

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СССР
ПО ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИИ И КОНТРОЛЮ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО РАСЧЕТУ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
ПРИ СЖИГАНИИ ТОПЛИВА В КОТЛАХ
ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ ДО 30 т/ч



МОСКВА·МОСКОВСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ ГИДРОМЕТЕОИЗДАТА — 1985

РУПРОДУКТОМ Институтом Горючих ископаемых Минуглепрома СССР
Всесоюзным теплоэнергетическим институтом им. Ф.Э. Дзержинского Минэнерго СССР
Западно-Сибирским региональным институтом Госкомгидромета
Институтом санитарной техники и оборудования зданий и сооружений Минстроя материалов СССР

ИСПОЛНИТЕЛЕМ А.П. Мяггин, И.Х. Володарский, А.П. Кондратенко,
Т.Г. Энгелес, С.Л. Титов, А.П. Цыков, А.С. Чернобров,
Т.С. Селегий, А.И. Сигал, С.Т. Евдокимова.

ПОДГОТОВЛЕНЫ К УТВЕРЖДЕНИЮ Управлением нормирования и надзора за выбросами в природную среду Госкомгидромета
И.о. начальника Управления В.П. Антонов
Старший эксперт С.Т. Евдокимова

УТВЕРЖДЕНЫ Государственным комитетом СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды 5 августа 1985 г.

Заместитель Председателя Государственного комитета В.Г. Соколовский

Тиражирование разрешается.

Замечания и дополнения к методическим указаниям просим направлять по адресу:

Западно-Сибирский региональный научно-исследовательский институт Госкомгидромета: 630099, Новосибирск, ул. Советская, 30.

М 1903040000 - 354 Б.О.
069(02) - 85

(6) Госкомгидромет, 1985 г.

Методика предназначена для расчета выбросов вредных веществ с газообразными продуктами горения при сжигании твердого топлива, мазута и газа в топках действующих промышленных и коммунальных котлоагрегатов и бытовых теплогенераторов (малометражные отопительно-варочные аппараты, печи).

1. Расчет выбросов твердых частиц летучей золы и недогоревшего топлива (т/год, г/с), выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами котлоагрегата в единицу времени при сжигании твердого топлива и мазута, выполняется по формуле

$$M_{T_B} = B A^z f (1 - \beta_3), \quad (1)$$

где

B - расход топлива, т/год, г/с;

A^z - зольность топлива на рабочую массу, %;

β_3 - доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях;

$f = Q_{YH} / (100 - \Gamma_{YH})$;

Q_{YH} - доля золы топлива в уносе, %;

Γ_{YH} - содержание горючих в уносе, %.

Значения A^z , Γ_{YH} , Q_{YH} , β_3 принимаются по фактическим средним показателям; при отсутствии этих данных A^z определяется по характеристикам сжигаемого топлива (см.приложение I), β_3 - по техническим данным применяемых золоуловителей, а f - по табл.I.

2. Расчет выбросов окислов серы в пересчете на SO_2 (т/год, т/ч, г/с), выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами котлоагрегатов в единицу времени, выполняется по формуле

$$M_{SO_2} = 0,02 B S^z (1 - \beta'_{SO_2})(1 - \beta''_{SO_2}), \quad (2)$$

где

B - расход, т/год, т/ч, г/с (твердого и жидкого топлива); тыс. m^3 /год, тыс. m^3 /ч, л/с (газообразного топлива);

S^z - содержание серы в топливе на рабочую массу, %, (для газообразного топлива в кг/100 m^3);

β'_{SO_2} - доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива, принимается при сжигании сланцев эстонских и ленинградских равной 0,8; остальных сланцев - 0,5; для углей Канско-Ачинского бассейна - 0,2 (для березовских - 0,5); для торфа - 0,15; экибастузских углей - 0,02; прочих углей - 0,1; мазута - 0,02; газа - 0,0;

β''_{SO_2} для окислов серы, улавливаемых в золоуловителе, принимается равной нулю для сухих золоуловителей, для мокрых - в зависимости от щелочности орошающей воды.

При наличии в топливе сероводорода расчет выбросов дополнительного количества окислов серы в пересчете на SO_2 ведется по формуле

$$M_{SO_2} = 1,88 \cdot 10^{-2} / H_2S I, \quad (3)$$

где $H_2S I$ - содержание сероводорода в топливе, %.

3. Расчет выбросов окиси углерода в единицу времени (т/год, г/с) выполняется по формуле

$$M_{CO} = 0,001 C_{CO} B (1 - \frac{\varphi_4}{100}), \quad (4)$$

где B - расход топлива, т/год, $m^3/\text{год}, g/c, л/c$;

C_{CO} - выход окиси углерода при сжигании топлива, в кг на тонну или на m^3 топлива. Рассчитывается по формуле

$$C_{CO} = \varphi_3 R Q_i^z; \quad (5)$$

φ_3 - потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, %;

R - коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания окиси углерода, принимается для твердого топлива - 1,0; газа - 0,5; мазута - 0,65;

Q_i^z - низшая теплота сгорания натурального топлива, $MJ/kg, MJ/m^3$;

φ_4 - потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива, %.

При отсутствии эксплуатационных данных значения φ_3 , φ_4 принимаются по табл. 2.

Ориентировочная оценка выброса окиси углерода M_{CO} (т/год, г/с) может проводиться по формуле

$$M_{CO} = 0,001 B Q_i^z K_{CO} (1 - \frac{\varphi_4}{100}), \quad (6)$$

где K_{CO} - количество окиси углерода, образующееся на единицу тепла, выделяющегося при горении топлива, $kg/10^6 kJ$; принимается по табл. I.

