

Л.В. Прокопова, Ю.В. Волков

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ
ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

ПРАКТИКУМ

Санкт-Петербург

2019

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

**«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ДИЗАЙНА»**

ВЫСШАЯ ШКОЛА ТЕХНОЛОГИИ И ЭНЕРГЕТИКИ

Кафедра теплосиловых установок и тепловых двигателей

Л.В. Прокопова, Ю.В. Волков

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ
ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
И ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ**

ПРАКТИКУМ

Санкт-Петербург

2019

УДК 621.1/3 (075)

ББК 31.3я7

П 804

Проконова Л.В., Волков Ю.В.

Экологические проблемы при производстве электрической и тепловой энергии: практикум / ВШТЭ СПбГУПТД. СПб., 2019.- 101 с.: ил. 18.

Практикум содержит методики расчетов поступления загрязняющих веществ в экосистемы. Представленные методики способствуют усвоению учебного материала по дисциплине «Экологические проблемы при производстве электрической и тепловой энергии».

Практикум предназначен для студентов всех форм обучения по направлению подготовки 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника», профиль «Технология производства электрической и тепловой энергии». Может представлять интерес для специалистов, занимающихся разработкой и эксплуатацией систем экологического контроля, а также для преподавателей, аспирантов и студентов технических высших учебных заведений.

Рецензенты: профессор кафедры энергетических установок (неядерных) ВУНЦ ВМФ «Военно-морская академия имени Адмирала Флота Советского Союза Н.Г. Кузнецова», д-р техн. наук, профессор В.В. Барановский; заведующий кафедрой промышленной теплоэнергетики ВШТЭ СПбГУПТД, канд. техн. наук, доцент С.Н. Смородин

Рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом ВШТЭ СПбГУПТД в качестве практикума.

©Высшая школа технологии и энергетики
СПбГУПТД, 2019

©Проконова Л.В., Волков Ю.В., 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. Базовые нормативные материалы по расчету загрязняющих веществ.....	6
2. Расчетное определение выбросов твердых частиц при сжигании органического топлива в топливоиспользующих установках	8
2.1. Расчет выбросов твердых частиц при сжигании в топках промышленных и коммунальных котлоагрегатов и бытовых теплогенераторов (аппараты, печи)	8
2.2. Расчет выбросов твердых частиц от котельных установок средней производительности ТЭС.....	9
2.3. Расчет выбросов твердых частиц для паровых котельных установок ТЭС производительностью свыше 75 т/ч	10
3. Расчетное определение выбросов оксидов азота от топливоиспользующих установок	11
3.1. Расчет выбросов оксидов азота при сжигании твердого топлива.....	11
3.2. Расчет массовых выбросов оксидов азота при сжигании газа и мазута.....	17
3.3. Расчет удельных выбросов оксидов азота при сжигании смеси топлив.....	22
3.4. Расчет выбросов оксидов азота от газотурбинных установок	24
4. Расчетное определение выбросов оксидов серы в атмосферу от котельных установок ТЭС	29
5. Расчетное определение выбросов оксида углерода	31
5.1. Выбросы оксида углерода для котлов любой производительности.....	31
5.2. Выбросы оксида углерода для котлов промышленных и бытовых котельных	31
5.3. Выбросы оксидов углерода для действующих котлов ТЭС.....	33
6. Расчетное определение выбросов оксидов ванадия.....	35
7. Расчетное определение выбросов бенз(а)пирена в атмосферу от топливоиспользующих установок	37
7.1. Расчет концентрации бенз(а)пирена в уходящих газах при сжигании твердого топлива.....	37
7.2. Концентрация бенз(а)пирена в уходящих газах при сжигании мазута.....	38
7.3. Концентрация бенз(а)пирена в уходящих газах котлов при сжигании газа.....	40
7.4. Выбросы бенз(а)пирена при сжигании смеси топлив.....	40
8. Расчет валового выброса диоксида углерода при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива.....	42

9.	Расчетное определение суммарного выброса вредных веществ при совместном сжигании различных видов топлива	44
10.	Расчет выбросов в атмосферу угольной пыли и золы от технологических объектов ТЭС	46
10.1.	Расчет выбросов в атмосферу угольной пыли от ТЭС, работающей на твердом топливе	46
10.2.	Расчет содержания в атмосфере пылевых частиц от золошлакоотвалов ТЭС.....	49
11.	Расчет выбросов углеводородов при хранении и перемещении мазута (нефти, дизельного топлива, бензина)	58
11.1.	Расчет выбросов углеводородов из цистерн при перемещении мазута.....	58
11.2.	Расчет выбросов углеводородов из мазутохранилищ	60
12.	Расчет теплового воздействия энергетических объектов на окружающую среду	62
13.	Расчет потребного количества кислорода при сжигании органического топлива на топливоиспользующих установках.....	69
14.	Расчет количества воды, поступающей в атмосферу от системы водоснабжения электростанции	71
15.	Расчет высоты дымовой трубы	77
16.	Расчет циклонов	81
	Библиографический список	86
	ПРИЛОЖЕНИЯ	87
	Приложение 1. Характеристика мазутов, используемых в России.....	87
	Приложение 2. Физические параметры воды и воздуха	89
	Приложение 3. Фракционный состав и плотность золы при пылеугольном сжигании топлива	91
	Приложение 4. Состав и свойства зол и шлаков ТЭС	91
	Приложение 5. Плотность влажного воздуха	95
	Приложение 6. Диаграмма влажного воздуха	96
	Приложение 7. Графики охлаждения воды и поправок на Δt для градирен	97
	Приложение 8. Основные характеристики водоуловителей	100

ВВЕДЕНИЕ

Стабильное развитие общества достигается за счет баланса между тремя составляющими устойчивости, а именно: окружающей средой, экономикой и самим обществом. Такой баланс считается необходимым условием для удовлетворения существующих потребностей без создания рисков для будущих поколений.

Цель настоящего практикума – обеспечить возможность расчета негативных последствий для выработки мер по защите окружающей среды и реагирования на изменяющиеся экологические условия в балансе при выработке тепловой и электрической энергии.

Постоянный экологический контроль может обеспечить руководство организации информацией для создания возможностей устойчивого развития посредством:

- защиты окружающей среды путем предотвращения или смягчения неблагоприятных экологических воздействий;
- смягчения потенциального неблагоприятного воздействия условий окружающей среды на организацию;
- оказания помощи в выполнении принятых на себя обязательств;
- улучшения экологических результатов деятельности;
- управления или влияния на методы проектирования, производства, поставки, потребления и утилизации продукции и услуг организации с применением концепции жизненного цикла, что может предотвратить экологическое воздействие от случайного отклонения на каком-либо этапе цикла;
- достижения финансовых и операционных преимуществ, которые могут быть результатом внедрения экологически значимых решений, направленных на укрепление позиции организации на рынке;
- доведения до соответствующих заинтересованных сторон экологической информации.

1. Базовые нормативные материалы по расчету загрязняющих веществ

Для расчетов выбросов в атмосферу загрязняющих веществ от топливо-использующих установок рекомендуется использовать, кроме нормативно-технических материалов, отраслевые (для энергетики) и межотраслевые базовые нормативные руководящие документы.

1. СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

2. ВНТП-81. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций.

3. ГОСТ Р 50831-95. Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования. - М.: Госстандарт, 1997.

4. РД 34.02.305-98. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС.

5. СО 153-34.02.304-2003. Методические указания по расчету выбросов оксидов азота с дымовыми газами котлов тепловых электростанций.

6. Методические указания по проектированию топочных устройств энергетических котлов / под ред. Э.Х. Вербовецкого и Н.Г. Жмерика - СПб.: ВТИ НПО ЦКТИ, 1996.

7. СО 153-34.02.316-2003 (РД 153-34.1-02.316-2003) Методика расчета выбросов бенз(а)пирена в атмосферу паровыми котлами электростанций.

8. РД 153-34.0-02.318-2001. Методические указания по расчету валового выброса двуоксида углерода в атмосферу из котлов тепловых электростанций и котельных.

9. СО 34.27.301-2001 (РД 153-34.1-27.301-2001). Методика испытаний золоулавливающих установок тепловых электростанций и котельных.

10. РД 34.02.103-98. Методика оценки технико-экономических показателей систем золошлакоудаления ТЭС с учетом экологических требований.

11. РД 52.04.52-85. Методические указания. Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях.

12. СО 153-34.02.105-2003. Отраслевая инструкция по экологическому обоснованию решений, принимаемых при проектировании ТЭС и котельных.

13. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 6 июня 2017 г. № 273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе».

14. Временные рекомендации «Фоновые концентрации вредных (загрязняющих) веществ для городских и сельских поселений, где отсутствуют регулярные наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха на период 2019 - 2023 гг.» (утверждены Росгидрометом 15.08.2018).

15. РД 34.02.102-91. Методические материалы к проведению оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) тепловых электростанций. Временная отраслевая инструкция о порядке проведения оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) при разработке технико-экономических обоснований (расчетов) и проектов строительства, реконструкции, расширения и технического перевооружения тепловых электрических станций. Уралтехэнерго.

16. РД 34.02.101-90. Экологический паспорт тепловой электростанции. Основные положения.

17. Вдовченко В.С. и др. Энергетическое топливо СССР. (Ископаемые угли, горючие сланцы, торф, мазут и горючий природ. газ): справочник. – М.: Энергоатомиздат, 1991.

18. Паровые котлы большой мощности. 20-90.07: отраслевой каталог. - М.: ЦНИИинформтяжмаш, 1990.

19. РД 153-34.0-02.303-98. Инструкция по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных.

20. РД 153-34.0-02.306-98 (СО 34.02.306-98). Правила организации контроля выбросов в атмосферу на тепловых электростанциях и в котельных.

2. Расчетное определение выбросов твердых частиц при сжигании органического топлива в топливоиспользующих установках

2.1. Расчет выбросов твердых частиц при сжигании в топках промышленных и коммунальных котлоагрегатов и бытовых теплогенераторов (аппараты, печи)

Расчет выбросов твердых частиц летучей золы и недогоревшего топлива, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами котлоагрегата при сжигании твердого топлива и мазута, выполняется по формуле

$$M_{ТВ} = B \cdot A^r \xi (1 - \eta), \text{ (т/год, г/с)}, \quad (2.1)$$

где B – расход топлива, т/год, г/с;

A^r – зольность топлива (в % на рабочую массу);

η – доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителе;

ξ – вспомогательная величина, определяемая по формуле

$$\xi = \frac{a_{уН}}{100 - \Gamma_{уН}}, \quad (2.2)$$

где $a_{уН}$ – доля золы топлива в уносе, %;

$\Gamma_{уН}$ – содержание горючего в уносе, %.

Значения A^r , $\Gamma_{уН}$, $a_{уН}$, η принимаются по фактическим средним показателям или техническим данным. Вспомогательная величина ξ приведена в таблице.

Вспомогательная величина ξ для котлов малой мощности

Тип топки	Топливо	ξ
С неподвижной решеткой и ручным забросом топлива	Бурые и каменные угли	0,0023
	Антрациты АС и АМ	0,0030
	АРШ	0,0078
С пневмомеханическими забрасывателями и неподвижной решеткой	Бурые и каменные угли	0,0026
	Антрацит АРШ	0,0088
С цепной решеткой прямого хода	Антрациты АС и АМ	0,0020
С забрасывателями и цепной решеткой	Бурые и каменные угли	0,0035
Шахтная	Твердое топливо	0,0019
Шахтно-цепная	Торф кусковой	0,0019
Наклонно-переталкивающая	Эстонские сланцы	0,0025

Тип топки	Топливо	ξ
Слоевые топки бытовых теплоагрегатов	Дрова	0,0050
	Бурые угли	0,0011
	Каменные угли	0,0011
	Антрацит, тощие угли	0,0011
Камерные топки: паровые и водогрейные котлы	Мазут	0,010
	Газ природный, попутный, коксовый	–
Бытовые теплогенераторы	Газ природный	–
	Легкое жидкое (печное топливо)	0,01

2.2. Расчет выбросов твердых частиц от котельных установок средней производительности ТЭС

Этот расчет рекомендован для котельных ТЭС, где установлены паровые котлы производительностью 30...75 т/ч и водогрейные котлы тепловой мощностью 35...58 МВт (30...50 Гкал/ч).

Суммарное количество твердых частиц (летучей золы и несгоревшего топлива) $M_{ТВ}$, поступающих в атмосферу с дымовыми газами котлов вычисляются по одной из двух формул:

$$M_{ТВ} = B \frac{A^r}{100 - \Gamma_{УН}} a_{УН} (1 - \eta_3), \text{ (г/с, т/ч) ;} \quad (2.3)$$

$$M_{ТВ} = 0,01 \cdot B \left(a_{УН} \cdot A^r + q_4 \frac{Q_i^r}{32,68} \right) (1 - \eta_3), \text{ (г/с, т/ч),} \quad (2.4)$$

где B – расход натурального топлива, г/с, т/ч;

A^r – зольность топлива (в % на рабочую массу);

$a_{УН}$ – доля золы топлива в уносе, %;

η_3 – доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях с учетом залповых выбросов;

$\Gamma_{УН}$ – содержание горючего в уносе, %;

q_4 – потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, %;

Q_i^r – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг;

32,68 – теплота сгорания углерода, МДж/кг.

Количество летучей золы (M_3), входящее в суммарное количество твердых частиц, уносимых в атмосферу, вычисляют по формуле

$$M_3 = 0,01B \cdot a_{yH} A^r (1 - \eta_3), \text{ (г/с, т/ч)}. \quad (2.5)$$

Количество твердых частиц (M_K), образующихся в топке в результате механического недожога топлива и выбрасываемых в атмосферу в виде коксовых остатков при сжигании твердого топлива

$$M_K = M_{TB} - M_3, \text{ (г/с, т/ч)}. \quad (2.6)$$

2.3. Расчет выбросов твердых частиц для паровых котельных установок ТЭС производительностью свыше 75 т/ч

Расчет выбросов твердых частиц для паровых котельных установок ТЭС производительностью свыше 75 т/ч и водогрейных котлов тепловой мощностью свыше 58 МВт (50 Гкал/ч) производится по формулам раздела 2.2. При этом величина a_{yH} и величина q_4 для твердого топлива берется согласно нормативному методу теплового расчета, а для мазута $q_4 = 0,02 \%$; величина A^r берется по табличным данным для топлива указанной марки.

3. Расчетное определение выбросов оксидов азота от топливоиспользующих установок

3.1. Расчет выбросов оксидов азота при сжигании твердого топлива

1) Для котлов малой мощности (менее 25 т/ч и менее 20000 кВт)

В пересчете на диоксид выбросы оксида азота вычисляют по формуле

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot B \cdot Q_i^r \cdot K_{NO_x} (1 - \beta), \quad (3.1)$$

где B – расход натурального топлива за расчетный период времени (год, месяц, сутки, час), т, тыс. м³;

Q_i^r – теплота сгорания натурального топлива, МДж/кг, МДж/м³;

K_{NO_x} – параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1 ГДж теплоты (кг/ГДж). Он определяется по рис. 3.1;

β – коэффициент, зависящий от степени снижения выбросов оксида азота в результате применения специальных технических решений.

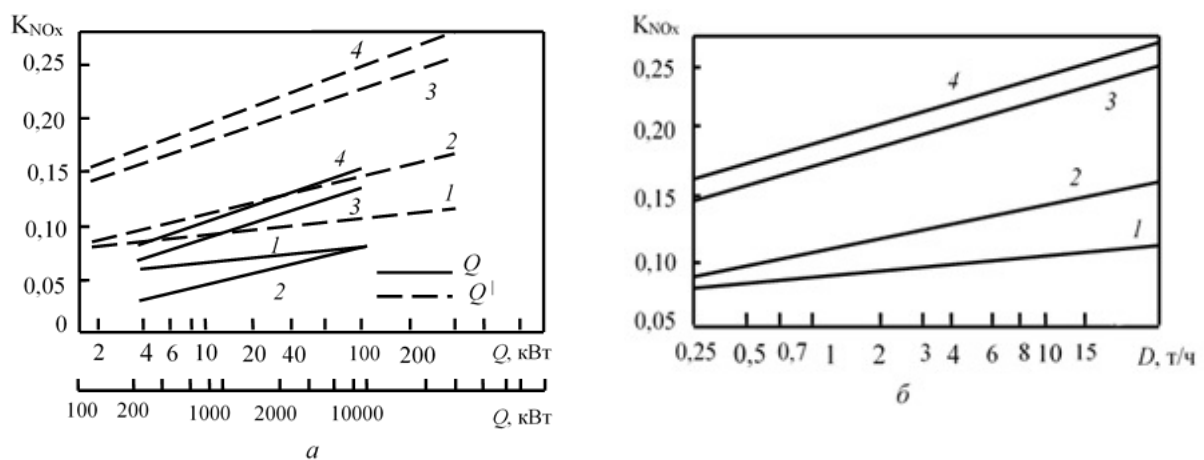


Рис. 3.1. Зависимость K_{NO_x} от тепловой мощности (а) и паропроизводительности (б) котла: 1 – природный газ; мазут; 2 – антрацит; 3 – бурый уголь; 4 – каменный уголь

2) Для котлов паропроизводительностью 30...75 т/ч и водогрейных котлов тепловой мощностью 35...58 МВт (30...50 Гкал/ч)

Для паровых котлов паропроизводительностью 30...75 т/ч и водогрейных котлов тепловой мощностью 35...58 МВт (30...50 Гкал/ч) суммарное количество оксидов азота NO_x в пересчете на NO_2 в г/с (т/ч), выбрасываемых в

атмосферу с дымовыми газами котла при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива

$$M_{NO_2} = B \cdot K_{NO_2} \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \beta_1 (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \left(1 - \eta_{аз} \frac{n_0}{n_k}\right) K_n, \quad (3.2)$$

где B – расход топлива, т у.т./ч, т у.т.;

K_{NO_2} – коэффициент, характеризующий выход оксидов азота; он вычисляется по эмпирическим зависимостям:

– для паровых котлов производительностью 30...75 т/ч

$$K_{NO_2} = 7,5 \frac{D_\phi}{50 + D_H}, \quad (3.3)$$

где D_H и D_ϕ – фактическая и номинальная производительность котла, т/ч;

– для водогрейных котлов производительностью 125...210 ГДж/ч (Гкал/ч)

$$K_{NO_2} = 2,5 \frac{Q_\phi}{84 + Q_H}, \quad (3.4)$$

где Q_H и Q_ϕ – номинальная и фактическая производительность котла, Гкал/ч

(при сжигании твердого топлива в формулы для K_{NO_2} вместо D_ϕ и Q_ϕ подставляются значения D_H и Q_H);

q_4 – потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, %;

β_1 – коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива. При сжигании твердого топлива значения β_1 вычисляются по формулам табл. 3.1 в зависимости от содержания азота в топливе на рабочую массу.

