

31.3
К88
СА-360917

НАУЧНАЯ МЫСЛЬ



А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ ТЭС И СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Уважаемый читатель!
Вы держите в руках книгу, дополнительные
материалы которой доступны Вам
БЕСПЛАТНО в Интернете на www.znanium.com
Специального программного обеспечения
не требуется



ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ЧАСТЬ I. СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ	
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В ОБЛАСТИ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ	5
1.1. Состояние проблемы в области энергосбережения в котельных установках за счет использования теплоты уходящих газов	5
1.2. Обзор исследований в области утилизации воды непрерывной продувки барабанных котлов	22
1.3. Обзор исследований в области повышения экономичности ТЭС	27
ЧАСТЬ II. ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК	
Глава 2. КОНСТРУКЦИИ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ТЕПЛОУТИЛИЗАТОРОВ (КТ)	31
2.1. Контактные теплоутилизаторы с пассивной насадкой	31
2.2. Контактно-поверхностные теплоутилизаторы с промежуточным теплообменником	35
2.3. Контактные теплообменники с активной насадкой	38
2.4. Конденсационные теплоутилизаторы поверхностного типа	44
Глава 3. ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ЗА СЧЕТ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ТЕПЛОУТИЛИЗАТОРОВ (КТ) ПОВЕРХНОСТНОГО ТИПА	49
3.1. Устройство КТ поверхностного типа, установленного за паровым котлом ДЕ-10-14 ГМ Ульяновской ТЭЦ-3	49
3.2. Натурные испытания КТ поверхностного типа на Ульяновской ТЭЦ-3	53
3.3. Математическая обработка результатов испытаний КТ поверхностного типа	60
3.4. Снижение выбросов оксидов азота за счет КТ поверхностного типа	77
3.5. Способы повышения температуры охлажденных в КТ продуктов горения при их отводе в окружающую среду	81
3.6. Экономическая эффективность от внедрения КТ на паровом котле ДЕ-10-14 ГМ Ульяновской ТЭЦ-3	85
Глава 4. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛО- И МАССООБМЕНА ПРИ ГЛУБОКОМ ОХЛАЖДЕНИИ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ...	87
4.1. Критериальное уравнение теплоотдачи при конденсации водяных паров из продуктов горения в КТ поверхностного типа	87
4.2. Обобщение результатов экспериментальных исследований КТ поверхностного типа	89
4.3. Анализ работы дымовых труб в условиях глубокого охлаждения уходящих газов в конденсационных теплоутилизаторах	96

4.4. Методика теплового расчета КТ поверхностного типа	112
4.5. Методика теплового расчета КТ контактного типа	115
4.6. КПД котлов и конденсационных теплоутилизаторов	118
Глава 5. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ В КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ.....	122
5.1. Получение конденсата водяных паров из продуктов сгорания природного газа при их охлаждении ниже точки росы	122
5.2. Котельная без водоумягчительной установки	126
5.3. Анализ ведения водно-химического режима энергетических котлов Безымянской ТЭЦ и Саранской ТЭЦ-2.....	131
5.4. Методика экономического расчета потерь теплоносителя и теплоты с непрерывной продувкой барабанных котлов.....	134
5.4.1. Расчет потерь с непрерывной продувкой котлов среднего давления Безымянской ТЭЦ.....	134
5.4.2. Расчет потерь с непрерывной продувкой энергетических котлов Саранской ТЭЦ-2.....	141
5.4.3. Анализ потерь с непрерывной продувкой барабанных котлов ООО «Самараоргсинтез»	148
5.5. Способы автоматического регулирования процесса непрерывной продувки барабанных котлов	152
5.6. Повышение эффективности котла БКЗ-420-140 НГМ путем охлаждения газов ниже точки росы	159
5.7. Расширение Самарской ТЭЦ котлом БКЗ-420-140 НГМ с конденсационным теплоутилизатором	165
Глава 6. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА В КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ	172
6.1. Оценка потерь энергии при дросселировании водяного пара в редукционных установках ООО «Самараоргсинтез» ...	172
6.2. Экспериментальные исследования паровых котлов ООО «Самараоргсинтез»	176
6.2.1. Анализ работы паровых котлов	176
6.2.2. Анализ работы деаэраторов	181
6.3. Экспериментальные исследования энергетических котлов Безымянской ТЭЦ и Саранской ТЭЦ-2.....	183
6.4. Исследование влияния коэффициента избытка воздуха в уходящих газах на экономичность энергетических котлов.....	187
ЧАСТЬ III. ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ	
ГЛАВА 7. АНАЛИЗ РАБОТЫ ДЫМОВЫХ ТРУБ ТЭС С ВЕНТИЛИРУЕМЫМ ВОЗДУШНЫМ КАНАЛОМ	190
7.1. Способы утилизации теплоты вентилируемого воздуха дымовых труб ТЭС	190
7.2. Расчет экономической эффективности утилизации теплоты вентилируемого воздуха	197
7.3. Тепловой расчет дымовой трубы с вентилируемым каналом высотой 240 метров Самарской ТЭЦ.....	203

Глава 6. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА В КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ

6.1. Оценка потерь энергии при дросселировании водяного пара в редукционных установках ООО «Самараоргсинтез»

Дросселирование – это необратимый процесс протекания газа (пара) через местное сопротивление, сопровождающийся понижением давления газа без совершения им технической работы. Величина снижения давления зависит от природы и скорости движения газа, параметров его состояния и степени сужения трубопровода. После дросселирования удельный объем и скорость газа возрастают, а температура газа в зависимости от его природы и параметров состояния перед дросселированием может оставаться постоянной или увеличиваться, или уменьшаться.

