Ордена Трудового Красного Знамени
Академия коммунального хозяйства им. К.Д. Памфилова

Утверждаю
Директор
АКХ им. К.Д.Памфилова
В. Ф. Пивоваров
21 сентября 1990 г.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ С ДЫМОВЫМИ ГАЗАМИ ОТОПИТЕЛЬНЫХ И ОТОПИТЕЛЬНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ КОТЕЛЬНЫХ

Сектор научно-технической информации АКХ
Москва 1991

gost.e-ecolog.ru

УДК 352к-614.7:628.8:697.32

Настоящие методические указания содержат перечень ингредиентов, формулы для расчета выбросов, практические рекомендации и вспомогательные таблицы, необходимые для проведения расчетов. В указании введены методы определения содержания в дымовых газах количества таких вредных веществ, как пятиокись ванадия, формальдегид, 3,4-бензпирен, сажа; преобразованы и упрощены используемые ранее формулы расчетных количеств окиси углерода и окислов азота; изменены и введены новые расчетные графики и вспомогательные таблицы.

Настоящие методические указания выпускаются взамен разработанных в 1986 г. етодических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с дымовыми газами отопительных и отопительно-производственных котельных ЦКК РСФСР (кандидаты техн.наук А.Л.Максимов, М.А.Плотников и Д.Л.Борщов), за основу которых ранее были приняты "Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/ч" (1985) и "Методика определения валовых выбросов вредных веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций"(1984).

Разработаны отделом коммунальной энергетики АКХ им. К.Д.Памфилова (канд.техн.наук В.В.Пономарева). Согласованы Всесоюзным НИИ охраны природы и заповедного дела (ВНИИприроды, С.-Петербург, письмо № 374/33 от 7.06.90г.) и Госкомприроды СССР (письмо № 09-2-8/1206 от 31.08.90г.).

Предназначены для использования в теплоэнергетических предприятиях местных Советов, а также служб Госкомприроды СССР при проведении инвентаризации источников выбросов в атмосферу загрязняющих веществ.

Замечания и предложения по настоящим указаниям просьба направлять по адресу: 123371. Москва, Волоколамское шоссе, 116. АКХ им. К.Д.Памфилова, отдел коммунальной энергетики.

© АКХ им. К.Д.Памфилова, 1991

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Основным техническим процессом является нагревание теплоносителя (воды или пара) в котельной установке за счет теплоты сгорания топлива в топке.

Теплопроизводительность парогенераторов соответствует паропроизводительности по коэффициенту пересчета (прил. I).

Перечень вредных веществ, выбрасываемых с дымовыми газами, включает следующие ингредиенты: твердые частицы, окислы серы, окись углерода, окислы азота, пятиокись ванадия и некоторые продукты неполного сгорания топлива.

Предполагается отсутствие улетучивания твердых частиц из отвалов и складов.

Выбросы вредных веществ рассчитываются в массовых единицах за рассматриваемый период времени, например, т/год или г/с.

Необходимо учитывать периодичность работы котельной установки в рассматриваемый период времени и различные вид применяемых топлив. Для этого рассматриваемый период времени (год) делится на промежутки времени, в течение каждого из которых производилась работа на одном виде топлива. Рассматриваются выбросы в каждом промежутке времени и суммируется количество выбросов за год.

При использовании нескольких видов топлива в одной котельной установке одновременно, выбросы рассчитываются как сумма выбросов от раздельного использования этих топлив.

Текущие выбросы в рассматриваемый момент времени, как правило, измеряются в г/с.

Максимальные текущие выбросы соответствуют режиму номинальной (установленной) мощности.

Наиболее распространенный случай - работа котельной установки в режиме установленной мощности в течение отопительного периода в году на одном виде топлива. В этом случае выбросы за год равны выбросам за отопительный период года.

Основные условные обозначения

B - массовый расход натурального топлива за рассматриваемый период времени (т/год или г/с), масса - рабочая; $Q_н^р$ - низшая теплота сгорания натурального топлива (в пересчете на рабочую массу), МДж/кг или ккал/кг; $A^р$ - зольность топлива на рабочую массу, %; $S^р$ - сернистость топлива на рабочую массу, %; q_3 - потери теплоты от химической неполноты сгорания, %; q_4 - потери теплоты от механической неполноты сгорания, %; M_i - массовое количество выбросов за рассматриваемый период времени ингредиента i; α - коэффициент избытка воздуха; Q - теплопроизводительность котельной установки (тепловая мощность), МВт или Гкал/ч или т пара/ч.

РАСЧЕТ РАСХОДА ТОПЛИВА

Расход топлива $B_{уст}$ (кг/ч) в режиме номинальной (установленной) тепловой мощности определяется по формуле

$$B_{уст}=(Q_{ном}/Q_н^р \eta) \times 10^6 \text{ кг/ч}, \qquad (1)$$

где η - КПД котельной установки, в долях; $[Q_{ном}]=[\text{Гкал/ч}]$; $[Q_н^р]=[\text{ккал/кг}]$.

Расход топлива за рассматриваемый период определяется по действующим нормам расхода на выработку теплоты или по формуле

$$B = KB_{уст}, \qquad (2)$$

где K - коэффициент нагрузки. В рассматриваемом распространенном частном случае для годового периода

$$K = \tau_{от}/8766, \qquad (3)$$

где $\tau_{от}$ - отопительный период, ч/год.

Для определения весового расхода природного газа рекомендуется использовать формулы

$$B = V\rho \qquad (4); \qquad Q^p_н = Q^p_{нV} / \rho , \quad (5)$$

где V - расход природного газа, $м^3$/год; ρ - плотность природного газа, $кг/м^3$ (ρ = 0,76 - 0,85); $Q^p_{нV}$ - то же, что и $Q^p_н$, но в ккал/$м^3$ или кДж/$м^3$.

Расчет приземных концентраций проводится на резервный вид топлива. Плата за годовые выбросы рассчитывается по фактическому расходу топлива $B_{факт}$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Расчет выбросов твердых частиц

Состав выбрасываемых твердых частиц включает: SiO_2 - 30-60%, Al_2O_3 - 15-28%, Fe_2O_3 - 2-10%, CaO, MgO, K_2O, Na_2O, TiO_2, MnO_2, P_2O_5, сажу, углеводороды.

Количество летучей золы и несгоревшего топлива $M_т$ (г/с , т/год, по размерности расхода топлива), выбрасываемое с дымовыми газами от каждой отдельной котельной установки в рассматриваемый период, определяется по формуле

$$M_т = B A^p \frac{a_{ун}}{100 - Г_{ун}} (1 - \eta_з), \qquad (6)$$

где $\eta_з$ - доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях (КПД золоуловителя); $a_{ун}$ - доля уноса золы, %; $Г_{ун}$ - содержание горючих в уносе, %.

Значения A^p, $Г_{ун}$, $a_{ун}$, $\eta_з$ принимаются по фактическим средним показателям, при отсутствии этих данных определяют-

ся по характеристикам сжигаемого топлива (прил. 2). Значение показателя равного

$$= \frac{a_{ун}}{100 - \Gamma_{ун}} \qquad (7)$$

можно принимать по табл. I.

При сухом золоулавливании блок-циклоны типа НИИОгаз имеют КПД $\eta_з$ = 0,75-0,85, батарейные циклоны ЦКТИ имеют КПД $\eta_з$ = 0,8-0,9.

В случае возврата уноса, применяемого в стальных котлах производительностью более I,2 Гкал/ч (I,392 МВт), $\alpha_{ун}$ должна быть уменьшена на 10% от первоначальной величины.

Величина $\Gamma_{ун}$ может быть определена при отсутствии экспериментальных данных по формуле

$$\Gamma_{ун} \leq \frac{q_4^{ун}}{q_4^{ун} + \frac{32680}{Q_н^р} A^р a_{ун}} 100, \qquad (8)$$

где $q_4^{ун}$ - потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива в уносе, %. Для приближенного расчета $q_4^{ун}$ = 0,5 q % (см. прил.2); $Q_н^р$ - ккал/кг (см. табл. I прил. 3).

Таблица I

Значение коэффициентов q_4 и K_{CO}
в зависимости от типа топки и вида топлива

Тип топки	Вид топлива	q_4	K_{CO}, кг/Гдж
I	2	3	4
С неподвижной решеткой и ручным забросом топлива	Бурые и каменные угли	0,0023	I,9
	Антрациты:		
	АС и АМ	0,003	0,9
	АРШ	0,0078	0,8

Продолжение табл. I

I	2	3	4
С пневмомеханическими забрасывателями и неподвижной решеткой	Бурые и каменные угли:	0,0086	0,6
	Антрациты:		
С цепной решеткой прямого хода	АРШ	0,0088	0,6
	АС и АМ	0,002	0,1
С забрасывателями и цепной решеткой	Бурые и каменные угли:	0,0035	0,7
Шахтная	Твердое топливо	0,0019	2
Шахтно-цепная	Торф кусковой	0,0019	I
Наклонно-переталкивающая	Эстонские сланцы	0,0025	2,9
Слоевые топки бытовых теплогенераторов	Дрова	0,005	I4
	Бурые угли	0,00II	I6
	Каменные угли	0,00II	7
	Антрацит, тощие угли	0,00II	3
Камерные топки	Мазут	0,0I	0,32
Топки паровых и водогрейных котлов	Газ природный, попутный и коксовый	-	0,25
Топки бытовых теплогенераторов	Газ природный	-	0,08
	Легкое жидкое (печное) топливо	0,0I	0,16

Расчет выбросов пятиокиси ванадия

При использовании жидкого топлива (мазута) количество оксидов ванадия $M_{V_2O_5}$, г/с (т/год) (по размерности расхода топлива), рассчитывают по формуле

$$M_{V_2O_5} = 3{,}57 \cdot 10^{-6} C_V B \text{ г/с (т/год)}, \qquad (9)$$

или в пересчете на пятиокись ванадия (аэрозоль)

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} C_{V_2O_5} B \text{ г/с (т/год)},$$

где C_V - содержание ванадия (или $C_{V_2O_5}$ - в пересчете

на пятиокись ванадия) в жидком топливе, г/т; B – массовый расход натурального топлива за рассматриваемый промежуток времени, (г/с) т/год.