Таблица 3.1. Величина коэффициента β_1 для твердого топлива

Коэффициент избытка воздуха в топочной камере, α_T	Формулы пересчета (N^r – содержание азота, %)
$\alpha_T \leq 1,25$	$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot N^r$
$\alpha_T > 1,25$	$\beta_1 = (0,178 + 0,47 \cdot N^r) \frac{\alpha_T}{1,25}$

При использовании жидкого и газообразного топлива значение коэффициента β_1 принимают из табл. 3.2.

Таблица 3.2. Величина коэффициента β_1 для жидкого и газообразного топлива

Коэффициент избытка воздуха в топочной камере, α_T	Коэффициент β_1
$\alpha_T < 1,05$	1,0
$\alpha_T = 1,05 \dots 1,25$	0,9
$\alpha_T > 1,25$	0,75

При одновременном сжигании двух видов топлива и расходе одного из них более 90 % значение коэффициента β_1 следует принимать по основному виду топлива, в остальных случаях коэффициент β_1 определяют как средневзвешенное значение по топливу

$$\beta_1 = \frac{\beta_1' \cdot B' + \beta_1'' \cdot B''}{B' + B''}, \quad (3.5)$$

где β_1' , β_1'' и B' , B'' – соответственно, коэффициенты и расходы топлива для каждого вида на котел;

ε_1 – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов на выход оксидов азота в зависимости от условий подачи их в топку. При номинальной нагрузке и степени рециркуляции дымовых газов r менее 20 % коэффициент ε_1 принимается в соответствии с табл.3.3.

При нагрузке менее номинальной коэффициент ε_1 умножают на коэффициент f , определяемый по соотношению

$$f = 0,6 \frac{D_\Phi}{D_H} + 0,4; \quad (3.6)$$

r – степень рециркуляции дымовых газов, %;

β_2 – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок и равный: для вихревых горелок 1,0, для прямоточных горелок 0,85;

β_3 – коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления и равный: при твердом шлакоудалении 1,0, при жидком шлакоудалении 1,6;

Таблица 3.3. Величина коэффициента ε_1

Вид сжигаемого топлива, температурный уровень сжигания и место ввода газов рециркуляции	ε_1
При сжигании газа и мазута, и вводе газов рециркуляции: – в под топки (при расположении горелок на вертикальных экранах) – через ширмы под горелками – по наружному каналу горелок – в воздушное дутье и рассечку двух воздушных потоков	0,0025 0,015 0,025 0,035
При сжигании твердого топлива: 1) при высокотемпературном сжигании в топках с жидким шлакоудалением; при сжигании топлива с низшей теплотой сгорания $Q_i^r \geq 23,05$ МДж/кг в топках с твердым шлакоудалением при температуре факела $T_\phi \geq 1500$ °С; при вводе газов рециркуляции: – в первичную аэросмесь; – во вторичный воздух; 2) при низкотемпературном сжигании топлива с низшей теплотой сгорания $Q_i^r < 23,05$ МДж/кг в топках с твердым шлакоудалением при температуре факела $T_\phi < 1500$ °С	0,01 0,005 0,0

ε_2 – коэффициент, характеризующий уменьшение выбросов оксидов азота при двухступенчатом сжигании (при подаче воздуха помимо основных горелок, при условии сохранения общего избытка воздуха за котлом) определяется по рис. 3.2;

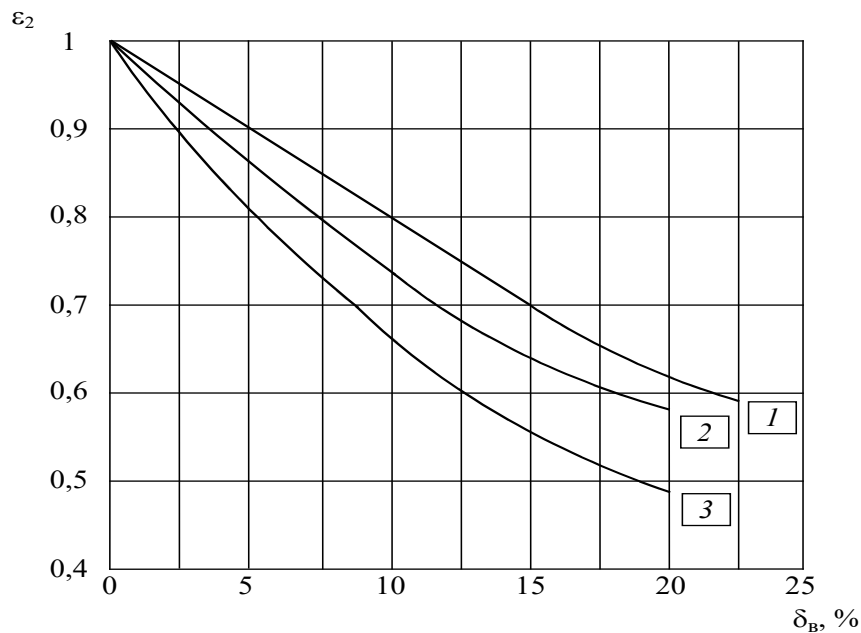


Рис. 3.2. Значение коэффициента ε_2 в зависимости от доли воздуха, подаваемого помимо основных горелок: 1 – мазут; 2 – уголь; 3 – газ

η_{AZ} – доля оксидов азота, улавливаемых в азотоочистной установке, %;

n_0, n_K – длительность работы очистной установки и котла, ч/год;

K_{Π} – коэффициент пересчета: при расчете валовых выбросов в граммах в секунду $K_{\Pi} = 0,278$, при расчете выбросов в тоннах $K_{\Pi} = 10^{-3}$.

3) Для котлов большой паропроизводительности (более 75 т/ч)

Расчетное количество массовых выбросов диоксидов азота с дымовыми газами паровых котлов тепловых электрических станций производительностью от 75 т/ч и выше, а также водогрейных котлов тепловой производительностью от 58 МВт (50 Гкал/ч) и выше рекомендуется определять по их удельным выбросам, при сжигании твердого топлива

$$M_{NO_2} = B_p \cdot Q_i^r \cdot K'_{NO_2}, \text{ (кг/с)}, \quad (3.7)$$

где M_{NO_2} – массовый выброс NO_2 , кг/с;

B_p – расчетный расход топлива, кг/с, м³/с;

Q_i^r – теплота сгорания топлива, МДж/кг, МДж/м³;

K'_{NO_2} – удельный выброс оксидов азота в пересчете на NO_2 , кг/МДж.

Величина K'_{NO_2} складывается из топливных $K_{NO_2}^{ТПЛ}$ и воздушных $K_{NO_2}^{ВЗД}$ оксидов азота

$$K'_{NO_2} = K_{NO_2}^{ТПЛ} + K_{NO_2}^{ВЗД}. \quad (3.8)$$

При этом необходимо учесть следующее.

При отсутствии рециркуляции дымовых газов через горелки формула расчета температуры газов в конце зоны активного горения ϑ''_{AR} (°C) имеет вид

$$\vartheta''_{AR} = \frac{100 - q_{4г} Q_i^r + Q_B}{(VC)_г} - \frac{(T''_{AR})^4 2,05 \cdot 10^{-10} a_T \cdot \psi \cdot F}{B_p \cdot (VC)_г}, \quad (3.9)$$

где Q_B – теплосодержание воздуха, поступающего через горелки, МДж/кг;

$(VC)_г$ – средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания 1 кг топлива, МДж/(кг·°C);

$q_{4г}$ – потери тепла от механической неполноты сгорания в конце зоны активного горения (по рекомендации [1] принимается 5 %);

q_4 – потери тепла от механической неполноты сгорания в топке (по рекомендации [1] принимается 2%);

T''_{AR} - температура за зоной активности горения, К;

$\psi \cdot F$ – произведение коэффициента эффективности на суммарную поверхность, ограничивающую зону активного горения, м²;

α_T – степень черноты топki в зоне максимального тепловыделения (определяется по нормативному методу).

Приведенное уравнение для ϑ''_{AR} решается методом последовательных приближений, так как в его правую часть входят $T''_{AR} = \vartheta''_{AR} + 273$. Для приблизительной оценки ϑ''_{AR} можно воспользоваться номограммой рис. 3.3.

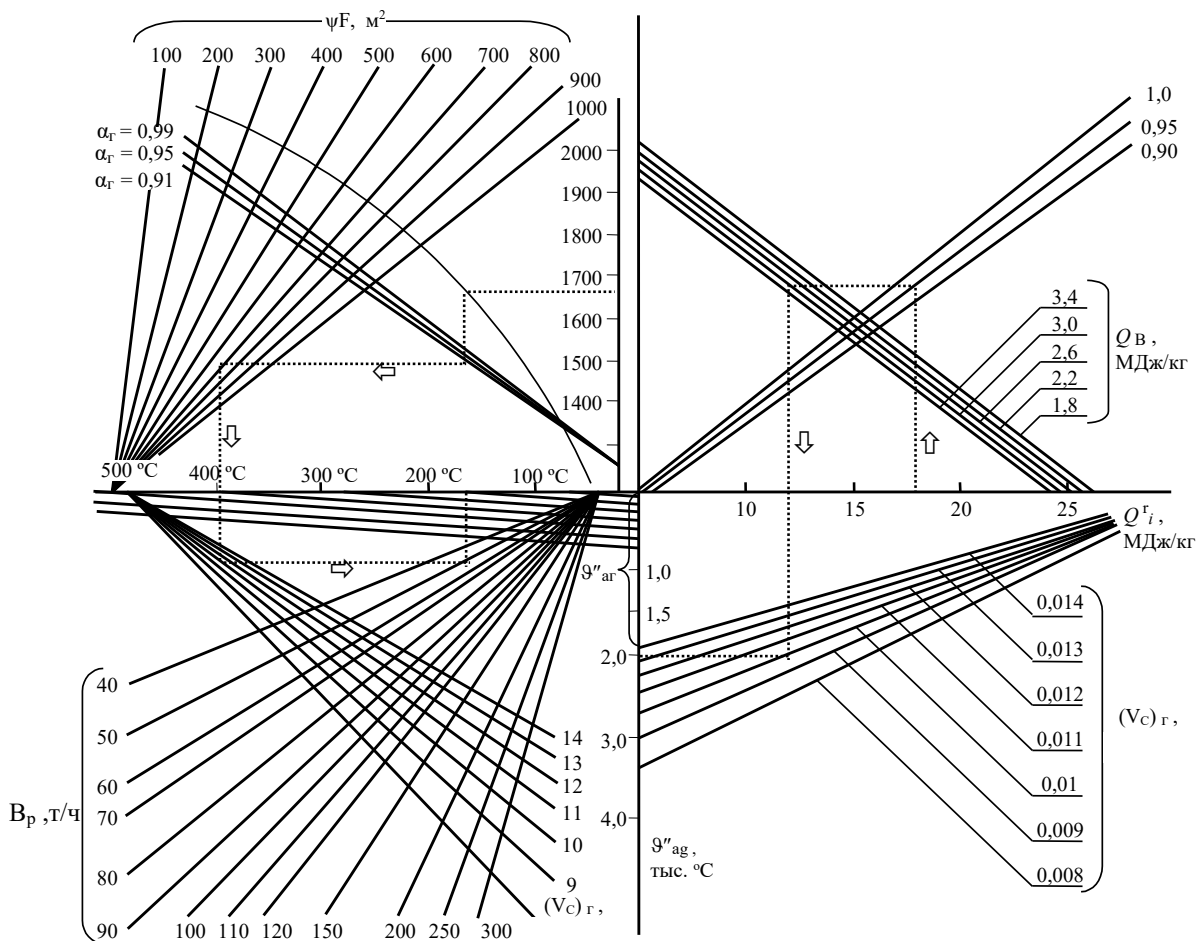


Рис. 3.3. Номограмма для оценки температуры за зоной активного горения

Если полученное значение отличается на 50 °C от предварительно выбранной величины T''_{AR} (ϑ''_{AR}), то надо сделать второе приближение. Можно

рассчитывать T''_{AR} по нормативному методу.

Уравнение для расчета $K_{NO_2}^{BЗД}$ справедливо в диапазоне коэффициентов избытка воздуха $1,05 \leq \alpha''_{AR} \leq 1,4$ и до температуры 2050 К. При $T''_{AR} < 1800$ К величиной $K_{NO_2}^{BЗД}$ можно пренебречь.

При известных температурах на выходе из зоны активного горения T''_{AR} и избытка воздуха за этой же зоной α''_{AR} величина воздушных оксидов азота может быть определена по табл. 3.4.

Таблица 3.4. Величина воздушных оксидов азота $K_{NO_2}^{BЗД}$ (г/МДж)

T''_{AR}, K	α''_{AR}								
	1,050	1,100	1,150	1,200	1,250	1,300	1,350	1,400	1,450
1800	0,005	0,007	0,009	0,010	0,011	0,012	0,013	0,014	0,014
1820	0,008	0,011	0,013	0,015	0,017	0,018	0,019	0,020	0,021
1840	0,012	0,017	0,020	0,023	0,025	0,026	0,028	0,029	0,031
1860	0,018	0,024	0,029	0,033	0,036	0,039	0,041	0,043	0,045
1880	0,026	0,036	0,043	0,048	0,053	0,057	0,060	0,063	0,066
1900	0,037	0,051	0,062	0,070	0,077	0,082	0,087	0,092	0,095
1920	0,054	0,074	0,089	0,100	0,110	0,118	0,125	0,131	0,137
1940	0,076	0,106	0,127	0,143	0,157	0,168	0,178	0,187	0,195
1960	0,108	0,149	0,179	0,203	0,222	0,238	0,252	0,265	0,276
1980	0,152	0,210	0,252	0,285	0,312	0,335	0,355	0,372	0,388
2000	0,212	0,292	0,351	0,417	0,435	0,467	0,495	0,520	0,542
2020	0,294	0,405	0,487	0,551	0,603	0,648	0,687	0,721	0,751

3.2. Расчет массовых выбросов оксидов азота при сжигании газа и мазута

Массовые выбросы оксидов азота при сжигании газа и мазута рассчитываются по их концентрациям

$$M_{NO_2} = B_P \cdot V_{CG} \cdot C_{NO_2}, \text{ (кг/с)}, \quad (3.10)$$

где V_{CG} – объем сухих дымовых газов, м³/кг (м³/м³) при том же коэффициенте избытка воздуха, что и C_{NO_2} ;

C_{NO_2} – концентрация оксидов азота, г/м³ в сухой пробе газа при стандартных условиях и при определенном коэффициенте избытка воздуха α (все расчеты концентрации NO_x рекомендуется пересчитывать на $\alpha=1,4$).

Объем сухих дымовых газов

$$V_{CF} = V_r^0 + (\alpha - 1)V^0 - V_{H_2O}^0, \quad (3.11)$$

где $V_r^0, V^0, V_{H_2O}^0$ – соответственно, объем дымовых газов, воздуха и водяных паров при стехиометрическом сжигании 1 кг (или м³) топлива, м³/кг (м³/м³). Для твердого и жидкого топлива

$$V^0 = 0,0889(C^r + 0,375 \cdot S_{op+k}^r + 0,265 \cdot H^r) - 0,0333 \cdot O^r; \quad (3.12)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^r + 0,0124 \cdot W^r + 0,0161 \cdot V^0; \quad (3.13)$$

$$\begin{aligned} V_r^0 &= V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 = \\ &= 1,866 \frac{C^r + 0,375 \cdot S_{op+k}^r}{100} + 0,79 \cdot V^0 + 0,8 \frac{N^r}{100} + V_{H_2O}^0, \end{aligned} \quad (3.14)$$

где $C^r, S_{op+k}^r, H^r, O^r, N^r$ – соответственно, содержание углерода, серы (органической и колчеданной), водорода, кислорода и азота в рабочей массе топлива, %;

W^r – влажность рабочей массы топлива, %.

Для газообразного топлива

$$V^0 = 0,0476 \left[0,5 \cdot CO + 0,5 \cdot H_2 + 1,5 \cdot H_2S + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n - O_2 \right]; \quad (3.15)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \left[H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} C_m \cdot H_n + 0,124 \cdot d_{г.тл} \right] + 0,0161 \cdot V^0; \quad (3.16)$$

$$V_2^0 = 0,01 [CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_m H_n] + 0,79V^0 + \frac{N_2}{100} + V_{H_2O}^0, \quad (3.17)$$

где $CO, CO_2, H_2S, C_m H_n, N_2, O_2$ – соответственно, содержание оксида углерода, диоксида углерода, сероводорода, углеводородов, азота и кислорода в исходном топливе (м³/м³) при 273 К и 101,3 кПа;

m и n – число атомов углерода и водорода, соответственно.

