть спускные краники у паровых цилиндров для продувки цилиндров и спуска конденсата;

в) слегка приоткрыть паровпускной вентиль, для продувки золотниковой коробки и паровых цилиндров до тех пор, пока из спускных краников начнет вырываться сухой пар;

г) открыть вентиль на выпускной паровой линии;

д) открыть напорную, а затем приемную водяные задвижки;

е) пустить насос в нормальную работу путем медленного открытия паровпускного вентиля до тех пор, пока насос начнет давать нормальное число ходов и необходимое давление, после чего закрыть спускные краники у паровых цилиндров;

ж) после пуска насоса послушать, нет ли стука в насосе. При наличии стука насос остановить и взамен пустить другой.

2. Во время работы насоса кочегар обязан следить за смазкой насоса и за манометром на напорном водяном трубопроводе.

3. Для остановки парового поршневого насоса:

а) закрыть паровпускной вентиль;

б) закрыть выхлопной паровой вентиль;

в) закрыть приемную и напорную задвижки на водяных линиях.

4. При обнаружении неисправностей в работе дитательного насоса кочегар обязан остановить его, немедленно пустить в работу резервный насос и сообщить заведующему котельной.

VI. Общие правила

1. Кочегар обязан знать инструкцию по обслуживанию котельной установки и твердо соблюдать ее.

2. Во время несения вахты кочегар полностью отвечает за состояние котельной и точно выполняет распоряжения заведующего котельной или лиц, его заменяющих.

3. Принимая вахту, кочегар обязан:

а) проверить состояние всех котлов, находящихся в работе, в горячем или холодном резерве;

б) убедиться в нормальной работе и исправности действующих котлов, арматуры, форсунок, трубопроводов и питательных приборов;

в) проверить запас и температуру воды и топлива в расходных бачках.

4. Во время вахты кочегар обязан проверить исправность всех питательных приборов, поочередно пуская их в работу.

5. Регулярно производить продувку котлов по указаниям заведующего котельной, но не реже одного раза в сутки. Продувку производить по возможности при небольшой нагрузке котлов.

6. Перед продувкой поднять уровень в котле по верхнюю гайку водомерного стекла.

7. При продувке котла плавно и медленно открывать и закрывать продувочные вентили или краны. Во время продувки не производить подкачки воды в котел.

8. Питание котлов производить равномерно, стремясь отрегулировать котлы и насосы на непрерывное равномерное питание.

9. Кочегар обязан содержать котельную установку в подном порядке, чистоте и достаточно освещенной, а также свободной от всяких посторонних предметов.

Выходы из котельного помещения во время работы котла не должны запираяться и должны открываться от простого нажатия.

10. Кочегар не имеет права без разрешения администрации допускать в котельное помещение посторонних лиц.

11. Во время действия котла кочегар не имеет права покинуть свое место, пока не сдаст всей установки заменяющему его товарищу.

12. До тех пор, пока в топке имеется огонь, кочегар не имеет права оставить, хотя бы и на короткое время котел без надзора.

13. Во время пожара или какого-либо несчастного случая вне котельного помещения, кочегар должен спокойно оставаться на своем посту.

Если же пожар начинает угрожать котельной, то необходимо немедленно пустить полным ходом питательные приборы, погасить форсунки, закрыть главный шибер и осторожно выпустить пар из котлов, открывая

предохранительные клапаны и паротушители, и привести в действие все имеющиеся противопожарные приспособления.

14. В исключительных случаях, если окружающая обстановка угрожает жизни кочегара, ему разрешается оставить котельную, выполнив предварительно все меры к экстренной остановке котлов.

15. Кочегар обязан вести дежурный журнал котельной, записывая в него расход топлива, продувки, обдувки, простои, замеченные неисправности и пр.

16. Сдавая вахту, дежурный кочегар обязан подробно информировать сменяющего его кочегара о состоянии котельной, замеченных неисправностях и пр.

Прием и сдача вахты записываются в дежурной книге, с подписями сдающего и принимающего вахту кочегара.

До оформления сдачи вахты кочегар не имеет права покинуть котельную.

Глава XI

ПАРПОТРЕБЛЕНИЕ

- Пар на нефтебазах расходуется:

1. На обогрев резервуаров и трубопроводов.

2. На разогрев нефтепродуктов при сливе их из цистерн и из барж.

3. На паровые насосы. В большинстве случаев встречаются паровые поршневые насосы прямого действия, работающие практически без расширения пара или с очень незначительной степенью расширения.

4. На различные надобности предприятий при нефтебазах (масловарки, бондарные цехи и пр.). В основном на этих предприятиях пар расходуется также на обогрев и на паровые насосы.

5. На паровые машины и компрессоры, работающие с расширением пара. Такие машины обычно встречаются на нефтебазах в небольшом количестве и незначительной мощности.

6. На отопление зданий.

Ниже даются справочные данные для быстрых прикидочных расчетов необходимого расхода пара и более подробные указания о выборе параметров пара и о режиме работы паропотребляющих установок.

§ 39. Определение необходимых параметров пара

- Необходимое давление пара, вырабатываемого котельными установками нефтебаз, определяется потребным давлением пара для потребителей и падением давления в паропроводах.

Давление пара, расходуемого на разогрев нефтепродуктов, зависит от требуемой температуры нагрева. Обогревающий пар должен конденсироваться, так как для нагрева нефтепродуктов необходимо использовать тепло, выделяемое при конденсации пара.

Поэтому давление обогревающего пара должно быть таково, чтобы температура его конденсации была выше необходимой температуры нагрева нефтепродуктов. Разность между температурой конденсации пара и температурой нагрева нефтепродукта должна

быть достаточной для того, чтобы через существующую поверхность нагрева (поверхность обогревающего змеевика или паровой рубашки и пр.) могло перейти от пара к нефтепродукту требуемое количество тепла. Это последнее определяется количеством нагреваемого продукта и необходимой скоростью его нагрева.

Количество передаваемого в час тепла определяется формулой

$$Q_{\text{час}} = K \cdot F \cdot (t_s - t_n); \quad (98)$$

здесь

$Q_{\text{час}}$ — передаваемое в течение часа количество тепла в ккал/час ;

F — поверхность нагрева обогревающего приспособления в м^2 ;

t_s — температура конденсации обогревающего пара в $^{\circ}\text{C}$;

t_n — средняя температура обогреваемого продукта за время нагрева в $^{\circ}\text{C}$;

K — коэффициент теплопередачи от конденсирующегося пара к нагреваемому продукту, выраженный в $\text{ккал/м}^2 \text{ час } ^{\circ}\text{C}$.

Величина K зависит от свойств обогреваемого продукта, толщины стенки поверхности нагрева и материала, из которого она изготовлена, от степени ее загрязнения и прочих обстоятельств. Для грубых прикидочных расчетов при определении необходимого давления пара можно принимать $K = 50 \text{ ккал/м}^2 \text{ час } ^{\circ}\text{C}$ (обычно эта величина бывает несколько выше).

Пример. Резервуар емкостью 500 т оборудован змеевиком поверхностью $F = 400 \text{ м}^2$. Требуется нагреть содержащийся в резервуаре мазут в течение 10 часов от 20 до 80°C .

Необходимое для нагрева количество тепла (принимая теплоемкость мазута $c = 0,55 \text{ ккал/кг } ^{\circ}\text{C}$ и потери в окружающую среду 10%)

$$Q = \frac{500 \cdot 0,55 \cdot (80 - 20)}{0,9} = 18 \, 500 \, 000 \text{ ккал.}$$

или в 1 час

$$Q_{\text{час}} = \frac{18 \, 500 \, 000}{10} = 1 \, 850 \, 000 \text{ ккал/час}$$

имеем

$$1 \, 850 \, 000 = 50 \cdot 400 \cdot \left(t_s - \frac{80 + 20}{2} \right),$$

отсюда

$$t_s - 50 = \frac{1 \, 850 \, 000}{400 \cdot 50} = 92,5,$$

$$t_s = 92,5 + 50 = 142,5^{\circ}\text{C}.$$

По таблицам водяного пара этой температуре соответствует давление насыщенного пара $p_{\text{н}} \approx 4 \text{ атм} = 3 \text{ атм}$.

Из изложенного видно, что при недостатке пара на нефтебазе его часовой расход можно уменьшать, увеличивая время, затрачиваемое на разогрев. При этом снижается и необходимое давление обогревающего пара. Однако экономически это невыгодно, так как при этом увеличиваются тепловые потери и вследствие этого увеличивается общий расход тепла на нагрев.