Изменение температуры для реального газа (пара) после дросселирования (эффект Джоуля-Томсона) зависит от соотношения величины работы проталкивания к изменению внутренней энергии газа. При равенстве работы проталкивания и изменения внутренней потенциальной энергии температура газа остается постоянной ($dT = 0$). В условиях, когда работа проталкивания оказывается больше прироста внутренней потенциальной энергии, то ее избыток затрачивается на увеличение внутренней кинетической энергии $\Delta U_{\text{кин}}$ и температура газа возрастает ($dT > 0$). В противном случае $\Delta U_{\text{кин}}$ уменьшается и температура газа тоже уменьшается ($dT < 0$) [79].

В общем случае при снижении давления газа в процессе дросселирования изменение температуры газа определяется интегральным дроссель эффектом Джоуля-Томсона [79].

Процесс дросселирования газа является существенно необратимым процессом, протекающим с увеличением энтропии и снижением работоспособности рабочего тела. Тем не менее он применяется в практике, например в приборах, измеряющих расход газа на ГРП и ГРУ, в холодильных установках для снижения температуры рабочего тела, в промышленности для снижения давления водяного пара, служащего греющим теплоносителем в различного рода технологических аппаратах (кипятильниках, испарителях, деаэраторных и калориферных установках и др.). Следует отметить, что потери энергии

водяного пара в редукционных установках часто составляют значительную величину, их необходимо снижать главным образом путем совершенствования тепловых схем выработки водяного пара и его отпуска потребителям.

Ниже приводятся результаты оценки потерь энергии при дросселировании водяного пара в редукционных установках предприятия ООО «Самараоргсинтез». Работа была произведена в ноябре – декабре 2011 г. при выполнении первичного энергетического обследования ООО «Самараоргсинтез».

Для производства изопропилбензола и фенола, а также для нужд отопления, вентиляции и горячего водоснабжения на заводе «Самараоргсинтез» вырабатывается перегретый водяной пар двух параметров $p = 21 \text{ кгс}/\text{см}^2$, $t = 310^\circ\text{C}$ и $p = 12 \text{ кгс}/\text{см}^2$, $t = 240^\circ\text{C}$. Перегретый водяной пар вышеназванных параметров вырабатывается в котлах типа ДЕ-25-24-380ГМ ст. №№ 1-4 и ДЕ-25-14-250ГМ ст. №№ 5, 6 ПО «Бийскэнергомаш».

В технологических аппаратах используется пар в основном давлением 21, 16, 12 и 6 $\text{кгс}/\text{см}^2$. Для снижения давления водяного пара у потребителей установлены редукционные установки (РУ).

Сотрудниками кафедры ТЭС СамГТУ выполнен анализ работы технологического оборудования, установленного на ООО «Самараоргсинтез», рассчитаны потери энергии и даны рекомендации по сокращению потерь энергии при дросселировании водяного пара в РУ [107, 108].

Расчет производился с использованием i , S -диаграммы водяного пара (рис. 6.1) [91]. Потери энергии при дросселировании пара ΔQ , $\text{кДж}/\text{с}$ ($\text{ккал}/\text{с}$), равны [79, 91]

$$\Delta Q = D(\Delta H_1 - \Delta H_2) = D \cdot \Delta H;$$

$$\Delta H_1 = i_1 - i_{k1}; \quad \Delta H_2 = i_2 - i_{k2}; \quad \Delta H = \Delta H_1 - \Delta H_2,$$

где D – расход пара, $\text{кг}/\text{с}$;

ΔH – теплоперепад пара, $\text{кДж}/\text{кг}$ ($\text{ккал}/\text{кг}$).

Потери топлива B рассчитываются по формуле [100]:

$$B \cdot Q_n^p = D \cdot \Delta H; \quad B = \frac{D \cdot \Delta H}{Q_n^p}, \text{ м}^3/\text{с}; \quad B_{\text{год}} = 3600 \cdot B \cdot N, \text{ м}^3/\text{год},$$

где N – число часов работы РОУ, ч/год; D – расход пара через РОУ, $\text{кг}/\text{с}$; Q_n^p – низшая теплота сгорания газа, $\text{кДж}/\text{м}^3$ ($\text{ккал}/\text{м}^3$); $B_{\text{год}}$ – количество топлива, теряемого за год, $\text{м}^3/\text{год}$.