4. Расчет выбросов окислов азота.

Количество окислов азота (в пересете на NO_2), выбрасываемых в единицу времени (т/год, г/с), рассчитывается по формуле

$$M_{NO_2} = 0,001 B Q_i^z K_{NO_2} (1-\beta), \quad (7)$$

где

B - расход натурального топлива за рассматриваемый период времени, т/год, тыс. m^3 /год, г/с, л/с;

Q_i^z - теплота сгорания натурального топлива, МДж/кг, MJ/m^3 ;

K_{NO_2} - параметр, характеризующий количество окислов азота, образующихся на 1 ГДж тепла, кг/ГДж;

β - коэффициент, учитывающий степень снижения выбросов окислов азота в результате применения технических решений.

Значение K_{NO_2} определяется по графикам рис. I и 2 для различных видов топлива в зависимости от номинальной нагрузки котлоагрегатов. При нагрузке котла, отличающейся от номинальной, K_{NO_2} следует умножить на $(Q_p/Q_n)^{0,25}$ или на $(D_p/D_n)^{0,25}$,

где Q_n, Q_p - соответственно номинальная и фактическая теплопроизводительность, кВт, Гкал;

D_n, D_p - соответственно номинальная и фактическая паропроизводительность, т/ч.

Если имеются данные по содержанию окислов азота в дымовых газах (%), то выброс (кг/год) вычисляется по формуле

$$M_{NO_x} = 20,4 C_{NO_x} V B (1 - \frac{\beta}{100}), \quad (8)$$

где C_{NO_x} - известное содержание окислов азота в дымовых газах, %.

Значения C_{NO_x} (mg/m^3) для маломощных котлов приведены в табл. 3.

V - объем продуктов сгорания топлива при d_{yx} , m^3/kg ;

$V = V_r^o d_{yx}$; значения V_r^o для некоторых топлив даны в приложении 1. Для газообразного топлива V_r^o определяется по данным Приложения 2.

B - расход топлива, т/год, тыс. m^3 /год.

Для расчета содержания окислов азота при сжигании мазута и газа на стадии проектных разработок рекомендуется следующий метод.

Необходимыми исходными данными для расчета содержания окислов азота являются:

B' - расход топлива на горелку, кг/с для мазута, m^3/s для газа. Если расход на горелку известен в т/ч или в $1000 m^3/\text{ч}$, то эта величина делится на 3,6;

d_f - диаметр амбразуры горелки (свободное сечение), м;
 α_f - коэффициент избытка воздуха в горелке;
 а также информация о наличии или отсутствии подогрева
 воздуха, подаваемого на горение.

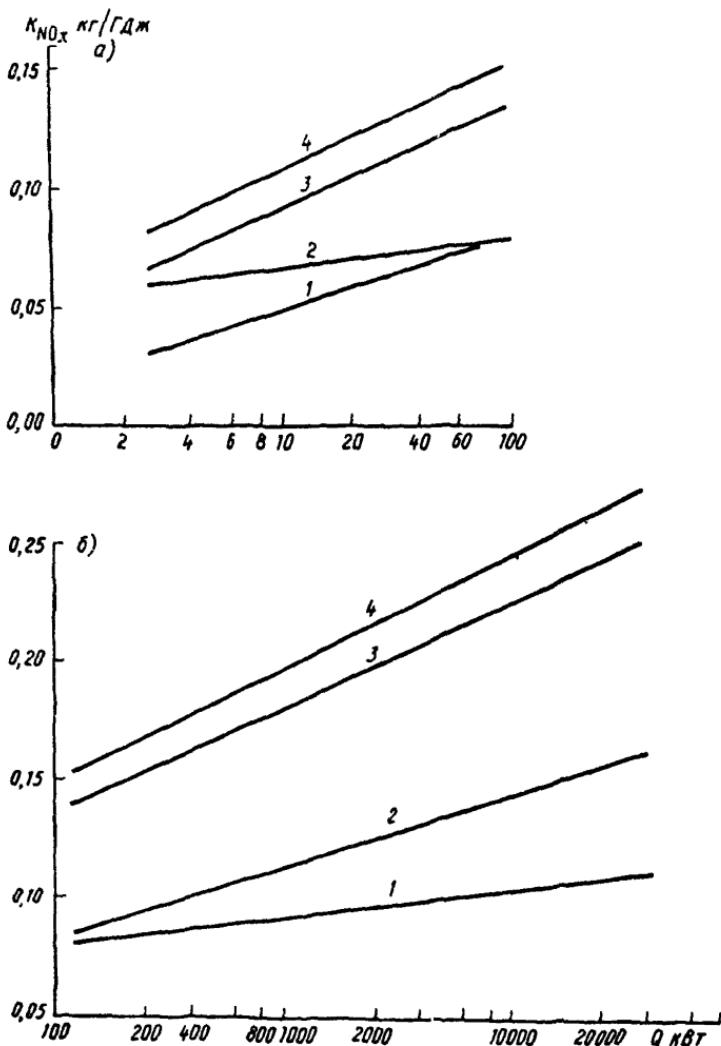


Рис. I. Зависимость K_{NO_x} от тепловой мощности котлоагрегата для различных топлив при Q от 0 до 100 кВт (а) и Q от 100 кВт и более (б):
 1 - природный газ, мазут; 2 - антрацит; 3 - бурый уголь, 4 - каменный уголь