Необходимое давление пара на работу паровых насосов определяется давлением жидкости на выходе насоса и соотношением площадей насосного и парового поршней.

Если d — диаметр насосного цилиндра в см;

D — " парового " в см;

P_n — давление на выкиде насоса в кг.см² по манометру;

P_{oc} — разрежение в приемной трубе насоса,

то общее давление жидкости на поршень равно

$$R_{жс} = (P_n + P_{oc}) \cdot \frac{\pi d^2}{4} \text{ кг.} \quad (99)$$

Давление пара в цилиндре при выпуске выше давления внешней атмосферы на величину падения давления в паровыпускных органах. Принимаем абсолютное давление пара в цилиндре при выпуске равным 1,2 *атм.* Абсолютное давление пара в цилиндре при впуске обозначим $P_{ц}$ *атм.*

Суммарное давление пара на паровой поршень со стороны впуска пара

$$P_{ц} \cdot \frac{\pi D^2}{4},$$

со стороны выпуска пара суммарное давление в противоположном направлении

$$1,2 \cdot \frac{\pi D^2}{4}$$

и общая сила, действующая на паровой поршень,

$$R_{пара} = (P_{ц} - 1,2) \cdot \frac{\pi D^2}{4}. \quad (100)$$

Эта сила при работе насоса должна преодолевать силу давления жидкости на поршень насосного цилиндра и вредное сопротивление насоса, следовательно, должно быть $R_{пара} > R_{жсжк}$.

Для наших целей с достаточной точностью можно принять

$$R_{пара} = 1,25 R_{жсжк}$$

$$(P_{ц} - 1,2) \cdot \frac{\pi D^2}{4} = 1,25 (P_n + P_{oc}) \cdot \frac{\pi d^2}{4}, \quad (101)$$

откуда

$$P_{ц} = 1,25 (P_n + P_{oc}) \cdot \frac{d^2}{D^2} + 1,2. \quad (102)$$

Учитывая падение давления пара в паровыпускных органах насоса, принимаем необходимое для работы насоса давление в паропроводе

$$P = \frac{P_{ц}}{0,9}. \quad (103)$$

Полный напор, развиваемый насосом $P_n + P_{oc}$, зависит для каждого данного насоса от высоты подсоса, от высоты, на которую должна быть поднята жидкость, и от гидравлического сопротивления трубопроводов, по которым перекачивается жидкость. Это последнее зависит от длины и диаметра трубопроводов, от

количества имеющихся на этих трубопроводах вредных сопротивлений — задвижек, колен и пр. и от скорости перекачки, т. е. от числа ходов насоса в минуту.

Сопротивление трубопроводов сильно возрастает с увеличением скорости работы насоса.

С учетом имеющего место незначительного расширения пара в прямодействующих насосах, расход пара на работу насоса может быть определен по формуле

$$D = 7920 \cdot F_n \cdot C_{\text{п}} \left(1,15 - \frac{0,24}{P_n}\right) \quad (104)$$

где F_n — площадь парового поршня, а C — средняя скорость поршня.

Из этой формулы видно, что объем пара, попадающего в единицу времени в паровой цилиндр, прямо пропорционален скорости движения насоса, т. е., грубо говоря, его производительности. Весовой же расход пара возрастает пропорционально производительности насоса и удельному весу пара в цилиндре. Последний резко возрастает с увеличением производительности насоса вследствие роста давления в паровом цилиндре. Таким образом ясно, что ускорение перекачек связано с значительным ростом расхода пара на перекачку определенного количества жидкости. Поэтому во всех тех случаях, когда производственные условия не требуют быстрой перекачки, следует вести ее по возможности медленно (конечно, в разумных пределах). Это дает не только снижение часового расхода пара, но и общую значительную экономию пара. Только в тех случаях, когда перекачка является срочной по производственным условиям, следует ее ускорять.

Паровые машины и компрессоры, работающие с расширением, развивают полную мощность и работают экономично при том давлении пара, на которое они рассчитаны и которое указано на их паспортах.

Отопление зданий и разогрев нефтепродуктов при их сливе не предъявляют никаких требований в отношении давления пара.

Изложенное дает возможность определить необходимое давление пара для всех потребителей, встречающихся на нефтебазах.

Необходимое давление пара в котельной определится, если к необходимому давлению пара у каждого потребителя прибавлять потерю давления в паропроводе от котельной до этого потребителя. В том случае, если из одного паропровода питаются паром потребители, требующие различного давления пара, очевидно, приходится при определении необходимого давления в данном паропроводе исходить из требований того потребителя, для которого требуется наивысшее давление пара.

Точно так же необходимое давление пара в котельной определяется как наивысшее из давлений, требуемых отдельными выходящими из котельной паропроводами. Приближенный метод вычисления падения давления в паропроводах будет дан ниже.

В практической эксплуатации не приходится определять нужное давление в котельной расчетным путем. Оно определяется попросту требованиями потребителей. В случае недостаточного

давления замедляются перекачки, ухудшается обогрев емкостей и пр. Производство предъявляет требование к котельной о повышении давления пара до тех пор, пока все производственные процессы не пойдут надлежащими темпами.

Иногда встречается стремление поднять давление пара в котельной до максимальной величины, разрешенной для имеющихся паровых котлов. Это стремление исходит из представления о выгоде высокого давления пара, которому часто придают общее значение. В действительности высокое давление пара экономически выгодно лишь в том случае, если его работоспособность используется в паровых двигателях, работающих с расширением.

В условиях же нефтебазы или вообще любого хозяйства, расходующего пар почти исключительно на нужды обогрева и на прямодействующие насосы, повышение давления сверх необходимой величины не только не может дать экономии тепла, но, напротив, поведет к его перерасходу.

Обогрев емкостей ускорится, что не даст общего перерасхода пара, но увеличит часовой его расход. Вследствие повышения давления пара в обогревающем приспособлении возрастет потеря пара в месте выхода конденсата. Если давление пара в обогревающем приспособлении будет отрегулировано входным вентилем, то повышение давления пара вообще не отразится на работе обогревающего приспособления и, таким образом, окажется для него бесполезным.

Повышение давления пара, поступающего в паровые прямодействующие насосы, выше необходимой величины приведет к излишнему ускорению перекачек, результатом чего будет, как мы видели, не только повышение часового расхода пара, но и общее увеличение расхода пара на перекачку. Если же скорость перекачки будет снижена до необходимой величины паровпускным вентилем, то повышение давления пара вообще не окажет влияния на ход перекачки и не вызовет изменения расхода пара на нее.

Таким образом, для основных потребителей нефтебазы повышение давления пара бесполезно. В то же время повышение давления пара в паропроводах, вследствие его более высокой температуры, поведет к некоторому увеличению тепловых потерь паропроводов.

Кроме того, увеличатся потери на утечки пара через неплотности в арматуре, фланцевых соединениях и пр., некоторое количество которых, при наличии на нефтебазах весьма разветвленной сети паропроводов, в практической эксплуатации, неизбежно, а при повышении давления может еще возрасти.

Итак, в котельной следует держать давление пара, необходимое для нормальной работы производственных установок базы, но не следует поднимать его выше этой необходимой величины.

В заключение рассмотрим вопрос о применении на нефтебазах перегретого пара. Прежде всего отметим, что применение перегретого пара вызывает дополнительные трудности в содержании в порядке паропроводной сети и оборудования. Перегретый пар

предъявляет повышенные требования к качеству материалов, применяемых для прокладок и набивки сальников. Прокладки и сальники при применении перегретого пара держатся хуже, поэтому в практической эксплуатации количество неплотностей в соединениях будет больше, особенно при недостатке дефицитных прокладочных и набивочных материалов (данные о материалах для прокладок и набивок приведены в главе о паропроводах).

Тепловые потери паропроводов при очень хорошей изоляции будут меньше при перегретом паре, чем при насыщенном. При плохой же изоляции потери при перегретом паре могут оказаться даже несколько больше. Конденсация пара в паропроводах при применении перегретого пара во всех случаях будет значительно меньше, чем при насыщенном, что представляет значительное преимущество перегретого пара. Применение перегретого пара для нагрева нефтепродуктов при обычной конструкции нагревателей (змеевики, паровые рубашки и пр.) не дает преимуществ, так как возможная температура нагрева жидкости определяется, как мы видели выше, температурой конденсации и, следовательно, давлением пара. Повысить температуру нагрева жидкости за счет перегрева пара можно только при применении противоточных теплообменных аппаратов.