Химический состав топлива берется по заданным лабораторными определениями величинам

$$K_{NO_2} = \frac{C_{NO_2} V_{CF}}{Q_i^r}; \quad C_{NO_2} = \frac{K_{NO_2} Q_i^r}{V_{CF}}. \quad (3.18)$$

Расчетная концентрация оксидов азота определяется выражениями:

– для газа

$$C_{NO_x} = C_{NO_x}^{ИСХ} \cdot K_{ГВ} \cdot K'_\alpha \cdot K_r \cdot K_{3Г}^{0,88} \cdot K_{СТ} \cdot K_{НС} \cdot K_{ВЛ} \cdot K_N; \quad (3.19)$$

– для мазута

$$C_{NO_x} = (C'_{NO_x} \cdot K_{3Г}^{0,62} + C''_{NO_x} \cdot K''_\alpha) K_{ГВ} \cdot K'_\alpha \cdot K_r \cdot K_{СТ} \cdot K_{НС} \cdot K_{ВЛ} \cdot K_N, \quad (3.20)$$

где $C_{NO_x}^{ИСХ}$ – исходная концентрация оксидов азота, мг/м³, определяемая конструкцией топочной камеры и горелочных устройств (в диапазоне $0,5 \leq q_{ЛГ} \leq 3,0$ МВт/м²) с учетом масштабного коэффициента тепловой производительности K_M при номинальной нагрузке и $\alpha = 1,02$:

– при сжигании газа

$$C_{NO_x}^{ИСХ} = 613(\varphi_G \cdot q_{ЛГ})^{0,88} \cdot K_M; \quad (3.21)$$

– при сжигании мазута

$$C_{NO_x}^{ИСХ} = C'_{NO_x} + C''_{NO_x}; \quad (3.22)$$

$$C'_{NO_x} = 632(\varphi_G \cdot q_{ЛГ})^{0,62} K_M; \quad (3.23)$$

$$C''_{NO_x} = 220(N^r - 0,25) K_M, \quad (3.24)$$

где $q_{ЛГ}$ – тепловая нагрузка лучевоспринимающей поверхности зоны активного горения

$$q_{ЛГ} = \frac{Q_i^r \cdot B_p}{2(a_{ТП} \cdot b_{ТП}) z_{ЯР} \cdot h_{ЯР} + 1,5 \cdot a_{ТП} \cdot b_{ТП}}, \quad (\text{МВт/м}^2), \quad (3.25)$$

где $a_{ТП}$, $b_{ТП}$ – ширина и глубина топки в свету, м;

$z_{ЯР}$, $h_{ЯР}$ – число ярусов горелок и расстояние между ярусами, м. Для топок с одноярусным расположением горелок с единичной мощностью от 30 до 60 МВт $z_{ЯР} \cdot h_{ЯР} = 3$ м, для подовой компоновки горелок единичной мощностью 50...95 МВт $z_{ЯР} \cdot h_{ЯР} = 7,5$ м, а для горелок 96...160 МВт $z_{ЯР} \cdot h_{ЯР} = 10$ м.

Величина C''_{NO_x} учитывает количество NO_x , образующееся при отклонении содержания азота в мазуте от среднего уровня, равного 25 %.

Коэффициент K_M является масштабным коэффициентом тепловой производительности и вычисляется по формуле

$$K_M = 1 - \exp\left(-\frac{1,5 + (\varphi_r \cdot B_p \cdot Q_i^r)^{0,41}}{7,1}\right), \quad (3.26)$$

где φ_r – коэффициент, учитывающий степень выгорания топлива в факелах горелок в пределах зоны активного горения, зависит от конструкции горелок: $\varphi_r = 1,0$ для унифицированных и оптимизированных горелок; $\varphi_r = 0,7$ для двухпоточных горелок стадийного сжигания; $\varphi_r = 0,58$ для многопоточных горелок стадийного сжигания; $\varphi_r = 0,42$ для многопоточных горелок стадийного сжигания с подачей части топлива в инертные газы.

Остальные коэффициенты учитывают влияние:

– K_{TB} – температуры воздуха, поступающего в горелки

$$K_{TB} = 1 - 0,001(620 - T_B), \quad (3.27)$$

где T_B – температура воздуха перед горелками;

– K'_α – коэффициента избытка воздуха для газа

$$K'_\alpha = 1,35 - 43(\alpha - 1,09)^2 + 2(\alpha - 1,09); \quad (3.28)$$

– K''_α – коэффициента избытка воздуха для мазута

$$K''_\alpha = 4,55(\alpha - 0,8); \quad (3.29)$$

– K_r – способа ввода рециркуляции дымовых газов

$$K_r = 1 - a_{PC} \cdot r^m, \quad (3.30)$$

где a_{PC} – коэффициент, зависящий от способа ввода рециркуляции газов:

$a_{PC} = 0,005$ при подводе в низ топки; $a_{PC} = 0,02$ при подаче в шлицы под

горелки; $a_{PC} = 0,14$ при подаче снаружи воздушного потока горелки;

$a_{PC} = 0,16$ при подаче газов в дутьевой воздух; $a_{PC} = 0,19$ при подаче га-

зов между воздушными потоками горелок;

m – показатель, зависящий от вида топлива: $m = 0,5$ для газа; $m = 0,47$ для мазута;

r – степень (доля) рециркуляции дымовых газов, %:

$$r = \frac{V_{PC}}{V_{Г.OT}}, \quad (3.31)$$

где V_{PC} , $V_{Г.OT}$ – объемы газов, отбираемых на рециркуляцию и в сечении газотока за местом отбора, м³/с;

– $K_{ЗГ}$ – коэффициент, учитывающий влияние тепловой мощности зоны активного горения

$$K_{ЗГ} = 1 - a_{ЗГ} \cdot \delta, \quad (3.32)$$

где $a_{ЗГ}$ – коэффициент, зависящий от места расположения ввода вторичного воздуха относительно зоны горения: $a_{ЗГ} = 0,01$ при вводе выше зоны активного горения; $a_{ЗГ} = 0$ при вводе ниже или в пределах зоны активного горения;

δ – доля воздуха от теоретически необходимого, подаваемого в топку помимо горелок (вторичный, третичный воздух), %;

– $K_{СТ}$ – коэффициент, учитывающий влияние ступенчатого сжигания

$$K_{СТ} = 1 - a_{СТ} \cdot \delta, \quad (3.33)$$

где $a_{СТ}$ – коэффициент, учитывающий способ подачи вторичного воздуха: $a_{СТ} = 0,015$ при подаче вторичного воздуха навстречу факелу; $a_{СТ} = 0,007$ при подаче вторичного воздуха под горелками; $a_{СТ} = 0,018$ при подаче вторичного воздуха над горелками;

– $K_{НС}$ – коэффициент, учитывающий нестехиометричность по ярусам горелок

$$K_{НС} = 1 - a_{НС} \cdot \mu, \quad (3.34)$$

где $a_{НС}$ – коэффициент, учитывающий размещение горелок при перераспределении топлива или воздуха по ярусам: $a_{НС} = 0,016$ при однофронтном размещении горелок; $a_{НС} = 0,009$ при встречном размещении горелок;

μ – степень перераспределения топлива или воздуха по ярусам горелок

$$\mu = \sum_{i=1}^{Z_{ЯР}} (q_i - n_i) 100, (\%), \quad (3.35)$$

q_i – доля топлива или воздуха, поступающая через каждый ярус горелок,

от общего количества, поступающего через все горелки;

n_i – доля горелок в каждом ярусе от общего количества горелок;

– $K_{ВЛ}$ – коэффициент, учитывающий влияние подачи влаги

$$K_{ВЛ} = 1 - a_{ВЛ} \cdot q, \quad (3.36)$$

где $a_{ВЛ}$ – коэффициент, учитывающий место ввода влаги:

$a_{ВЛ} = 0,025$ при подаче влаги в корень факела через горелки;

$a_{ВЛ} = 0,015$ при подаче влаги в пристенную зону;

q – относительное количество влаги, вводимой в зону горения (доля от массового расхода топлива, %);

– K_N – коэффициент, учитывающий действительную нагрузку котла

$$K_N = \left(\frac{D}{D_H} \right)^{0,25}, \quad (3.37)$$

где D – текущая производительность котла, кг/с;

D_H – номинальная производительность котла, кг/с;

B_p – расчетный расход топлива

$$B_p = B \frac{1 - q_4}{100}, \quad (3.38)$$

где q_4 – потери тепла с механическим недожогом, %;

B – массовый расход топлива, кг/с, м³/с.

3.3. Расчет удельных выбросов оксидов азота при сжигании смеси топлив

При проектировании новых котлов, рассчитанных на сжигание угля и природного газа или угля и мазута, определение выбросов оксидов азота должно выполняться для случая работы котла с номинальной нагрузкой полностью на худшем в экологическом отношении топливе, т.е. для твердого топлива, с приведенным содержанием азота на 1 ГДж для всех марок угля выше, чем у мазута, а у природного газа связанный азот вообще отсутствует. Для действующих котлов, по рекомендациям ВТИ, расчет концентрации оксидов азота

проводится для твердого топлива

$$C_{NO_2} = \frac{K_{NO_2} \cdot Q_i^r}{V_{CF}}, \text{ (Г/М}^3\text{)}, \quad (3.39)$$

затем полученная концентрация C_{NO_2} умножается на поправочный безразмерный коэффициент:

– при сжигании газа вместе с углем

$$\psi_G = 1 - \sqrt{\frac{\delta_G}{2,5}}; \quad (3.40)$$

– при сжигании мазута с углем

$$\psi_M = 1 - \sqrt{\frac{\delta_M}{1,65}}, \quad (3.41)$$

где δ_G и δ_M – доля газа и мазута по теплу рассчитывается по формуле

$$\delta_i = \frac{B_i \cdot (Q_i^r)_i}{B_Y \cdot (Q_i^r)_Y + B_i \cdot (Q_i^r)_i}, \quad (3.42)$$

где B_i – расчетный расход газа или мазута, м³/с, кг/с;

$(Q_i^r)_i$ – теплота сгорания газа или мазута, МДж/м³, МДж/кг;

B_Y – расчетный расход угля, кг/с;

$(Q_i^r)_Y$ – теплота сгорания угля, МДж/кг.

Для определения удельных выбросов K_{NO_2} следует использовать уравнение

$$K_{NO_2} = \frac{C_{NO_2} \cdot V_{CF}}{Q_i^r}, \text{ (кг/ГДж)}, \quad (3.43)$$

в которое вводятся соответствующие поправки к ψ_G и ψ_M .

Объем сухих дымовых газов и теплоту сгорания при сжигании угля с мазутом рассчитывают по формулам

$$\begin{aligned} (V_{CF})_{CM} &= \delta_M (V_{CF})_M + (1 - \delta_M) (V_{CF})_Y; \\ (Q_i^r)_{CM} &= \delta_M (Q_i^r)_M + (1 - \delta_M) (Q_i^r)_Y, \end{aligned} \quad (3.44)$$

где δ_M – доля мазута по теплу;

$(V_{CF})_M$ и $(Q_i^r)_M$ – соответственно, объем сухих дымовых газов, образующихся при полном сгорании мазута, $\text{нм}^3/\text{кг}$ при $\alpha = 1,4$, и теплота сгорания мазута, $\text{МДж}/\text{кг}$.

При сжигании угля совместно с газом расчет выполняется условно на 1 кг твердого топлива с учетом количества газа, приходящегося на 1 кг угля:

$$\begin{aligned}(V_{CF})_{CM} &= (V_{CF})_y + x(V_{CF})_g, \\ (Q_i^r)_{CM} &= (Q_i^r)_y + x(Q_i^r)_g,\end{aligned}\tag{3.45}$$

где x – количество газа на 1 кг твердого топлива, $\text{м}^3/\text{кг}$.

Если смесь задана долями тепловыделения каждого топлива (δ_y и δ_g), то количество газа, приходящегося на 1 кг твердого топлива

$$x = \frac{\delta_g}{\delta_y} = \frac{(Q_i^r)_y}{(Q_i^r)_g}, \text{ (м}^3/\text{кг)}.\tag{3.46}$$

3.4. Расчет выбросов оксидов азота от газотурбинных установок

Суммарное количество оксидов азота NO_x в пересчете на NO_2 , поступающих в атмосферу с отработавшими газами газотурбинных установок M_{NO_x} , вычисляются по отношению

$$M_{NO_x} = C_{NO_x} V_{CF} B K_n, \text{ (г/с или т/ч)},\tag{3.47}$$

где C_{NO_x} – концентрация оксидов азота в отработавших газах в пересчете на NO_2 , $\text{мг}/\text{нм}^3$;

V_{CF} – объем сухих дымовых газов за турбиной ($\text{нм}^3/\text{кг}$ топлива, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ топлива), вычисляется по формуле

$$V_{CF} = (V_G^0 - V_{H_2O}^0) + (\alpha_{OT} - 1)V^0,\tag{3.48}$$

где V_G^0 – теоретический объем газов, $\text{нм}^3/\text{кг}$ топлива, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ топлива;

V^0 – теоретически необходимый объем воздуха, $\text{нм}^3/\text{кг}$ топлива, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ топлива;

α_{OT} – коэффициент избытка воздуха в отработавших газах за турбиной;

$V_{H_2O}^0$ – теоретический объем водяных паров, $\text{нм}^3/\text{кг}$ топлива, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ топлива;

B – расход топлива в камере сгорания, т/ч, тыс. $\text{нм}^3/\text{ч}$ или в т, тыс. нм^3 ;

K_n – коэффициент пересчета, при определении выбросов в г/с

$K_n = 0,278 \cdot 10^{-3}$; при определении выбросов в т/ч $K_n = 10^{-6}$.

В табл. 3.5 приведены концентрации оксидов азота C''_{NO_x} (в пересчете на NO_2) в отработавших газах ГТУ при номинальных режимах для некоторых действующих установок.

Таблица 3.5. Показатели работы ГТУ

Тип ГТУ	Тип камеры сгорания	Вид топлива	Коэффициент избытка воздуха в отработавших газах за турбиной, α_{OT}	Содержание кислорода в продуктах сгорания, %	Концентрация оксидов азота, C''_{NO_x} , $\text{мг}/\text{нм}^3$	
					без совершенствования конструкций камер сгорания	с изменением конструкции
ГТ-100-750 ЛМЗ	Регистровая, блочная	Газотурбинное	4,1	15,9	275	-
ГТ-35-770 ХТЗ	Регистровая, выносная	Газ	4,6	16,4	225	-
		Газотурбинное	4,7	16,5	200	-
ГТ-25-770-П ЛМЗ	Регистровая, выносная	Газ	5,5	17,0	135	-
ГТГ-12	Высокофорсированная, блочная	Дизельное	5,1	16,9	190	-
ГТП-25 НЗЛ	Микрофакельная, кольцевая	Газ	4,1	15,9	85	-
ГТЭ-150 ЛМЗ	Высокофорсированная, блочная	Газ	3,5	15,0	220	150
		Газотурбинное	3,5	15,0	270	210
ГТЭ-45 ХТЗ	Регистровая, кольцевая	Газ	4,0	15,8	220	100
		Дизельное, газотурбинное	4,0	15,8	240	150

При использовании в энергетических ГТУ высокофорсированных камер сгорания с последовательным вводом воздуха в зону горения и микрофакельных камер сгорания с подачей воздуха через фронтное устройство концентрация оксидов азота C_{NO_x} приближенно вычисляется по формуле

$$C_{NO_x} = a \cdot K_T \cdot K_P \cdot 10^3, \text{ (мг}/\text{нм}^3\text{)}, \quad (3.49)$$

где a – коэффициент, зависящий от вида топлива и равный: для высокофорсированных камер сгорания при сжигании природного газа – 1,8; газотурбинного и дизельного топлива – 2,4; для микрофакельных камер сгорания при сжигании природного газа – 6,2; газотурбинного и дизельного топлива – 7,7;

K_T – коэффициент, отражающий влияние температуры газов перед турбиной ($T_{ГТ}$) на образование NO_x . Зависимость K_T от $T_{ГТ}$ для камер сгорания обоих типов видна на рис. 3.4 и 3.5;

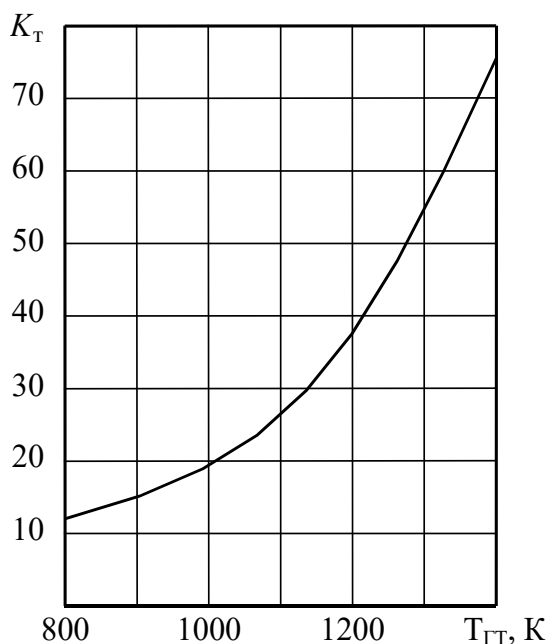


Рис. 3.4. Зависимость K_T от $T_{ГТ}$ для высокофорсированных камер сгорания

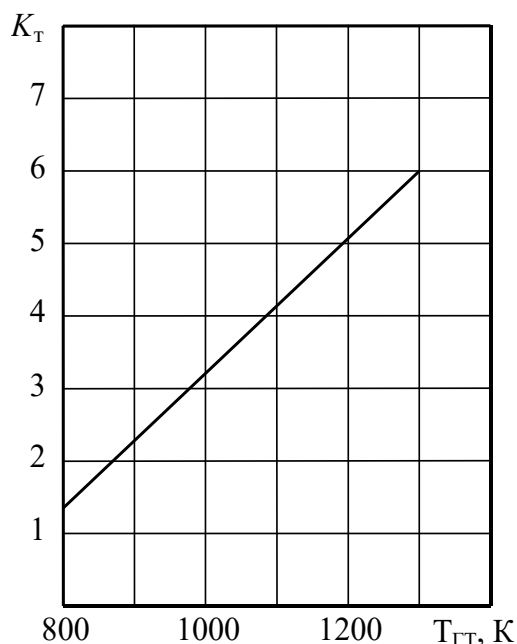


Рис. 3.5. Зависимость K_T от $T_{ГТ}$ для микрофакельных камер сгорания

K_P – коэффициент, отражающий зависимость концентрации оксидов азота от давления в камере сгорания

$$K_P = \frac{16 \cdot P_E - 0,23}{6 \cdot P_E - 0,77}, \quad (3.50)$$

где P_E – давление в камере сгорания, МПа.