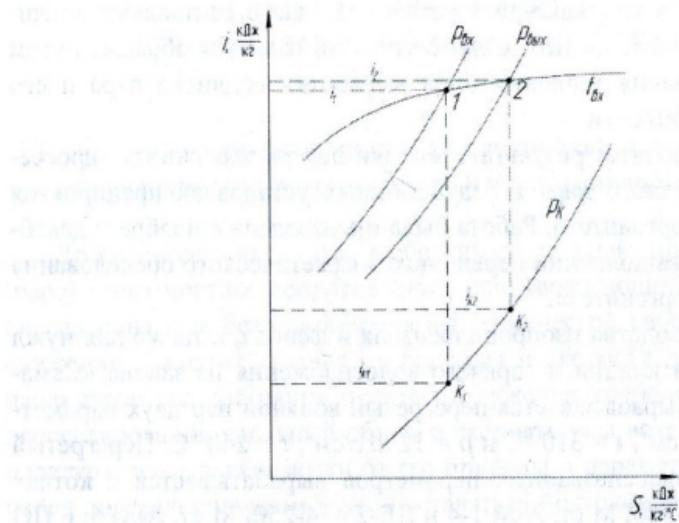


Рис. 6.1. Процесс дросселирования пара
в редукционных установках

Таблица 6.1

**Исходные данные для расчета потерь энергии
при дросселировании водяного пара**

№ п.п	РОУ	$p_{\text{вх}},$ $\text{kгс}/\text{см}^2$	$t_{\text{вх}},$ $^{\circ}\text{C}$	$p_{\text{вых}},$ $\text{kгс}/\text{см}^2$	$p_k,$ $\text{kгс}/\text{см}^2$	$D,$ $\text{кг}/\text{с}$	$N,$ $\text{ч}/\text{год}$	Место установки РОУ
1	РОУ 23/13	21	300	13	1,0	6,94	5760	Цех № 9, уч. № 1
2	РУ 13/3	12	240	3,0	1,0	1,389	8040	Цех № 9, уч. № 1
3	РК 21/16	21	255	16	1,0	6,417	8040	Цех № 8 отд. 103 (фенол)
4	РК 12/6	12	212	6	1,0	4,689	8040	Цех № 8 отд. 101
5	РК 21/10	21	254	10	1,0	4,183	8040	Цех № 8 отд. 103 (ацетон)
6	РК 21/12	21	254	10	1,0	9,185	8040	Цех № 7 отд. 15
7	РК 12/6	12	212	6	1,0	4,935	8040	Цех № 7 отд. 14, 15, м-2

Таблица 6.2

Результаты расчета потерь энергии и топлива при осуществлении дросселирования водяного пара в редукционных установках

№ п.п	РОУ	Энталпия, ккал/кг				Теплоперепад, ккал/кг			Расход теряе- мого топлива $B, \text{м}^3/\text{с}$	Потери топлива за год, $B_{\text{год}},$ $\text{м}^3/\text{год}$	Потери в денежном выраже- нии, $C_{\text{год}},$ руб./год
		i_1	i_{k1}	i_2	i_{k2}	ΔH_1	ΔH_2	ΔH			
1	РОУ 23/13	722	584,5	727	607	137,5	120	17,5	0,014673	304259,33	941165,39
2	РУ 13/3	696	588	704	650	108	54	54	0,009062	262290,53	811343,30
3	PK 21/16	696	567	700,5	580,5	129	120	9	0,006977	201942,29	624668,09
4	PK 12/6	681	577	687,5	609,5	104	78	26	0,014729	426316,18	1318723,84
5	PK 21/10	695,5	567	705	602	128,5	103	25,5	0,012887	373001,33	1153805,01
6	PK 21/12	695,5	567	703	593	128,5	110	18,5	0,020529	594191,37	1838012,17
7	PK 12/6	681	577	687,5	609,5	104	78	26	0,015502	448689,70	1387931,85

Примечания: 1. Расчет выполнен для случая, когда дросселирование в РУ осуществляется при $t = \text{const}$; 2. $Q_n^P = 34,66 \text{ МДж}/\text{м}^3$ (8277 ккал/м³); 3. Стоимость природного газа – 3093,3 руб./тыс.м³.

Расчет выполнен для семи РУ. Исходные данные для расчета приведены в таблице 6.1, результаты расчета представлены в таблице 6.2.

Выполнен анализ результатов расчетов, представленных в таблице 6.2, с учетом исходных данных (см. таблицу 6.1).

РОУ 23/13. Расчет выполнен для случая, когда РОУ работает 8 месяцев в году (5760 ч) при расходе водяного пара через нее 25 т/ч (62,5% от номинального). В этом случае потери энергии для 1 кг пара, пропускаемого через РОУ, составляют 17,5 ккал. В пересчете на расход топлива (газа) потери равны 0,014673 м³ газа/с. Годовые потери топлива при наработке РОУ 23/13 5760 ч/год составляют 304259,33 м³ газа/год или в денежном выражении 941165,39 руб./год.

Наибольшие потери топлива при дросселировании водяного пара имеются в РК 12/6, цех № 8 отд. № 101: 426316,18 м³ газа/год (1 318 723,84 руб./год), в РК 21/12, цех № 7 отд. № 15: 594191,37 м³ газа/год (1 838 012,17 руб./год) и в РК 12/6, цех № 7 отд. №№ 14, 15, м-2: 448689,7 м³ газа/год (1 387 931,85 руб./год). Это объясняется большими теплоперепадами и расходами пара на технологические аппараты этих отделений.

Рекомендации

1. Для снижения потерь энергии при дросселировании водяного пара необходимо уменьшить пропуск пара через РОУ 23/13 путем повышения производительностей паровых котлов ст. №№ 5, 6 или путем перевода одного из котлов ДЕ-25-24-320ГМ в работу на параметры пара $p = 1,3 \text{ МПа}$, $t = 250^\circ\text{C}$.
2. Снизить расход пара на РУ 13/3 путем перевода систем парового отопления, работающих от РУ 13/3, на водяное теплоснабжение. Через РУ 13/3 отпускать пар только на деаэраторы ДА-100 ст. №№ 1, 2.
3. Произвести перевод 2-х паровых котлов ДЕ-25-24-320ГМ в режим работы на параметры пара $p = 13 \text{ кгс}/\text{см}^2$, $t = 240^\circ\text{C}$ для прекращения редуцирования пара давлением 21 кгс/см² в РК 21/10 цеха № 8 (отделение № 103 (ацетон)) и в РК 21/12 цеха № 7 (отделение № 15).
4. В перспективе установить два паровых котла типа ДЕ-10-14-220ГМ ($p = 6-8 \text{ кгс}/\text{см}^2$, $t = 220^\circ\text{C}$) для прекращения редуцирования пара давлением 12 кгс/см² в РК 12/6, РК 12/5 и РК 12/4,5 цеха № 8 (отделение № 101).