Применение перегретого пара для прямодействующих паровых насосов дает некоторую экономию пара, так как при том же давлении удельный вес перегретого пара меньше, чем насыщенного, и весовое количество пара, заполняющего цилиндр, при каждом ходе будет меньше.

Однако практически при небольшом перегреве и обычной для нефтебаз разветвленной сети паропроводов малых диаметров пар теряет свой перегрев еще в пределах паропроводов, и, таким образом, дело сводится к уменьшению количества, образующегося в паропроводах конденсата.

Отметим здесь же, что установка пароперегревателей повышает к. п. д. паровых котлов.

Вопрос о том, могут ли достигаемые при применении перегретого пара преимущества перевесить возникающие при этом эксплуатационные трудности и дополнительные потери пара, которых трудно избежать, должен решаться для каждого конкретного случая путем внимательной оценки всех имеющихся местных обстоятельств. Обычно на нефтебазах применяется насыщенный пар.

§ 40. Пути рационализации потребления и экономии пара

Рационализации потребления и экономии пара можно добиться путем правильного построения графика расходования пара, путем всемерного сокращения непроизводительных потерь пара паропотребителями и использования отработавшего пара одних потребителей (например, паровых насосов) для обеспечения потребности других (например, для обогрева резервуаров, отопления и пр.).

Правильное построение графика расходования пара имеет большое значение для спокойной работы паросилового хозяйства неф-

тебазы, обеспечивая наилучшее использование производительности котельной установки, отсутствие временных перегрузок и резких колебаний нагрузки паровых котлов, вредно влияющих на экономичность и надежность их работы.

Основой для построения графика паропотребления должны служить те расходы пара, которые твердо относятся к определенному времени по производственным условиям. Работа всех остальных потребителей должна планироваться таким образом, чтобы нагрузка котельной была по возможности равномерной. Такой график должен составляться отдельно для каждой нефтебазы.

Наиболее жесткие требования в отношении времени и сроков выполнения предъявляют внешние операции — слив из железнодорожных цистерн и барж, налив в цистерны и баржи и пр.

Внутрибазовые операции обычно допускают передвижку на несколько часов и не так жестко ограничены временем. Этим и можно пользоваться для выравнивания графика нагрузки котельной.

Важнейшее значение имеет борьба с потерями пара. При обогреве емкостей эмеевиками или паровыми рубашками, при обогреве трубопроводов важнейшей и наиболее распространенной потерей является потеря пара с выходящим конденсатом.

Методом борьбы с этими потерями является установка конденсационных горшков или шайб ограничителей.

Другим важнейшим источником потерь являются неплотности во фланцевых соединениях, муфтах, в сальниках арматуры, иногда в сварных швах паропроводов и пр. Против такого рода потерь, приобретающих иногда весьма значительные размеры, можно бороться только путем своевременного и тщательного выполнения ремонта аппаратуры и паропроводов. Важнейшее значение имеет выбор подходящих прокладочных и набивочных материалов. Об этом см. в главе о паропроводах.

Остановимся подробнее на вопросе использования отработанного пара.

Чаще всего внимание останавливается на возможности использования отработавшего пара насосов для обогрева резервуаров, отопления зданий или подогрева питательной воды для паровых котлов.

Рассмотрим условия использования отходящего пара насосов. Как мы видели выше, при выпуске отработанного пара в атмосферу, давление в паровом цилиндре во время выпуска можно принять в среднем равным $p_n = 1,2 \text{ атм.}$

При этом давление пара в цилиндре во время рабочего хода равнялось

$$P_n = 1,25 (p_n + p_{ce}) \cdot \frac{d^2}{D^2} + 1,2. \quad (105)$$

При использовании отработанного пара насоса для обогрева или отопления давление в цилиндре во время выпуска возрастает на величину того избыточного давления пара, которое необходимо для потребителя, использующего отработавший пар данного насоса.

Давление в паровом цилиндре при выходе пара может быть в этом случае принято равным

$$p_{\text{ц}} = p_{\text{исп}} + 0,2, \quad (106)$$

здесь $p_{\text{исп}}$ — давление используемого пара в *атм*,
 0,2 *атм* — потеря давления в паровыпускных органах, принятая
 равной таковой при выпуске отработанного пара в ат-
 мосферу.

Соответственно возрастет и давление пара в паровом цилиндре во время рабочего хода. Будет

$$P_{\text{ц}} = 1,25 (p_{\text{н}} + p_{\text{ес}}) \frac{d^2}{D^2} + p_{\text{исп}} + 0,2. \quad (107)$$

Вместе с ростом давления пара в цилиндре возрастает и его удельный вес; а следовательно, расход пара на работу насоса.

Необходимое давление пара в паропроводе для работы насоса, равное $p = \frac{p_{\text{н}}}{0,9}$, также увеличивается.

В обычных случаях можно принять давление пара, необходимое для обогревающих змеевиков резервуаров, равным 2—2,5 *атм* (1—1,5 *атм*) для отопления зданий в 1,5 *атм* (0,5 *атм*).

Кроме того, необходимо принять во внимание падение давления в паропроводе, по которому отработанный пар насоса будет подводиться к месту использования.

Если расстояние от насоса до места использования пара велико, то это падение давления может быть значительным. В общем итоге увеличение необходимого для насоса давления пара при его использовании может доходить до 2—3 *атм*, что может сделать невозможным использование пара данного насоса для намеченной цели, а в случае отсутствия в достаточной близости от насоса других подходящих потребителей и вообще невозможным использование пара данного насоса.

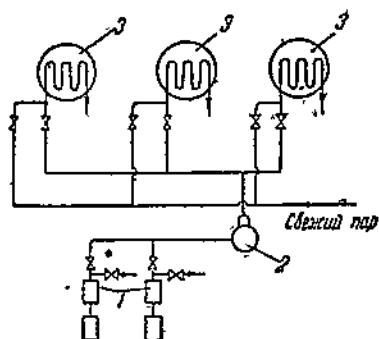
Ввиду того, что при использовании отходящего пара насосов расходуемое количество пара возрастает, при подборе установок, использующих отработанный пар, следует это обстоятельство учитывать и рассчитывать на использование несколько большего количества пара, чем фактически расходуется данным паровым насосом.

Так как использование отработавшего пара связано с капитальными затратами на сооружение сборников пара и прокладку паропроводов, соединяющих насос с местами использования пара, то это мероприятие может быть рентабельным лишь при возможности полного или почти полного использования отходящего пара. Для этого необходимо, чтобы время работы аппаратов, использующих пар, совпадало или могло быть приведено к совпадению со временем работы насосов, пар которых используется. Во всех случаях необходимо стремиться выбрать такой вариант использования пара, при котором необходимые капитальные затраты

были бы минимальными. Особенно это относится к тому случаю, когда насосы, пар которых предположено использовать, работают кратковременно и, следовательно, расходуют в общем итоге незначительное количество пара.

Перейдем к рассмотрению обычных случаев использования отработавшего пара насосов.

а) Использование для змеевикового обогрева резервуаров. Простейшая схема использования пара насосов



Фиг. 24. Схема использования отработавшего пара насосов для змеевикового обогрева резервуаров

для змеевикового обогрева резервуаров изображена на фиг. 24, где 1 — паровые насосы; 2 — сборник отработавшего пара; 3 — резервуары, обогреваемые змеевиками.

Схема предусматривает возможность обогрева каждого из резервуаров как отработавшим, так и свежим паром на случай необходимости разогрева резервуаров в то время, когда насосы не работают. Паросборник служит для выравнивания давления пара, который выпускается насосами неравномерно. Однако его установка в данном случае не является обязательной, так как

обогревающие змеевики не предъявляют требования в отношении равномерности подачи пара. Кроме того, сам паропровод отработавшего пара до некоторой степени выравнивает давление подаваемого к змеевикам пара — тем в большей степени, чем больше диаметр и длина паропровода.

Весьма существенной задачей, выполняемой паросборником, является отделение части влаги, выносимой отработавшим паром из насоса. Отделение этой влаги необходимо обеспечить и при отсутствии паросборника установкой водоотделителей одной из известных систем. В противном случае вода будет затекать в паропровод, вызывать гидравлические удары в паропроводе, увеличивать его сопротивление проходу пара, проникать в змеевики и уменьшать их активно работающую поверхность.

Отработавший пар насосов выносит из цилиндров, кроме влаги, также значительное количество масла.