Для высокофорсированных камер сгорания расчетная формула для C_{NO_x} применима для режимов, близких к рабочему, а для микрофакельных – в широком диапазоне изменения режимных параметров $\alpha_{OT} = 3...8$, $T_{Возд} = 200...350$ °С.

Эффективным способом снижения концентрации оксидов азота в уходящих газах энергетических ГТУ без коренного изменения конструкции камеры сгорания является впрыск воды или пара в зону горения. Снижение концентрации оксидов азота при подаче влаги в зону горения можно определить по формуле

$$C_{NO_x} = \frac{C_{NO_x}^{сух}}{K_{вл}}, \quad (3.51)$$

где C_{NO_x} , $C_{NO_x}^{сух}$ – концентрация оксидов азота, соответственно, при подаче влаги и без нее;

$K_{вл}$ – коэффициент, учитывающий влияние расхода влаги, определяемый по рис. 3.6 в зависимости от относительного расхода влаги $\varphi_{вл}$ – к расходу топлива V .

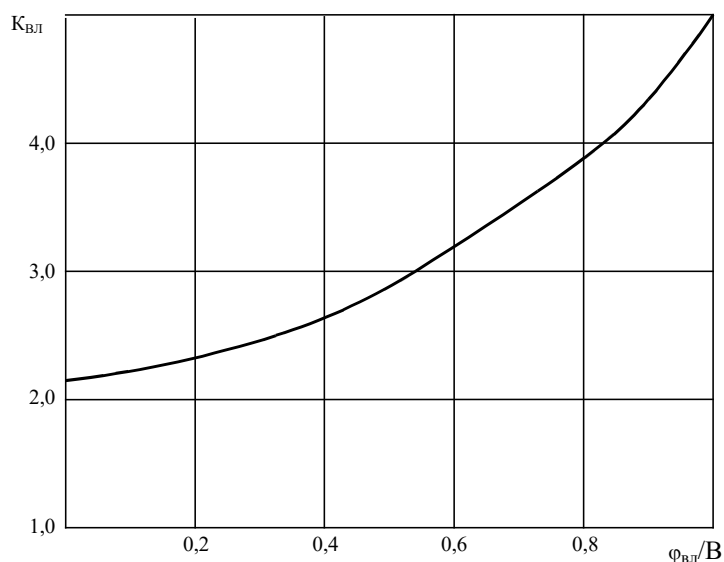


Рис. 3.6. Зависимость коэффициента $K_{вл}$ от относительного расхода влаги (пара или воды) к расходу топлива

Для сравнения концентрации NO_x в продуктах сгорания различных ГТУ по действующим отечественным и зарубежным нормативно-техническим документам ее значение приводят к содержанию кислорода $O_2 = 15\%$ по формуле

$$C_{NO_x}^0 = C_{NO_x} \frac{21 - 15}{21 - O_2} = \frac{6}{21 - O_2}, \quad (3.52)$$

где $C_{NO_x}^0$, C_{NO_x} – приведенная и действительная концентрации оксидов азота, мг/нм³;

O_2 – фактическое значение концентрации кислорода в продуктах сгорания
ГТУ, %.

Для пересчетов оксидов азота

$$M_{NO_2} = 0,8 \cdot M_{NO_x}; \quad (3.53)$$

$$M_{NO} = (1 - 0,8)M_{NO_x} \frac{\mu_{NO}}{\mu_{NO_2}} = 0,13 \cdot M_{NO_x}, \quad (3.54)$$

где μ_{NO} и μ_{NO_2} – молекулярный вес NO и NO_2 , равный 30 и 46, соответственно.

4. Расчетное определение выбросов оксидов серы в атмосферу от котельных установок ТЭС

Суммарное количество оксидов серы M_{SO_2} , выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами, вычисляют по формуле

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^r (1 - \eta'_{SO_2})(1 - \eta''_{SO_2}) \left(1 - \eta^c_{SO_2} \frac{n_O}{n_K}\right), \text{ (г/с, т/ч)}, \quad (4.1)$$

где B – расход натурального топлива за рассматриваемый период, (г/с, т);

S^r – содержание серы в топливе на рабочую массу, %;

η'_{SO_2} – доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле (таблица);

η''_{SO_2} – доля оксидов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе попутно с улавливанием твердых частиц;

$\eta^c_{SO_2}$ – доля оксидов серы, улавливаемых в сероулавливающей установке;

n_O и n_K – длительность работы сероулавливающей установки и котла (отношение периода работы установки к времени работы котла).

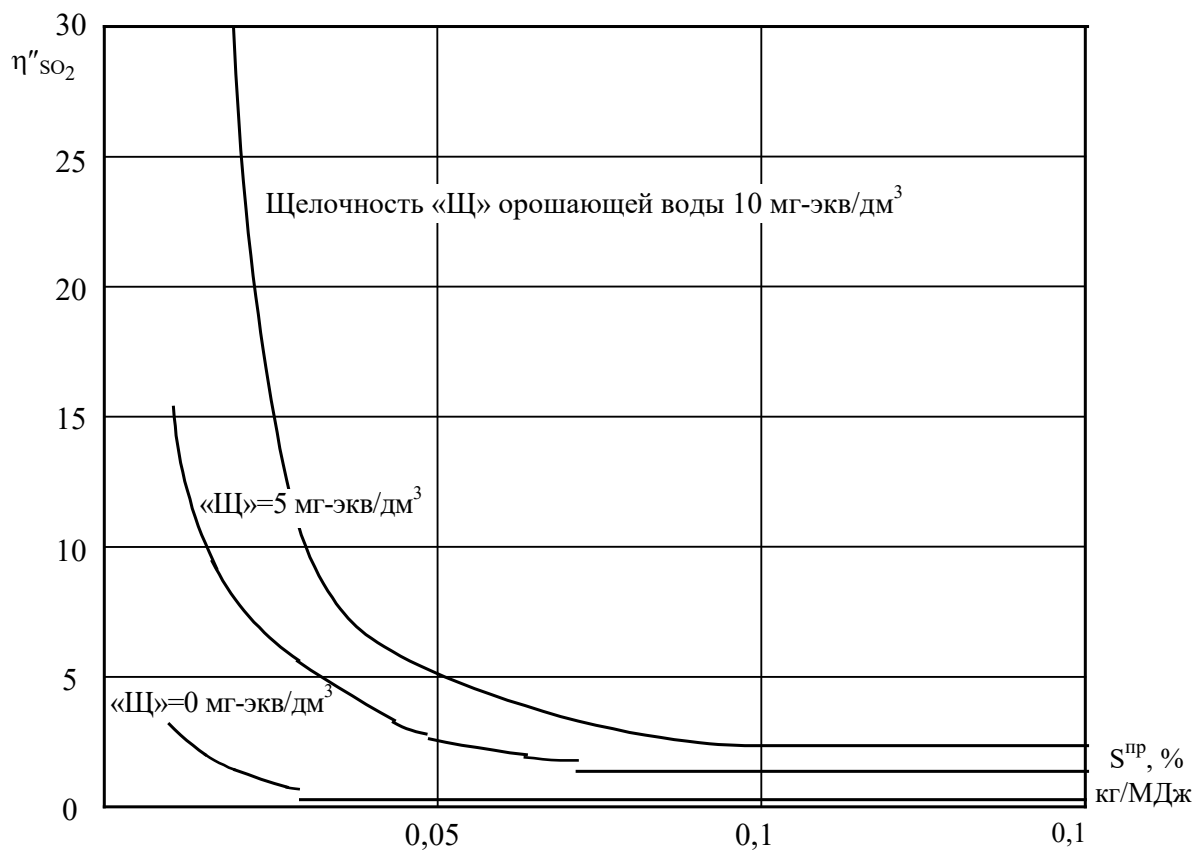
Ориентировочное значение η'_{SO_2} при факельном сжигании различных топлив

Топливо	η'_{SO_2}
Торф	0,15
Сланцы эстонские и ленинградские	0,8
Сланцы других месторождений	0,5
Экибастузский уголь	0,02
Березовские угли Канско-Ачинского бассейна (КАБ):	
– для топок с твердым шлакоудалением	0,5
– для топок с жидким шлакоудалением	0,2
Другие угли Канско-Ачинского бассейна:	
– для топок с твердым шлакоудалением	0,2
– для топок с жидким шлакоудалением	0,05
Угли других месторождений	0,1
Мазут	0,02
Газ	0

Доля оксидов серы η''_{SO_2} , улавливаемых в сухих золоуловителях (электро-фильтрах, батарейных циклонах), принимается равной 0. В мокрых золоуловителях МС и МВ эта доля зависит от общей щелочности орошающей воды и приведенной сернистости топлива

$$S^{ПР} = \frac{S^r}{Q_i^r} \quad (4.2)$$

При принятых на тепловых электростанциях удельных расходах воды на орошение золоуловителей $0,1 \dots 0,15 \text{ дм}^3/\text{нм}^3$ η''_{SO_2} определяется по рисунку, с. 30.



Зависимость η''_{SO_2} от приведенной сернистости топлива $S^{ПР}$

5. Расчетное определение выбросов оксида углерода

5.1. Выбросы оксида углерода для котлов любой производительности

Количество оксида углерода (M_{CO}) в тоннах в год или в граммах в секунду, выбрасываемое в атмосферу с дымовыми газами каждого котла топливоиспользующей установки при сжигании твердого, жидкого или газообразного топлива, вычисляется по формуле

$$M_{CO} = 0,001 \cdot C_{CO} \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) B, \quad (5.1)$$

где B – расход топлива за рассматриваемый период, т/год; тыс. м³/год; г/с; м³/с;

q_4 – потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива;

C_{CO} – выход оксида углерода при сжигании твердого, жидкого или газообразного топлива

$$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q_i^r, \quad (\text{кг/т, кг/тыс. м}^3) \quad (5.2)$$

где q_3 – потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива;

R – коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вещества химической неполноты сгорания топлива, обусловленную содержанием в дымовых газах продуктов неполного сгорания оксида углерода: для твердого топлива $R = 1,0$, для газа $R = 0,5$, для мазута $R = 0,65$;

Q_i^r – низшая теплота сгорания натурального топлива, МДж/кг (МДж/м³);

Расчетные значения q_3 и q_4 приводятся в [1] или по эксплуатационным данным.

5.2. Выбросы оксида углерода для котлов промышленных и бытовых котельных

При расчете выбросов оксида углерода для котлов малой производительности промышленных и бытовых котельных используют приведенные выше зависимости. Однако расчетные значения q_4 и q_3 определяют по табл. 5.1 [2].

Таблица 5.1. Характеристики процессов горения в топках котлов малой мощности

Тип топки котла	Топливо	α	$q_3, \%$	$q_4, \%$
С цепной решеткой	Донецкий антрацит	1,5...1,6	0,5	13,5/10
Шахтно-цепная	Торф кусковой	1,3	1,0	2,0
С пневмомеханическими забрасывателями и цепной решеткой прямого хода	Угли типа донецких	1,3...1,4	0,5...1,0	6/3,5
	Бурые угли	1,3...1,4	0,5...1,0	5,5/4
С пневмомеханическими забрасывателями и цепной решеткой обратного хода	Каменные угли	1,3...1,4	0,5...1,0	5,5/3
	Бурые угли	1,3...1,4	0,5...1,0	6,5/4,5
С пневмомеханическими забрасывателями и неподвижной решеткой	Донецкий антрацит	1,6...1,7	0,5...1,0	13,5/10
	Бурые типа подмосковных	1,4...1,5	0,5...1,0	9/7,5
	Бурые угли КАБ	1,4...1,5	0,5...1,0	6/3
	Угли типа кузнецких	1,4...1,5	0,5...1,0	5,5/3
Шахтная с наклонной решеткой	Дрова, опилки, торф кусковой, дробленые отходы	1,4	2,0	2,0
Скоростного горения	Дрова, щепа, опилки	1,3	1,0	4/2
Слоевая топка котла паропроизводительностью > 2 т/ч	Эстонские сланцы	1,4	3	3
Камерная топка 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
	Мазут	1,1	0,5	0,5
	Газ (природный, попутный)	1,1	0,5	0,5
	Доменный газ	1,1	1,5	0,5
Примечание.				
Для α меньшие значения — для парогенераторов производительностью более 10 т/ч; для q_4 — при отсутствии средств уменьшения уноса, в знаменателе – при остром дутье и наличии возврата уноса, а также для котлов производительностью 25...35 т/ч.				

Ориентировочная оценка выброса оксида углерода для котлов малой мощности при сжигании твердого топлива может производиться по формуле

$$M_{CO} = 0,001 \cdot B \cdot Q_i^r \cdot K_{CO} \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \text{ (г/с, т/ч)}. \quad (5.3)$$

При этом величина K_{CO} – количество углерода на единицу теплоты, выделяемой при горении топлива, (кг/ГДж), принимается по табл. 5.2 в зависимости от типа топочного устройства и марки (вида) твердого топлива.

Таблица 5.2. Величина K_{CO} для котлов малой мощности

Тип топки	Топливо	K_{CO} , кг/ГДж
С неподвижной решеткой и ручным забросом топлива	Бурые и каменные угли	1,9
	Антрациты АС и АМ	0,9
	АРШ	0,8
С пневмомеханическими забрасывателями и неподвижной решеткой	Бурые и каменные угли	0,7
	Антрацит АРШ	0,6
С цепной решеткой прямого хода	Антрациты АС и АМ	0,4
С забрасывателями и цепной решеткой	Бурые и каменные угли	0,7
Шахтная	Твердое топливо	2,0
Шахтно-цепная	Торф кусковой	1,0
Наклонно-переталкивающая	Эстонские сланцы	2,9
Слоевые топки бытовых теплоагрегатов	Дрова	14
	Бурые угли	16
	Каменные угли	7
	Антрацит, тощие угли	3,0
Камерные топки: паровые и водогрейные котлы	Мазут	0,32
	Газ природный, попутный, коксовый	0,25
Бытовые теплогенераторы	Газ природный	0,08
	Легкое жидкое (печное топливо)	0,16

5.3. Выбросы оксидов углерода для действующих котлов ТЭС

Расчет суммарных выбросов оксида углерода для действующих котлов ТЭС рекомендуется производить по данным инструментальных измерений концентрации оксида углерода

$$M_{CO} = C_{CO} \cdot V_{CG} \cdot B_P \cdot K_N, \quad (\text{г/с, т/ч}), \quad (5.4)$$

где C_{CO} – массовая концентрация оксида углерода в сухих дымовых газах при стандартном коэффициенте избытка воздуха $\alpha_0 = 1,4$ и нормальных условиях (температура 273 К и давление 101,3 кПа), пересчитанная с измеренной концентрации $C_{CO}^{\text{ИЗМ}}$ (мг/нм³) по формуле

$$C_{CO} = C_{CO}^{\text{ИЗМ}} \cdot \alpha / \alpha_0, \quad (5.5)$$

где α – коэффициент избытка воздуха в месте отбора проб;

V_{CG} – объем сухих дымовых газов, образующихся при полном сгорании 1 кг (1 нм³) топлива при $\alpha_0 = 1,4$ нм³/кг топлива (или нм³/нм³ топлива);

B_P – расчетный расход топлива;

K_N – коэффициент пересчета:

- при определении выбросов в граммах в секунду (г/с) $K_N = 0,278 \cdot 10^{-3}$;
- при определении выбросов в тоннах $K_N = 10^{-6}$.

При недостатке информации о составе сжигаемого топлива объем сухих газов может быть рассчитан по приближенной формуле

$$V_{CG} = K \cdot Q_i^r, \quad (5.6)$$

где Q_i^r – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг (МДж/нм³);

K – коэффициент, учитывающий характер топлива, равный для газа $K = 0,345$; для мазута $K = 0,355$; для каменных углей $K = 0,365$; для бурых углей $K = 0,375$.

При отсутствии данных инструментальных измерений расчетная величина допустимого уровня выброса оксида углерода может быть определена исходя из норматива предельных удельных выбросов в атмосферу оксида углерода от котельных установок при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1,4$, установленного в [3]:

- для газа и мазута – 300 мг/м³ при нормальных условиях ($t = 0$ °С; $P = 101,3$ кПа);
- для углей: при работе на котлах с твердым шлакоудалением – 400 мг/м³ (при нормальных условиях); с жидким шлакоудалением – 300 мг/м³ (при нормальных условиях).

6. Расчетное определение выбросов оксидов ванадия

Оксиды ванадия присутствуют главным образом в мазутной золе. Мазутная зола представляет собой сложную смесь, состоящую в основном из оксидов металлов. Биологическое воздействие ее на окружающую среду рассматривается как воздействие единого целого. За контролирующий показатель принят ванадий, по содержанию которого в золе установлен санитарно-гигиенический норматив (ПДК). Суммарное количество мазутной золы ($M_{МЗ}$) (в пересчете на ванадий в г/с или т), поступающей в атмосферу с дымовыми газами котла при сжигании мазута, вычисляют по формуле

$$M_{МЗ} = G_V \cdot B(1 - \eta_{OC}) \left(1 - \frac{\eta_{ЗУ}^{(V)}}{100} \right) K_{П}, \quad (6.1)$$

где G_V – количество ванадия, находящегося в 1 т мазута, г/т; может быть определено одним из двух способов:

- по результатам химического анализа мазута

$$G_V = a_V \cdot 10^4,$$

где a_V – фактическое содержание ванадия в мазуте, %;

10^4 – коэффициент пересчета;

- по приближенной формуле (при отсутствии данных химического анализа)

$$G_V = 2222 \cdot A^r,$$

где A^r – содержание золы в мазуте на рабочую массу, %;

B – расход натурального топлива;

η_{OC} – доля ванадия, оседающего с твердыми частицами на поверхности нагрева мазутных котлов, которую принимают:

- $\eta_{OC} = 0,07$ для котлов с промпароперегревателем, очистка поверхностей нагрева которых производится в остановленном состоянии;
- $\eta_{OC} = 0,05$ для котлов без промпароперегревателя при тех же условиях очистки;

$\eta_{3У}^{(V)}$ – степень очистки дымовых газов от мазутной золы в золоулавливающих установках;

K_{Π} – коэффициент пересчета, при определении выбросов в г/с $K_{\Pi} = 0,278 \cdot 10^{-3}$, а при определении выбросов в т/ч $K_{\Pi} = 10^{-6}$.