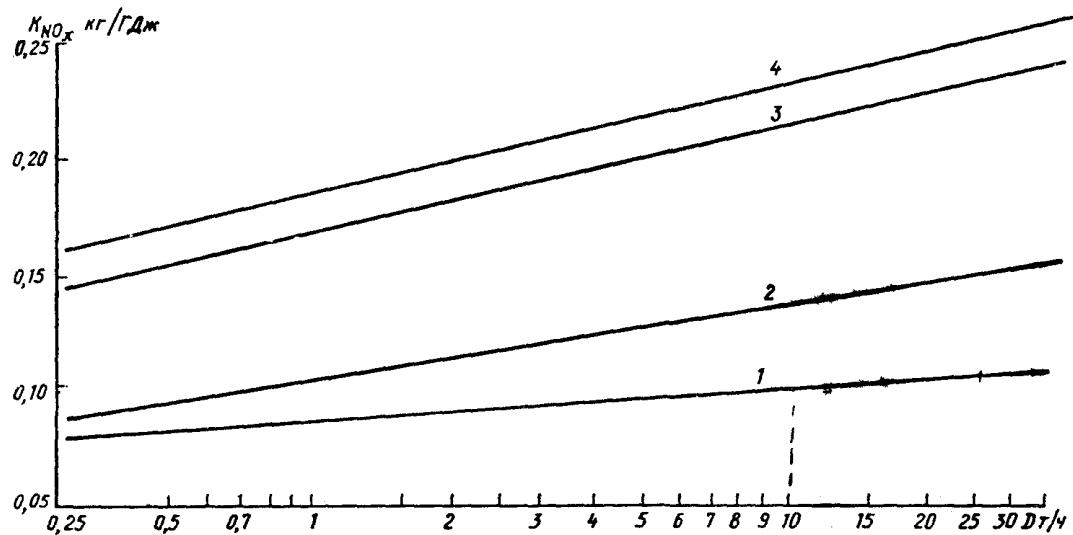


Рис. 2. Зависимость K_{NO_x} от паропроизводительности котлоагрегата для различных топлив:
 1 - природный газ, мазут, 2 - антрацит, 3 - бурый уголь, 4 - каменный уголь

Расчет содержания окислов азота в дымовых газах проводится в следующем порядке:

1. На диаграмме рис. 3 на шкале, обозначенной как d_r (диаметр горелки), берется точка, соответствующая диаметру амбразуры горелки (м), и из нее проводится вертикальная линия (на рис.3 она показана стрелкой 1).

2. После этого на шкале, обозначенной B' (расход газа или мазута на горелку), берется точка, соответствующая расходу топлива на горелку в кг/с для мазута или в $\text{м}^3/\text{с}$ для газа, и проводится кривая, параллельная нарисованная, до пересечения с прямой 1 (на рис.3 эта кривая показана стрелкой 2).

3. Из точки пересечения первой и второй линий проводится горизонтальная прямая (на рис.3 она показана стрелкой 3) до пересечения с той кривой, которая соответствует имеющимся условиям. Возможны варианты сжигания газа в смеси с холодным воздухом, сжигание газа при наличии подогрева воздуха, сжигание мазута с холодным воздухом и сжигание мазута с подогретым воздухом. (На рис.3 стрелка 3 проведена до прямой, отвечающей сжиганию газа с холодным воздухом.) Из точки пересечения прямой 3 с кривой опускается вертикаль до шкалы NO (концентрация окислов азота в об. % при $d_r=1$). На рис. 3 – прямая 4.

В случае, если коэффициент избытка воздуха в горелках $\alpha_r \neq 1$, то проводится пересчет полученной концентрации окислов азота по формуле

$$|NO_x'| = |NO_x| K_{\alpha}, \quad (9)$$

где $|NO_x'|$ – концентрация окислов азота при $\alpha_r \neq 1$, об. %;

$|NO_x|$ – концентрация окислов азота при $\alpha_r = 1$, об. %;

K_{α} – поправочный коэффициент, определяемый по графику рис.4.

Значения $|NO_x'|$ могут быть пересчитаны в единицы $\text{г}/\text{м}^3$ продуктов сгорания топлива и в $\text{кг}/\text{ГДж}$ по формулам

$$C_{NO_2} = 20,4 |NO_x'| \text{ г}/\text{м}^3, \quad (10)$$

$$K_{NO_2} = 20,4 |NO_x'| \frac{V}{G} \text{ кг}/\text{ГДж}, \quad (11)$$

где V – объем продуктов сгорания единицы топлива при имеющихся условиях α_r , $\text{м}^3/\text{кг}$.

Рассмотрим пример расчета концентрации окислов азота в дымовых газах котла ДКБР-10-13, работающего на природном газе.