Это масло частично отделяется вместе с конденсатом в паросборнике или водоотделителе; частично же уносится паром дальше в виде мелкой взвеси, оседает при конденсации пара на стенках змеевиков и ухудшает их теплопередачу. Однако в рассматриваемом случае этот вопрос не имеет большого практического значения, так как обогревающие змеевики резервуаров в большинстве случаев бывают загрязнены изнутри нефтепродуктом вследствие его проникновения через случайные неплотности в змеевиках. Возникновение таких неплотностей время от времени является практически неизбежным, так как змеевики доступны для осмотра

и ремонта только при полном опорожнении и очистке резервуаров. В силу этого заботиться об очистке отработавшего пара от масла в рассматриваемом случае нет необходимости.

б) Использование для подогрева воды. Подогрев воды может осуществляться или посредством змеевиков, или пароводяных бойлеров, или же путем непосредственного ввода пара в подогреваемую воду. В последнем случае совершенно необходима очистка пара от масла, в особенности, если подогревается питательная вода для паровых котлов. Так как в питательной воде для паровых котлов допускается весьма незначительное содержание масла (для котлов встречающихся на нефтебазах типов от 3 до 5 мг/л), то отработавший пар насосов, применяемый для подогрева питательной воды путем непосредственного смешения, должен подвергаться весьма совершенной очистке от масла. Так как такая очистка сложна и требует затраты реагентов и обслуживания, то в условиях мелкого парового хозяйства нефтебаз следует такого использования отработавшего пара насосов избегать.

Целесообразным с экономической и технической точки зрения является использование отработавшего пара насосов для подогрева воды, которая затем может использоваться для отопления зданий, или водозеркального подогрева резервуаров. Для последней цели подогрев воды следует вести непосредственно ввода отработавший пар в водяную подушку резервуара при помощи обычно применяемых для этой цели конструкций.

Для отопления зданий лучше всего подогревать воду при помощи пароводяных бойлеров. Этот способ требует лишь весьма незначительного увеличения противодавления у насоса. Кроме того, его преимуществом является то, что вода не загрязняется маслом.

Ни в коем случае не следует использовать пар из змеевиков, обогревающих емкости с нефтеотливом или другими нефтепродуктами, для подогрева питательной воды паровых котлов, в особенности путем непосредственного ввода пара в воду. Причиной является то, что, как уже указывалось выше, практически не удастся избежать появления неплотностей в обогревающих змеевиках; при этом неизбежно попадание в питательную воду значительного количества нефтепродуктов, что совершенно недопустимо.

Такие случаи встречались в практике эксплуатации паросилового хозяйства нефтебаз. Змеевики подогревателей нефтеотлива должны быть снабжены конденсационными горшками или шайбами ограничителями, что сделает излишним использование выходящего из этих змеевиков пара.

Сбор конденсата. На нефтебазах конденсат можно собирать из обогревающих резервуаров змеевиков, нефтеподогревателей, из отопления зданий, а также из дренажа паропроводов (см. главу о паропроводах). Однако конденсат из нефтеподогревателей и змеевиков резервуаров, как правило, загрязнен нефтепродуктами, или может оказаться загрязненным в любой момент. Поэтому его использование для питания котлов связано с необходимостью очистки от масла. То же относится к конденсату отра-

ботавшего пара насосов, в случае его использования при помощи паро-водяных бойлеров.

Без очистки от масла может быть использовано лишь очень незначительное количество конденсата из отопления зданий и из дренажа паропроводок. Места получения этого конденсата обычно бывают разбросаны по большой территории, что делает целесообразность сбора его, в особенности принимая во внимание незначительность его количества, сомнительной. В каждом частном случае вопрос о выгоде сбора конденсата должен решаться на основе сопоставления количества могущего быть собранным конденсата с необходимыми для этого затратами на прокладку трубопроводов.

§ 40. Справочные данные для быстрых прикидочных расчетов

Методы подсчета необходимого давления пара у потребителей изложены выше.

Расход пара на разогрев нефтепродуктов в железнодорожных цистернах¹ при ориентировочных подсчетах можно определять по формуле

$$D = g \cdot (t_1 - t_0),$$

где g — количество разогреваемого нефтепродукта в тоннах.

t — температура подогрева, величина которой может быть принята в зависимости от вязкости нефтепродукта по табл. 15.

Таблица 15

Необходимая температура подогрева нефтепродуктов	
Вязкость в °Е	Необходимая температура в °С
$E_{50} = 5$	20
$E_{60} = 10$	30
$E_{75} = 10$	50
$E_{75} = 16$	60

t_0 — начальная температура мазута в цистернах, которая обычно может быть принята равной нулю.

Часовой расход пара определяется делением полученного общего расхода на продолжительность разогрева.

Расход пара на разогрев нефтепродуктов посредством змеевиков определяется по поверхности действующих змеевиков.

Для приближенных расчетов можно исходить из данных табл. 16.

¹ Цифровой материал этого параграфа заимствован из книги Григорьяна, Анфиногенова и Медведкова, Основные расчетные данные по оборудованию нефтебаз.

Таблица 16

Нагрузка поверхности нагрева змеевиков	
Температура подогрева нефтепродукта в °С	Часовой расход пара на 1 м ² поверхности змеевика
30	8
50	10
80	12

Для летнего времени года все приведенные данные уменьшать вдвое.

Для тех периодов, когда резервуар бездействует и в нем лишь поддерживается необходимая температура, приведенные данные следует уменьшать для резервуаров емкостью свыше 1000 м³ на 50%, а для малых резервуаров на 36%.

Расход пара на водозеркальный подогрев. Часовой расход пара в кг на 1 т нефтепродукта в зависимости от температуры подогрева приводится в табл. 17.

Таблица 17

Температура подогрева в °С	Мазуты и моторная нефть	Масла
30	25	30
50	30	35 ÷ 40
80	35	40 ÷ 50

Для летнего времени приведенные данные следует уменьшать вдвое.

Расход пара на обогрев трубопроводов. При обогреве трубопровода проложенным рядом с ним паропроводом часовой расход пара при грубых подсчетах может определяться по формуле

$$D = 0,008 \cdot d \cdot L \text{ кг/час,} \quad (109)$$

где d — наружный диаметр обогревающего паропровода в мм;
 L — длина трубопровода в м.

Расход пара на работу паровых насосов. Расход пара прямодействующими насосами в зависимости от степени износа составляет от 50 до 80 кг на 1 гидравлическую л. с. в час.

Гидравлическая мощность насоса вычисляется по формуле

$$N_2 = \frac{V \cdot H}{270} \text{ л. с. ,} \quad (110)$$

где V — объем перекачиваемого нефтепродукта в $\text{м}^3/\text{час}$;
 H — полный напор, преодолеваемый насосом, равный сумме давления в напорной линии и разрежения в приемной линии насоса, выраженный в метрах вод. столба.

Расход пара на отопление зданий можно принять в зависимости от объема здания от 0,04 до 0,08 $\text{кг}/\text{час}$ на 1 м^3 объема по внешнему обмеру.

Глава XII

ПАРОПРОВОДЫ

§ 42. Встречающиеся неполадки паропроводов

Характерной особенностью паропроводов нефтебаз является их протяженность и разветвленность при малых диаметрах. Обычно по мере расширения хозяйства нефтебазы, изменений назначения отдельных резервуаров в связи, например, с изменением ассортимента нефтепродуктов, а также в связи с установкой новых насосов и пр., происходит стихийный рост паропроводной сети.

Необходимые новые ответвления часто строятся наспех, из имеющихся в наличии материалов, без проектов. В результате получается обычно весьма запутанная и нерациональная схема паропроводов. Отдельные участки паропроводной сети часто бывают выполнены недоброкачественно и без соблюдения необходимых технических правил.

Обычными для нефтебаз являются следующие недостатки паропроводной сети:

- а) отсутствие отвода конденсата;
- б) сборка мелких ответвлений на муфтах;
- в) применение неподходящих прокладочных и набивочных материалов;
- г) недостаточная компенсация тепловых расширений;
- д) неправильное размещение опор;
- е) недоброкачественная или недостаточная изоляция;
- ж) недостаточное сечение отдельных участков паропроводов.

Результатом отсутствия дренажа (отвода конденсата) является частичное заполнение отдельных участков паропроводов конденсатом, резкое увеличение сопротивления паропроводов и гидравлические удары, вызывающие расстройство соединений и могущие вызвать в отдельных случаях даже разрыв труб. Опасность гидравлических ударов усугубляется в тех случаях, когда сечение паропроводов недостаточно, и вследствие этого скорость пара недопустимо велика. В практике эксплуатации нефтебаз нередки случаи, когда скорость пара в отдельных участках паропроводов доходит до величин порядка 150 $\text{м}/\text{сек}$ и даже выше.