Степень очистки газов от мазутной золы (в пересчете на ванадий) $\eta_{3У}^{(V)}$ в специально применяемых для этого батарейных циклонах определяется по формуле

$$\eta_{3У}^{(V)} = 0,076(\eta_{3У.ОБЩ})^{1,85} - 2,32 \cdot \eta_{3У.ОБЩ}, (\%), \quad (6.2)$$

где 0,076 и 2,32 – эмпирические коэффициенты;

1,85 – эмпирический показатель степени;

$\eta_{3У.ОБЩ}$ – общая степень улавливания твердых частиц, образующихся при сжигании мазута в котлах ТЭС и котельных, %.

Указанная выше формула оценки $\eta_{3У}^{(V)}$ справедлива при выполнении условия

$$65 \% < \eta_{3У}^{(V)} < 85 \% . \quad (6.3)$$

При совместном сжигании мазута и твердого топлива в пылеугольных котлах степень улавливания мазутной золы в пересчете на ванадий $\eta_{3У}^{(V)}$, в золоулавливающих установках вычисляется по формуле

$$\eta_{3У}^{(V)} = \eta_{У} \cdot C, (\%), \quad (6.4)$$

где $\eta_{У}$ – общая степень улавливания твердых частиц при сжигании угля, %;

C – коэффициент, равный 0,6 – для электрофильтров; 0,5 – для мокрых аппаратов; 0,3 – для батарейных циклонов.

Зольность и общая влага мазутов, используемых в России, приведена в приложении 1.

7. Расчетное определение выбросов бенз(а)пирена в атмосферу от топливоиспользующих установок

Бенз(а)пирен $C_{20}H_{12}$ является одним из наиболее токсичных компонентов в выбросах топливоиспользующих установок, и поэтому уровень его предельно допустимой концентрации весьма ограничен и составляет 0,1 мкг/100 м³.

Условия образования бенз(а)пирена в процессе сжигания органического топлива наиболее благоприятны при уровне температур 700...900 °С, и поэтому возможности его образования вероятны для мелких топливоиспользующих установок со слоевым сжиганием топлива, а также для крупных котлов с методом сжигания в стационарном (пузырьковом) и циркулирующем кипящем слое.

7.1. Расчет концентрации бенз(а)пирена в уходящих газах при сжигании твердого топлива

Концентрация бенз(а)пирена в дымовых газах пылеугольных котлов $C_{ТВ}$, приведенная к $\alpha_{yx} = 1,5$, рассчитывается по формуле

$$C_{ТВ} = 5 \cdot 10^{-3} \cdot A' \cdot Q_i^r \left(\frac{100 - \eta_{ул}}{100} \right) K_{Оч}^{ГО}, \text{ (мкг/м}^3\text{)}, \quad (7.1)$$

где A' – коэффициент, определяемый выражением

$$A' = 1,62 \exp(-4,1 \cdot \alpha''_{ПП}), \quad (7.2)$$

где $\alpha''_{ПП}$ – коэффициент избытка воздуха за пароперегревателем котла;

Q_i^r – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг;

$\eta_{ул}$ – степень улавливания бенз(а)пирена в золоуловителях различных конструкций (%) принимается по табл. 7.1. Степень улавливания бенз(а)пирена в золоуловителе при известной эффективности золоуловителя $\eta_{зу}$

$$\eta_{ул} = (0,7 \dots 0,6) \eta_{зу}, \text{ (}\% \text{)}; \quad (7.3)$$

$K_{Оч}^{ГО}$ – коэффициент, учитывающий увеличение концентрации бенз(а)пирена в уходящих газах во время дробовых очисток поверхностей нагрева котла. Для твердого топлива $K_{Оч}^{ГО} = 1,5$.

Таблица 7.1. Степень улавливания бенз(а)пирена в золоуловителях

Тип золоуловителя	Степень улавливания, $\eta_{ул}, \%$
Электрофильтры	60...80
Мокрые золоуловители	60...70
Комбинированные золоуловители (циклон + электрофильтр; скруббер + электрофильтр)	60...80

7.2. Концентрация бенз(а)пирена в уходящих газах при сжигании мазута

Концентрация бенз(а)пирена в дымовых газах котлов при сжигании мазута C_M , приведенная к $\alpha_{ух} = 1,3$

$$C_M = A \cdot B \cdot K_D \cdot K_R \cdot K_\sigma \cdot K_G \cdot K_{оч}, \quad (\text{мкг/м}^3), \quad (7.4)$$

где A – численный коэффициент

$$A = (25 + 0,05 \cdot q_V) 10^{-2}, \quad (7.5)$$

где q_V – объемная плотность потока котла при номинальной нагрузке (напряжение теплового объема), кВт/м³;

B – численный коэффициент, зависящий от избытка воздуха за пароперегревателем $\alpha''_{ПП}$ (приводится в табл. 7.2);

Таблица 7.2. Величина коэффициента $B = f(\alpha''_{ПП})$

$\alpha''_{ПП}$	1,005	1,010	1,015	1,020	1,025	1,030	1,035	1,040	1,045	1,050	1,055	1,060	1,065
B	0,8887	0,7568	0,6591	0,5744	0,5009	0,4371	0,3817	0,3335	0,2916	0,2551	0,2233	0,1956	0,1715
$\alpha''_{ПП}$	1,070	1,075	1,080	1,085	1,090	1,095	1,100	-	-	-	-	-	-
B	0,1504	0,1320	0,1159	0,1019	0,0895	0,0788	0,0693	-	-	-	-	-	-

K_D – коэффициент, учитывающий влияние нагрузки

$$K_D = 1 + 2,5(1 - D/D_{НОМ}), \quad (7.6)$$

где D и $D_{НОМ}$ – текущая и номинальная нагрузки котла, т/ч.

K_R – коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции газов

$$K_R = 1 + a \cdot r, \quad (7.7)$$

где r – доля рециркуляции газов,

α – коэффициент, зависящий от места ввода газов рециркуляции: $\alpha = 2$ при подаче рециркулирующих газов в шлицы напротив горелок; $\alpha = 4$ при подаче газов рециркуляции в воздушный короб и вокруг амбразур горелок; $\alpha = 1,0$ при подаче рециркулирующих газов через под топки; $\alpha = 2,7$ при подаче рециркулирующих газов через шлицы под горелками;

K_{σ} – коэффициент, учитывающий влияние ступенчатого сжигания

$$K_{\sigma} = 1 - q \cdot \sigma, \quad (7.8)$$

где q – коэффициент, зависящий от вида ступенчатого сжигания: $q = 7,0$ при организации ступенчатого сжигания по вертикали, $q = 2,2$ при организации ступенчатого сжигания по горизонтали;

σ – доля вторичного воздуха;

K_G – коэффициент, учитывающий влияние ввода влаги в топку

$$K_G = \exp(-\lambda \cdot g), \quad (7.9)$$

где g – доля вводимой влаги по отношению к количеству топлива;

λ – коэффициент, зависящий от места ввода влаги в топочную камеру:

$\lambda = 15$ при зональном вводе воды в топку; $\lambda = 2,8$ при подаче воды в дутьевой воздух; $\lambda = 15$ при подаче воды в пристенную зону топки;

$K_{Oч}$ – коэффициент, учитывающий увеличение концентрации бенз(а)пирена при очистке поверхностей нагрева на работающем котле;

$K_{Oч} = 1,0$, когда очистка не производится. Величина $K_{Oч}$ в момент очистки оценивается по табл. 7.3.

Таблица 7.3. Увеличение концентрации бенз(а)пирена в момент очистки

Группа котлов	Период между очистками, ч	Дробовая очистка конвективных поверхностей нагрева, $K_{Oч}^{ГО}$	Обдувка регенеративного воздухонагревателя, $K_{Oч}^{РВП}$
Паровые котлы	12...24	1,2	1,1
Паровые котлы	40...48	1,5	1,25
	72	2,0	1,5
Водогрейные котлы	12...24	2,0	–

7.3. Концентрация бенз(а)пирена в уходящих газах котлов при сжигании газа

Концентрация бенз(а)пирена в уходящих газах котлов при сжигании газа, при $\alpha_{yx} = 1,0$, C_r (мкг/м³): $C_r = 0,15C_m$, где C_m – концентрация бенз(а)пирена при сжигании мазута, определяемая в соответствии с п. 7.2.

При этом формулы определения концентраций C_r и C_m применяются в интервале значений: $\alpha''_{\text{ПП}} = 1,005 \dots 1,1$; $D/D_{\text{НОМ}} = 1 \dots 0,5$; $\sigma = 0,2 \dots 0$. При $\alpha''_{\text{ПП}} > 1,1$ концентрация бенз(а)пирена принимается соответствующей 1,1.

7.4. Выбросы бенз(а)пирена при сжигании смеси топлив

Максимальный разовый выброс бенз(а)пирена в атмосферу при сжигании всех видов топлива M^P

$$M^P = V_r C_{Б(А)П} \cdot 10^{-6}, \text{ (г/с)}, \quad (7.10)$$

где $C_{Б(А)П}$ – концентрация бенз(а)пирена в дымовых газах, рассчитанная по приведенным выше формулам (мкг/м³) в зависимости от вида сжигаемого топлива;

V_r – объем дымовых газов котла при соответствующем α_{yx} , м³/с.

Валовый выброс (годовой) бенз(а)пирена $M^{\text{ГОД}}$

$$M^{\text{ГОД}} = 1,1 \cdot 10^{-9} \cdot C^{\text{ГОД}} \cdot V'_{\text{ГОД}} \cdot B^{\text{ГОД}}, \text{ (т/год)}, \quad (7.11)$$

где

$$C^{\text{ГОД}} = \frac{C_1 B_1 + C_2 B_2 + \dots + C_i B_i}{B_1 + B_2 + \dots + B_i}, \text{ (мкг/м}^3\text{)}, \quad (7.12)$$

$C^{\text{ГОД}}$ – среднегодовая концентрация бенз(а)пирена в уходящих газах, при $K_{\text{ОЧ}} = 1,0$;

$C_1, C_2 \dots C_i$ – концентрация бенз(а)пирена в периоды нагрузок, для которых производятся расчеты;

$B_1, B_2 \dots B_i$ – расходы топлива (т/ч, тыс.м³/ч), которым соответствуют $C_1, C_2 \dots C_i$;

$V'_{\text{ГОД}}$ – объем дымовых газов от сжигания топлива, м³/кг (м³/м³):

– $V'_{\text{ГОД}} = V_r^0 + 0,3 \cdot V_B^0$ при сжигании газа и мазута;

– $V'_{\text{ГОД}} = V_r^0 + 0,5 \cdot V_B^0$ при сжигании твердого топлива;

V_r^0 – теоретический объем продуктов сгорания при нормальных условиях, м³/кг (м³/м³);

V_B^0 – теоретически необходимый объем воздуха на горение при нормальных условиях, м³/кг (м³/м³);

$B^{\text{ГОД}}$ – годовой расход топлива (т/год).

8. Расчет валового выброса диоксида углерода при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива

1) При сжигании твердого (кроме сланцев) и жидкого топлива

Валовой выброс диоксида углерода при сжигании твердого (кроме сланцев) и жидкого топлива

$$M_{CO_2} = B \cdot \rho_{CO_2} \cdot V_{CO_2} (1 - 0,01 \cdot q_3)(1 - 0,01 \cdot q_4) 10^{-3}, \text{ (т)}, \quad (8.1)$$

где M_{CO_2} – валовой выброс диоксида углерода, т;

B – расход топлива, кг (за расчетный период времени);

ρ_{CO_2} – плотность диоксида углерода ($\rho_{CO_2} = 1,964 \text{ кг/нм}^3$);

V_{CO_2} – объем диоксида углерода в продуктах сгорания твердого или жидкого топлива

$$V_{CO_2} = 1,866 \frac{C^r}{100}, \text{ (нм}^3/\text{кг)}, \quad (8.2)$$

где C^r – содержание углерода в топливе на рабочую массу, %;

q_3 – потеря теплоты вследствие химической неполноты сгорания, %;

q_4 – потеря теплоты вследствие механической неполноты сгорания топлива, %;

10^{-3} – коэффициент пересчета массы из килограмм в тонны.

2) При сжигании сланцев

$$M_{CO_2} = B \cdot \rho_{CO_2} [V_{CO_2} (1 - 0,01 \cdot q_3)(1 - 0,01 \cdot q_4) + V_{CO_2}^K] 10^{-3}, \text{ (т)}, \quad (8.3)$$

где $V_{CO_2}^K$ – объем диоксида углерода в продуктах сгорания вследствие разложения карбонатов

$$V_{CO_2}^K = 0,509 \cdot (CO_2)_K \frac{K}{100}, \text{ (нм}^3/\text{кг)}, \quad (8.4)$$

где $(CO_2)_K$ – содержание диоксида углерода в карбонатах (принимается по нормативному методу и дополнением к нему);

K – степень разложения карбонатов, зависящая от способа сжигания:

$K = 0,7$ при слоевом сжигании топлива; $K = 1,0$ при факельном сжигании топлива.

3) При сжигании газообразного топлива

$$M_{CO_2} = B \cdot \rho_{CO_2} \cdot V_{RO_2} (1 - 0,01 \cdot q_3) 10^{-3} \text{ (м}^3\text{)}, \quad (8.5)$$

где B – расход топлива за расчетный период, м³;

ρ_{CO_2} – плотность диоксида углерода ($\rho_{CO_2} = 1,964$ кг/нм³);

V_{RO_2} – объем трехатомных газов в продуктах сгорания газообразного топлива

$$V_{RO_2} = 0,01 [CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_m H_n], \text{ (нм}^3\text{/м}^3\text{)}, \quad (8.6)$$

где CO_2 , CO , H_2S , $C_m H_n$ – элементный химический состав газообразного топлива, %.

4) При сжигании нескольких веществ или марок топлива

При сжигании нескольких веществ или марок топлива расчет валового выброса диоксида углерода производится отдельно по каждому виду или марке топлива, а результаты суммируются.

9. Расчетное определение суммарного выброса вредных веществ при совместном сжигании различных видов топлива

При совместном сжигании различных видов топлива суммарное количество M_i загрязняющего i -го вещества, поступающего в атмосферу, подсчитывается по следующим формулам:

1) максимальное значение массовой концентрации

$$C_i = C_{i \max 1} \cdot \delta_{\max} + C_{i \max 2} (1 - \delta_{\max}), \quad (9.1)$$

где $C_{i \max 1}$, $C_{i \max 2}$ – максимальные значения массовой концентрации загрязняющего вещества i при сжигании топлива первого и второго вида соответственно, мг/м³;

δ_{\max} – максимальная доля топлива (по теплу), создающего наибольшую (из $C_{i \max 1}$ и $C_{i \max 2}$) концентрацию загрязняющего вещества;

2) объем сухих газов

$$V_{CG} = V_{CG1} \cdot \delta_{\max} + V_{CG2} (1 - \delta_{\max}), \quad (9.2)$$

где V_{CG1} , V_{CG2} – объемы сухих дымовых газов, образующихся при сжигании топлива первого и второго вида, соответственно, нм³/кг у.т.; определяются по нормативному методу;

3) расчетный расход топлива

$$B_P = B_{P1} + B_{P2}, \quad (9.3)$$

где B_{P1} , B_{P2} – расчетные расходы топлива первого и второго вида т у.т./ч при максимальной (номинальной) нагрузке и максимальной доле топлива (по теплу), создающего наибольшую концентрацию загрязняющего вещества i .

Среднее за рассчитываемый период значение массовой концентрации C_i для действующих ТЭС для определения валовых выбросов загрязняющего вещества i в тоннах необходимо подставлять в формулы

$$C_i = C_{iCP1} \cdot \delta + C_{iCP2}(1-\delta), \quad (9.4)$$

где C_{iCP1} , C_{iCP2} – средние значения массовых концентраций загрязняющего вещества i при сжигании топлива первого и второго вида при средней за рассчитываемый период нагрузке, мг/м³;

δ – доля топлива (по теплу) первого вида за расчетный период.

10. Расчет выбросов в атмосферу угольной пыли и золы от технологических объектов ТЭС

10.1. Расчет выбросов в атмосферу угольной пыли от ТЭС, работающей на твердом топливе

При долговременном хранении угля на открытых складах ТЭС происходят ветровая эрозия поверхностного слоя, вынос пыли в атмосферу и загрязнение окружающей среды. Если нормируемые выбросы угольной пыли при разгрузке и перевалке топлива на ТЭС могут рассматриваться как залповые выбросы, то выдувание топлива из штабеля – непрерывный процесс переменной интенсивности.

Общий выброс в атмосферу угольной пыли от ТЭС, работающей на твердом топливе, определяют как суммарный годовой выброс пыли от сдувания с поверхности штабеля ($M_{пш}$), от формирования открытого склада ($M_{фс}$) и от выбросов угольной пыли при работе технологического оборудования ($M_{то}$)

$$M_{п} = M_{пш} + M_{фс} + M_{то} . \quad (10.1)$$

Количество пыли, сдуваемой со штабеля

$$M_{пш} = M_{пу} \cdot S , \text{ (мг/с)}, \quad (10.2)$$

где $M_{пу}$ – удельное количество пыли, сдуваемое с угольного штабеля, мг/(м²·с).

S – площадь поверхности штабеля, м².

Удельное сдувание пыли рассчитывают с учетом скорости ветра и содержания частиц пыли размером менее 10 мкм

$$M_{пу} = 10^{-2} (4 + 2,5 \cdot N_{10}) V_B^2 (V_B - 4) , \text{ (мг/(м}^2 \cdot \text{с))}, \quad (10.3)$$

где N_{10} – содержание в угле частиц пыли размером менее 10 мкм, в % массы.