6.2. Экспериментальные исследования паровых котлов ООО «Самараоргсинтез»

6.2.1. Анализ работы паровых котлов

Для производства изопропилбензола, фенола и ацетона, а также для нужд отопления, вентиляции и горячего водоснабжения на заводе «Самараоргсинтез» в котлах низкого давления вырабатывается перегретый водяной пар двух параметров $p = 21 \text{ кгс}/\text{см}^2$, $t = 310^\circ\text{C}$ и $p = 12 \text{ кгс}/\text{см}^2$, $t = 240^\circ\text{C}$. В котельном отделении установлены 4 котлоагрегата ДЕ-25-24-380ГМ (ст. №№ 1-4) и 2 котлоагрегата ДЕ-25-14-250ГМ (ст. №№ 5, 6), котлоагрегаты работают на природном газе, ре-

зервное топливо отсутствует. В октябре 2010 г. произведено обследование состояния оборудования и режимов работы котельных установок.

При выполнении обследований котлов определялись следующие основные параметры их работы: расход топлива и паропроизводительность котла; температура и давление перегретого пара; фактические присосы воздуха (коэффициент избытка воздуха); содержание CO_2 , CO , O_2 , NO_x в уходящих продуктах сгорания; величина непрерывной продувки котла; температура уходящих газов и температура питательной воды. Рассчитывались КПД котлов [100].

Фактические параметры работы котлов сравнивались с параметрами, приведенными в режимных картах, а также с параметрами, приведенными в энергетических характеристиках котлов (см. табл. 6.3, 6.4).

КПД котлов рассчитывался по обратному тепловому балансу, при этом потери теплоты с уходящими газами определялись по показаниям газоанализатора и дополнительно рассчитывались по формуле [146]

$$q_2 = (Ka_{yx} + C)(t_{yx} - \frac{a_{yx} t_{x,b}}{a_{yx} + b})(0,9805 + 0,00013t_{yx})(1 - 0,01 q_4)K_Q 10^{-2}, \quad (6.1)$$

где K , C , b – коэффициенты, значения которых зависят от вида сжигаемого топлива (для природного газа $K = 3,53$; $C = 0,6$; $b = 0,18$); a_{yx} , t_{yx} – соответственно коэффициент избытка воздуха и температура уходящих газов (перед дымососом), $^{\circ}\text{C}$; q_4 – потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива, % (для природного газа $q_4 = 0$); $t_{x,b}$ – температура холодного воздуха на входе в воздухоподогреватель, $^{\circ}\text{C}$; K_Q – поправочный коэффициент, учитывающий дополнительно внесенное в топку котла тепло с паром и водой, с подогретым топливом и воздухом.

$$K_Q = BQ_h^p / (BQ_h^p + Q_{bh}), \quad (6.2)$$

где B – расход топлива, $\text{м}^3/\text{с}$; Q_h^p – низшая теплота сгорания топлива, $\text{кДж}/\text{м}^3$; Q_{bh} – величина, учитывающая дополнительно внесенное в топку котла тепло с паром и водой, подогретым топливом и воздухом, kВт (для котлов ООО «Самараоргсинтез» $Q_{bh} = 0$, $K_Q = 1$).