По эмпирической формуле ВТИ им. Ф.Э.Дзержинского $G_{V_2O_5}$ (г/т) равен

$$G_{V_2O_5} = 95{,}4\ S^P - 31{,}6 \text{ г/т}, \qquad (10)$$

где S^P – содержание серы в мазуте на рабочую массу, % ($S^P > 0{,}4\%$).

Расчет выбросов окислов серы

Количество окислов серы M_{SO_2}, г/с (т/год) (по размерности расхода топлива), в пересчете на SO_2 вычисляется по формуле

$$M_{SO_2} = 0{,}02\ B\ S_p\ (1 - \eta'_{SO_2})\ (1 - \eta''_{SO_2}) \text{ г/с (т/год)}, \qquad (11)$$

где η'_{SO_2} – доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (см. ниже); η''_{SO_2} – доля окислов серы, улавливаемых в золоуловителях попутно с улавливанием твердых частиц. Для сухих золоуловителей принимается равной нулю. В мокрых золоуловителях она зависит от приведенной сернистости топлива $S_{пл} = S^P / Q^P_H$, (% кг)/МДж, и от расхода и общей щелочности орошаемой воды (рис. I).

Ориентировочные значения η'_{SO_2} при факельном сжигании различных видов топлив [6]

Торф	0,15
Сланцы эстонские и ленинградские	0,8
Остальные сланцы	0,5
Экибастузский уголь	0,02
Березовские угли Канско-Ачинского (КА) бассейна для топок с твердым шлакоудалением	0,5
Остальные угли КА бассейна для топок с твердым шлакоудалением	0,2
Прочие угли	0,1
Мазут	0,02
Газ	0

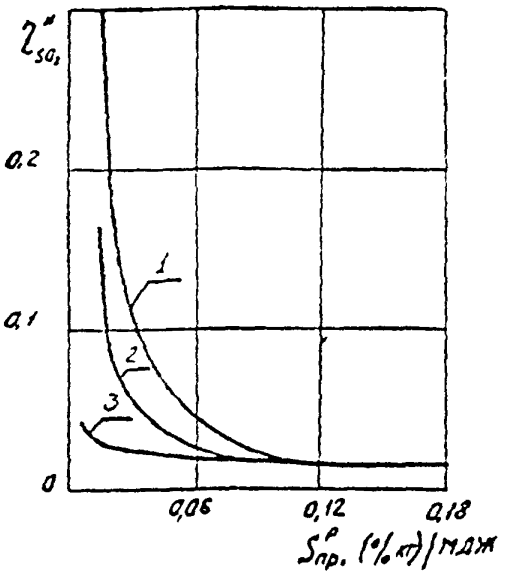

Рис. 1. Степень улавливания окислов серы в мокрых золоуловителях η''_{SO_2} при щелочности орошаемой воды:
1 - 10 мг-экв/дм^3; 2 - 5мг-экв/дм^3; 3 - 0мг-экв/дм^3

Расчет выбросов окиси углерода

Количество окиси углерода M_{CO}, г/с (т/год) (по размерности расхода топлива), вычисляется по формуле

$$M_{CO} = 0{,}001\, C_{CO} B \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \text{ г/с (т/год)}, \qquad (12)$$

где C_{CO} - выход окиси углерода при сжигании 1 т топлива (кг/т), определяется по формуле

$$C_{CO} = \frac{q_3 R\, Q_н^р}{100\, Q_{CO_2}} \text{ кг/т}, \qquad (13)$$

где размерность $Q_н^р$ выражается в МДж/кг; Q_{CO_2} = 10,13 МДж/кг; q_3 – для мазута и газа при отсутствии системы автоматического регулирования горения равно 0,5 (q_3 = 0,5%), при отлаженной системе q_3 равно 0,15 (q_3 = 0,15%); R – безразмерная доля q_3, обусловленная наличием продукта неполного сгорания окиси углерода. Для твердого топлива R = 1; газа R = 0,5; для мазута R = 0,65. Величина q_4 равна для мазута и газа 0,5 (q_4 = 0,5%). Значения q_3 и q_4 для углей см. в прил. 2. C_{CO} можно определить также по данным табл. 1, используя формулу $C_{CO} = K_{CO}\, Q_н^р$, где $[K_{CO}] = [\text{кг/ГДж}]$, а $[Q_н^р] = [\text{МДж/кг}]$; $[C_{CO}] = [\text{кг/т}]$.

Формула для расчета выражения (12) может быть упрощена с учетом выражений (1), (13) и числовых значений q_3, q_4 и R.

При размерности $Q_{ном}$ в Гкал/ч $Q_{CO_{2\&24}}$ = 2420 ккал/кг, расчетное секундное количество выбросов $M_{CO}^{расч}$ (г/с) равно

$$M_{CO}^{расч} = \frac{q_3 R(1 - q_4/100) Q_{ном} \times 10^6 \times 10^3}{100 \gamma \times 2420 \times 3600} = 1{,}148\, q_3 R(1 - q_4/100)\frac{Q_{ном}}{\gamma} \text{ г/с}, \qquad (14)$$

в том числе для газа M_{CO}, г/с, равно без системы автоматики $M_{CO}^{расч} = 0{,}29\frac{Q_{ном}}{\gamma}$ г/с; при отлаженной работе системы (q_3 = 0,15%)

$$M_{CO}^{расч} = 1{,}148 \times 0{,}15 \times 0{,}5 \times 0{,}995 \frac{Q_{ном}}{\gamma} = 0{,}0857\frac{Q_{ном}}{\gamma} \text{ г/с}, \qquad (15)$$

для мазута $M_{CO}^{м\,расч}$ – без системы автоматики $M_{CO} = 0{,}37\frac{Q_{ном}}{\gamma}$ г/с,

с автоматикой – $M_{CO}^{м} = 0{,}111\frac{Q_{ном}}{\gamma}$ г/с, (16)

для каменного угля

$$M_{CO}^{KY} = 3,2 \frac{Q_{ном}}{\ell} \text{ г/с при } q_4 = 7\%; \quad q_3 = 3 \; ; \qquad (17)$$

для бурого угля

$$M_{CO}^{БУ} = 3,134 \frac{Q_{ном}}{\ell} \text{ г/с при } q_4 = 9\% \quad q_3 = 3\% . \qquad (18)$$

Валовое количество выбросов M_{CO} (т/год) при работе котельной $\tau_{ст}$ (ч/год) с учетом (2) и (3) равно

$$M_{CO}\,[\text{т/год}] = M_{CO}\,[\text{г/с}]\,\tau_{от}\,3,6 \times 10^{-3} \frac{B_{факт}}{B_{уст}} . \qquad (19)$$

Расчет выбросов окислов азота

Количество окислов азота M_{NO_2}, г/с (т/год) (по размерности расхода топлива), в пересчете на NO_2 вычисляется по формуле

$$M_{NO_2} = 0,001\; B\; Q_н^Г\; K_{NO_2}(1-\beta)(1-q_4/100) \text{ г/с (т/год)}, \qquad (20)$$

где B - расход топлива, г/с (т/год);

$$[0,001] = [\text{ГДж/МДж}] \qquad [M] = \left[\frac{\text{ГДж}}{\text{МДж}} \cdot \frac{\text{МДж}}{\text{кг}} \cdot \frac{\text{кг}}{\text{ГДж}} B\right] = [B] ,$$

где $Q_н^Р$ - низшая теплотворная способность топлива, МДж/кг [для газа - МДж/м^3]; K_{NO_2} - количество окислов азота, образующихся на 1 ГДж тепла, кг/ГДж, в зависимости от вида сжигаемого топлива и номинальной производительности котельной установки, определяется по графику на рис. 2.

При нагрузке, отличающейся по номинальной, на значение K_{NO_2} следует вводить поправку, равную $(Q_{факт}/Q_{ном})^{0,25}$, где $Q_{ном}$ и $Q_{факт}$ - соответственно номинальная и фактическая производительность котельного агрегата; β - коэффициент, учитывающий степень снижения выбросов окислов азота в резуль-

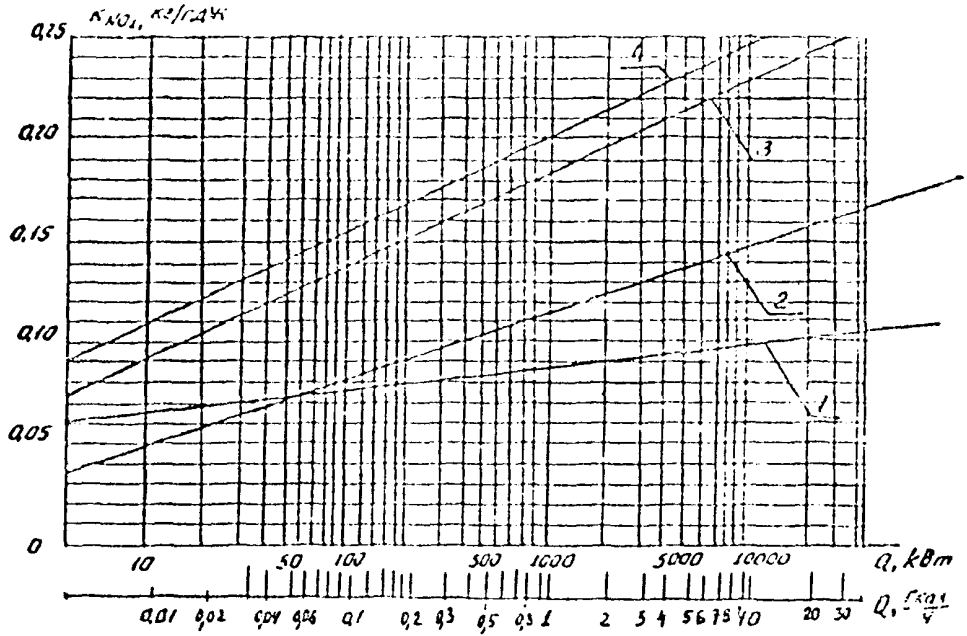

Рис. 2. Зависимость K_{NO_2} от тепловой мощности котельной установки для различных видов топлив:

I – природный газ, мазут; 2 – антрацит; 3 – бурый уголь; 4 – каменный уголь

тате применения технических решений. В настоящее время для малых котлов $\beta = 0$.