Результатом неправильной сборки, недостаточной компенсации, неправильного размещения опор и применения неподходящих прокладочных материалов также является частое появление многочисленных утечек пара в соединениях труб и арматуре. Эти утечки могут быть лишь на короткое время устранены простым ре-

Монтом паропроводов. Для радикальной борьбы с утечками пара необходимо привести паропровод в соответствие со всеми техническими требованиями, которые кратко излагаются ниже.

§ 43. Размещение опор и компенсация тепловых удлинений

Опоры паропроводов делятся на неподвижные и скользящие. Неподвижные опоры фиксируют положение паропровода. Они жестко закрепляют паропровод, не допуская никаких перемещений. Скользящие опоры допускают свободное смещение паропровода вдоль его оси. Конструкции опор здесь не приводятся; их можно найти в специальных книгах по паропроводам¹.

Расстояние между опорами должно быть достаточным, чтобы обеспечить прочность паропровода даже при полном заполнении его конденсатом. В зависимости от диаметра паропровода можно принять следующие расстояния между опорами (см. табл. 18).

Таблица 18

Диаметр труб в мм		Расстояние между опорами в м
внутрен- ний	внешний	
52	57	4,0
76,5	83	5,0
100,5	108	6,0
125	133	7,0
150	159	8,0
203	216	8,5
253	267	10,0

Колебания температуры паропровода при его включении и выключении, а также при изменениях давления вызывают тепловые деформации паропровода. Удлинение паропровода может быть принято равным 1 мм на 1 м длины паропровода, при повышении температуры на каждые 100° С. Температура паропровода принимается равной температуре протекающего по нему пара. Последняя определяется из таблиц насыщенного пара по его давлению.

Например, тепловое удлинение паропровода длиной 100 м при давлении пара 5 атм и соответствующей его температуре 158,0° С, составит:

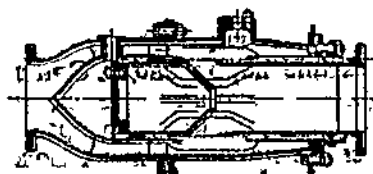
$$\Delta = 100 \cdot 1 \cdot \frac{158}{100} \approx 160 \text{ мм.}$$

Для того чтобы тепловые деформации не разрушали паропровода, каждый участок его между двумя неподвижными опорами должен обладать достаточной эластичностью, которая обеспечивается установкой компенсатора или изгибами паропровода.

¹ Бутаков, Паропроводы электростанций. Эрлих, Паропроводы.

Наиболее распространенными конструкциями компенсаторов являются сальниковые, лирообразные и П-образные.

Сальниковый компенсатор представляет собой сальник, установленный на конце трубы, в котором свободно скользит конец соседней трубы. При удлинении труб происходит перемещение трубы в сальнике, что компенсирует это удлинение. Схема сальникового компенсатора показана на фиг. 25. Не останавливаясь на конструкциях сальниковых компенсаторов, отметим их недостатки.



1. При сильном уплотнении набивки или при закипании сальника может произойти его заедание, причем может оказаться, что

сила, необходимая для перемещения трубы в сальнике, будет достаточной для поломки какой-либо части паропровода.

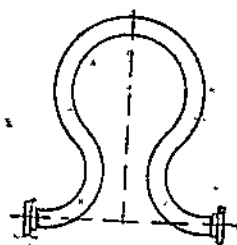
2. Возможно расстройство сальникового уплотнения.

3. Каждая из частей сальникового компенсатора отрывается от другой с силой, равной давлению в паропроводе, умноженному на площадь сечения трубы. Например, при диаметре паропровода 100 мм и давлении в нем 5 атм, сила, разрывающая компенсатор, составит

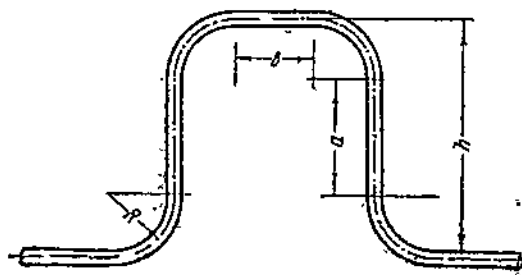
$$\frac{\pi \cdot 10^3}{4} \cdot 5 = 392,5 \text{ кг.}$$

Эта сила воспринимается неподвижными опорами, расположенными по обе стороны сальникового компенсатора.

Это обстоятельство делает возможной установку сальниковых компенсаторов только на прямых участках паропроводов. При



Фиг. 26. Лирообразный компенсатор



Фиг. 27. П-образный компенсатор: $R = 4d$; $d = h - 2R$; $E = \frac{8}{3} a$; d — внутренний диаметр трубы.

наличии на участке изгиба сальниковый компенсатор будет расходить и ломать паропровод.

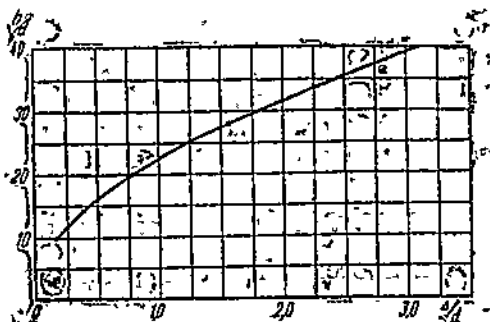
Лирообразные (фиг. 26) и П-образные (фиг. 27) компенсаторы представляют собой включенные в паропровод изогнутые участки труб. Действие этих компенсаторов основано на эластичности изогнутых труб. Размеры компенсаторов рассчитываются так, чтобы усилие, возникающее при их сжатии и расширении, было

допустимым для целости паропровода и арматуры и сохранения плотности соединений.

Для нефтебаз следует рекомендовать П-образные компенсаторы, обладающие хорошими компенсирующими свойствами и легко изготавливаемые на месте установки.

Необходимые размеры П-образного компенсатора могут быть ориентировочно выбраны в зависимости от удлинения компенсируемого участка и внутреннего диаметра трубы, пользуясь графиком фиг. 28, на котором по оси абсцисс отложены удлинения трубопровода, подлежащие компенсации, выраженные в долях диаметра

трубы $\left(\frac{\Delta}{d}\right)$ а, по оси ординат — винт компенсатора, также выраженный через внутренний диаметр трубы $\left(\frac{h}{d}\right)$



Фиг. 28. График для расчета размеров П-образного компенсатора.

При монтаже компенсатор должен быть растянут на величину, равную $\frac{1}{2} \Delta$.

Роль компенсаторов могут играть изгибы трубы между двумя неподвижными опорами. Удлинение компенсируемого участка, которое может воспринять поворот паропровода на 90° с присоединенным прямым участком трубы длиной l , можно найти по табл. 19, составленной по диаграмме ивж. Завадского.

Таблица 19

Удлинение в мм	Компенсирующая способность отводов						
	Необходимая длина отвода в м при диаметре труб в мм						
	52/57	76,5/83	100,5/108	125/133	150/159	208/216	258/267
40	3,00	3,60	4,10	4,50	4,90	5,20	6,50
80	4,25	5,20	5,80	6,40	7,10	8,30	9,25
120	5,20	6,30	7,20	8,00	8,70	10,25	11,20
160	6,00	7,30	8,25	9,25	10,10	11,80	13,00
200	6,70	8,20	9,20	10,30	11,25	13,10	14,60
240	7,30	8,80	10,00	11,25	12,25	14,25	16,00

Л-образные и П-образные компенсаторы необходимо устанавливать в горизонтальной плоскости, так как иначе будет скапливаться конденсат, который вызовет гидравлические удары со всеми вытекающими последствиями.

Выгодно уменьшать количество компенсаторов, увеличивая их вылет, так как при этом, во-первых, уменьшается общее количество рабочей силы, затрачиваемой на их изготовление, и, во-вторых, уменьшается усилие, вызываемое удлинением паропровода, а следовательно, и осевое давление на неподвижные опоры и усилия,

1 неизолированный вентиль эквивалентен	3,0 пог. м голой трубы
1 изолированный " "	6,0 пог. м изолированной трубы
1 неизолированный водоотделитель " "	10 пог. м голой трубы
1 неизолированный тройник " "	0,8 пог. м голой трубы

Для получения общего количества сконденсировавшегося пара $D_{конд}$ нужно длины участков различных диаметров, прибавив к ним эквивалентные длины фланцев и арматуры, умножить на приведенные выше величины. Потеря пара на конденсацию в процентах от количества пара, выработанного котельной $D_{кот}$, составит

$$D\%_0 = \frac{D_{конд}}{D_{кот}} \cdot 100\%$$

Из изложенного видно, насколько велика экономия пара, даваемая изоляцией паропроводов.