Таблица 6.3

Параметры работы паровых котлов

№ п.п.	Параметр	Единица измерения	Значение параметра		Значение параметра		Значение параметра карте	Фактическое значение карте	По режимной карте	Котел ст. № 2	
			Фактическое	По режимной карте	Фактическое	По режимной карте				Котел ст. № 3	Котел ст. № 3
1.	Паропроизводительность	т/ч	20,2	21,2	20,2	21,0	19,1	21,2	19,1	19,1	19,1
2.	Расход топлива (газа)	М ³ /ч	1613,0	1832	1613,0	1794	1525,17	1828	1525,17	1525,17	1828
3.	Низшая теплота сгорания топлива (газа)	кДж/м ³	34654,1	33410,7	34654,1	33410,7	34654,1	33410,7	34654,1	34654,1	33410,7
4.	Расход продувочной воды	т/ч	0,2222	-	0,3232	-	0,3247	-	0,3247	-	-
5.	Перегретого пара	°С	300	320	300	320	307	320	307	307	320
6.	Воздуха перед горелками	°С	41	41	41	41	41	41	41	41	41
7.	Уходящих газов за котлом	°С	173	168	164	165	183	180	183	183	180
9.	Питательной воды перед экономайзером	°С	160	166	166	166	163	163	163	163	163
10.	Перегретого пара	МПа	2,08	2,0-2,3	2,11	2,0-2,3	2,05	2,0-2,3	2,05	2,0-2,3	2,0-2,3
11.	В барабане котла	МПа	2,19	2,2-2,5	2,25	2,2-2,5	2,23	2,2-2,5	2,23	2,2-2,5	2,2-2,5
12.	Воздуха перед горелками	кПа	2,95	2,76	2,76	3,1	2,52	2,52	2,52	2,52	2,67
13.	Топлива перед горелками (газа)	кПа	17,4	17,4	17,2	17,8	21,8	21,8	21,8	21,8	20,6
15.	СО ₂ в уходящих газах за котлом (за ВЭ)	%	9,1	9,5	9,4	9,5	9,4	9,5	9,4	9,5	9,5
16.	СО в уходящих газах за котлом (α = 1,4)	Мг/м ³	0	5	5	5	92	92	92	92	92
17.	O ₂ в уходящих газах за котлом (за ВЭ)	%	4,8	4,1	4,3	4,0	4,2	4,2	4,2	4,2	4,0
18.	CO _x в уходящих газах за котлом (α = 1,4)	Мг/м ³	157	154	154	154	120	120	120	120	120
19.	Коэффициент избышка воздуха в уходящих газах	-	1,27	1,22	1,23	1,21	1,22	1,22	1,22	1,22	1,21
20.	С уходящими газами (по газоанализатору)	%	7,7	7,7	7,0	7,0	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
21.	От химического недожога	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22.	В окружающую среду ($q_{5\text{м}} \approx 1,2\%$)	%	1,485	1,485	1,485	1,485	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57
23.	По режимной карте	%	91,70	91,79	91,78	91,79	91,17	91,17	91,17	91,17	91,19
24.	По паспорту завода-изготовителя	%	93,05	93,05	93,05	93,05	93,05	93,05	93,05	93,05	93,05
25.	Расчетный фактический	%	90,815	91,515	91,515	90,53	90,53	90,53	90,53	90,53	90,53
26.	Потери КПД	%	0,885	0,265	0,265	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
27.	Потери топлива за счет снижения КПД	М ³ /ч	15,567	4,657	4,657	10,706	10,706	10,706	10,706	10,706	10,706
28.	Число часов работы котла в 2009 году	ч/год	7 838,5	7 676	7 676	6 783	6 783	6 783	6 783	6 783	6 783
	Потери топлива в 2009 году, тыс. м ³ /год/тыс. руб./год		122,02/377,4445	35,747/110,576	35,747/110,576	72,6188/224,6317					

Таблица 6.4

Параметры работы паровых котлов

№ п.п	Параметр	Единица измерения	Значение параметра		Значение параметра		Значение параметра котел ст. № 5	Фактическое значение	По режимной карте	Фактическое значение	По режимной карте
			Фактическое значение	котел ст. № 4	Фактическое значение	котел ст. № 5					
1.	Паропроизводительность	т/ч	20,4	21,0	15,5	16,0	15,8	16,4	16,4	16,4	16,4
2.	Расход топлива (газа)	м ³ /ч	1628,97	1806	1237,71	1338	1261,65	11351	11351	11351	11351
3.	Низшая теплота сгорания топлива (газа)	кДж/м ³	34654,1	33410,7	34654,1	33410,7	34654,1	33410,7	33410,7	33410,7	33410,7
4.	Расход продувочной воды	т/ч	0,3468	0,4185	-	-	0,2212	-	-	-	-
5.	Перегретого пара	°С	302	320	238	250	241	250	250	250	250
6.	Воздуха перед горелками	°С	41	41	41	-	41	-	-	-	-
7.	Уходящих газов за котлом	°С	171	174	135	155	137	139	139	139	139
9.	Плитательной воды перед экономайзером	°С	164	164	139	-	144	-	-	-	-
10.	Перегретого пара	МПа	2,14	2,0-2,3	1,12	1,1-1,3	1,18	1,1-1,3	1,1-1,3	1,1-1,3	1,1-1,3
11.	В барабане котла	МПа	2,24	2,2-2,5	1,19	1,2-1,4	1,29	1,2-1,4	1,2-1,4	1,2-1,4	1,2-1,4
12.	Воздуха перед горелками	кПа	2,86	2,96	1,49	2,52	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03
13.	Топлива перед горелками (газа)	кПа	18,5	19,7	9,8	16,3	10,4	11,8	11,8	11,8	11,8
15.	СО ₂ в уходящих газах за котлом (за ВЭ)	%	9,9	10,7	10,5	9,2	10,2	10,3	10,3	10,3	10,3
16.	СО в уходящих газах за котлом ($\alpha = 1,4$)	мГ/м ³	0	0	731	731	38	38	38	38	38
17.	O ₂ в уходящих газах за котлом (за ВЭ)	%	3,3	4,1	2,2	4,6	2,9	2,7	2,7	2,7	2,7
18.	NO _x в уходящих газах за котлом ($\alpha = 1,4$)	мГ/м ³	151	151	171	171	179	179	179	179	179
19.	Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах	-	1,17	1,15	1,1	1,19	1,14	1,13	1,13	1,13	1,13
20.	С уходящими газами (по газоанализатору)	%	7,1	5,2	5,2	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
21.	От химического недожога	%	0	0	0,2	0	0	0	0	0	0
22.	В окружающую среду ($d_{\text{газов}} \approx 1,2 \%$)	%	1,47	1,47	1,935	1,935	1,899	1,899	1,899	1,899	1,899
23.	По режимной карте	%	91,82	91,83	91,32	91,58	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5
	По паспорту завода-изготовителя	%	93,05	93,05	93,05	93,05	93,05	93,05	93,05	93,05	93,05
24.	Расчетный фактический КПД	%	91,43	92,86	92,86	92,86	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7
25.	Потери КПД	%	0,39	0,19	0,19	0,19	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
26.	Потери топлива за счет снижения КПД	М ³ /ч	6,9191	2,532	2,532	2,532	4,763	4,763	4,763	4,763	4,763
27.	Число часов работы котла в 2009 году	ч/год	7 414,5	6 787	6 787	6 787	6 315	6 315	6 315	6 315	6 315
28.	Потери топлива в 2009 году, тыс. м ³ /год/тыс. руб./год		51,3017/158,6915	17,185/53,1584	17,185/53,1584	17,185/53,1584	30,078/93,0403	30,078/93,0403	30,078/93,0403	30,078/93,0403	30,078/93,0403