Исходные данные: топливо – природный газ. Расход топлива на горелку $B' = 0,17 \text{ м}^3/\text{с}$. Объем продуктов сгорания при $\alpha_r = 1$,

$$V' = 10,73 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

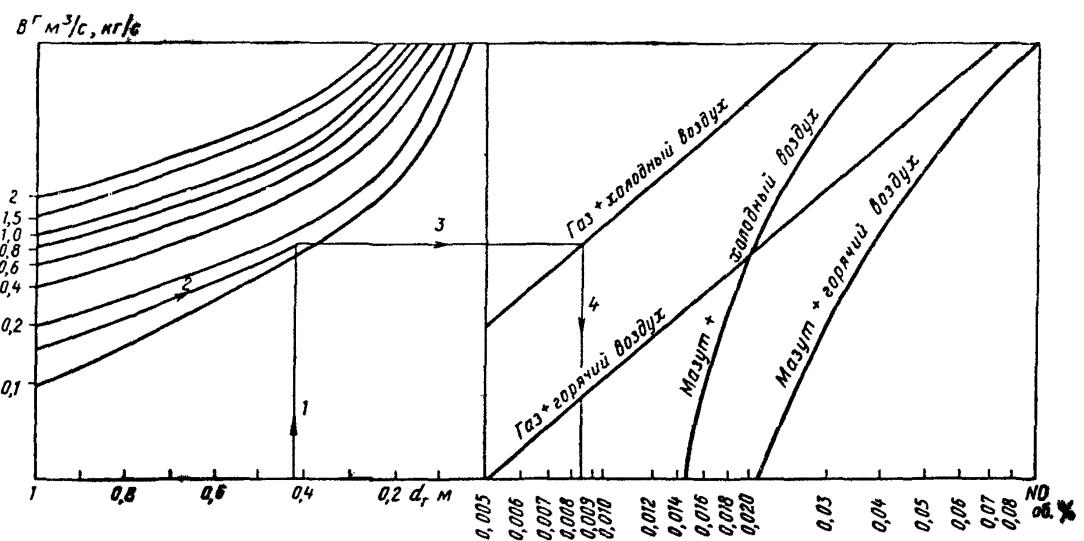


Рис. 3. Диаграмма для определения концентрации окислов азота в продуктах сгорания жидкого и газообразного топлива

Диаметр горелки $d_r = 0,42$ м. Коэффициент избытка воздуха в горелке $\alpha_r = 1,05$. Подогрева воздуха нет. Ход определения концентрации окислов азота в продуктах сгорания газа показан на рис.3 именно для этого случая. $|NO| = 0,0085 \text{ об. \%}$. По рис.4 определяем соответствующий $\alpha_r = 1,05$ коэффициент $K_\alpha = 1,07$.

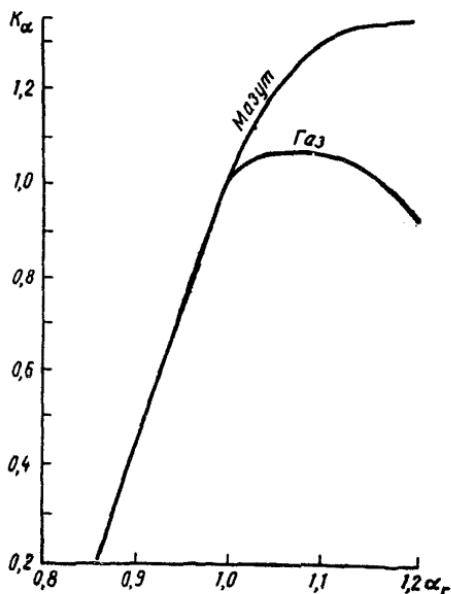


Рис.4. Гравировочный коэффициент K_α

Соответствующая концентрация окислов азота будет равна
 $C_{NO_2} = 0,0085 \cdot 1,07 \cdot 20,4 = 0,185 \text{ г/м}^3$.

Учитывая, что на котле установлены 2 горелки, получаем количество дымовых газов

$$10,73 \cdot 2 \cdot 0,17 \cdot 3600 = 13700 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Общий выброс окислов азота составит
 $13700 \cdot 0,185 = 2,54 \text{ кг/ч.}$

Таблица I

Значения коэффициентов f и K_{CO} в зависимости от типа топки и вида топлива

Тип топки	Вид топлива	f	K_{CO} кг/ГДж
С неподвижной решеткой и ручным забросом топлива	Бурые и каменные угли Антрациты: AC и AM APЦ	0,0023 0,0030 0,0076	1,9 0,9 0,8
С пневмомеханическими забрасывателями и неподвижной решеткой	Бурые и каменные угли Антрацит APЦ	0,0026 0,0088	0,7 0,6
С цепной решеткой прямого хода	Антрацит AC и AM	0,0020	0,4
С забрасывателями и цепной решеткой шахтная	Бурые и каменные угли Твердое топливо	0,0035 0,0019	0,7 2,0
шахтно-цепная	Торф кусковой	0,0019	1,0
Наклонно-переталкивания.	Эстонские сланцы	0,0025	2,9
Слоевые топки бытовых теплогенераторов	Дрова Бурые угли Каменные угли Антрацит, тоющие угли	0,0050 0,0011 0,0011 0,0011	14,0 16,0 7,0 3,0
Камерные топки	Мазут	0,010	0,32
Паровые и водогрейные котлы	Газ природный, попутный и коксовый	-	0,25
Бытовые теплогенераторы	Газ природный легкое жидкое (печное) топливо	- 0,010	0,08 0,16