При размерности $Q_н^р$ в ккал/кг (ккал/м^3)

$$M_{NO_2} = 4{,}187 \times 10^{-6}\ Q_н^р\ K_{NO_2}\ B\ (1-\beta)\left(1-\frac{q_4}{100}\right), \qquad (21)$$

где [M] = [B] , $[4{,}187 \times 10^{-6}]$ = [ГДж/ккал .

Если размерность $[Q_{нсн}]$ в [Гкал/ч] , то формула для расчета $M^{расч}_{NO_2}$(г/с) с учетом выражения (I) и $\beta = 0$ приобретает вид

$$M^{расч}_{NO_2} = 1{,}163\ Q_{нсн}/2\ K_{NO_2}(1-q\ 100), \qquad (22)$$

где K_{NO_2} , кг/ ГДж - по графику на рис. 2.

С учетом изложенного расчетное количество выбросов диоксида азота M_{NO_2}(г/с) при сжигании

газа и мазута ($q_4 = 0{,}5\%$)

$$M^{Г,М}_{NO_2} = 1{,}157\ \frac{Q_{ном}}{2}\ K^{Г,М}_{NO_2} . \qquad (23)$$

каменного угля ($q_4 = 7\%$)

$$M^{КУ}_{NO_2} = 1{,}08\ \frac{Q_{ном}}{2}\ K^{КУ}_{NO_2} . \qquad (24)$$

бурого угля ($q_4 = 9\%$)

$$M^{БУ}_{NO_I} = 1{,}06\ \frac{Q_{ном}}{2}\ K^{БУ}_{NO_2} . \qquad (25)$$

Валовое количество выбросов окислов азота M_{NO_2} (т/год) для котельных, работающих в отопительный период $\tau_{от}$ (ч/год), равно

$$M_{NO_2}[т/год] = M_{NO_2}[г/с]\tau_{от}\ 3{,}6 \times 10^{-3}\ \frac{B_{факт}}{B_{уст}} . \qquad (26)$$

Ориентировочное определение выбросов некоторых продуктов неполного сгорания топлива

Вместе с окисью углерода от котельных агрегатов атмосферу поступают формальдегид НСНО, сажа и 3,4-бензпирен [2,3,8]. Диапазон изменения содержания формальдегида может отличаться на порядок в зависимости от режимных и конструктивных особенностей топок. Содержание его колеблется от 0 до 70 мг/м^3. При коэффициенте избытка воздуха $\alpha_т$ = 1,1-1,7 (прил. 4) в котлах ДКВР-10-13 с горелками ГМ наблюдалось количество формальдегида, равное 0,2-0,5 мг/м^3, с горелками ГА-ПО-0,7-1 мг/м^3 [8]. Рекомендуемая для ориентировочных расчетов концентрация (в уходящих газах) для котлов Q < 10 т/ч - 17,35 мг/м^3.

По данным литературы [6], наиболее вероятные значения количества формальдегида за котлами производительностью менее 10 т/ч составляют 3,7- 31 мг/м^3 продуктов сгорания.

Сажеобразование в газоходах котла до 90 мг/м^3 наблюдается в осенний и весенний период, особенно за малогабаритными топками секционных отопительных котлов "Г-2, "Г-2Г, "Универсал при диффузионных подовых горелках (рис. 3-5) [3] и отсутствии автоматики горения. При отлаженной работе системы автоматики горения концентрация как сажи, так и других продуктов неполного сгорания меньше в 3,33 раза (q_3 = 0,15).

В саже и дымовых газах содержатся канцерогенные вещества - полициклические углеводороды, такие, например, как 3,4-бензпирен ($C_{20}H_{12}$). Максимальное содержание характерно для топок с неподвижной решеткой. Количественные характеристики приведены в табл. 2 [2]. При сжигании природного газа 3,4-бензпирен содержится в единичных случаях.

При сжигании донецких углей в котлах ТП-230 и львовско-волынских в ТП-100 количество бенз(а)пирена без очистки газов составляло 0,8-16,5 мкг/м^3.

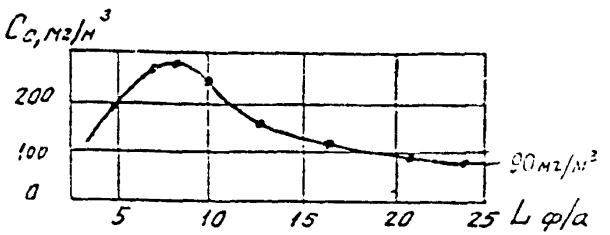

Рис. 3. Изменение концентрации сажи C_c по высоте факела $L_{ф/а}$ щелевой диффузионной горелки при сжигании природного газа в котле "Тула-3" (без автоматики горения)

При камерном сжигании пылевидного топлива бенз(а)пирен отсутствует. При сжигании твердого топлива в слое на ручной и механической топках бенз(а)пирен содержится в большом количестве - 2,2-379 г/т сжигаемого угля [13].

При сжигании мазута в котлах ТГМ-314А и ПК-19, оборудованных горелками ХФ ЦКБ-ВТИ, был обнаружен бенз(а)пирен в концентрации 0,02-0,5 мкг/м^3 [12].

Количество выбросов рассмотренных продуктов неполного сгорания топлива М(г/с) определяется по формуле

$$M = C V_г \text{ г/с},$$

где С - концентрация вредного вещества в уходящих газах, г/м^3; $V_г$ - объем уходящих газов, м^3/с.

Валовое количество выбросов М(т/год) равно

$$M\ [\text{т/год}] = M\ [\text{г/с}] \times 3{,}6 \times 10^{-3} \tau_{от} \frac{B_{факт}}{B_{уст}} \text{ т/год}.$$

Продолжение прил. 2

I	2	3	4	5	6	7	8
Каменные угли	СС и ОС	I,4-I,5	0,5-I	6	0,16	30	3
	Т	I,4-I,5	0,5-I	6	0,16	30	2,5
Бурые угли	Ирша-Бородинский	I,4-I,5	0,5-I	7	0,22	20	I,6
	Артемовский	I,4-I,5	0,5-I	7	0,15	20	4,2
	Челябинский	I,4-I,5	0,5-I	7	0,22	20	6,5
	Подмосковный	I,4-I,5	0,5-I	9	0,21	20	8,9
		Топки типа ТЛЗМ и ТЧЗ					
Антрациты	АС	I,6	0,5-I	I3	0,25	50	2
Каменные угли	Д	I,3-I,4	0,5-I	6-7	0,2-0,27	30	3,5
	СС и ОС	I,3-I,4	0,5-I	6-7	0,2-0,27	30	3
	Т	I,3-I,4	0,5-I	6-7	0,2-0,27	30	2,5
	Ирша-Бородинский	I,3-I,4	0,5-I	6	0,25	20	I,6
	Челябинский	I,3-I,4	0,5-I	6	0,25	20	6,5
	Подмосковный	I,3-I,4	0,5-I	7,5	0,19	20	8,9

Примечания: I. $A^{р}_{пр}$ – приведенная зольность топлива, $A^{р}_{пр} = \frac{A^{р}}{Q^{р}_{н}} \times 10^{3}$ (% кг)/ккал.

2. При отсутствии в гр. 2 марки сжигаемого топлива значения показателей рекомендуется выбирать по приведенной зольности $A^{р}_{пр}$, интерполируя в пределах "Вид топлива".

3. Топки типа: механическая цепная $q_3 = 0,I-0,I5\%$; камерная с сухим шлакоудалением $q_3 = 0,05-0,I\%$; с жидким шлакоудалением $q_3 = 0$ (см. прил. 4).