Фактические потери теплоты в окружающую среду q_5 , %, рассчитывались по формуле [172]

$$q_5 = q_5^{\text{ном}} D_{\text{ном}} / D_{\text{факт}}, \quad (6.3)$$

где $q_5^{\text{ном}}$ – потеря теплоты в окружающую среду при номинальной паропроизводительности котла, %; $D_{\text{ном}}$ и $D_{\text{факт}}$ – соответственно номинальная и фактическая паропроизводительность котла, т/ч.

Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах определялся по кислородной формуле (для случая отсутствия недожога) [8, 159]

$$\alpha_{yx} = 21 / (21 - C_{O_2}) \quad (6.4)$$

где C_{O_2} – содержание кислорода в уходящих газах, %.

Анализ результатов прямых измерений и полученных расчетных величин, их сравнение с параметрами, приведенными в режимных картах котлов, а также с параметрами, представленными в энергетических характеристиках котлов, позволяют сделать следующие выводы.

1. Фактические значения основных параметров работы котла ($p_{\text{пп}}$, $t_{\text{пп}}$, t_{yx} , $Q_{\text{газа}}$ и др.) соответствуют параметрам, приведенным в режимных картах.

2. Фактические значения коэффициента избытка воздуха в уходящих газах были равны: 1,27; 1,23; 1,22; 1,17; 1,1; 1,14, что незначительно превышает значения α_{yx} , приведенные в режимных картах котлов (за исключением α_{yx} для котла ст. № 5). Потери теплоты с уходящими газами составили: 7,7; 7,0; 7,9; 7,1; 5,2; 5,4 соответственно для котлов ст. №№ 1-6.

3. Потери теплоты от химической неполноты сгорания при работе котла на газообразном топливе в расчетах приняты равными 0,0%.

4. Содержание выбросов оксидов азота NO_x в продуктах сгорания по результатам обследования 25.10.2010 г. для котлов ст. №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6 соответственно было равно: 157; 154; 120; 151; 171 и 179 $\text{мг}/\text{м}^3$.

Нормативное значение содержания NO_x для котлов паропроизводительностью менее 420 т/ч с 01.01.1997 г., работающих на газе, в соответствии с ГОСТ 28269-89, ГОСТ Р 50831-95 составляет 125 $\text{мг}/\text{м}^3$.

5. По результатам обследования, проведенного в октябре 2010 г., установлено, что КПД брутто котлов ст. №№ 1-6, рассчитанные по обратному тепловому балансу, соответственно равны: 90,815; 91,515; 90,53; 91,43; 92,86; 92,7. Полученные фактические значения КПД

брutto котлов ниже значений КПД, приведенных в режимных картах, равных 91, 79, 91, 79, 91, 19, 91, 83 соответственно для котлов ст. №№ 1-4, а для котлов ст. №№ 5, 6 ниже паспортного значения КПД, равного 93,05.

7. Суммарные потери газообразного топлива за счет работы котлов ст. №№ 1-6 с КПД ниже нормативных составляют 328,9505 тыс. м³ газа/год. В денежном выражении при стоимости газообразного топлива 3093,3 руб./тыс. м³ потери составляют 1 017 542, 8 руб./год [107].

6.2.2. Анализ работы деаэраторов

В котельном цехе ООО «Самараоргсинтез» установлены два деаэратора типа ДА-100 ст. №№ 1, 2. Деаэрации подвергаются возвращаемый с производства конденсат и поступающая с Новокуйбышевской ТЭЦ-2 химически очищенная добавочная вода. Во время обследования котельных установок выпар двух атмосферных деаэраторов ДА-100 не утилизировался, отводился в атмосферу, так как охладители выпара были отключены по причине их неисправности. В этом случае имеются сверхнормативные потери теплоты и потери химически очищенной воды. Ниже представлен расчет потерь с выпаром деаэраторов, выполненный по методике, изложенной в [100].

Потери химически очищенной воды

Расход выпара примем равным 2 кг на 1 т деаэрируемой воды. Количество возвращаемого с производства конденсата по результатам обследования в октябре – декабре 2010 г. в среднем составляет $G_{конд} = 80\text{--}82 \text{ т/ч}$, а химически очищенной воды $G_{хов} = 33\text{--}34 \text{ т/ч}$.

Расход выпара $D_{вып}$, кг/ч, при норме 2 кг на 1 т деаэрируемой воды равен

$$D_{вып} = 2(G_{конд} + G_{хов}) = 2(81 + 33,5) = 229 \text{ кг/ч.}$$

Таким образом, количество химически очищенной воды, теряющейся с выпаром, составляет 229 кг/ч, или $229 \cdot 24 = 5496 \text{ кг/сут.}$, или $229 \cdot 8040 = 1841160 \text{ кг/год} = 1841,16 \text{ т/год}$ (считаем, что 1 месяц в году деаэраторы не работают).