Таблица 2

Характеристика топок котлов малой мощности

Вид топок и котлов	Топливо	d_f	$q_3 \%$	$q_4 \%$	Примечание
Топки с цепной решеткой Шахтно-цепные топки	Донецкий антрацит Торф кусковой	1,5-1,6 1,3	0,5 1,0	13,5/10 2,0	d_f -коэффициент избытка воздуха; меньшие значения - для парогенераторов
Топки с пневмомеханическим забрасывателем и цепной решеткой прямого хода	Угли типа кузнецких Угли типа донецкого Бурые угли	1,3-1,4 1,3-1,4 1,3-1,4	0,5-I 0,5-I 0,5-I	5,5/3 6/3,5 5,5/4	$D > 10 \text{ т/ч}$
Топки с пневмомеханическими забрасывателями и цепной решеткой обратного хода	Каменные угли Бурые угли	1,3-1,4 1,3-1,4	0,5-I 0,5-I	5,5/3 6,5/4,5	q_4 - большие значения - при отсутствии средств уменьшения уноса;
Топки с пневмомеханическими забрасывателями и неподвижной решеткой	Донецкий антрацит Бурые угли типа подмосковных городицких угли типа кузнецких	1,6-1,7 1,4-1,5 1,4-1,5	0,5-I 0,5-I 0,5-I	13,5/10 9/7,5 5,5/3	меньшие - при остром дутье и наличии возврата уноса, а также для котлов производительностью 25, 35 т/ч
Шахтные топки с наклонной решеткой	Дрова, дробленые отходы, опилки, торф кусковой	1,4	2	2	
Топки скоростного горения	Дрова, щепа, опилки	1,3	1	4/2	

Слоевые топки котлов паро- производительностью более 2 т/ч	Эстонские сланцы	1,4	3	3	
Камерные топки с твердым шлакоудалением	Каменные угли	1,2	0,5	5/3	
	Бурые угли	1,2	0,5	3/1,5	
	Фрезерный торф	1,2	0,5	3/1,5	
Камерные топки	Мазут	1,1	0,5	0,5	
	Газ (природный, попутный)	1,1	0,5	0,5	
	Доменный газ	1,1	1,5	0,5	

13

Таблица 3.

Образование токсичных веществ в процессе выгорания топлив в
отопительных котлах мощностью до 85 кВт

Тип котла	Топливо	Режим горения	Количество образующегося вещества			
			C ₂₀ H ₁₂ мкг/100 м ³	NO ₂ мг/м ³	NO мг/м ³	CO %
1	2	3	4	5	6	7
КС-2	Каменный уголь	Начало выгорания	8,97	5	205	-
	То же	Основной период горения	33,55	25	180	-

Продолжение табл.3

1	2	3	4	5	6	7
КЧМ-3 (7 секций)	Антрацит	Розжиг дров	III,2	6-8	II0	-
	"	Догорание дров	346,1	30-40	70-80	
	"	Начало погрузки	I3,6	I0	I20	0,II
	"	угля				
	"	Конец погрузки	53,6	20	II0	0,28
	"	Основной период	I7,2+I3,4	30	I00	0,08
		горения				
КС-2	Дрова	Разгорание дров	97,4	8-10	90-II0	
	"	Догорание дров	2I4,6	25-45	60-80	
КЧМ-3 (7 секций)	Природный газ	$\alpha = 1,20$	8+2	25	I40	0,008
	То же	$\alpha = 1,40$	0	35	I50	0
	"	$\alpha = 1,80$	0	50	I50	0
КЧМ-3 (7 секций)	Природный газ	$\alpha = 2,20$	0	60	I60	0
	То же	$\alpha = 2,8$	0	80	I80	0,065
КС-3	ТИБ	$\alpha = 1,25$	60	25	250	0,07
	Легкое жидкое топливо , В=5 кг/ч	$\alpha = 1,40$	350	80	I40	0,02

Приложение I

Характеристика твердых топлив *

Бассейн, месторождение, топливо	Марка угля	W^z %	A^z %	S^z %	Q_t^z ккал/кг	V_r^o м ³ /кг
1	2	3	4	5	6	7
У р а л						
Кизеловский бассейн	ГР, ГМСШ	6,0	31,0	6,1	4680	5,61
Челябинский бассейн	БЗ	17,0	29,9	1,0	3380	4,07
Булашское месторождение	ГБР	9,0	22,8	0,8	4970	5,83
Дальне-Булашское месторождение	ГР	8,5	18,3	1,7	5370	6,31
Веселовское-Богословское	БЗР	22,0	28,9	0,2	2630	3,31
Волчанское	БЗР	22,0	31,2	0,2	2540	3,12
Егоршинское	ТР	8,0	28,1	1,9	4910	5,83
Южно-Уральский бассейн	БГР	56,0	6,6	0,7	2170	2,93
К а з а х с к а я С С Р						
Карагандинский бассейн	КР, К2Р	8,0	27,6	0,8	5030	5,83
	КСШ, К2СШ	8,0	29,4	0,8	4820	5,63
	К, К2	10,0	20,7	0,8	5470	6,44
Куучекинское месторождение	К2Р	7,0	40,9	0,7	3960	4,83
Экибастузский бассейн	ССР	7,0	32,6	0,7	4510	5,25
Ленгерское месторождение	БЗР, БЭСШ	29,0	14,2	1,8	3650	4,49
Тургайский бассейн	Б2	37,0	11,3	1,6	3140	3,93
Кышмурунское месторождение	Б2	36,0	11,5	0,5	3150	3,90
Приозерное						