„Пример. Диаметр паропровода 100,5/108 мм, длина 100 м, количество фланцевых соединений 20, вентиль один.

Часовое количество конденсата, образующегося в голом паропроводе в зимнее время года, составит:

$$(100 + 20 \times 1 + 1 \cdot 3) \cdot 1,35 = 166 \text{ кг/час или } 166 \times 720 \approx 120\,000 \text{ кг/месяц или } 120 \text{ т/месяц.}$$

Для изолированного паропровода, при условии изоляции фланцев и вентиля, потеря составит:

$$(100 + 20 \times 1,5 + 1 \cdot 6) \cdot 1,35 \cdot 0,20 = 37 \text{ кг/час или } 37 \cdot 720 \approx 26\,640 \text{ кг/месяц или } 27 \text{ т/месяц.}$$

Таким образом, месячная экономия пара, даваемая изоляцией рассматриваемого паропровода, составит около 90 т в месяц, что несомненно в кратчайший срок окупит затраты на изоляцию паропровода.

В случае, если бы фланцевые соединения рассматриваемого паропровода не были изолированы, часовое количество образующегося конденсата увеличилось бы на

$$20 \cdot 1,35 - 20 \cdot 1,5 \cdot 1,35 \cdot 0,20 = 19 \text{ кг/час или}$$

$19 \cdot 720 = 13\,680 \text{ кг/месяц} \approx 14 \text{ т/месяц}$, т. е. экономия, даваемая изоляцией фланцевых соединений, также весьма велика и пренебрегать ею ни в коем случае не следует. Следует принять за правило, что все паропроводы должны быть изолированы вместе с фланцами.

Для паропроводов насыщенного пара наивыгоднейшая толщина слоя изоляции составляет 30—40 мм. Дальнейшее увеличение толщины слоя дает лишь небольшую экономию пара, при значительном росте стоимости изоляции.

Решающее значение для достигаемого изоляцией паропроводов эффекта имеют качество применяемых изоляционных материалов и способ изоляции.

Изоляция должна иметь низкий коэффициент теплопроводности и теплоемкость, быть прочной, также стойкой по отношению к воздействию высоких температур и атмосферы и обладать невысокой производственной стоимостью. Теплоемкость изоляций имеет значение при перерывах в работе паропроводов, так как большая теплоемкость изоляции требует большой затраты тепла на ее разогрев при включении паропровода.

В табл. 21 приводятся необходимые данные о наиболее распространенных для изоляций паропроводов насыщенных пара изоляционных материалах. Данные о теплопроводности относятся к средней температуре изоляции 100° С, соответствующей применяемым на нефтебазах давлениям пара.

Таблица 21

Удельные веса и коэффициенты теплопроводности изоляционных материалов при температуре 100° С¹

Наименование изоляционного материала	Удельный вес в кг/м ³	Коэффициент теплопроводности в ккал/м час °С
Кизельгур (инфузорная земля или трепел)	150	0,066
Изолирующая масса из пробки, асбеста, кизельгура, соломы и глины	405	0,076
Асбест	576	0,167

§ 45. Дренаж паропроводов

Образующийся в паропроводах конденсат должен организованно отводиться таким образом, чтобы нигде в паропроводе не могло образоваться его скопление. Как уже указывалось выше, скопление конденсата в паропроводе ведет к гидравлическим ударам и к резкому росту сопротивления паропровода.

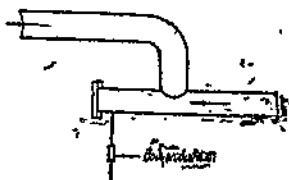
Для правильного отвода конденсата паропроводы должны монтироваться с уклоном по направлению движения пара. Рекомендуется давать паропроводам уклон 3—4 мм на каждый метр длины. При таком устройстве паропровода образующийся конденсат спокойно стекает до места его вывода из паропровода. Для отделения конденсата от пара применяются различные конструкции водоотделителей, описание и характеристики которых можно найти в каталогах и специальных книгах по паропроводам.

Простейшим водоотделителем, легко выполнимым на любой нефтебазе, является тушик, в который собирается стекающий по паропроводу конденсат (фиг. 29); отделенный от него пар поднимается по отводу, а затем продолжает свое движение по следу-

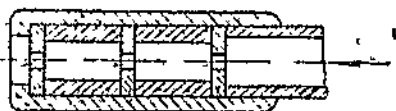
¹ См. Гранъевский, Котельные установки, 1930, табл. 68. Описание способов изоляции см. в специальных книгах по паропроводам.

ющему участку паропровода, также имеющему уклон по направлению движения пара и оканчивающемуся туликом.

Из водоотделителей конденсат отводится при помощи конденсационных горшков, описание конструкций и характеристики которых можно найти в специальной литературе. Выбор нужных для



Фиг. 29. Схема простейшего водоотделителя



Фиг. 30. Лабиринтовый водоотводчик

каждого данного случая конденсационных горшков производится из расчета отвода всего образующегося на дренируемом участке количества конденсата. Как уже упоминалось, паропроводы нефтебаз представляют собой весьма разветвленную сеть труб малых диаметров. При этих условиях оборудование дренажа паропроводов конденсационными горшками требует установки очень большого количества мелких горшков; обслуживание их и содержание в порядке связано со значительными практическими трудностями. Поэтому в таких случаях целесообразно устанавливать вместе конденсационных горшков лабиринтовые водоотводчики, которые работают вполне надежно, почти не требуют ухода и дают не большие потери пара, чем конденсационные горшки.

Чертеж лабиринтового водоотводчика представлен на фиг. 30. Как видно из чертежа, шайбовый лабиринт представляет собой патрубок с несколькими последовательно установленными шайбами, количество и диаметр отверстий которых рассчитываются в соответствии с количеством подлежащего отводу конденсата и его давлением (равным давлению в том пространстве, из которого отводится конденсат).

В результате проведенных МЭИ испытаний, для расчета шайбовых лабиринтов предложена следующая формула:

$$\Delta P_{ш.л} = \xi_n \cdot \frac{g^2}{d^5} \cdot v \text{ атм}, \quad (112)$$

где $\Delta P_{ш.л}$ — сопротивление шайбового лабиринта в атм;
 ξ_n — коэффициент сопротивления при n последовательно установленных шайбах;
 g — расход конденсата в кг/час;
 d — диаметр дроссельных отверстий шайб в мм;
 v — удельный объем конденсата в м³/кг.

Коэффициент сопротивления ξ_n находится по формуле

$$\xi_n = 1,75 \cdot n^{0,66},$$

где n — число последовательно включенных шайб.

Значение ξ_n может быть найдено по табл. 22.

Расстояние между шайбами принимается приблизительно равным диаметру патрубка лабиринта; толщина шайб выбирается небольшая — применяются шайбы плоского типа.

Таблица 22

Значение коэффициента ξ_n

Число последовательно включенных шайб, n	1	2	3	4	5	6
Значение ξ_n	1,70	2,75	3,65	4,40	5,10	5,70

С увеличением числа шайб в лабиринте увеличивается диаметр дренажного отверстия шайб, что повышает надежность действия лабиринта в связи с уменьшением опасности его засорения.

В простейшем случае лабиринт может состоять только из одной шайбы и будет в этом случае представлять собой подпорную шайбу.

Отсутствие дренажа паропроводов — обычное явление в паросиловом хозяйстве нефтебаз. Между тем, правильная организация дренажа, наряду с компенсацией тепловых удлинений, имеет первостепенное значение для исправной и безаварийной работы паропроводов. Устройство дренажа и упорядочение компенсации немедленно сказывается в улучшении снабжения нефтебазы паром и уменьшении количества утечек пара в соединениях паропроводов. Поэтому необходимо пользоваться каждым ремонтом паропроводов для приведения в порядок, хотя бы по отдельным участкам, дренажа и компенсации. Если паропроводы проложены без соблюдения надлежащих уклонов, и во время доступных по производственным условиям кратковременных ремонтов нет возможности произвести оборудование дренажа по всем правилам, то в качестве временной паллиативной меры необходимо приварить в низших точках паропроводов, с нижней их стороны, патрубки с ограничительными шайбами или краниками, и в дальнейшей эксплуатации тщательно следить за отводом конденсата.