Приложение 3

Расчетные характеристики твердых, жидких и газообразных топлив

Таблица I

Расчетные характеристики твердых и жидких топлив [9]

Республика, край, область	Бассейн, место-рождение	Марка топлива	Зольность A^r, %	Сероодержание топлива, %		Объем воздуха и продуктов сгорания при $\alpha = 1$, $нм^3/кг$					Низшая теплота сгорания $Q^p_н$, ккал/кг	Полный объем продуктов сгорания при $\alpha = \alpha$. $V_г = V_г^0 + V^0 K(\alpha-1)$, где $K = 1{,}0161$, $нм^3/кг$
				$S^p_к$	$S^p_{пр}$	V^0	V_{RO_2}	$V^0_{N_2}$	$V^0_{H_2O}$	$V^0_г$		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
						Угли						
УССР, Донецкая, Луганская обл. и РСФСР, Ростовская обл.	Донецкий	Д	2I,8	I,5	I,5	5,I6	0,94	4,08	0,64	5,67	4680	5,67+5,24(α-I)
		Д	25,8	2,5	I,4	4,78	0,86	3,78	0,63	5,27	4240	5,27+4,86(α-I)
		Г	23	2	I,2	5,83	I,05	4,6I	0,6I	6,28	5260	6,28+5,92(α-I)
		Г	26,7	I,9	I,2	5,I9	0,94	4,II	0,6	5,65	4730	5,65+5,27(α-I)
		Г	34,6	3,2	3,2	4,66	0,84	3,69	0,53	5,06	4190	5,06+4,73(α-I)
		Т	23,8	2	0,8	6,43	I,I9	5,09	0,5I	6,79	5780	6,79+6,53(α-I)
		А	22,9	I	0,7	6,04	I,20	4,78	0,34	6,32	5390	6,32+6,I4(α-I)
		ПА	20,9	I,7	0,7	6,64	I,26	5,25	0,46	6,97	6030	6,97+6,75(α-I)
		Ж,К, ОС	35,5	I,9	0,6	4,77	0,87	3,78	0,5I	5,I6	4300	5,I6+4,85(α-I)
РСФСР, Кемеровская обл.	Кузнецкий	Д	I3,2	0,3	0,3	6,02	I,I	4,77	0,7I	6,58	5450	6,58+6,I2(α-I)
		Г	II	0,5	0,5	6,88	I,24	5,45	0,74	7,42	6240	7,42+6,99(α-I)
		ТСС	I8,2	0,3	0,3	6,26	I,I5	4,96	0,62	6,73	5700	6,73+6,36(α-I)
		2СС	I8,2	0,4	0,4	6,52	I,2	5,I6	0,6	6,97	5870	6,97+6,62(α-I)
		Т	I6,8	0,4	0,4	6,83	I,28	5,4I	0,53	7,22	6250	7,22+6,94(α-I)
		Ж,К, ОС	30,7	0,7	0,7	4,75	I	3,77	0,2	4,97	5000	4,97+4,83(α-I)

Продолжение табл. I

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	II	I2	I3
Коми АССР	Печорский; Воркутинское		23,6	0,8	0,8	6,I5	I,I2	4,87	0,59	6,58	5650	6,58+6,25(d -I)
	Интинское	Д	25,4	2	0,6	4,88	0,9I	3,87	0,57	5,35	4370	5,35+4,96(d -I)
УССР, Львовская и Волынская обл.	Львовско-Волынский; Волынское	Г	I9,8	I,8	0,8	5,75	I,05	4,55	0,63	6,23	5250	6,23+5,84(d -I)
	Межеченское	Г	25,8	2,3	0,8	5,66	I,02	4,48	0,59	6,09	5I50	6,09+5,75(d -I)
Башкирская АССР	Бабаевское	БI	7	0,5	0,5	2,65	0,48	2,09	I,0I	3,58	2090	3,58+2,69(d -I)
РСФСР, Пермская обл.	Кизеловский	ГР, ГМСШ	3I	6,I	6,I	5,33	0,95	4,22	0,56	5,73	4700	5,73+5,42(d -I)
		Г	39	6,8	I,6	4,2I	0,76	3,33	0,47	4,56	38I0	4,56+4,28(d -I)
РСФСР, Челябинская обл.	Челябинский	БЗ	29,5	I,0	I,0	3,74	0,7	2,96	0,59	4,26	3330	4,26+3,8(d -I)

Продолжение табл. I

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
РСФСР, Свердловская обл.	Егоршинское	ПА	23,9	0,4	0,4	5,9	I,I3	4,67	0,47	6,27	5350	6,27+5,99(д -I)
	Волчанское	БЗр	33,2	0,2	0,2	2,73	0,54	2,I6	0,57	3,27	2380	3,27+2,77(д -I)
	Веселовское, Богословское	БЗ	30,4	0,4	0,4	2,86	0,56	2,27	0,6	3,43	2480	3,43+2,9I(д -I)
Грузинская ССР	Ткварчельское		35	0,9	0,4	4,48	0,8	3,55	0,57	4,92	4000	4,92+4,55(д -I)
	Ткибульское	Г	27	0,7	0,6	4,7I	0,86	3,73	0,63	5,22	4280	5,22+4,79(д -I)
Узбекская ССР	Ангренское	Б2	I3,I	I,3	I,3	3,8I	0,75	3,0I	0,7I	4,47	3300	4,47+3,87(д -I)
Киргизская ССР	Кок-Янгак	Д	I7,9	I,7	I,7	5,67	I,05	4,49	0,63	6,I7	5I40	6,I7+5,76(д -I)
	Там-Кунар	Д	2I,4	I,2	I,2	4,87	0,9I	3,85	0,62	5,39	4380	5,39+4,95(д -I)
	Сулюкта	БЗ	I3,3	0,2	0,3	4,79	0,94	3,79	0,64	5,37	4270	5,37+4,87(д -I)
	Кызыл-Кия	БЗ	I4,4	0,6	0,3	4,3	0,83	3,4	0,68	4,92	3770	4,92+4,37(д -I)
	Кара-Кичё	БЗ	8,I	0,7	0,7	5,28	I,03	4,I8	0,66	5,87	4730	5,87+5,36(д -I)

Продолжение табл. I

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
Таджикская ССР	Шураб шахта № 8	Б2	9,2	0,6	0,4	4,47	0,89	3,53	0,68	5,I	3870	5,I0+4,5I(d -I)
	Шураб, шахта № I/2	Б3	I4,I	0,8	0,4	4,63	0,89	3,66	0,67	5,22	4I20	5,22+4,7(d -I)
РСФСР, Красноярский край	Канско-Ачинский, Ирша-Бородинское	Б2	6	0,2	0,2	4,24	0,82	3,35	0,8I	4,98	3740	4,98+4,3I(d -I)
	Назаровское	Б2	7,3	0,4	0,4	3,62	0,7	2,86	0,83	4,99	3II0	4,39+3,68(d -I)
	Березовское	Б2	4,7	0,2	0,2	4,26	0,83	3,37	0,8I	5,0I	3740	5,0I+4,33(d -I)
	Боготольское	Б1	6,7	0,5	0,5	3,3I	0,64	2,62	0,87	4,I3	2820	4,I3+3,36(d -I)
	Абанское	Б2	8	0,4	0,4	4,03	0,78	3,I9	0,8	4,77	3520	4,77+4,09(d -I)
	Минусинский, Черногорское	Д	I5,5	0,5	0,5	5,54	I,03	4,39	0,67	6,09	5030	6,09+5,63(d -I)

Продолжение табл. I

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
РСФСР, Красноярский край	Итатское	Б1	6,8	0,4	0,4	3,53	0,69	2,79	0,85	4,33	3060	4,33+3,59(д-I)
	Барандатское	Б2	4,4	0,2	0,2	4,06	0,78	3,2I	0,65	4,84	3540	4,84+4,I2(д-I)
РСФСР, Иркутская обл.	Черемтовское, Забитуйское	Д	27	I,I	I,I	4,72	0,86	3,74	0,6I	5,2I	4270	5,2I+4,8(д-I)
	Азейское	Б3	I2,8	0,4	0,4	4,59	0,86	3,63	0,75	5,25	4I40	5,25+4,66(д-I)
	Шутунское	Б3	I4,8	0,9	0,9	4,78	0,88	3,79	0,76	5,43	4I90	5,43+4,86(д-I)
Бурятская АССР	Гусиноверское	Б3	I6,8	0,5	0,5	4,39	0,82	3,47	0,72	5,0I	39I0	5,0I+4,46(д-I)
	Хонбольдинское	Б3	I2,5	0,3	0,3	4,53	0,87	3,58	0,7I	5,I6	3950	5,I6+4,6(д-I)
	Баин-Гольское	Д	I5,4	0,5	0,5	4,83	0,89	3,82	0,74	5,45	43I0	5,45+4,9I(д-I)
РСФСР, Читинская обл.	Букачачинский	Г	9,2	0,6	0,6	7,0I	I,27	5,54	0,73	7,54	6380	7,54+7,I2(д-I)

Продолжение табл. I

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
РСФСР, Читинская обл.	Черновское	Б2	9,6	0,5	0,5	4,22	0,8	3,34	0,79	4,94	3460	4,94+4,29(д-I)
	Татаурское	Б2	I0	0,2	0,2	4,06	0,78	3,2I	0,79	4,78	3550	4,78+4,I2(д-I)
	Харанорское	БI	8,6	0,3	0,3	3,48	0,68	2,75	0,8I	4,24	2980	4,24+3,54(д-I)
РСФСР, Хабаровский край	Райчихинское	Б2	9,4	0,3	0,3	3,56	0,7I	2,82	0,78	4,3	3040	4,3+3,62(д-I)
		БI	7,9	0,3	0,3	2,85	0,59	2,25	0,82	3,66	2270	3,66+2,9(д-I)
	Уральское	Г	29,6	0,4	0,4	5,25	0,95	4,I5	0,58	5,68	4790	5,68+5,33(д-I)
РСФСР, Приморский край	Липовецкое	Д	33,8	0,4	0,4	4,75	0,86	3,75	0,55	5,I7	4360	5,I7+4,83(д-I)
	Суганский	Г6	34	0,4	0,4	5,08	0,93	4,02	0,5	5,46	4650	5,46+5,I6(д-I)
		Ж6	32,I	0,4	0,4	5,37	0,99	4,24	0,5I	5,74	4900	5,74+5,46(д-I)
		Т	22,8	0,5	0,5	6,4I	I,2I	5,07	0,49	6,77	5790	6,77+6,5I(д-I)
	Подгородненское	Т	40,3	0,4	0,4	4,9I	0,9I	3,88	0,42	5,2I	4390	5,2I+4,99(д-I)
	Артемовское	Б3	24,3	0,3	0,3	3,55	0,67	2,8I	0,68	4,I5	3I80	4,I5+3,6I(д-I)