N_{10} определяет категорию и группу угля по пыльности (табл. 10.1);

V_B – скорость ветра, м/с.

Удельное сдувание пыли можно определить из табл. 10.2 для соответствующих групп и категорий пыльности в зависимости от скорости ветра по [4].

Таблица 10.1. Категории и группы пыльности угля

№ п/п	Категория пыльности	Группа пыльности	Содержание пыли в угле, N_{10} , %	Угольные бассейны, марки
1	Малопыльные	I	0,79	Донецкий АШ, Т
2		II	0,87	Кузнецкий Т, А
3	Умеренно пыльные	III	1,1	Кузнецкий Г, Д, СС
4		IV	1,43	
5	Пыльные	V	2,3	Подмосковный, Канско-Ачинский, Черемховский
6		VI	3,46	
7	Весьма пыльные	VII	4,7	Нерюнгринский, Экибастузский
8		VIII	7,48	

Таблица 10.2. Удельное сдувание пыли с поверхности открытых складов угля ($\text{мг}/\text{м}^2 \cdot \text{с}$)

Категория пыльности углей	Группа	Содержание пыли в угле, % (N_{10})	Скорость ветра, м/с							
			4	5	6	7	8	9	11	13
Мало пыльные	I	0,79	0,25	1,91	7,62	13,25	28,19	49,94	124,77	249,73
	II	0,87	0,27	2,0	7,84	14,17	28,44	51,53	124,78	257,2
Умеренно пыльные	III	1,1	0,32	2,31	9,19	16,48	33,08	57,48	143,71	277,4
	IV	1,43	0,38	2,73	10,75	18,96	37,68	63,42	159,52	305,0
Пыльные	V	2,3	0,50	3,53	14,10	25,06	47,45	91,17	192,6	353,9
	VI	3,46	0,66	4,71	17,96	32,9	61,0	100,09	226,4	411,4
Весьма пыльные	VII	4,7	0,83	5,4	23,2	41,0	72,3	115,8	245,4	451,2
	VIII	7,48	1,16	7,94	29,03	52,10	93,03	146,67	307,5	523,9

Группа пыльности определяется величиной удельного выделения пыли q , г/т, при скорости ветра в 1 м/с, т.е. для угля I группы величина $q = 790$ г/т ($N_{10} = 0,79$ %), для угля III группы $q = 1100$ г/т ($N_{10} = 1,1$ %), для угля V группы величина $q = 2300$ г/т ($N_{10} = 2,3$ %) и так далее, в соответствии с табл. 10.1.

Массовое выделение пыли при формировании открытого склада

$$M_{\text{ФС}} = q \cdot B \cdot 10^{-6}, (\text{т}/\text{год}), \quad (10.4)$$

где q – удельное выделение пыли при формировании открытого склада, г/т.

Величина удельного выделения пыли в зависимости от категории, группы пыльности угля и скорости ветра определяется из табл. 10.3;

B – масса переработанного топлива за временной период (год), т/год.

Таблица 10.3. Удельное выделение пыли при формировании открытых складов (г/т)

Категория пыльности углей	Группа	Содержание пыли в угле, % (N_{10})	Скорость ветра, м/с							
			1	3	5	6	7	9	11	13
Мало пыльные	I	0,79	790	2200	3150	3650	4050	6300	7900	7900
	II	0,87	870	2300	3300	3755	4300	6500	8700	8700
Умеренно пыльные	III	1,1	1100	2750	3800	4400	5000	7260	10000	11000
	IV	1,43	1430	3300	4500	5150	5750	8000	11100	14300
Пыльные	V	2,3	2300	4550	5800	6750	7600	11500	13400	16650
	VI	3,46	3460	6100	7750	8600	9980	12625	15700	19500
Весьма пыльные	VII	4,7	4700	7450	9250	10550	11950	14400	17900	21300
	VIII	7,48	7480	10480	13050	13900	15800	18500	21400	24650

При работе технологического оборудования (конвейеры топливоподачи, вагоноопрокидыватель, узлы пересыпки) без учета пылеподавления выброс угольной пыли можно рассчитывать по укрупненной величине удельных выбросов пыли (как при погрузке в вагоны и самосвалы) массовый выброс угольной пыли при работе технологического оборудования

$$M_{TO} = \sum q \cdot B \cdot 10^{-3}, \text{ (кг/год)}, \quad (10.5)$$

где q – удельное выделение пыли при работе технологического оборудования одного вида, г/г;

B – масса переработанного топлива, т/год.

Суммарное удельное выделение пыли при работе всей топливоподачи

$$\sum q = q_{\text{КОНВЕЙЕРА}} + q_{\text{ВАГОНА}} + q_{\text{КРАНА}}, \quad (10.6)$$

где $q_{\text{КОНВЕЙЕРА}}$ – удельное выделение пыли от работы конвейеров;

$q_{\text{ВАГОНА}}$ – удельное выделение пыли от работы вагоноопрокидывателя;

$q_{\text{КРАНА}}$ – удельное выделение пыли от работы крана-перегрузателя.

При этом удельное выделение пыли при работе технологического оборудования для угля малопыльного и умеренно пыльного принимается для каждого элемента технологического оборудования согласно табл. 10.4.

Таблица 10.4. Удельное выделение пыли при работе технологического оборудования для умеренно пыльного угля

Наименование элемента технологического оборудования	Удельное выделение пыли, г/т	Примечание
Конвейер магистральный (на 1 метр)	40	Величина удельного выделения пыли дана без учета пылеподавления
Вагоноопрокидыватель (как и кран-перегрузатель)	2000	Для угля пыльного вводится коэффициент $K = 2,3$; для угля «весьма пыльного» - $K = 4,8$

10.2. Расчет содержания в атмосфере пылевых частиц от золошлакоотвалов ТЭС

Золошлакоотвалы ТЭС являются хранилищем отходов энергетического производства – золы и шлака, которое по мере заполнения подлежит консервации или рекультивации и передаче в хозяйственное пользование. В сухие периоды года большинство золошлакоотвалов (кроме случаев складирования цементирующихся зол) может оказаться источником интенсивного пыления в результате ветрового воздействия. Ветровая эрозия золошлаковых полей представляет собой разрушение сложившейся в процессе складирования и статического хранения структуры дисперсной слабосвязанной обезвоженной золы-уноса ТЭС под воздействием ветрового потока. Она определяется характером и интенсивностью воздействия ветрового потока, свойствами складированного материала, технологией складирования, а также конструкцией объекта. При оценке ветровой эрозии (вынос, т/год) и среднегодового текущего выноса частиц (г/с) с поверхности золоотвала отдельные характеристики эродируемого материала и ветрового режима определяются следующим образом.

Находится сдвиговая (динамическая) скорость потока V^* , являющаяся важнейшим параметром, характеризующим условия ветровой эрозии поверхности пылевидного материала и определяющим величину создаваемого потоком усилия отрыва частицы от поверхности (либо сдвига ее по поверхности),

согласно уравнению Кармана-Прандтля

$$V_z/V^* = 1/k \cdot \ln(10/d_{\Pi}) + 8,5, \quad (10.7)$$

где V_z – скорость ветра на высоте флюгера, м/с ($z = 10$ м по СНиП 2.01.01-82);

k – постоянная Кармана ($\sim 0,4$);

d_{Π} – диаметр частицы, м. В расчетах принимается $d_{\Pi} = d_{ср}$.

Значения V^* для золотых частиц с агрегатной плотностью $\rho_{\Pi} = 2,6$ г/см³ показаны на рис. 10.1.

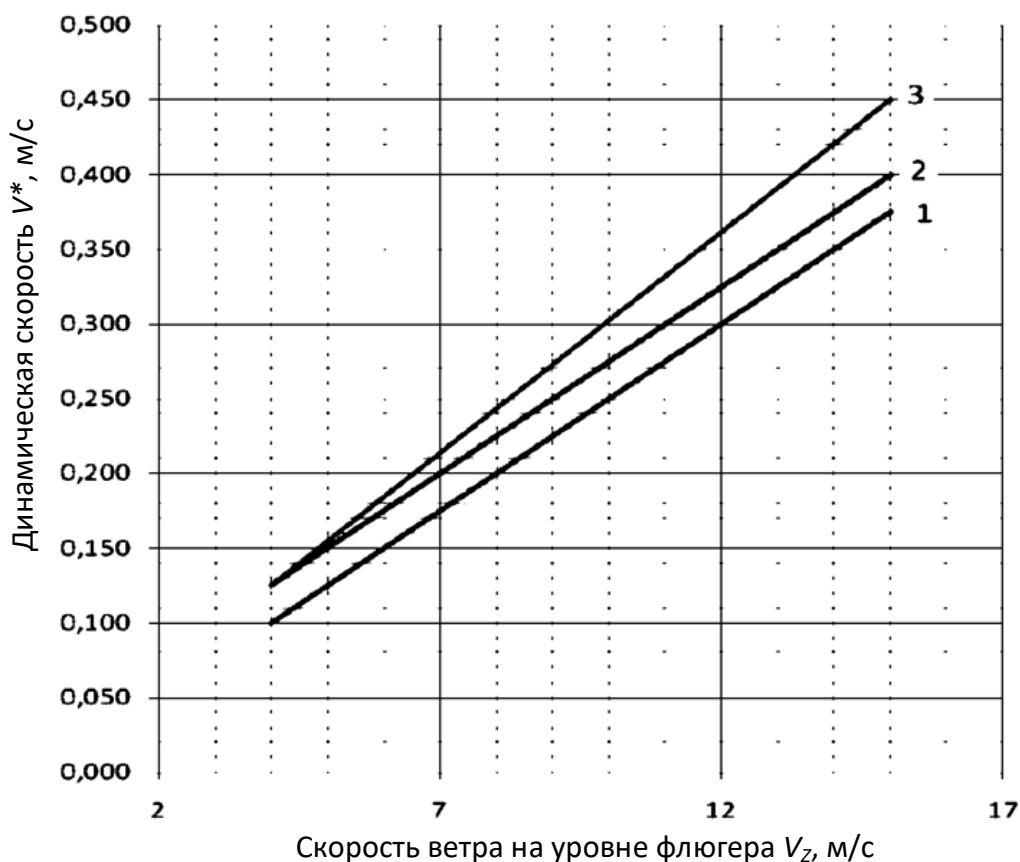


Рис. 10.1. Динамическая скорость ветрового потока при различной скорости ветра на уровне флюгера ($z = 10$ м):
1- $d_{\Pi} = 50$ мкм; 2 - $d_{\Pi} = 100$ мкм; 3 - $d_{\Pi} = 500$ мкм

Вычисляется пороговая (минимальная) динамическая скорость V_t^* , соответствующая началу пыления (подъему частиц), по формуле

$$V_t^* = A \left(\frac{\rho_{\Pi}}{\rho_B} g \cdot d_{\Pi} \right)^{0,5}, \quad (\text{м/с}), \quad (10.8)$$

где ρ_B – плотность воздуха при нормальных условиях, кг/м³ (приложение 2);

$\rho_{\text{п}}$ – агрегатная плотность пылевых частиц, кг/м³ (приложение 3);

g – ускорение силы тяжести, м/с²;

A – эмпирический коэффициент, $A = 0,08...0,12$.

Определяется для каждого конкретного случая складирования золошлаков минимальная скорость ветра $V_{\text{кр}}$ на уровне флюгера, соответствующая V_t^* , при которой начинается пыление поверхности золоотвала. Эта величина может быть определена расчетным путем исходя из зависимости (10.7) по формуле

$$V_{\text{кр}} = [2,5 \ln(10/d_{\text{п}}) + 8,5]V_t^* . \quad (10.9)$$

Находится средняя скорость ветра на уровне флюгера $V_{\text{ср}}$ в зоне размещения золоотвала как средневзвешенное значение в диапазоне от скорости ветра, соответствующей началу сдува золовых частиц $V_{\text{кр}}$, до максимальной скорости ветра $V_{\text{макс}}$ с учетом повторяемости градаций скоростей.

Определяется средний размер эродируемых частиц $d_{\text{ср}}$ как средневзвешенная величина в диапазоне от $d_{\text{макс}}$ до 0

$$d_{\text{ср}} = \frac{\sum (d \cdot a)_i}{\sum d_i} , \quad (10.10)$$

где d – средний размер частиц i -й фракции (приложение 4);

a – доля частиц i -й фракции (приложение 4);

i – число фракций эродируемых частиц.

Вычисляется предельный (максимальный) размер эродируемых частиц $d_{\text{макс}}$ по средней скорости ветра на высоте флюгера V_z по графику на рис. 10.2.

Рассчитывается годовой вынос золовых частиц, или эродируемость объекта

$$M_{\text{эр}} = \sum M_{\text{эр}_i} , \text{ (т/год)} , \quad (10.11)$$

где $M_{\text{эр}_i}$ – годовой вынос золовых частиц по каждому направлению ветра

$$M_{\text{эр}_i} = q_0^{\text{ср}} (n_{\text{внт}} \cdot S + n_{\text{сальт}} \cdot S_{\text{эф}_i} \cdot K_1) K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot \tau_{\text{пыл}} \cdot \\ \cdot 3,6 \cdot 10^{-6} , \text{ (т/год)} , \quad (10.12)$$

где q_0^{CP} – удельная сдуваемость золы с поверхности золоотвала, $г/(м^2 \cdot с)$, соответствующая средней скорости ветра V_{CP} по данному румбу; выбирается по табл. 10.5.

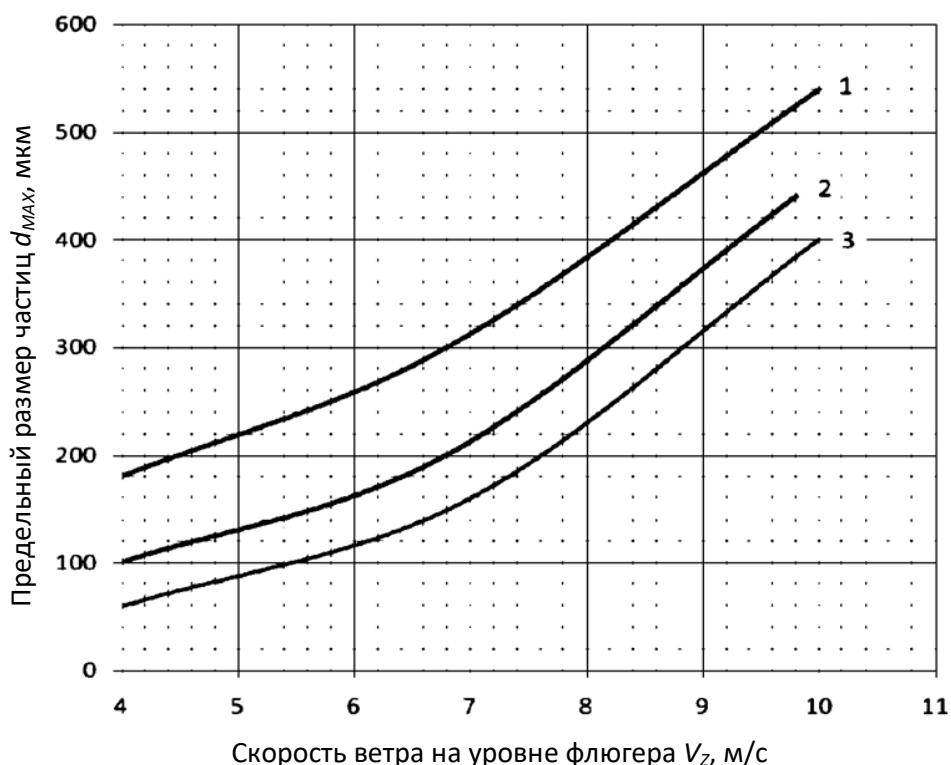


Рис. 10.2. Значение предельного размера эродируемых золовых частиц при различной скорости ветра на уровне флюгера ($z = 10$ м):
 1) $\rho_{п} = 2,0$ г/см³; 2) $\rho_{п} = 2,65$ г/см³; 3) $\rho_{п} = 3,0$ г/см³

Таблица 10.5. Удельная сдуваемость золы с поверхности золоотвала ($г/м^2 \cdot с$)

Средняя скорость ветра, м/с	Влажность поверхности, %						
	0...1	1...2	2...3	3...4	4...6	6...8	8...10
2,1	2,3	2,0	—	1,1	1,1	1,0	0,7
3,4	6,3	3,1	2,7	2,0	1,6	1,4	1,3
5,1	108,8	46,5	31	14,8	8,4	6,1	4,4
6,5	337,1	1281	179	79,6	37	13,3	7,7
7,7	24645	—	1382	465,8	138,7	35,1	12,7
8,8	70412	—	3569	—	247	59,2	20,9

Вычисляется текущий вынос золовых частиц с поверхности золоотвала при скорости ветра выше критической V_{KP} (ниже которой до $q_0 = 0$)

$$M_{ВЫН} = M_{ВЫН.ВИТ} + M_{ВЫН.САЛЬТ}, \quad (г/с), \quad (10.13)$$

где $M_{\text{ВЫН.ВИТ}}$ и $M_{\text{ВЫН.САЛЬТ}}$ – масса выносимых за границы золошлакоотвала витающих и сальтирующих частиц, г/с.

$$M_{\text{ВЫН}} = q_0 (n_{\text{ВИТ}} \cdot S + n_{\text{САЛЬТ}} \cdot S_{\text{ЭФ}} \cdot K_1) K_2 \cdot K_3 \cdot K_4, \quad (10.14)$$

где $n_{\text{ВИТ}}$, $n_{\text{САЛЬТ}}$ – доля витающих и сальтирующих частиц в сдуваемой золе. Витающие частицы следуют за ветровым потоком и рассеиваются на значительном удалении от золошлакоотвала, размер частиц в диапазоне от нескольких микрометров (мкм) до $d_{\text{ГР}}$. Сальтирующие – частицы, скачкообразно перемещающиеся по поверхности золоотвала (размером от $d_{\text{ГР}}$ до $d_{\text{МАХ}}$);

q_0 – удельная сдуваемость материала пылящей поверхности при данном значении скорости ветра на высоте флюгера, г/(м²·с), определяемая экспериментально посредством продувки проб золы с пылящих участков золоотвала в аэродинамической трубе с моделированием условий намыва золы; вычисляется по приведенной ниже формуле

$$q_0 = 100 \cdot V^* (V^{*2} - V_t^{*2}), \quad (10.15)$$

$n_{\text{ВИТ}}$ и $n_{\text{САЛЬТ}}$ определяются по формулам

$$n_{\text{ВИТ}} = \sum a \cdot d_{\text{ГР}} \dots 0 / (1 - a \geq d_{\text{max}}), \quad (10.16)$$

$$n_{\text{САЛЬТ}} = \sum a \cdot d_{\text{ГР}} \dots d_{\text{max}} / (1 - a \geq d_{\text{max}}), \quad (10.17)$$

Граничный размер пылевой частицы $d_{\text{ГР}}$ (минимальный размер сальтирующей частицы), разделяющий витающие и сальтирующие частицы, может быть определен по графику на рис. 10.3.