Применение перегретого пара не освобождает от необходимости дренажа паропроводов. В паропроводах перегретого пара конденсат образуется в периоды прекращения расхода пара, в периоды малых нагрузок паропроводов, а при плохой изоляции конденсат может выделяться даже при нормальной нагрузке на участках, заполненных перегретым паром. Распространенное представление, что в паропроводе не могут одновременно находиться конденсат и перегретый пар, основано на ложном понимании известного положения термодинамики, утверждающего, что совместно с жидкостью в одном сосуде может существовать только насыщенный пар. Это положение, как и все другие положения термодинамики, относится к равновесному состоянию. Мы же имеем дело с процессом неравновесным, связанным с переходом тепла от пара в окружающую среду. При этом, если температура внутренней поверхности труб, вследствие плохой изоляции, окажется ниже температуры конденсации пара при существующем давлении, то на стенках будет выделяться конденсат, который необходимо из паропровода удалять.

§ 46. Проверка сечения и рационализация схем паропроводов

Сечение паропроводов проверяется по двум показателям:

- а) по скорости течения пара;
- б) по падению давления.

Для паропроводов, насыщенного пара нормальной считается скорость $w = 20 - 30$ м/сек.

Скорость пара подсчитывается по формуле

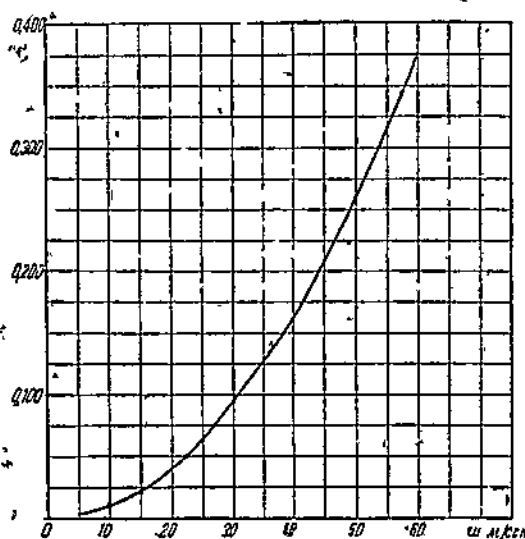
$$w = \frac{350 \cdot D}{d^2 \cdot \gamma}, \quad (113)$$

где γ — удельный вес пара в кг/м^3 , средний для рассматриваемого участка паропровода;

D — часовой расход пара в кг ;

d — диаметр паропровода (внутренний) в мм .

Удельный вес пара находится из таблиц насыщенного водяного пара до его среднему давлению на рассчитываемом участке паропровода.



Фиг. 31. График для подсчета падения давления в паропроводах.

Для нахождения падения давления в прямом паропроводе пользуемся графиком фиг. 31. Найденную из этого графика по скорости пара величину δp^1 умножаем на удельный вес пара γ кг/м^3 , находимый из таблиц насыщенного пара. Получаем падение давления δp в ат на участке паропровода длиной $l = 1000$ д.

Для нахождения падения давления в паропроводе заданной

длины L достаточно величину δp разделить на диаметр паропровода d в мм и умножить на длину паропровода L в м

$$\Delta p = \delta p \cdot \frac{L}{d} \text{ кг/см}, \quad (114)$$

где L — в м; d — в мм.

Для учета падения давления в арматуре, коленах, тройниках и прочих фасонных частях их заменяют условно так называемой эквивалентной длиной, которая дает такое же падение давления, как и рассматриваемые фасонные части. Эту эквивалентную длину прибавляют к действительной длине паропровода и для полученной расчетной длины паропровода определяют падение давления, как указывается выше.

Эквивалентные длины фасонных частей можно принять согласно табл. 23.

Таблица 23

Наименование фасонных частей	Диаметр паропровода в мм						
	52/57	76,5/83	100,5/108	125/133	150/159	203/216	253/267
Нормальный вентиль . . .	12,0	19,0	26	34	43	62,0	82
Угловой вентиль	4,3	6,9	9,5	13,0	16,0	23,0	30
Вентиль Косва	2,3	2,7	3,2	6,8	8,6	13,0	17,0
Колено круглое $r = 2d$. . .	0,43	0,69	0,95	1,30	1,50	2,30	3,00
$r = 3d$. . .	0,33	0,53	0,73	0,97	1,20	1,80	2,30
$r = 4d$. . .	0,22	0,35	0,48	0,63	0,79	1,15	1,50
Тройник прямой	6,4	10	14	19,0	24,0	34	45,0

П-образный компенсатор при определении падения давления приравнивается к четырем коленам с радиусом закругления $r = 4d$.

Пример. Определить скорость и падение давления в паропроводе длиной $L = 150$ м, диаметром 76,5/83 мм. Давление пара в начале паропровода 5 атм, пар насыщенный. На паропроводе имеется вентиль и два П-образных компенсатора. Расход пара $D = 1500$ кг/час. По таблице удельный вес пара $\gamma = 3,112$ кг/м³

$$w = \frac{350 \cdot 1500}{76,5 \cdot 3,112} = 29 \text{ м/сек.}$$

По графику фиг. 28 имеем $\delta p = 0,088$,

$$\delta p = 0,088 \cdot 8,11 = 0,274,$$

$$L_{\text{расч}} = 150 + 19 + 0,35 \cdot 8 = 172 \text{ м,}$$

$$\Delta p = 0,274 \cdot \frac{172}{76,5} = 0,62 \text{ атм.}$$

Среднее давление пара в паропроводе ниже начального давления, по которому мы определяли удельный вес пара. Поэтому и взятое нами для расчета значение удельного веса пара выше средней его величины. Действительное падение давления в паропроводе будет несколько больше полученного нами. Поэтому проверяем расчет, внося поправку в значение удельного веса.

Ориентируясь по первому полученному результату, оцениваем падение давления в паропроводе в $0,7 \text{ ат}$ (несколько больше найденной при первом подсчете величины).

Среднее давление в паропроводе будет

$$p_{\text{ср}} = p - \frac{\Delta p}{2} = 5 - \frac{0,7}{2} = 4,65 \text{ атм} = 5,65 \text{ ата.}$$

Средний удельный вес пара по таблицам (необходима интерполяция)

$$\gamma_{\text{ср}} = 2,867 + (3,112 - 2,867) \cdot \frac{5,65 - 5,5}{6,0 - 5,5} = 2,94,$$

$$w = \frac{350 \cdot 1500}{76,5 \cdot 2,94} = 30,5 \text{ м/сек.}$$

По графику $\delta p^1 = 0,098$

$$\delta p = 0,098 \cdot 2,84 = 0,29,$$

$$\Delta p = 0,290 \cdot \frac{172}{76,5} = 0,65 \text{ ат.}$$

Эта величина будет уже несколько больше действительного падения давления. При желании можно еще раз повторить подсчет, но с совершенно достаточной для практики точностью можно принять

$$\Delta p = 0,65.$$

Давление в конце паропровода будет

$$p_1 = p - \Delta p = 5 - 0,65 = 4,35 \text{ атм.}]$$

Проверка сечений паропроводов производится в следующей последовательности:

а) составляется схема существующих паропроводов;
б) определяются расходы пара по потребителям, а затем по отдельным участкам паропровода;

в) производится проверка скоростей и падений давления пара, начиная от котельной, последовательно по отдельным участкам постоянного диаметра и с постоянным расходом пара.

В практической эксплуатации и при наладочных и рационализаторских работах подсчет падения давления и скоростей в паропроводах может производиться для следующих целей:

1. При недостаточности количества или давления поступающего к потребителю пара проверка падения давления позволяет установить, является ли причиной недостаточность диаметра паропровода или его неисправность. Если фактическое падение давления много больше полученного расчетом, то это служит признаком засорения паропровода. Возможны, например, следующие случаи:

а) скопление в паропроводе конденсата;

б) засорение паропровода какими-либо предметами, оставленными в трубах при монтаже;

в) наличие в соединениях паропровода неправильно вырубленных прокладок с уменьшенным проходом;

г) неисправность вентилей и пр.

2. Предварительный подсчет падения давления и скоростей пара необходим при реконструкции паропроводов или прокладке новых участков.

3. Проверка скоростей пара необходима для проверки соответствия существующих скоростей допустимым нормам.

4. При заведомо исправном состоянии паропровода по фактическому падению давления в нем можно приблизительно подсчитать количество проходящего пара, что при отсутствии парометров может в отдельных случаях представить большой практический интерес. Для этого подсчет выполняется в обратном порядке.