Продолжение табл. I

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
РСФСР, Приморский край	Таврическое	БЗ	24,9	0,4	0,4	4,53	0,83	3,59	0,63	5,06	4080	5,06+4,60(δ -I)
	Реттиховское	БI	I7,3	0,2	0,2	2,7I	0,5I	2,I4	0,83	3,48	2400	3,48+2,75(δ -I)
	Чихезское	БI	I2,5	0,2	0,2	2,99	0,57	2,37	0,86	3,8	2560	3,8+3,04(δ -I)
	Бикинское	Б2	22,I	0,3	0,3	2,64	0,5	2,09	0,76	3,35	2I60	3,35+2,68(δ -I)
Якутская АССР	Джебарикиая	Д	II,I	0,2	0,2	6,08	I,I3	4,8I	0,7	6,64	5500	6,64+6,I8(δ -I)
	Нерюнгринское	СС	I2,7	0,2	0,2	6,5I	I,23	5,I5	0,59	6,97	5895	6,97+6,6I(δ -I)
	Сангарское	Д	I3,5	0,2	0,2	6,37	I,I4	5,04	0,75	6,93	5790	6,93+6,47(δ -I)
	Чульманское	Д	23,I	0,3	0,3	6,I7	I,I	4,89	0,65	6,64	5550	6,64+6,27(δ -I)
РСФСР, Магаданская обл.	Нижне-Аркагалинское	Д	9,2	0,3	0,3	6,02	I,I	4,77	0,76	6,63	5480	6,63+6,II(δ -I)
	Верхне-Аркагалинское	Д	I3	0,I	0,I	4,9	0,94	3,88	0,69	5,5I	4420	5,5I+4,98(δ -I)

Продолжение табл. I

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
РСФСР, Магаданская обл.	Анадырское	БЗ	II,9	0,I	0,I	5,II	0,94	4,04	0,79	5,76	4590	5,76+5,I9(d-I)
РСФСР, Южный Сахалин	-	Д	22,I	0,4	0,4	5,32	0,96	4,2I	0,67	5,85	5470	5,85+5,4I(d-I)
	-	Г	I2,7	0,5	0,5	6,7	I,2	5,3	0,75	7,25	6II0	7,25+6,8I(d-I)
	-	БЗ	20	0,2	0,2	4,36	0,8I	3,45	0,7	4,96	3920	4,96+4,43(d-I)
						Сланцы горючие						
Эстонская ССР	Шахты и разрез "Кивиконд"	Горючий сланец	40+ +I4,4	I,3	0,3	2,89	0,53	2,29	0,55	3,37	26I0	3,37+2,04(d-I)
	Разрезы №I, "Сиргоня" и "Кивиконд"	То же	4I,2+ +I8,4	I,4	I,4	2,49	0,48	I,97	0,49	2,94	2230	2,94+2,53(d-I)
Ленинградская обл.	-	-	44,2+ +I6,5	I,4	0,3	2,5I	0,48	I,98	0,48	2,94	2230	2,94+2,55(d-I)
РСФСР, Куйбышевская обл.	Кашпирское	-	49,7+ +9,5	I,8	I,6	I,65	0,33	I,3	0,44	2,07	I390	2,07+I,68(d-I)

Продолжение табл. I

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
							Торф					
		Фрезерный торф	6,3	0,I	0,I	2,38	0,46	I,89	0,95	3,3	I940	3,30+2,42(Δ -I)
							Дрова					
		Дрова	I0,6	-	-	2,8I	0,57	2,23	0,95	3,75	2440	3,75+2,85(Δ -I)
							Жидкое топливо					
		Мазут:										
		малосернистый	0,05	0,3	0,3	I0,62	I,58	8,39	I,5I	II,48	9520	II,48+I0,79(Δ -I)
		сернистый	0,I	I,4	I,4	I0,45	I,57	8,25	I,45	II,28	9490	II,28+I0,62(Δ -I)
		высокосернистый	0,I	2,8	2,8	I0,2	I,57	8,06	I,36	I0,99	9260	I0,99+I0,36(Δ -I)
		Стабилизированная нефть	0,I	2,9	2,9	I0,48	I,55	8,28	I,52	II,35	9500	II,35+I0,65(Δ -I)

Таблица 2

Расчетные характеристики газообразных топлив [14]

Газопровод	Теплота сгорания низшая сухая $Q_н^с$, ккал/нм^3	Плотность при 0°С и 760 мм рт.ст., кг/нм^3	Объем воздуха и продуктов сгорания при $\alpha = 1$, нм^3/нм^3					Полный объем продуктов сгорания при $\alpha = \alpha_i$ $V_г = V_г^0 + V^0 K(\alpha-1)$, где K=1,0161, нм^3/нм^3
			V^0	V_{RO_2}	$V^0_{N_2}$	$V^0_{H_2O}$	$V^0_н$	
I	2	3	4	5	6	7	8	9
			Природные газы					
Саратов-Москва	8550	0,837	9,52	1,04	7,6	2,1	10,73	10,73+9,67(α-1)
Первомайск-Сторожовка	6760	0,952	7,51	0,82	6,24	1,64	8,7	8,7+7,63(α-1)
Саратов-Горький	8630	0,786	9,57	1,03	7,59	2,13	10,75	10,75+9,72(α-1)
Ставрополь-Москва:								
I нитка	8620	0,764	9,58	1,02	7,6	2,14	10,76	10,76+9,73(α-1)
II нитка	8730	0,772	9,68	1,04	7,67	2,16	10,86	10,86+9,84(α-1)
III нитка	8840	0,786	9,81	1,06	7,78	2,18	11,01	11,01+9,97(α-1)
Серпухов-Ленинград	8940	0,799	10	1,08	7,93	2,21	11,22	11,22+10,16(α-1)
Гоголево-Полтава	7400	0,789	8,26	0,87	6,66	1,86	9,39	9,39+8,39(α-1)

Продолжение табл.2

I	2	3	4	5	6	7	8	9
Дашава-Киев	8570	0,712	9,52	I	7,52	2,I5	I0,68	I0,68+9,67(λ -I)
Рудки-Минск-Вильнюс и Рудки-Самбор	8480	0,74	9,45	I	7,49	2,I2	I0,62	I0,62+9,6 (λ -I)
Угерско-Старый, Угерско-Гнездичи, Киев, Угерско-Львов	8480	0,722	9,43	0,99	7,46	2,I3	I0,59	I0,59+9,58(λ -I)
Брянск-Москва	8910	0,776	9,9I	I,06	7,84	2,2	II,II	II,II+I0,07(λ -I)
Шебелинка-Острогожск, Шебелинка-Днепропетровск, Шебелинка-Харьков	8910	0,78I	9,96	I,07	7,88	2,2I	II,I6	II,I6+I0,I2(λ -I)
Шебелинка-Брянск-Москва	9045	0,776	9,98	I,07	7,9	2,22	II,I9	II,I9+I0,I4(λ -I)
Кумертау-Ишимбай-Магнитогорск	8790	0,858	9,74	I,06	7,79	2,I3	I0,98	I0,98+9,9 (λ -I)
Газли-Коган	8740	0,75	9,32	0,98	7,38	2,II	I0,47	I0,47+9,47 (λ -I)
Прокопьевск-Астрахань	8370	0,733	9,72	I,04	7,69	2,I8	I0,9I	I0,9I+9,88(λ -I)
Ходжа-Абад-Фергана	9I60	0,832	I0,03	I,09	7,97	2,2	II,26	II,26+I0,I9(λ -I)
Джаркак-Ташкент	8760	0,748	9,74	I,04	7,7	2,I8	I0,92	I0,92+9,9 (λ -I)

Приложение 4

Характеристики применяемых топок для различных котлов и видов топлива [1, 7, 10]

Тип топки	Тип котла	Коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_т$				Вид используемого топлива
		Каменный уголь, антрацит	Каменный уголь	Бурый уголь	Газ, мазут	
С ручным обслуживанием простая колосниковая решетка q_3 = 2-3%	Е-04/9ГН; Е-1-9-(ГН); "Универсал"; "Энергия"; КЧ; НР-18; КЧШ-2,2У,3; НРЧ; "Стрела"; "Стребедя"; "Минск-1"; "Тула-3"; "Кировец"; ВНИИСТО Мг-2; "Тула-1"	1,4	1,3	-	-	Все виды угля, кроме бурого
Топка с пневмозабрасывателем и поворотно-цепными колосниками ПЗ, РПК q_3 =0,5-1%	Е-04/9ГК; Е-1-9 (ГН); ДКВР	1,4-1,5	1,6-1,7	-	-	Кроме бурых углей и антрацита повышенной влажности
Топка с шуровочной планкой ТШП q_3 = 2-3%	Е-04/9ГН; Е-1-9(ГН); "Универсал"; "Энергия"; НР-18	-	-	1,4	-	Бурые угли
Топка с цепной решеткой q_3=0,1-0,15%	КВ-100, 200М, 300М	-	1,5-1,6	-	-	Только антрациты
Топка с ПЗ и ЦР прямого хода q_3=0,5-1%; q_3=0,1-0,15%	КВ-100, 200М, 300М; ДКВР; НРЧ; "Минск-1"; "Тула-3"; "Кировец"	1,3-1,4	-	-	-	Все виды угля, кроме антрацита