Продолжение приложения I

1	2	3	4	5	6	7
Кузнецкий бассейн	ДР, ДСШ	12,0	13,2	0,4	5460	6,42
	ГР, ГМ, ГСШ	8,0	14,3	0,5	6030	7,00
	Г промпрод.	12,0	23,8	0,5	4780	5,73
	ССР	6,0	14,1	0,6	6550	7,66
	ОС, промпрод.	7,0	27,9	0,8	5200	6,30
	ОС, шлам	21,0	16,6	0,4	5010	5,97
	СС2ССМ	9,0	18,2	0,4	5900	6,85
	ТОМСШ	7,0	18,6	0,6	6000	6,94
	СС1ССМ	9,0	18,2	0,3	5630	6,58
Горловский бассейн	АР	10,0	11,7	0,4	6220	7,04
Инское шахтоуправление	ДКО	8,5	7,3	0,3	6200	7,28
	ДМ	10,0	10,8	0,3	5820	6,86
	ДСШ, ДР	11,0	10,7	0,3	5710	6,88
Шахта им. Ярославского	ДСШ	12,0	13,2	0,4	5470	6,44
Кольчугинское шахтоуправление	ДР, ДСШ	10,0	13,5	0,4	5580	6,54
Шахты: Полысаевская	ГКОМ	6,0	7,5	0,4	6630	7,79
	ГМ, ГСШ	8,0	14,7	0,5	5960	6,88
Октябрьская	ГР, ГМ, ГСШ	8,0	11,0	0,4	6160	7,17
Кузнецкая	ГМ, ГСШ	8,0	10,6	0,4	6160	7,18
	ГР	9,0	13,6	0,3	5760	6,77
"Пионерка"	ГР	7,5	22,7	0,4	5410	6,23
Распадская	ГР	6,5	15,4	0,6	6230	7,74
Байдаевская	ГР	7,0	12,1	0,5	6240	7,39

Зыряновская	IP	9,5	13,6	0,4	5930	6,98
Новокузнецкая	IP	7,5	10,6	0,4	6410	7,48
ОФ "Комсомолец"	IP	7,5	15,7	0,6	5980	7,00
ОФ им. С.М. Кирова	IP+Г, промпр.	10,0	17,1	0,7	5550	6,60
ОФ Беловская	Г, промпр.	8,0	35,0	0,7	4500	5,43
ОФ Чертинская	Г, промпр.	8,0	34,0	0,6	4580	5,48
ОФ Красногорская	КГ, промпр.	7,0	27,0	0,5	5160	6,09
ОФ Зыбинка	КГ, промпр.	8,0	24,8	0,4	5270	6,23
ОФ Коксовая	K2, промпр.	9,0	28,2	0,3	4860	5,90
ОФ Северная	K2, промпр.	7,0	30,7	0,3	4810	6,02
ОФ Тайбинская	K2, промпр.	7,0	32,1	0,3	4950	5,66
ОФ Киселёвская	К, промпр.	8,0	32,7	0,3	4730	5,65
ОФ Судженская	K2, промпр.	7,5	27,8	1,0	5250	6,26
ОФ Томусинская	К, промпр.	9,0	33,7	0,3	4440	5,25
Шахта Судженская	CCP	6,0	14,1	0,6	6550	7,65
ОФ Акжарская	OC, промпр.	7,0	24,6	1,1	5370	6,61
Шахты: Бутовская	OC, 2ССР	8,0	24,8	0,4	5440	6,36
Ягуновская	CC2ССКО	6,0	8,5	0,4	7010	8,05
	CC2ССМ	6,0	11,3	0,4	6770	7,80
	CC2ССШ	8,0	13,8	0,4	6360	7,37
	TP	7,0	15,8	0,5	6240	7,33
Краснокаменская	CC2ССШ	5,5	12,3	0,4	6650	7,69
им. Б.И. Ленина	СС1ССРОК1	10,0	11,7	0,4	5580	6,56
	СС1ССРОК11	19,0	16,2	0,3	4100	4,66
	СС2 ССР	8,0	14,7	0,4	6270	7,34
им. Шевякова	СС1ССРОК1	11,0	16,0	0,4	5670	6,68
	СС2ССР	10,0	24,3	0,3	5180	6,11

Продолжение приложения I

1	2	3	4	5	6	7
им. Вахрушева	СС2ССР	6,0	14,1	0,3	6510	7,51
Киселёвская	СС1ССР	8,0	15,6	0,4	5810	6,73
Северная	СС1ССР	9,0	14,6	0,3	6060	7,06
Южная	СС1ССМ	7,0	13,0	0,3	6230	7,25
	СС1СССШ	9,0	15,5	0,3	5860	6,79
им. Болкова	СС1ССР	9,0	19,1	0,3	5580	6,48
Щуптулепская	ТОМСШ	8,0	18,4	0,6	5950	6,68
им. Орджоникидзе	ТОМСШ	7,0	19,5	0,6	5930	6,82
им. Дмитрова	ТОМСШ	6,0	22,6	0,7	5730	6,69
Бунгурское шахтоуправление	ТОМСШ	5,5	13,2	0,5	6560	7,54
Шахты: Листвянская	ТОМСШ	5,5	22,7	0,7	5670	6,53
Бунгурская	ТРОКТ	10,0	15,3	0,4	5650	6,56
Михайловский участок	TP	6,0	19,7	0,5	6020	6,93
Редаково	ТЛСШ	6,0	14,1	0,5	6400	7,44
"Красный углекоп"	ТЛСШ	5,0	11,4	0,4	6790	7,88
Шаганак	ДРОКИ	15,0	11,0	0,4	5110	6,03
Кузнецкий бассейн (открытая	ДРОКИІ	18,0	10,7	0,3	4550	5,43
добыча)	ГР, ГСШ	10,0	13,5	0,4	5800	6,88
	ГРОКІ	11,0	13,4	0,4	5480	6,45
	ГРОКІІ	17,0	16,6	0,3	4450	5,30
	КР	6,0	14,1	0,3	6530	7,55

Месторождения :