В денежном выражении потери химически очищенной воды с выпаром двух деаэраторов ДА-100 ст. №№ 1, 2 при стоимости химически очищенной воды 53,06 руб. за 1 т составляют:

$$\mathcal{E}_{хов} = 1841,16 \cdot 53,06 = 97\,691,95 \text{ руб./год.}$$

Потери теплоты

Количество теплоты, МВт, отводимой с выпаром в атмосферу

$$Q_{\text{вып}} = [D_{\text{вып}} \cdot r + D_{\text{вып}} \cdot c(t_{\text{вып}} - t_{x,b})] \cdot 0,278 \cdot 10^{-6},$$

где r – удельная теплота парообразования (конденсации водяных паров), кДж/кг; $t_{\text{вып}}$, $t_{x,b}$ – температура выпара и холодной воды соответственно; c – теплоемкость воды, кДж/(кг·К).

Для условий работы деаэраторов цеха № 9 $r = 2261$ кДж/кг; $t_{\text{вып}} = 104^{\circ}\text{C}$; $t_{x,b} = 10^{\circ}\text{C}$; $c = 4,187$ кДж/(кг·К).

$$Q_{\text{вып}} = [229 \cdot 2261 + 229 \cdot 4,187 \cdot (104 - 10)] \cdot 0,278 \cdot 10^{-6} = \\ = [517769 + 90129,36] \cdot 0,278 \cdot 10^{-6} = 0,168996 \text{ МВт.}$$

Стоимость отводимой в атмосферу с выпаром теплоты составит:

$$\mathcal{E}_{\text{хов}} = Q_{\text{вып}} \cdot e_t / 1,163 = 0,168996 \cdot 491 / 1,163 = 71,347 \text{ руб./ч,}$$

где $e_t = 491$ руб./Гкал – стоимость 1 Гкал теплоты.

Или

$$\mathcal{E}_t = 71,347 \cdot 8040 = 573\,629,88 \text{ руб./год.}$$

Суммарные годовые потери, обусловленные тем, что выпар двух атмосферных деаэраторов ДА-100 ст. №№ 1, 2 не утилизируется в котельной установке, составляют: $\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{хов}} + \mathcal{E}_t = 97691,95 + 573629,88 = 671\,321,83$ руб./год [107].

Содержание кислорода в питательной воде котлов ст. №№ 1-6 приведено в табл. 6.4.

Таблица 6.4

Содержание кислорода в питательной воде котлов C_{O_2} , мкг/дм³

Дата	22.10. 2010г.	23.10. 2010г.	24.10. 2010г.	25.10. 2010г.	26.10. 2010г.	27.10. 2010г.	28.10. 2010г.	29.10. 2010г.	30.10. 2010г.	31.10. 2010г.
1	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
2	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40

Дата	02.11. 2010г.	03.11. 2010г.	04.11. 2010г.	21.11. 2010г.	22.11. 2010г.	23.11. 2010г.	24.11. 2010г.	25.11. 2010г.	28.11. 2010г.	30.11. 2010г.
1	40	40	40	10	10	40	10	10	10	10
2	40	40	40	10	10	40	10	10	10	10

Примечание. Нормативное значение содержания кислорода O_2 в питательной воде для паровых котлов ДЕ-25-24-380 ГМ, ДЕ-25-14-250 ГМ равно 20 мкг/дм³. В октябре и в начале ноября 2010 г. фактические значения концентраций кислорода O_2 в питательной воде превышали их нормативное значение в два раза.

Анализ результатов настоящих расчетов позволяет сформулировать следующие рекомендации, направленные на повышение эффективности работы котельных установок ООО «Самараоргсинтез».

1. Выполнить наладку режимов работы котлов ДЕ-25-24-380ГМ (ст. №№ 1-4) и ДЕ-25-14-250ГМ (ст. №№ 5, 6) для повышения их КПД до значений, приведенных в режимных картах и в паспортах завода изготавителя. Экономия составит: 1 017 542,58 руб./год.

2. Снизить расход пара на РУ 13/3 путем перевода систем парового отопления, работающих от РУ 13/3, на водяное теплоснабжение. Через РУ 13/3 отпускать пар только на деаэраторы ДА-100 ст. №№ 1, 2.

3. Включить в работу охладители выпаров двух атмосферных деаэраторов ДА-100 для снижения потерь теплоты и химически очищенной воды. Экономия составит 671 321,83 руб./год.

6.3. Экспериментальные исследования энергетических котлов Безымянской ТЭЦ и Саранской ТЭЦ-2

В 2004 г. были выполнены экспериментальные исследования энергетических котлов Безымянской ТЭЦ (БТЭЦ) и Саранской ТЭЦ-2 [106]. Работа выполнялась по программам энергетических обследований предприятий ОАО “Самараэнерго” и ОАО “Мордовэнерго” с целью установления влияния различных параметров работы котлов на их КПД.

На БТЭЦ установлено 5 энергетических котлов среднего давления типа КО-III-200 (ст. №№ 1, 2), ТКП-3-200 (ст. № 3), KSG-140 (ст. №№ 4, 5) и 4 котла высокого давления типа ТП-230-2 (ст. №№ 6, 7, 8), БКЗ-220-100 (ст. № 9). Исследование работы котлов проводилось в январе 2004 г. В работе находились котлы ст. №№ 1, 3, 4, 5, 7, 9.

На Саранской ТЭЦ-2 установлено 8 энергетических котлов высокого давления типа ПК-19 (ст. №№ 1-4), ТП-47 (ст. №№ 5, 6) и ТГМЕ-464 (ст. №№ 7, 8). Исследование проводилось в июле 2004 г. В работе находились котлы ст. №№ 2-6, 8.