Продолжение прил. 4

Тип		Коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_т$				Вид используемого топлива
топки	котла	Каменный уголь антрацит	Каменный уголь	Бурый уголь	Газ, мазут	
Топка с ПЛЗ и ЦР обратного хода q_3 = 0,1-0,15%	КВ-100,200М,300М;ДКВР	1,3--1,4	-	1,3--1,4	-	Все виды угля, кроме антрацита
Камерная топка q_3 = 0	ТПЗ; МЗК; КПА; Е-1-9М(Г);ЭК-100; НИИСТУ-У; АГВ; ТГВ; "Универсал"; ДЕ; КВГ; КВГМ; ПТВМ	-	-	-	1,05--1,2	Газ,мазут
Пылеугольная топка q_3=0,05-0,1%	ТМЗ; МЗК; КПА; Е-1-9М(Г);ЭК-100; НИИСТУ-У; АГВ; ТГВ; "Универсал"; ДЕ; КВГ; КВГМ; ТГМ1; ПТВМ; КПА-500	1,1	1,1	-	-	Пылеугольное топливо

I	2	3	4	5	6	7	8	9
КВГМ-10	10	92	Г	8620	1260	12,7	145	6,8
		88	М	9620	1220	13,6	230	12,7
КВГМ-20	20	89	Г	8620	2520	12,7	155	13,9
		87	М	9620	2450	13,6	242	27,4
КВГМ-30	30	89	Г	8620	3860	12,7	100	21,6
		87	М	9620	3680	13,6	250	24,4
КВГМ-50	50	92,5	Г	8620	6260	12,7	180	22,1
		91,1	М	9620	5750	13,6	190	38,65
ПТВМ-30	30	89,9	Г	8620	1170	12,7	190	25
		88,1	М	9620	3700	13,6	237	26,2
ПТВМ-30	40	90,1	Г	8620	5200	12,7	162	29,2
	35	87,9	М	9620	4355	13,6	250	31,6
ПТВМ-50	50	89,6	Г	8620	6720	12,7	180	39,3
		87,8	М	9620	6340	13,6	190	40,7
ТТВ-4р	4,3	90,5	Г	8620	551,2	12,7	220	3,22
		92,5	М	9620	483,2	13,6	220	3,02
ТТВ-8	8,3	91,5	Г	8620	1052,3	12,7	225	6,16
	10	93,5	М	9620	1111,8	13,6	225	7,16
НР-18	0,32-0,64	60	А	6030	58,3--114,4	10,34	170	0,11--0,23
	0,3-0,58	55	БУ	2940	68,4--134,3	5,7	170	0,18--0,34
Б-1,2	0,2-0,46	70	А	6030	47,3--97,2	10,34	170	0,2--0,25
	0,2-0,46	65	БУ	2940	109	5,7	170	0,5--0,6
"Универсал"	0,09-0,25	60	А	6030	25-69	10,34	200	0,12--0,32
"Универсал-	0,16-0,42	65	А	6030	45,3--116	10,34	200	0,21--0,34
	0,13-0,32	60	БУ	2940	73,7--181,4	5,7	200	0,19--0,47

Продолжение прил. 6

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0,1	1,26	185	0,93	137	-	-	-	-	-	-
0,1	1,31	104	1,26	99,3	11,6	923	0,17–0,48	13–38	0,03–0,1	4-II
0,103	2,7	193	1,92	138	-	-	-	-	-	-
0,103	2,74	100	2,55	93	23,45	856	0,35–0,96	13–35	0,07–0,2	4-II
0,105	4,1	190	2,9	134	-	-	-	-	-	-
0,105	4,2	100	3,83	90	35,17	830	0,52–1,45	21–60	0,1–0,3	4-II
0,11	6,7	311	4,63	210	-	-	-	-	-	-
0,11	7	181	6,09	158	56	1448	0,82–2,3	21–60	0,16–0,46	4-II
0,105	4,05	162	2,86	114	-	-	-	-	-	-
0,105	4,14	158	3,78	144	34,7	1326	0,5–1,43	20–57	0,1–0,28	4-II
0,107	4,81	165	3,33	114	-	-	-	-	-	-
0,107	4,93	156	4,12	140	40,6	1285	0,6–1,67	19–53	0,12–0,34	4-II
0,11	7,1	181	4,18	122	-	-	-	-	-	-
0,11	7,25	178	6,32	155	58,1	1426	0,85–9,4	21–60	0,17–0,47	4-II
0,095	0,52	132	0,41	126	-	-	-	-	-	-
0,095	0,51	169	0,32	171	4,74	1570	0,07–0,2	23–65	0,014–0,04	4-II
0,092	0,97	157	0,78	126	-	-	-	-	-	-
0,092	1,1	100	1,1	170	10,9	1565	0,16–0,45	23–65	0,032–0,09	4-II
0,11	0,05	436	1,46–2,92	124,5	0,41–0,82	5125	0,25–0,51	2122–4270	0,5–1	4240–8260
0,17	0,07–0,15	430	1,34–2,6	7550	0,8–1,6	6560	2,01–3,26	11200–118	0,04–6,52	22400–23600
0,1	0,03–0,08	222	0,91–2,1	6480	0,26–0,52	1925	0,16–0,32	800–1590	0,3–0,64	1600–3180
0,16	0,05–0,12	95	0,9–2,1	2600	0,52–1,04	1575	1,94–2,17	2690–4310	0,68–1,3	5400–8620
0,09	0,01–0,05	130	0,48–1,33	4100	0,135–0,27	1687	0,08–0,17	700–1387	0,27–0,54	1960–3860
0,09–0,095	0,03–0,07	128	0,85–2,24	4100	0,24–0,48	1113–2266	0,15–0,3	707–1409	0,39–0,79	-
0,145–0,165	0,03–0,09	186	0,68–1,6	3560	0,4–0,8	2100–4200	1–1,63	5314–8600	2,5–4	13100–21160

I	2	3	4	5	6	7	8	9
"Универсал - 4	0,19--0,5	68,2	А	6030	52,5-138,2	10,34	200	0,25-0,65
	0,17--0,41	60	БУ	2940	96,4-849,4	5,7	200	0,24-0,67
"Универсал - 5"	0,18--0,51	75	А	6030	50-141	10,34	200	0,2-0,6
		85	Г	8620	35-98,6	12,7	200	0,2-0,6
	0,15--0,43	70	КУ	5700	43-127	10,56	200	0,2-0,6
	0,1-0,3	60	БУ	2940	56,7-170	5,7	200	0,15-0,45
	0,17--0,47	90	М	9620	28,6--81,5	13,7	200	0,18-0,5
"Универсал - 5М"	0,22--0,62	70	Агр	6030	54,5-153,2	10,34	200	0,24-0,65
	0,17--0,5	60	Аряд	5800	43,7-127,6	9,39	200	0,21-0,61
	0,1--0,28	65	КУгр	5700	28,2-78,9	10,56	200	0,14-0,38
"Универсал - 6"	0,23--0,65	70	Агр	6030	69,8-161	10,34	200	0,34-0,8
	0,22--0,61	60	Аряд	5800	38-88	9,39	200	0,18-0,41
	0,14--0,33	60	КУряд	5700	39-89	10,56	200	0,2-0,46
"Универсал - 6" с механической топкой	0,69	77	КУгр	5700	169,1	10,56	150	0,7
"Универсал - 8М"	0,34--0,59	70	Агр	6030	165,8-286	10,34	170	0,77-1,33
	0,27--0,46	60	Аряд	5800	134-231	9,39	170	0,57-0,98

Продолжение прил. 6

I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20
0,09–0,I05	0,03–0,09	I44	I,07–2,67	4070	0,28–0,56	II40–2280	0,I8–0,35	706–I000	0,47–0,52	I856–3I00
0,I5–0,I7	0,04–0,I3	I9I	0,88–2,3	3544	0,52–I,04	2085–4I70	0,33–2,I5	5326–86I3	3,56–5,6	I3900–22650
0,09–0,I08	0,03–0,I	I35	0,96–2,76	4030	0,27–0,54	II25–2250	0,I7–0,33	696–I387	0,48–0,93	I856–3900
0,08–0,085	0,02–0,07	II7	0,03–0,07	I25	–	–	–	–	–	–
0,I68–0,I88	0,04–0,I5	235	0,8–2,27	3900	0,23–0,46	II62–2324	0,59–0,96	2950–4812	I,7–2,8	8500–I4000
0,I5–0,I7	0,026–0,09	I89	0,52–I,6	3475	0,3I–0,62	2044–4088	0,78–I,27	5230–8440	2,3–3,8	I5700–25304
0,08	0,03–0,07	I45	0,03I–0,08	I75	0,29	I605	0,I6–0,3I	877–I747	0,44–0,86	2400–4800
0,095	0,03–0,09	I42	I,05–2,96	4480	0,3–0,6	I230–2460	0,I8–0,36	762–I5I9	0,5–I	2I47–30I0
0,095	0,03–0,08	I25	0,8I–2,4	3900	0,23–0,46	I087–2I75	0,I4–0,28	673–I34I	0,4–0,56	2000–3950
0,I55	0,02	I77	0,47–I,3	3400	0,I4–0,28	990–I980	0,35–0,57	2520–4I00	0,6–I,6	7000–II400
0,I–0,II	0,04–0,II	I40	I,34–3,I	3900	0,38–0,75	II06–2212	0,23–0,I6 0,53–I,I	685–I365 I590–3200	–	–
0,095	0,03–0,08	I90	I,05–2,43	5900	0,3–0,6	I642–3284	0,I8–0,36 0,I2–0,54	I0I2–2025 3350–7700	–	–
0,I65	0,04–0,09	I90	0,67–I,58	3350	0,I9–0,38	972–I844	0,5–0,8 I,2–I,9	2466–4022 5800–9250	–	–
0,I95	0,I9	295	2,87	3700	0,83–I,66	I082–2I64	2,II–5,82 2,II–5,82	2746–4480 2746–4480	–	–
0,I	0,05–0,I	7I	I,62–2,82	2II0	0,48–0,80	593–II86	0,28–0,56 0,49–0,98	362–732 637–I274	–	–
0,I	0,04–0,I6	I20	I,29–2,2	2250	0,36–0,72	636–I277	0,22–0,44 0,38–0,76	3900–7900 6640–I2300	–	–