Уропское
Караканское
Новоказанское

Талдинское
Ерунаковское
Сибиргинское
Чумышское
Разрезы: Моховский

Колмогоровский

Байдиевский

ССИССР	10,0	II,7	0,4	6140	7,12
ССИССРОКI	12,0	II,4	0,4	5730	6,77
ССИССРОКII	19,0	I4,6	0,3	4350	5,20
ССИССР	8,0	I5,6	0,4	6160	7,15
СС2ССМСШ	8,0	I3,8	0,4	6190	7,22
СС2ССРОКI	10,0	I5,3	0,3	5720	6,69
ТМСШ, ГР	8,0	I3,8	0,4	6340	7,28
ТРОКI	9,0	I5,5	0,4	5900	6,85
ТРОКII	15,0	I8,7	0,3	4550	5,29
Д	16,6	8,3	0,2	5260	6,16
Д	17,3	II,2	0,2	4680	5,83
Д	13,0	I0,4	0,3	5430	6,41
Г, ГЖ	10,5	I0,7	0,4	6000	6,87
Г, ГЖ	8,0	8,3	0,4	6310	7,45
Г	8,0	9,7	0,5	6330	7,40
Т, А	8,0	20,7	0,3	5610	6,50
Т, А	6,0	I2,7	0,5	6620	7,56
ГРОКI	II,0	II,I	0,4	5610	6,62
ГРОКII	18,0	I2,3	0,3	4580	5,47
ДРОКI	12,0	I0,6	0,4	5420	6,38
ДРОКII	18,0	I0,7	0,3	4550	5,43
ГР	8,0	I2,0	0,5	6080	7,12
ДРОКI	18,0	I0,7	0,5	4660	5,78
ГР	8,0	9,2	0,4	6350	7,39
ГРОКI	10,5	9,0	0,4	5800	6,89
ГРОКII	15,0	I7,0	0,3	4660	5,51

Продолжение приложения I

1	2	3	4	5	6	7
Грамотеинский	IP, ГСШ	10,0	13,5	0,3	5400	6,81
Новосергиевский	CCI CCP	8,0	13,8	0,5	6150	7,11
	CCI CCPOKI	10,0	13,5	0,4	5710	6,66
	CC2 CCP	8,0	7,4	0,3	6480	7,94
Прохльевский	CCI CCP	10,0	9,0	0,4	6360	7,38
	CCI CCPOKII	23,0	11,6	0,3	4220	5,10
им. Вахрушева	CCI CCP	12,0	8,8	0,4	6090	7,05
Киселёвский	CCI CCP	8,0	7,4	0,4	6580	7,58
	CCI CCPOKI	10,0	9,0	0,4	6040	6,99
	CCI CCPOKII	20,0	8,0	0,3	4620	5,47
Черниговский	CCI CCP	10,0	17,1	0,4	5640	6,59
	CC2 CCP	9,0	13,6	0,4	6140	-7,14
	CC2CCMCSOKI	10,0	13,5	0,4	5920	6,95
	CCI CCPOKII	20,0	14,4	0,4	4330	5,14
	CC2CCMCS	8,0	13,8	0,3	6260	7,28
	CC2 CCPOKI	12,0	13,2	0,3	5710	6,67
	CCI CCPOKII	20,0	12,8	0,2	4380	5,21
им. 50 лет Октября	KP	6,0	9,4	0,4	6900	7,95
	CCI CCP	8,0	12,9	0,4	6370	7,34
	CC2 CCP	8,0	5,5	0,4	6540	7,98
	CC2CCMCS	8,0	7,4	0,4	6760	7,79
	CC2CCMCSOKI	11,0	7,1	0,4	6440	7,43
	CCI CCPOKII	22,0	11,7	0,3	4360	5,22

Томусинский	IP, ГРОКИ	9,0	14,6	0,5	5810	7,07
	KP	5,0	14,2	0,3	6610	7,65
	CC2CCP	10,0	14,4	0,4	6060	7,02
	CCIICCPOKII	20,0	16,0	0,2	4100	5,01
	KP	6,0	15,0	0,3	6470	7,48
Междуреченский	CC2CCP	8,0	15,6	0,3	6160	7,21
	CC2CCPOKI	10,0	15,3	0,3	5800	6,83
	CC2CCШ	10,0	18,0	0,3	5740	6,73
	CCIICCPOKII	15,0	17,0	0,3	4640	5,59
Сибиргинский	CC2CCP	6,5	16,8	0,3	6120	7,17
	CC2CCPOKI	10,0	16,2	0,3	5660	6,56
	CCIICCPOKII	18,0	16,4	0,2	4460	5,40
Листвинский	TPOKI	8,0	18,4	0,5	5820	6,68
	TPOKII	15,0	18,7	0,4	4420	5,03
	TP, ТМСШ	8,0	17,5	0,3	6050	6,94
Красногорский	TPOKI	10,0	17,1	0,3	5720	6,67
	TPOKII	13,0	18,3	0,3	4870	5,95
Краснобродский	TP, ТМ, ТСШ	7,0	9,3	0,4	6790	7,63
	TPOKI	8,0	9,2	0,4	6390	7,43
Канско-Ачинский бассейн						
Ирша-Бородинский разрез	E2P	33,0	6,7	0,2	3700	4,53
Назаровский разрез	E2P	39,0	7,3	0,4	3110	3,92
Берёзовское месторождение	E2	33,0	4,7	0,2	3740	4,62
Барандацкое	E2	37,0	4,4	0,2	3540	4,38
Лягатское	E1	40,5	6,8	0,4	3060	3,83
Боготольское	E1	44,0	6,7	0,5	2820	3,59

Продолжение приложения I.