Пример. Для рассматриваемого в предыдущем примере паропровода диаметром 76,5/83 мм и длиной 150 м имеем по непосредственному измерению:

Давление в начале паропровода $p = 5$ атм.

„ „ в конце „ „ $p_1 = 4$ атм.

Среднее давление $p_{cp} = \frac{5+4}{2} = 4,5$ атм = 5,5 ата.

Средний удельный вес пара (по таблице)

$$\gamma_{cp} = 2,87 \text{ кг/м}^3,$$

$$\delta p = \Delta p \cdot \frac{d}{L} = 1 \cdot \frac{76,5}{172} = 0,445,$$

$$\delta p^1 = \frac{\delta p}{\gamma_{cp}} = \frac{0,445}{2,87} = 0,155.$$

По графику фиг. 31 скорость пара

$$w = 38,5 \text{ м/сек.}$$

$$\text{Расход пара } D = \frac{w \cdot d^3 \cdot \gamma}{350} = \frac{38,5 \cdot 76,5^2 \cdot 2,87}{350} = 1860 \text{ кг/час}$$

В данном случае удельный вес пара определен по непосредственно измеренным давлениям и получен сразу окончательный результат.

Как уже упоминалось выше, по мере роста и видоизменения хозяйства нефтебаз, обычно происходит стихийный, не объединенный общим планом рост паропроводной сети. В результате обычным явлением на нефтебазах бывают запутанные и нерациональные схемы паропроводов, с недопустимо высокими скоростями пара на отдельных участках, случайно выбранными местами присоединения потребителей, переходами от малых к большим диаметрам по ходу пара и пр.

Наряду с устройством или улучшением дренажа и компенсации тепловых удлинений, важнейшей задачей рационализации

паропроводов является приведение в порядок сети и установление соответствия между сечениями паропроводов и количеством протекающего по ним пара.

Предусмотреть все могущие возникнуть возможности здесь нельзя. Приводим примеры возможных комбинаций:

а) кольцевание отдельных ответвлений паропроводов, что при одновременной нагрузке этих ответвлений снижает их нагрузку и обеспечивает большую надежность пароснабжения,

б) всемерное сокращение длины ответвлений и их спрямление, в) перенос точек присоединения ответвлений возможно ближе к началу магистрального паропровода, что дает повышение давления в начале ответвлений и увеличивает их пропускную способность,

г) в необходимых случаях — замена существующих труб трубами большего диаметра.

§ 47. Сборка и ремонт паропроводов

Как уже указывалось выше, частым явлением в паросиловом хозяйстве нефтебаз является неправильная сборка паропроводов и применение неподходящих прокладочных и набивочных материалов.

Ниже даются необходимые краткие указания по этим вопросам. Сборка паропроводов как магистральных, так и ответвлений должна производиться на сварке и на фланцах. Муфтовые соединения паропроводов, часто применяемые на нефтебазах, легко дают течи и для паропроводов применяться не должны. Следует стремиться к всемерному сокращению количества фланцевых соединений и удлинению сваренных участков труб. Количество фланцевых соединений должно быть минимально необходимым для удобной разборки и ремонта паропроводов.

Для фланцевых соединений паропроводов насыщенного пара могут применяться следующие прокладочные материалы:

а) Клингерит толщиной до 1,5 мм.

б) Паронит унифицированный толщиной 1—1,5 мм.

в) " лотексный " " 1—1,5 "

г) Паронит обыкновенный " 1—1,5 "

д) " „Экстра“ " 1—1,5 "

е) Свинец листовой толщиной до 4 мм

ж) Алюминий " " до 2 "

Применение картона в качестве прокладок для паропроводов допускать не следует.

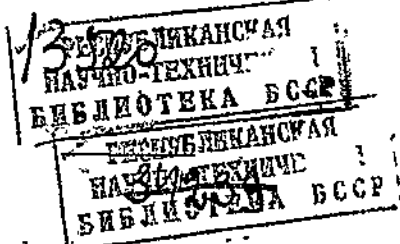
Клингеритовые прокладки необходимо перед установкой размачивать в горячей воде, чтобы избежать сильного прилипания их к фланцам. Паронитовые прокладки с той же целью перед установкой смачиваются в горячей воде и натираются графитом, разведенным в масле.

В качестве набивочного материала для сальников арматуры следует применять асбестовый шнур, который перед установкой желательно пропитывать разведенным в масле графитом.

О Г Л А В Л Е Н И Е

Предисловие	2
Глава I. Топливо и продукты сгорания	3
§ 1. Общие данные	3
§ 2. Свойства топочного мазута	8
§ 3. Подготовка топлива к сжиганию и эксплуатация топочного хозяйства котельных, отапливаемых жидким топливом	14
§ 4. Учет расхода топлива	18
Глава II. Распыливание топлива и подача воздуха в топку	20
§ 5. Общие требования, предъявляемые к форсункам	20
§ 6. Типовые форсунки для нефтебаз	21
§ 7. Выбор, установка и эксплуатация форсунок	26
Глава III. Рабочий процесс топки парового котла	29
§ 8. Тепловой баланс топки	29
§ 9. Теплопередача и действительная температура в топке	32
§ 10. Работа топки при переменной нагрузке	34
§ 11. Тепловая нагрузка топочного объема	35
Глава IV. Работа поверхностей нагрева котла	36
§ 12. Общая характеристика работы поверхностей нагрева	36
§ 13. Влияние внешних загрязнений поверхности нагрева	38
§ 14. Тепловая нагрузка поверхностей нагрева	40
§ 15. Коррозия поверхностей нагрева продуктами сгорания	43
Глава V. Внутрикотловые процессы	44
§ 16. Парообразование и циркуляция воды	45
§ 17. Влажность пара	44
Глава VI. Работа пароперегревателей и экономайзеров	52
§ 18. Работа пароперегревателя	52
§ 19. Работа водяных экономайзеров	55
Глава VII. Работа тяговых устройств	57
§ 20. Анализ работы газоходов	57
§ 21. Данные о газовых сопротивлениях котельных агрегатов	62
§ 22. Естественная и искусственная тяга	63
Глава VIII. Общие характеристики работы котельных установок	67
§ 23. Тепловой баланс котельной установки и данные для приближенных его подсчетов	67
§ 24. Эксплуатационные прикидочные испытания паровых котлов	72
§ 25. Расход пара на собственные нужды котельной	75
Приложение к главе VIII. Свойства насыщенного водяного пара	78

Глава IX. Питание и водный режим котлов	79
§ 26. Характеристики питательной воды	79
§ 27. Подготовка питательной воды	81
§ 28. Внутрикотловая очистка воды	84
§ 29. Разъедающее действие питательной воды на металл паровых котлов	87
§ 30. Контроль питательной и котловой воды	88
§ 31. Продувка паровых котлов	90
§ 32. Подача питательной воды в котлы	91
Глава X. Эксплуатация, наладка и рационализация котельных установок	92
§ 33. Организация эксплуатации котельных установок	92
§ 34. Общие указания по наладке режима котельных установок	95
§ 35. Наладка топливного хозяйства	96
§ 36. Наладка теплового режима паровых котлов	97
§ 37. Пути рационализации котельных установок	99
§ 38. Примеры выполненных на нефтебазах рационализаторских работ	100
Приложение к главе X. Типовая инструкция для кочегаров мазутных котельных малой мощности	103
Глава XI. Паропотребление	108
§ 39. Определение необходимых параметров пара	108
§ 40. Пути рационализации потребления и экономии пара	113
§ 41. Справочные данные для быстрых прикидочных расчетов	118
Глава XII. Паропроводы	120
§ 42. Встречающиеся неполадки паропроводов	120
§ 43. Размещение опор и компенсация тепловых удлинений	121
§ 44. Тепловые потери и изоляция паропроводов	124
§ 45. Дренаж паропроводов	126
§ 46. Проверка сечения и рационализация схем паропроводов	129
§ 47. Сборка и ремонт паропроводов	133



41008





Редактор проф. Н. А. Семеновко Техн. ред. А. С. Полосина
Л54574. Подп. к печ. 2/IV 1945 г. Тираж 3000 экз. Печ. л. 8,5.
Уч. а. л. 10. Сдано в произв. 12/X—1944 г. 60×92 1/16. Колич. зн. в п. л. 52 000.
РУ № 3. Москва. Хохловский, 7. Зак. 1195. Ц. 8 руб.