Гранулометрический состав поверхности пылящих участков отвала устанавливается экспериментально для данного конкретного складываемого материала при характерной влажности либо по справочным данным для пойменной золошлаковой зоны отвала. Значения $\rho_{\text{П}}$, $n_{\text{ВИТ}}$, $n_{\text{САЛЬТ}}$, d , a определяются из справочной литературы, например [5];

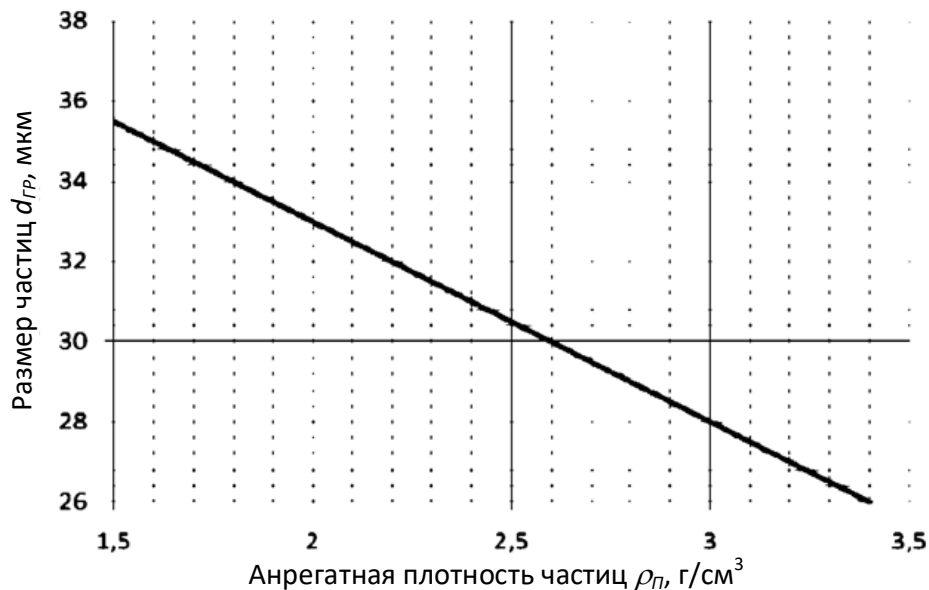


Рис. 10.3. Значение граничного размера частиц $d_{гр}$ при различной агрегатной плотности золы

$S_{эф}$ – эффективная площадь пылящей поверхности (m^2), на которой увеличивается в потоке воздуха масса сальтирующих частиц, рассчитывается по формуле

$$S_{эф} = S - S_{ЭК}, \quad (10.18)$$

где S – полная площадь пылящей поверхности золоотвала, m^2 ;

$S_{ЭК}$ – часть пылящего участка золоотвала, экранируемая отстойным прудом (находящаяся с наветренной стороны относительно пруда), m^2 ;

K_1 – поправочный коэффициент, учитывающий обеспыливание пылевого потока за счет осаждения золовых частиц при обтекании дамбы. K_1 принимается в зависимости от превышения гребня дамбы относительно уровня поверхности золошлакового поля по рис. 10.4;

K_2 – коэффициент, учитывающий состояние поверхностного слоя (коркообразование, агрегатирование золовых частиц в слое в результате химического взаимодействия) в зависимости от содержания окиси кальция в золе

$$\begin{aligned} K_2 &= 1,0 \text{ при } CaO < 10 \%, \\ K_2 &= 1 - 1,6129 \cdot 10^{-3} \text{ при } CaO - 10 \dots 25 \%, \\ K_2 &= 0 \text{ при } CaO > 25 \%. \end{aligned} \quad (10.19)$$

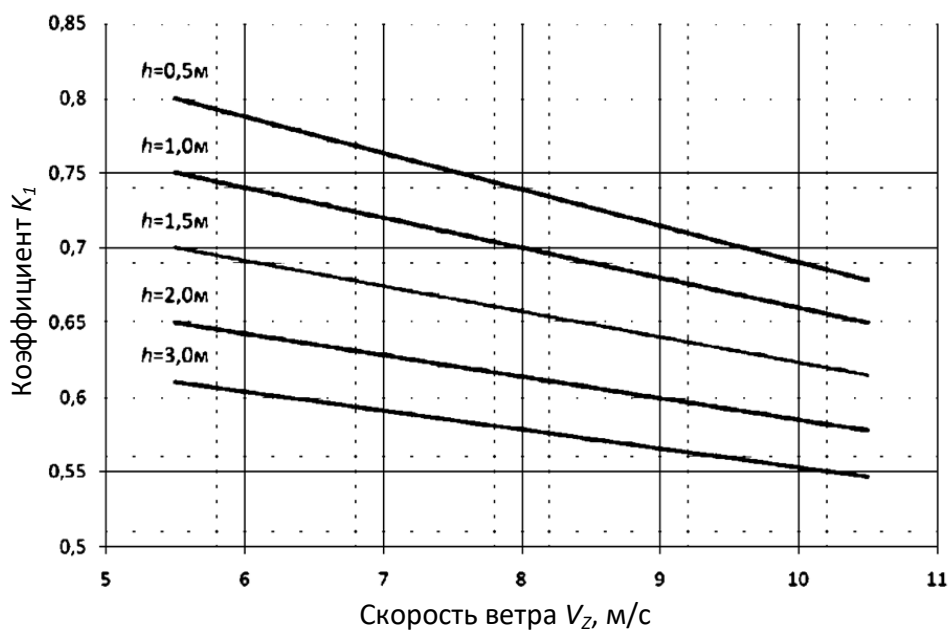


Рис. 10.4. Зависимость коэффициента переноса золы при обтекании дамбы K_1 от скорости ветра V_z при различных превышениях гребня дамбы над зольным пляжем h

K_3 – коэффициент, учитывающий защищенность объекта от ветрового воздействия (влияние высотных элементов рельефа, специальных ветрозащитных сооружений, лесопосадок) и закрепление поверхности зольного пляжа, находится по табл. 10.6. При воздействии нескольких факторов защищенности коэффициент K_3 определяется перемножением соответствующих коэффициентов;

Таблица 10.6 Значение поправочного коэффициента K_3

Факторы защищенности отвала от пыления	K_3
1. Закрытие отвала высотными элементами рельефа:	
– с одной стороны	0,6
– с двух сторон	0,3
– с трех сторон	0,15
2. Сооружение сплошных барьеров по периметру дамб отвала (решетчатые ограды, прокладка пульпопроводов по гребню дамбы, лесополосы вдоль границ отвала)	0,7
3. Относительное увеличение высоты дамбы, расположенной с подветренной стороны по отношению к преобладающим ветрам	0,85
4. Закрепление поверхности зольного пляжа вяжущими веществами (коркообразование)	0,1
5. Закрепление поверхности зольного пляжа шлаком	0,05
6. Закрепление поверхности зольного пляжа защитным слоем из связного грунта (суглинок, глина)	0,02

K_4 – коэффициент, учитывающий применение оперативных методов пылеподавления (орошение пылящей поверхности водой и др.), табл. 10.7.

Таблица 10.7. Значение поправочного коэффициента K_4

Метод оперативного пылеподавления	K_4
1. Поднятие уровня воды в пруде-осветлителе выше уровня зольного пляжа	0...0,2
2. Периодическое орошение сухих пляжей стационарными дождевальными установками или поливочными машинами	0,1...0,5
3. Смачивание сухих пляжей осветленной водой, подаваемой по резервному пульпопроводу разводящей сети	0,2...0,3
4. Учащение переключения пульповыпусков в теплое время	0,7

Продолжительность периода возможной ветровой эрозии поверхности золоотвала $\tau_{пыл}$ определяется исходя из двух основных временных характеристик:

- относительной продолжительности пылеопасного ветрового режима $\tau'_{V_{кр}}$, в течение которого скорость ветра на флюгере V_z остается больше скорости начала пыления $V_{кр}$ (определяемой по средневзвешенному размеру эродируемых частиц);

- относительной продолжительности периода возможного пыления $\tau'_{пов}$ по состоянию поверхности золоотвала, исключаящего из рассматриваемого периода τ продолжительность периодов укрытия зольных пляжей устойчивым снеговым покровом, увлажнения осадками и талыми водами

$$\tau'_{пов} = 1 - (\tau'_{сн} + \tau'_{ос} + \tau'_T + \tau'_{шт}), \quad (10.20)$$

где $\tau'_{сн}$ – относительная продолжительность устойчивого снегового покрова;

$\tau'_{ос}$ – относительная продолжительность осадков в виде дождя и мокрого снега;

τ'_T – относительная продолжительность увлажнения поверхности золоотвала талыми водами;

$\tau'_{шт}$ – относительная продолжительность штиля.

В целом продолжительность периода возможной ветровой эрозии поверхности золоотвала определяется наложением двух рассмотренных временных характеристик

$$\begin{aligned}\tau_{\text{ПЫЛ}} &= \tau \cdot \tau'_{\text{ПОВ}} \cdot \tau'_{V_{\text{КР}}}, (\text{ч}), \\ \tau_{\text{ПЫЛ}} &= \tau [1 - (\tau'_{\text{СН}} + \tau'_{\text{ОС}} + \tau'_{\text{Т}} + \tau'_{\text{ШТ}})] \tau'_{V_{\text{КР}}}, (\text{ч}),\end{aligned}\tag{10.21}$$

где τ – продолжительность рассматриваемого периода, ч.

11. Расчет выбросов углеводородов при хранении и перемещении мазута (нефти, дизельного топлива, бензина)

11.1. Расчет выбросов углеводородов из цистерн при перемещении мазута

Годовые потери углеводородов из цистерн и резервуаров определяются суммированием квартальных потерь [6], которые в общем случае рассчитываются по формуле

$$M_M = V \frac{p_{ГП}}{p_{АТ}} \rho \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot 10^{-3}, \text{ (т)}, \quad (11.1)$$

где V – объем мазута (дизельного топлива, бензина и других нефтепродуктов), поступающего в резервуар или в группу одноцелевых резервуаров за соответствующий квартал, м³;

$p_{ГП}$ – давление насыщенных паров углеводородов в газовом пространстве при среднеквартальной температуре газового пространства резервуара (мм рт. ст., Па);

$p_{АТ}$ – среднее барометрическое давление в газовом пространстве резервуаров (приблизительно равно атмосферному давлению), мм рт. ст., Па;

ρ – средняя плотность паров мазута (или, соответственно, других нефтепродуктов) при заданной температуре, кг/м³;

K_1 – опытный коэффициент, характеризующий удельные потери углеводородов с учетом ежеквартальной оборачиваемости резервуаров (рис. 11.1);

K_2 – коэффициент, учитывающий наличие технических средств сокращения потерь от испарения и режим эксплуатации резервуара;

K_3 – коэффициент, учитывающий влияние климатических условий на испарение, во II и III кварталах $K_3 = 1,14$ – для средней климатической зоны, $K_3 = 1,47$ – для южной зоны и $K_3 = 1,0$ – для всех остальных зон и кварталов.

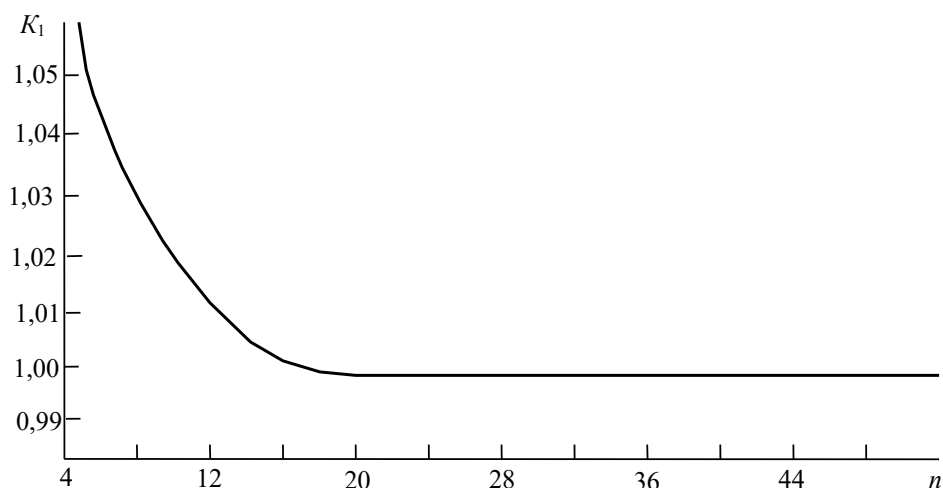


Рис. 11.1. Зависимость K_1 от среднеквартальной оборачиваемости резервуаров со светлыми нефтепродуктами

Плотность паров углеводородов

$$\rho = \frac{M}{22,4} \frac{p}{p_0} \frac{273}{273 + t}, \quad (11.2)$$

где $M = 45 + 0,6 \cdot t_{НК}$ – молекулярный вес паров нефти и нефтепродуктов (мазута);

$t_{НК}$ – температура начала кипения нефтепродукта, °С;

p – упругость паров нефтепродуктов, мм рт. ст. (пересчитывается по номограмме рис. 11.2);

$p_0 = 760$ мм рт. ст.

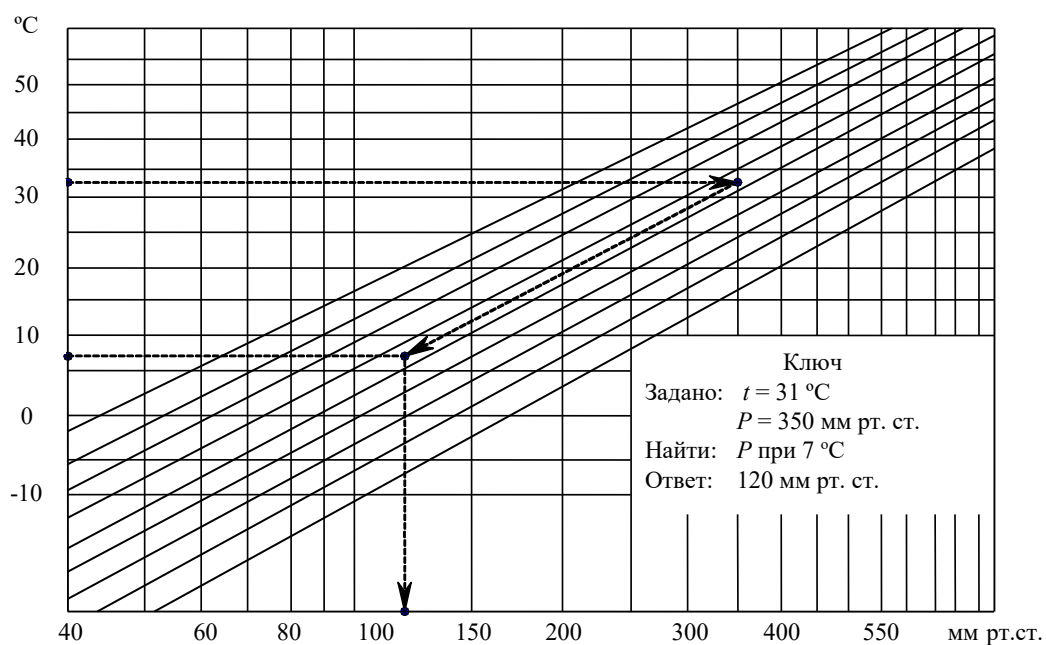


Рис. 11.2. Номограмма для пересчета упругости паров нефтепродуктов

11.2. Расчет выбросов углеводородов из мазутохранилищ

Потери углеводородов (ароматические, бензол, толуол, ксилолы, предельные углеводороды) от испарения из резервуаров с нефтепродуктами (мазут, дизельное топливо, бензин, масла и др.) определяют суммированием потерь из шести наиболее теплых и шести наиболее холодных месяцев года, которые рассчитываются по формуле

$$M_{УГВ} = V \cdot C \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot 10^{-6}, \text{ (Т)}, \quad (11.3)$$

где V – объем нефтепродукта, поступающего в резервуар или группу одноцелевых резервуаров в течение рассматриваемого периода года, м^3 ;

C – массовая концентрация насыщенных паров при заданной температуре газового пространства резервуара (рис. 11.3), $\text{мг}/\text{м}^3$;

K_1 – опытный коэффициент, характеризующий удельные потери углеводородов с учетом среднеквартальной оборачиваемости резервуаров (см. рис. 11.1);

K_2 – коэффициент, учитывающий наличие технических средств сокращения потерь от испарения и режим эксплуатации резервуара (см. таблицу, с. 61).