Котлоагрегаты БТЭЦ и Саранской ТЭЦ-2 работали на природном газе. При выполнении обследований котлов определялись следующие основные параметры их работы: фактические присосы воздуха (коэффициент избытка воздуха); содержание CO_2 , CO , O_2 , NO_x в уходящем

ших продуктах сгорания; величина непрерывной продувки котла; температура уходящих газов и температура питательной воды; пароизводительность котла; температура и давление перегретого пара. Рассчитывался КПД котла.

Фактические параметры работы котлов сравнивались с параметрами, приведенными в режимных картах котлов, а также с параметрами, приведенными в энергетических характеристиках котлов.

КПД котлов рассчитывался по обратному тепловому балансу, при этом потери теплоты с уходящими газами определялись по показаниям газоанализатора и дополнительно рассчитывались по формуле (6.1).

Потери теплоты в окружающую среду q_5 , %, рассчитывались по формуле (6.3), а коэффициент избытка воздуха в уходящих газах – по формуле (6.4).

Результаты экспериментальных исследований энергетических котлов БТЭЦ представлены в табл. П3.1–П3.6, а котлов Саранской ТЭЦ-2 – в табл. П3.7–П3.12 Прил. 3.

Анализ результатов прямых измерений и полученных расчетных величин, их сравнение с параметрами, приведенными в режимных картах котлов, а также с параметрами, представленными в энергетических характеристиках котлов, позволяют сделать следующие выводы.

Для Безымянской ТЭЦ

1. Величины непрерывной продувки котлов ст. №№ 1, 3, 4, 5, 7, 9, определенные по результатам измерений расходов продувочной воды и паропроизводительностей котлов, соответственно равны: 3,3; 5,34; 4,76; 4,26; 2,7; 1,8%. (Дополнительные данные по величинам непрерывной продувки котлов среднего давления (ст. №№ 1–5) представлены в табл. 6.1 и 6.2.).

2. Содержание CO , H_2 и CH_4 в уходящих газах на выходе из котлов равно нулю, следовательно, потери теплоты q_3 от химической неполноты сгорания топлива отсутствуют [8]. Потеря теплоты q_4 от механической неполноты горения топлива в расчетах КПД котлов принималась равной нулю.

3. Фактические значения коэффициентов избытка воздуха после дымососов для всех обследуемых котлов превышают значения α_{yx} , приведенные в режимных картах. Превышение α_{yx} равно: 0,002;

0,175; 0,238; 0,129; 0,133; 0,129 соответственно для котлов ст. №№ 1, 3, 4, 5, 7, 9.

4. Температура уходящих газов для котлов ст. №№ 1, 3, 4, 5, 7, 9 по результатам обследований соответственно равна 118,5; 116,5; 133; 152; 149,5; 149 °С. Фактические значения t_{yx} для котлов ст. №№ 1, 3, 4, 5, 7 практически совпадают с нормативными значениями t_{yx} , приведенными в режимных картах. Для котла ст. № 9 фактическое значение t_{yx} выше нормативного на 14 °С.

5. По результатам обследований фактические значения КПД "брутто" котлов ст. №№ 1, 3, 4, 5, 7, 9 соответственно равны 94,84%; 94,53%; 92,51%; 91,29%; 92,44%; 93,14%. Установлено, что энергетические котлы БТЭЦ работают с пониженными коэффициентами полезного действия. Потери КПД составляют 0,18; 0,41; 0,53; 0,49; 0,46; 1,00% соответственно для котлов ст. №№ 1, 3, 4, 5, 7, 9.

6. Потери газообразного топлива из-за пониженных КПД котлов ст. №№ 1, 3, 4, 5, 7, 9 в 2003 г. соответственно равны 188622; 90147; 148628; 74538; 578359; 498189 м³/год. Суммарная потеря газообразного топлива, рассчитанная из условия, что в 2003 г. на БТЭЦ работали только котлы ст. №№ 1, 3, 4, 5, 7, 9, составляет 1578483 м³/год (1 млн. 578 тыс. м³/год).

7. Суммарная потеря топлива в 2003 г. за счет снижения КПД шести энергетических котлов ст. №№ 1, 3, 4, 5, 7, 9 в денежном выражении при стоимости 1000 м³ газа 815,156 руб. равна:

$$1578,483 \cdot 815,156 \cdot 10^{-6} = 1 \text{ млн. } 287 \text{ тыс. руб.}$$

Для Саранской ТЭЦ-2

1. Данные по величинам непрерывной продувки котлов ст. №№ 1–6, рассчитанные по результатам лабораторного анализа солесодержания питательной и котловой воды, представлены в табл. 5.3.

2. Содержание NO_x в продуктах сгорания за дымососом при $\alpha_{yx} = 1,4$ для котлов ст. №№ 2–6, 8 соответственно равно 109,3; 151,5; 180; 312; 283,2; 295,1 мг/м³. По результатам обследований содержание NO_x в продуктах сгорания для котлов ст. №№ 2–4 не превышает допустимого значения выброса NO_x , равного 255 мг/м³ (при $\alpha_{yx} = 1,4$). Для котлов ст. №№ 5, 6, 8 фактическое значение содержания NO_x в уходящих газах за котлом (после дымососа) превышает значение $C_{NO_x} = 255 \text{ мг/м}^3$ соответственно на 57; 28,2; 40,1 мг/м³.