	1	2	3	4	5	6	7
	Абанско ^е месторождение	Б2	33,5	8,0	0,3	3520	4,35
	Большесырское	Б3	24,0	6,1	0,2	4550	5,50
	Минусинский бассейн	ДР, ДМСШ	14,0	17,2	0,5	4800	5,68
	Черногорский разрез	ДР	14,0	14,6	0,5	4910	5,81
	Ильховское месторождение	ДР	14,0	17,2	0,5	4800	5,78
	Аскизское	Д	9,0	17,9	0,6	5500	6,53
	Байское	Д	14,0	12,9	0,5	5360	6,35
	Иркутский бассейн						
	Черемховское месторождение	ДР, ДМСШ	13,0	27,0	1,0	4270	5,07
	Забитуйское	ДР	8,0	23,0	4,1	4980	5,98
2	Азейский разрез	БЭР	25,0	14,2	0,4	4040	4,82
	Тулунский	БЭР	26,0	12,6	0,4	3900	4,77
	Мугунское месторождение	Б3	22,0	14,8	0,9	4180	5,14
	Каохемское	ГР	5,0	12,4	0,4	6300	7,40
	Элегестинское	Ж	7,0	8,4	0,6	7080	8,22
			Б у р я т с к а я С С Р				
	Гусиноозерское месторождение	БЭР	23,0	16,9	0,7	4020	4,87
	Холбольдинский разрез	БЭР	26,0	11,8	0,3	3830	4,64
	Баннгольское месторождение	Б3	23,0	15,4	0,5	4310	5,16
	Никольское	Д, ДГ	6,0	18,2	0,4	5490	6,47
	Месторождения Северо-Восточных районов:						
	Сангарское	ДР	10,0	13,5	0,3	5790	6,80
	Джебарик-Хая	ДР	11,0	11,1	0,3	5500	6,50

Аркагалинское	ДР	19,0	12,2	0,2	4560	5,46
Верхне-Аркагалинское	Д	20,0	10,4	0,3	4620	5,54
Эрозионное	К	9,0	12,7	0,4	5580	6,59
Буор-Кемюсское	К	8,0	11,0	0,3	6510	7,53
Бухта Угольная	ГР	10,0	15,3	1,4	5770	6,73
Неронгрическое	ССР	7,0	16,7	0,2	5860	6,81
Анадырское	БЗР	22,0	13,3	0,6	4280	5,31
Кангаласское	Б2Р	32,5	10,1	0,2	3460	4,32
Согинское	К1	41,0	3,0	0,2	3340	4,14
Куларское	К1	51,0	12,2	0,1	1830	2,58
Данковское	К1	51,0	5,9	0,1	2200	2,98
Уяндинское	К1	50,0	12,0	0,1	1880	2,61
Дрова		40,0	0,6	-	2440	3,75
Мазут	Малосерн.	3,0	0,1	0,5	9620	II,48
"	Сернист.	3,0	0,1	1,9	9490	II,28
"	Высокосерн.	3,0	0,1	4,1	9260	IO,99
Стабилизир. нефть	-		0,1	2,9	9500	II,35
Дизельное топливо	-	-	0,025	0,3	10180	-
Солярное масло	-	-	0,02	0,3	10110	-
Моторное топливо	-	-	0,05	0,4	9880	-

* По данным ЗапСибНИИ. См. также: Энергетическое топливо СССР. (ископаемые угли, горючие сланцы, торф, мазут, горючий природный газ). Справочник. -М.:Энергия, 1979.

** При нормальных условиях.

Приложение 2

Состав природных газов некоторых газопроводов

Газопровод	Состав газа по объему, %											ρ , кг/м ³	
	CH ₄ метан	C ₂ H ₆ этан	C ₃ H ₈ пропан	C ₄ H ₁₀ бутан	C ₅ H ₁₂ пентан и бо- лее тя- желые	N ₂ азот	CO ₂	H ₂ S	SO ₂	CO	H ₂	Непре- дельные угле- водо- роды	Q _т сухо- го га- за кал/м ³
Природный газ													
Кумертау - Ишимбай -	81,7	5,3	2,9	0,9	0,3	8,8	0,1	-	-	-	-	-	8790 0,858
Магнитогорск													
Бухара-Урал	94,9	3,2	0,4	0,1	0,1	0,9	0,4	-	-	-	-	-	8770 0,758
Игрим-Цунга-	95,7	1,9	0,5	0,3	0,1	1,3	-	-	-	-	-	0,2	8710 0,741
Серов-Нижний Тагил													
Оренбург- Совхозное	91,4	4,1	1,9	0,6	-	0,2	0,7	-	-	-	-	1,1	9080 0,683
Попутные газы													
Каменный Лог- Пермь	38,7	22,6	10,7	2,7	0,7	23,8	-	0,8	-	-	-	-	10120 1,196
Яркино-Пермь	38,0	25,1	12,5	3,3	1,3	18,7	1,1	1,1	-	-	-	-	11200 1,196
Тюменское место- рождение	88- 92	0,8- 2,5	2,5- 3,5	1,5- 3,5	0,2- 0,6	2,5- 5,8	0,1- 0,5	-	-	0,2- 0,6	-	-	8400- 9200
Промышленные газы													
Газ доменных печей, работающих на коксе с добав- кой природного газа	0,3	-	-	-	-	55,0	12,5	-	0,2	27,0	5,0	-	903 1,194
Газ коксовых печей	25,5	-	-	-	-	3,0	2,4	-	0,5	6,5	59,8	2,3	4050 0,424