1	2	3	4	5	6	7	8	9
"Универсал"-6М"	0,19-0,23	60	КУрид	5700	79-149,4	10,56	170	0,38-0,71
	0,17-0,29	65	КУгр	5700	44,5-75,9	10,56	170	0,21-0,35
	0,34-0,59	85	Г	8620	50,3-81,3	12,7	170	0,24-0,66
"Энергия-3"	0,37-0,74	70	А	6030	102	10,3	190	0,5-0,96
		85	Г	8620	71,6-143	12,7	190	0,43-0,86
		82	М	9620	38,46-77	13,6	190	0,25-0,5
	0,26-0,52	65	КУ	5700	70-152	10,56	190	0,4-0,83
	0,3-0,59	60	БУ	2940	170-340	5,7	190	0,39-0,8
"Энергия-3М"	0,3-0,6	65	КУгр	5800	70,9-111,7	10,56	190	0,35-0,7
	0,25-0,51	60	КУрид	5700	62,7-125,5	10,34	190	0,31-0,61
"Энергия-5"	0,6-0,105	70	А	6030	162-283,4	10,34	190	0,79-1,38
	0,72-1,26	85	Г	8620	128,5-224	12,7	190	0,77-1,35
	0,54-0,94	60	БУ	2940	282,5-492	5,7	190	0,76-1,32
	0,72-1,26	82	М	9620	115	13,6	190	0,76-1,32

Продолжение прил. 6

I9	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20
0,I7	0,05–0,06	II3	0,69–I,I	2330	0,26–0,59	694–I388	0,67–I,09 0,8–I,23	I700–2870 2040–3400	–	–
0,I7	0,06–0,08	230	0,79–I,35	3780	0,24–0,48	II24–2248	0,6–0,97 I–I,7	2850–I650 4860–6000	–	–
0,08	0,03–0,09	I42	0,03–0,082	I25	–	–	–	–	–	–
0,I–0,II	0,07	I33	I,97–3,95	4000	–	–	0,34–0,88 0,68–I,36	687–I369 I380–2740	–	–
0,082	0,06	II7	0,05–0,II	I08	–	–	–	–	–	–
0,086	0,06	I40	0,07	I40	0,63–I,26	2500–5000	–	–	–	–
0,I8–0,I96	0,084	2I5	I,35	3384	0,4–0,8	I000–2000	I,02–I,67 2–3,34	2560–4170 5I20–8340	–	–
0,I5–0,I8	0,09–0,I8	225	I,6	4017	0,5–I	II00–2200	2,35–3,8 4,7–7,6	6025–9710 I2050–I9480	–	–
0,I8–0,I9	0,09–0,II	235	I,29	3680	0,38–0,76	I092–2I84	0,97–I,58 I,94–3,2	2770–4520 5540–9040	–	–
0,I8–0,I9	0,07	220	I,I2	36I0	0,38–0,56	I070–2I400	0,84–I,37 I,68–2,74	2780–4435 5840–8870	–	–
0,09–0,I2	0,03–0,2I	I30	2,95	3740	0,83–I,66	I050–2I00	0,5–I I–2	650–I297 I300–2590	–	–
0,088	0,II–0,2	II7	0,095	I23	–	–	–	–	–	–
0,I7–0,I9	0,I5	200	2,6	3426	I,53–3,06	20II–4026	3,9–5,3I 5,86–I0	5I40–83I0 I0300–I5000	–	–
0,088	0,II–0,2	I46	0,02	I00	–	–	0,0I7–0,05 0,03–0,9	2I,6–57,5 I00	0,003–0,0I	3,5–7,6

I	2	3	4	5	6	7	8	9
"Энер-гия -6"	0,33-0,63	70	А	6030	9I-I79	I0,56	I90	0,45-0,85
		85	Г	8620	I42-267	I2,7	I90	0,38-0,7I
		65	КУ	5700		I0,56	I90	0,35-0,65
	0,25-0,44	60	БУ	2940	I42-267	5,7	I90	0,38-0,7I
	0,3I-0,58	82	М	9620	53,7-I00	I3,6	I90	0,35-0,65
КЧ-I	0,I4-0,23	70	А	6030	35,7	I0,34	I90	0,I7-0,28
		65	КУ	5700	37,8	I0,56	I90	0,I9-0,3I
		82	М	9620	22,4	I3,6	I90	0,I4-0,23
	0,II-0,29	60	БУ	2940	57,6--I5I,7	5,7	I90	0,I5-0,4I
КЧМ-2	0,0I2--0,045	76	Г	8620	I,83-6,9	I2,7	200	0,0I-0,04
		72	М	9620	I,84--6,I5	I3,6	200	0,07I
		70	А	6030	2,6-9,8	I0,34	200	0,0I5-0,4I
		70	КУ	5700	2,02--9,82	I0,56	200	0,0II-0,04

Продолжение прил. 6

I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20
0,I–0,II	0,06	I32	I,I6	39II	0,5–I	II00–2200	0,3–0,6 0,57–I,I4	68I–I357 I300–2600	–	–
0,08–0,09	0,05	II6	0,047	I05	–	–	–	–	–	–
0,I8–0,I9	0,06	I32	I,79	3920	0,5–I	II00–3200	0,3–0,6 0,57–I,I4	680–I350 I300–2600	–	–
0,I4–0,I65	0,07	I86	I,305	3436	0,77–I,54	2020–I040	I,3–2,I3 2,3–3,7	2084–I705 5I00–0280	–	–
0,08–0,09	0,05	I40	0,057	I64	0,53	I500	I,96–3,I7 3,67–5,94	5I33–8300 9600–I5500	0,002–0,004	3,7I–3
0,09	0,02–0,03	I23	0,7	4000	0,I9–0,38	II40–2280	0,I2–0,23 0,02–0,04	706–I4I2 704–I408	–	–
0,I65	0,06–0,I	304	0,69	3600	0,2–0,4	I052–2I00	0,5I–0,8 0,84–I,37	2680–I2I0 2700–4400	–	–
0,05	0,02–0,035	I54	0,024	I7I	0,22–0,44	I564–3540	0,007–0,009 0,005–0,0I5	23–50 35–I0	0,0006–0,003	5–20
0,I42–0,I65	0,025–0,078	I90	0,53–I,I	3535	0,3I–0,62	2076–4I50	0,75–I,28 2–3,2	5260–8550 4880–7890	–	–
0,05	0,00I–0,003	85	0,00I	I00	–	–	–	–	–	–
0,05	0,00I–0,003	5I	0,00I7	I59	0,0I6–0,03	I464–2920	0,0002–0,0006 0,0006–0,0008	2I 54–60	0,00005	4–30
0,05	0,08I–0,003	40	0,05–0,I7	3370	0,0I4–0,02	947–I900	0,009–0,0I8 0,027–0,036	586–II30 656–I900	–	–
0,II5	0,00I8	I63	0,05–0,I7	4543	0,0I5–0,03	I330–2660	0,037–0,06 0,I–0,23	3380–5450 3500	–	–

1	2	3	4	5	6	7	8	9
КЕМ-24	0,14-0,05	76	Г	8620	2,14--7,63	I2,7	200	0,013-0,04
		72	М	9620	I,9I--6,85	I3,6	200	0,012-0,04
КЕМ-2У	0,02-0,06	70	КЭ	5700	4,5--13,5	I0,56	200	0,022-0,07
КЕМ-3	0,014-0,05	70	КУ	5700	3,2	I0,56	200	0,016-0,05
КЕМ-3М	0,014-0,06	76	Г	8620	2,I	I2,7	200	0,012-0,02
			М	9620	I,89	I3,6	200	0,012-0,05
"Факел"	0,86	85	Г	8620	I09,6	I2,7	200	0,67
ГОСТ 7252--54	0,I-0,42	70	А	6030	23,69	I0,34	250	0,I3-0,55
НРЧ	0,3-0,52	65	А	6030	7I--I24,4	I0,34	250	0,39-0,68
		60	КУ	5700	62,35	I0,56	250	0,35-0,6I
	0,II-0,I7	55	КУ	2940	53,4--82,6	5,7	250	0,I6-0,25
"Стрела"	0,II-0 I7	65	А	6030	26,I--40,3	I0,34	250	0,I4-0,22
Стребела"	0,08-0,I3	65	А	6030	20,4-33	I0,34	250	0,II-0,I6
Минск-I"	0,46-0,69	70	Агр	6030	I22,2--2I6,4	I0,3	250	0,62-I,I9

Продолжение прил. 6

I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20
0,05	0,00I–0,003	82	0,00I6–0,005	I2I	–	–	–	–	–	–
0,05	0,00I–0,003	83	0,002–0,006	I70	0,0I9–0,03	I565–3I30	0,0003–0,0009 0,00I–0,003	20 25–75	0,0006	4–I3
0,II5	0,003–0,0I	I45	0,08–0,24	3780	0,024–0,04	I083–2I70	0,06–0,I 0,2–0,32	2700–4480 4570	–	–
0,II5	0,002–0,006	I25	0,06–0,2	3636	0,0I6–0,03	I023–2046	0,04–0,07 I,45–2,33	2680–4375 2860–4660	–	–
0,05	0,00I–0,003	83	0,00I6–0,006	I33	–	–	–	–	–	–
0,05	0,00I–0,003	83	0,002–0,008	I68	0,0I8–0,03	I545–3090	0,0003–0,0009 0,00I–0,003	20 20–60	0,0006	4–I2
0,088	0,I	I44	0,08	92	–	–	–	–	–	–
0,09	0,0I3–0,06	I07	0,46–I,9	3490	0,I3–0,26	989–2000	0,08–0,I6 0,34–0,68	6I2–I224 6I0–I220	–	–
0,I	0,04–0,07	II5	I,37–2,38	3495	0,39–0,78	I000–2000	0,24–0,48 0,42–0,87	6I2–I224 6I2–I224	–	–
0,I8–0,I9	0,07–0,08	I24	I,37–2,38	3915	0,4–0,8	II40–2280	I–I,65 I,73–2,86	2800–I7I0 2860–4670	–	–
0,I5–0,I8	0,025–0,05	I56	0,49–0,84	3350	0,3–0,6	I600–3600	0,75–I,2 I,I3–I,85	4580–7450 4000–7480	–	–
0,09	0,0I5	I07	0,59–I	4530	0,I6–0,32	II80–2360	I–2 I,7–3,4	729–I960 770–I540	–	–
0,09	0,0I–0,0I6	I00	0,39–0,42	3580	0,II–0,22	I000–2000	0,07–0,I4 0,II–0,22	623–I246 I000–2000	–	–
0,095	0,07–0,I3	II3	2,I6–9,2	3520	0,0I–I,22	980–I960	0,38–0,76 0,73–I,46	607–I2I4 6I3–I226	–	–

I	2	3	4	5	6	7	8	9
"Минск-I"	0,23-0,44	65	Аряд	5800	38,3	9,39	250	0,29-0,56
	0,I9-0,37	60	КУряд	5700	48,2--93,7	I0,56	250	0,27-0,5
ЭК-I00	0,086	60	Г	8620	I0,63	I2,7	250	0,II
"Тула-3"	0,47-0,82	70	Агр	6020	II5,5--20I,5	I0,34	250	0,03-I,I5
	0,28-0,53	65	КУгр	5700	72,8--I37,8	I0,56	250	0,4I-0,77
	0,27-0,5I4	60	КУряд	5700	70,2--I35	I0,56	250	0,39-0,75
"Кировец"	0,22-0,525	69	КУ	5700	58,5--I33,5	I0,56	250	0,33-0,75
ШИСТО	0,005-0,0I	69	Агр	6020	I,2--2,4	I0,34	270	0,007-0,0I4
	0,0I-0,042	77	Г	8620	I,5--6,3	I2,6	270	0,I-0,04
ШИСТУ У	0,39-0,56	85	Г	8620	69,6--I00	I2,6	250	0,55
АГВ-60	0,006	50	Г	8620	I,39	I2,6	I50	0,008
АГВ-I20	0,0I2	50	Г	8620	2,78	I2,6	I50	0,0I6
СКЕ-I	0,0I	70	Г	8620	I,66	I2,6	200	0,0I
АРЭ-I,2								
КС-2								
КС-3								
ЭИО	I,26	80	Г	8620	243,6	I2,6	220	I,5
Шухова--Бергина	4,3	80	Г	8620	623,5	I2,6	220	3,94
КЕ-35-40	35	67-9I	Г	8620	4667	I2,6	I90	2I,7

Продолжение прил. 6

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0,1	0,04–0,08	126	1,08–2,1	3720	0,3–0,6	1030–2060	0,19–0,38 0,37–0,73	607–1214 613–1214	–	–
0,17–0,18	0,05–0,1	190	0,89–1,74	3470	0,26–0,52	962–1920	0,66–1,1 1,28–2,2	2800–5150 2570–5140	–	–
0,08	0,013	121	0,012	112	–	–	–	–	–	–
0,1	0,075–0,14	119	0,7–1,4	1110	0,63–1,26	1000–2000	0,39–0,78 0,73–1,48	315–1230 646–1290	–	–
0,085	0,038–0,07	93	1,33–2,5	3237	0,76–1,52	1860–3720	0,93–1,624 2,12–3,96	7700 2400–3900	–	–
0,085	0,035–0,06	93	1,32–2,4	3250	0,37–0,79	953–1906	0,93–1,6 2,12–3,8	2400–3700	–	–
0,083	0,03–0,06	93	1,1–2,7	3230	0,3–0,6	940–1980	0,8–1,28 1,53–2,9	2400–3900	–	–
0,05	0,0004	56	0,023–0,05	3310	0,007–0,01	932–1864	0,04–0,008 0,008–0,016	576–1150 576–1150	–	–
0,05	0,008–0,03	93	0,01–0,04	111	–	–	–	–	–	–
–	0,063	116	0,06	105	–	–	–	–	–	–
0,05	0,0004	50	0,001	128,6	–	–	–	–	–	–
0,05	0,0008	50	0,002	128,6	–	–	–	–	–	–
0,05	0,005	100	0,0065	130	–	–	–	–	–	–
0,09	0,22	146	0,18	120	–	–	–	–	–	–
0,1	0,62	158	0,46	117	–	–	–	–	–	–
0,105	4,89	225	3,45	1,59	–	–	–	–	–	–

I	2	3	4	5	6	7	8	9
КЕ-35-40	35	87-91	М	9620	4I82	I3,7	250	60,48
ВВД-I,3 (I40-I3)	2,56	85	Г	8620	349,4	I2,6	250	2,34

Примечания: I. Представленное в таблице количество пользовании малосернистого мазута ($S_р$ = 0,5%); для сернистого сокосернистого мазута - M_{SO_2} = M_{SO_2} · 5,8I; C_{SO_2} = C_{SO_2} · 5,8I содержания $S_р$ = 3%.

2. Количество выбросов пятиокиси ванадия и его концентрация в сернистого мазута $S_р$ = 0,5, высокосернистого мазута $S_р$ = 3.

3. Количество выбросов пыли в уходящих газах и ее концентрация (например, для КЕ-I при $Q_{ном}$ = 0,I4 Гкал/ч $M_п$ = 0,007 при = 0,23 Гкал/ч $M_п$ = 0,009 при А 7,3% $M_п$ (гр.20), $M_п$ = 0,0I8

4. Таблица может быть использована для других марок топлив с количества выбросов и концентрации вредных веществ в уходящих газах.

Продолжение прил. 6

I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20
0,I05	4,89	I60	4,46	I46	4I,03	I346	0,6-I,87	20-55	0,I2-0,33	4-II
0,095	0,33	I42	0,258	II0	-	-	-	-	-	-

выбросов диоксида серы и его концентрации в уходящих газах - при мазута - $M_{SO_2} = M_{SO_2}$ 2,83; $C_{SO_2} = C_{SO_2}$ 2,83 (S_p = I,4%); для (S_p = 2,8%). При использовании КУ, А, БУ - до нижнему пределу серо-

уходящих газах даны при условии сжигания сернистого мазута - S_p=I,4%.

при зольности топлива и максимальной поверхности нагрева котла
A^r = 7,3% (гр. I8), M_{II} = 0,0I4 при A^r = I4,I% (гр. I8); при $Q_{ном}$ =
при A^r = I4,I% (гр. $_{20}$).
введением коэффициентов на изменение соответствующими коррективами

Л И Т Е Р А Т У Р А

I. Б о р щ о в Д. Я. Устройство и эксплуатация отопительных котельных малой мощности.- М.: Стройиздат, I982.

2. В о л к о в Э. П., С а п а р о в М. И., Ф е с т и с о в а Е. И. Источники, состав и контроль выбросов промышленных предприятий.- М.: МЭИ, I988.

3. К р о в о н о г о в Б. М. Повышение эффективности сжигания газа и охрана окружающей среды.- Л.: Недра, I986.- I92 с.

4. Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с дымовыми газами отопительных и отопительно-производственных котельных МЖХ РСФСР.- М.: СНТИ АКХ им. К.Д.Памфилова, I986.

5. Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/ч.- М.: Гидрометеоиздат, I985.- 24 с.

6. Методика определения валовых выбросов вредных веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций.- М.: СПО "Союзтехэнерго", I984.- I9 с.

7. Р о д д а т и с К. Ф., П о л т о р е ц к и й А. Н.: Справочник по котельным установкам малой производительности.- М.: Энергоатомиздат, I989.

8. С и г а л И. Я. Защита воздушного бассейна при сжигании топлива.- М.: Недра, I977.- 294 с.

9. Справочные материалы по защите атмосферы.- М.: Гипромез, I988.

I0. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод.- М.: Энергия, I973.- 296 с.

II. Угли СССР: Справочник.- М.: Недра, I975.- 308 с.

I2. Ч м о в ь Н. Е., А н и ч к о в С. Н., Б а б и й В. Ф. и др. Энергетика и окружающая среда: Тезисы докладов БО ВНИИэнергопром, ч. I, I980.

I3. Ш а п р и ц к и й В. Н. Защита атмосферы в металлургии.- М.: Металлургия, I984.

I4. Энергетическое топливо СССР: Справочник.- М.:Энергия, I979.- I28 с.

gost.e-ecolog.ru