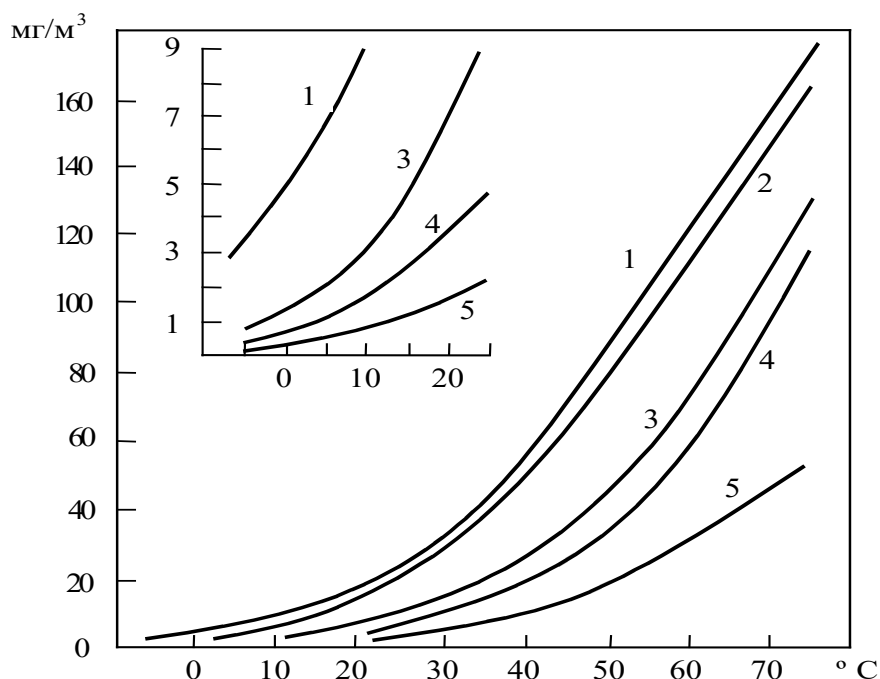


Рис. 11.3. Концентрации насыщенных паров нефтепродуктов в объеме резервуаров, $\text{мг}/\text{м}^3$: 1 – керосин; 2 – лигроин; 3 – дизельное топливо; 4 – мазут; 5 – масла и присадки

Значение коэффициента K_2

Эксплуатация резервуара	Наземные металлические резервуары			Подземные железобетонные резервуары	
	без оснащения средствами по снижению потерь	оснащен плавающей крышей	включен в газоуравнительную систему	без оснащения средствами по снижению потерь	включен в газоуравнительную систему
Резервуар эксплуатируется как «мерник»	1	0,2	0,2	0,8	0,1
Резервуар эксплуатируется как «буферная» емкость	0,1	0,05	0,05	0,15	–
«Мерник» с открытыми люками или снятыми дыхательными клапанами	1,1	0,25	1,1	0,9	0,9

Среднеквартальная температура газового пространства резервуара, необходимая для определения давления насыщенных паров или концентрации углеводородов:

– для I и IV кварталов

$$t_{1-4}^{\text{кв}} = 0,5(t_H + t_B); \quad (11.4)$$

– для II и III кварталов

$$t_{2-3}^{\text{кв}} = 0,7 \cdot t_H + 0,3 \cdot t_B; \quad (11.5)$$

где t_H – средняя температура нефтепродукта (мазута, бензина и др.);

t_B – средняя температура воздуха за период.

Среднеквартальная оборачиваемость резервуара (бака, цистерны)

$$n = \frac{V}{V_P}, \quad (11.6)$$

где V_P – объем одноцелевых резервуаров или цистерн.

12. Расчет теплового воздействия энергетических объектов на окружающую среду

Выбросы теплоты являются одним из основных факторов взаимодействия энергетических объектов с окружающей средой (атмосферой и гидросферой).

Выделение теплоты происходит на всех стадиях преобразования химической энергии органического топлива для выработки электроэнергии, а также при получении и использовании тепловой энергии.

Балансовое уравнение выделения теплоты в окружающую среду при использовании всех видов топлива представляется в следующем виде:

$$Q_{ос} = Q_{ЭС} + Q_{пр} + Q_T + Q_{ЭЛ}, \quad (12.1)$$

где $Q_{ос}$ – общее количество теплоты, отдаваемой в окружающую среду;

$Q_{ЭС}$ – суммарное тепловыделение на электростанции (ТЭС или АЭС);

$Q_{пр}$ – прямое выделение теплоты в окружающую среду при прямом использовании топлива промышленными и коммунально-бытовыми потребителями;

Q_T – выделение теплоты в окружающую среду потребителями тепловой энергии;

$Q_{ЭЛ}$ – выделение теплоты в окружающую среду потребителями электрической энергии.

Выбросы теплоты электростанциями (ЭС) состоят из теплоты, отводимой в конденсаторах турбин, а также из других потерь теплоты на ТЭС:

$$Q_{ЭС} = Q_{конд} + Q_{пот}. \quad (12.2)$$

1) Теплота, отводимая в конденсаторах турбин ($Q_{конд}$) зависит от термодинамического цикла и тепловой схемы установки

$$Q_{конд} = G_k \cdot Z_{исп} + G_k \cdot C_{рм}(t_k - t_m), \quad (12.3)$$

где G_k – количество пара, поступающего в конденсатор;

$Z_{исп}$ – теплота испарения, т.е. фазового перехода при температуре конденсации;

t_K – температура конденсации;

t_M – температура жидкости (воды) на выходе из конденсатора;

C_{PM} – удельная теплоемкость жидкости.

В балансе $Q_{\text{конд}}$ первое слагаемое соответствует теплоте конденсации, а второе – теплоте переохлаждения жидкости по отношению к температуре конденсации.

Расход тепла, сбрасываемого в атмосферу в циркуляционном контуре турбинной установки

$$Q_{\text{пр}} = G_{\text{охл.в}}(t''_{\text{ц}} - t'_{\text{ц}})C, \quad (12.4)$$

где $G_{\text{охл.в}}$ – расход охлаждающей циркуляционной воды, проходящей через конденсатор;

$t''_{\text{ц}}$ – температура циркуляционной воды после конденсатора;

$t'_{\text{ц}}$ – температура циркуляционной воды до конденсатора (на входе в конденсатор);

C – удельная теплоемкость воды в диапазоне температур циркулирующей воды.

Расход воды в конденсаторах турбин зависит от начальных и конечных параметров пара и от системы технического водоснабжения.

Расход воды на конденсаторы основных типов паротурбинных установок ТЭС показан в табл. 12.1.

Таблица 12.1. Расход воды на конденсаторы паротурбинных установок ТЭС ($\times 10^3$ м³/ч)

Параметр	Тип турбоагрегата										
	К-50-90 ПТ-50-90	ПТ-60-130 Т-50-130	К-100-90 Т-100-90	ПТ-135-130	К-160-130	К-200-130	Т-250-240	К-300-240	К-500-240	К-800-240	К-1200-240
Расход циркуляционной воды	8	8	16	12,5	21	25	28	36	52	80	108

На действующих ТЭС расход охлаждающей воды при сверхкритических параметрах пара составляет 0,09...0,15 м³/(кВт·ч). Для приближенных расчетов можно принимать расходы воды на охлаждение конденсаторов 120 (кг/кВт·ч).

Отвод теплоты в атмосферу в оборотных системах технического водоснабжения (СТВС) лимитируется закономерностями теплообмена поверхности воды с атмосферным воздухом – удельной тепловой нагрузкой, а также удельной объемной гидравлической нагрузкой и удельной площадью орошения. Для основных типов оборотных СТВС эти характеристики приведены в табл. 12.2.

Таблица 12.2. Основные характеристики оборотных систем технического водоснабжения

Система технического водоснабжения	Удельная объемная гидравлическая нагрузка, м ³ /(м ² ·ч)	Удельная тепловая нагрузка, МДж/(м ² ·ч)	Удельная площадь орошения, м ² /кВт
Пруды-охладители	0,025...0,050	0,8...1,6	14...7
Открытые градирни	2...5	60...160	0,2...0,07
Башенные железобетонные градирни с естественной вентиляцией:			
– капельные	3...7,5	10...150	0,1...0,05
– пленочные	7...10	20...320	0,05...0,03
Башенные железобетонные градирни с принудительной циркуляцией:			
– капельные	5...7	160...200	0,07...0,05
– пленочные	10...14	300...400	0,04...0,025

Для средней полосы России при нагреве охлаждающей воды в конденсаторах на 8...10 °С допустимая гидравлическая нагрузка на площадь орошения водохранилищ составляет 0,04 м³/(м²·ч); для брызгальных бассейнов при этих же условиях – 0,8...1,0 м³/(м²·ч), а для градирен – значительно выше.

В обычных градирнях скорость восходящего потока воздуха достигает 30 м/с, вследствие чего он втягивает большую массу холодного и плотного окружающего воздуха и теряет свою энергию на высоте нескольких десятков метров.

Удельное количество теплоты, отводимой с охлаждающей водой при

нагреве ее в конденсаторах турбин на 8...10 °С, составляет для ТЭС около 4,3 кДж/(кВт·ч) при расходе воды 100...130 кг/(кВт·ч). Отсюда $Q_{\text{конд}} = 4,3N$ кДж/ч.

Чтобы влияние сбросной теплоты не нарушало экосистемы водоема, тепловые сбросы по санитарным нормам не должны вызывать повышение собственной температуры водоема более чем на 5 °С в зимнее время и 3 °С – в летнее. Эти нормы выдерживаются, если удельная тепловая нагрузка на водоем не превышает 12...17 кДж/м³.

2) Другая составляющая выделения теплоты в окружающую среду в пределах энергоустановки $Q_{\text{пот}}$ определяется совершенством процессов сжигания топлива и теплообмена, тепловой схемы и тепловой изоляции

$$Q_{\text{пот}} = Q_{\text{ух}} + \sum Q_{\text{вент}} + \sum Q_{\text{из}} + \sum Q_{\text{тв}} + \sum Q_{\text{пр}}, \quad (12.5)$$

где $Q_{\text{ух}}$ – потеря теплоты с уходящими продуктами сгорания топлива;

$\sum Q_{\text{вент}}$ – суммарные потери теплоты в системе вентиляции;

$\sum Q_{\text{из}}$ – суммарные потери через тепловую изоляцию;

$\sum Q_{\text{тв}}$ – суммарный отвод теплоты технической водой ТЭС (кроме конденсаторов) – маслоохладителями и др.;

$\sum Q_{\text{пр}}$ – суммарные потери теплоты из-за продувок и утечек конденсата (арматура и др.), от физического тепла шлака.

- Потеря теплоты с уходящими газами определяется как разность энтальпий продуктов сгорания на выходе из котельного агрегата и холодного воздуха

$$Q_{\text{ух}} = (H_{\text{ух}} - \alpha_{\text{ух}} \cdot H_{\text{хв}}^0)(100 - q_4), \quad (12.6)$$

где $H_{\text{ух}}$ – энтальпия уходящих газов при соответствующем избытке воздуха и температуре, ккал/кг;

$\alpha_{\text{ух}}$ – избыток воздуха в уходящих газах;

$H_{\text{хв}}^0$ – энтальпия холодного воздуха (при температуре 30 °С) ккал/кг;

q_4 – потери теплоты с механическим недожогом, %.

- Потери теплоты в системе вентиляции

$$Q_{\text{вент}} = \sum G_{\text{возд}}(t'' - t')C_{\text{возд}}, \quad (\text{ккал/ч}), \quad (12.7)$$

где $G_{\text{возд}}$ – расход вентилируемого воздуха через установку, кг/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$);

t' и t'' – температура вентилируемого воздуха на входе и выходе из установки, $^{\circ}\text{C}$;

$C_{\text{возд}}$ – теплоемкость воздуха, ккал/(град·кг).

- Суммарные потери тепла на ТЭС через тепловую изоляцию в общем виде

$$Q_{\text{ИЗ}} = Q_{\text{ИЗ}}^{\text{ТП}} + Q_5^{\text{КУ}} + Q_{6\text{ОХЛ}}^{\text{КУ}}, \quad (12.8)$$

где $Q_{\text{ИЗ}}^{\text{ТП}}$ – потеря теплоты через изоляцию установок и трубопроводов ТЭС.

$Q_5^{\text{КУ}}$ – потеря теплоты котельной установкой от наружного охлаждения;

$Q_{6\text{ОХЛ}}^{\text{КУ}}$ – потеря теплоты на охлаждении не включенных в циркуляционную схему котла панелей и балок топки;

Потеря теплоты котельной установкой от наружного охлаждения

$$Q_5^{\text{КУ}} = q_5 \cdot Q_{\text{КА}}, \quad (12.9)$$

где q_5 , определяется по данным рис. 12.1.

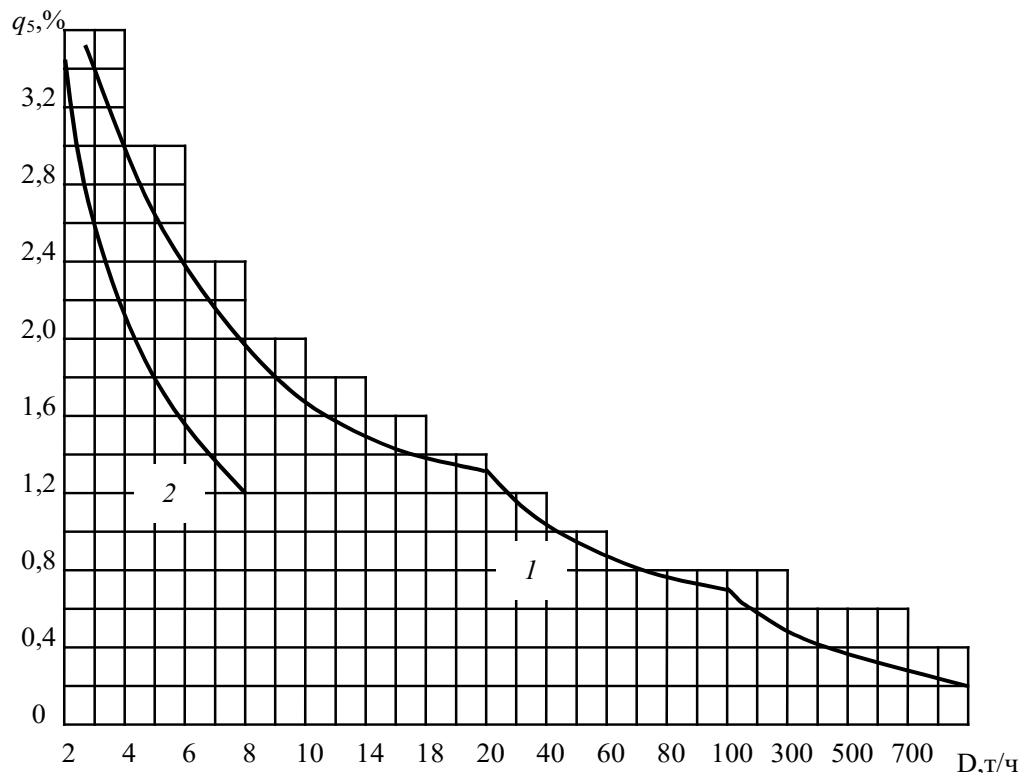


Рис. 12.1. Потери тепла от наружного охлаждения:

1 – котельный агрегат с хвостовыми поверхностями нагрева;

2 – собственно котел (малой производительности, без хвостовых поверхностей нагрева)

При паропроизводительности котельного агрегата более 900 т/ч q_5 принимается равным 0,2 %;

$Q_{КА}$ – тепловая производительность котельного агрегата

$$Q_{КА} = D_{ПЕ}(i_{ПП} - i_{ПВ}) + D_{ВТ}(i'_{ВТ} - i''_{ВТ}) + D_{НП}(i_{НП} - i_{ПВ}) + D_{ПР}(i_{КИП} - i_{ПВ}) + Q_{ОТ}, \quad (12.10)$$

где $D_{ПЕ}$ – количество выработанного котлом перегретого пара, кг/ч;

$i_{ПП}$ – энтальпия перегретого пара, ккал/кг; находится по давлению и температуре у главной парозапорной задвижки по таблицам воды и водяного пара;

$i_{ПВ}$ – энтальпия питательной воды, ккал/кг, берется из технических характеристик котла;

$D_{ВТ}$ – расход пара через вторичный перегреватель, кг/ч;

$i'_{ВТ}, i''_{ВТ}$ – конечная и начальная энтальпия вторичного пара, ккал/кг;

$D_{НП}$ – количество насыщенного пара, кг/ч, отданного помимо перегревателя (на обдувку и другие нужды котла);

$i_{НП}$ – энтальпия насыщенного пара, ккал/кг, определяется давлением в барабане (сепараторе) котла;

$D_{ПР}$ – расход воды на продувку котла, кг/ч (для прямоточных котлов продувка сепаратора);

$i_{КИП}$ – энтальпия кипения продувочной воды, ккал/кг, определяется по давлению в барабане или сепараторе котла;

$Q_{ОТ}$ – тепловосприятие воды или воздуха, подогреваемых в котельном агрегате и отдаваемых на сторону, ккал/ч.

Потеря тепла на охлаждение не включенных в циркуляционную схему котла панелей и балок топki $Q_{б\text{ОХЛ}}^{КУ}$ приближенно определяется по формуле

$$Q_{б\text{ОХЛ}}^{КУ} = 100 \cdot 10^3 \cdot N_{\text{ОХЛ}}, \quad (\text{ккал}), \quad (12.11)$$

где $N_{\text{ОХЛ}}$ – лучевоспринимающая поверхность балок и панелей, м².

Теплота, потерянная изоляцией трубопроводов и элементов тепловой схемы

$$Q_{из} = H_{из} \cdot q_{из}, \quad (12.12)$$

где $H_{из}$ – поверхность изоляции;

$q_{из}$ – удельные потери тепла с 1 м² поверхности, ккал/м².

- Потеря теплоты технической водой

$$Q_{ТВ} = \sum G_{ТВ}(t'' - t')C_{вод}, \quad (\text{ккал/ч}), \quad (12.13)$$

где $G_{ТВ}$ – расход охлаждающей технической воды, кг/ч;

t'' и t' – температура охлаждающей воды на выходе и входе установки, °С;

$C_{вод}$ – теплоемкость воды, ккал/(кг·град).

- Потери теплоты из-за продувки и потери конденсата

$$Q_{пр} = \sum G_{пр}(i_2 - i_1) + G_{ут} \cdot i_{ут}, \quad (12.14)$$

где $G_{пр}$ – количество продуваемой среды, кг/ч;

i_2 и i_1 – энтальпия среды на входе и выходе;

$G_{ут}$ – количество пара (конденсата), теряемого через неплотности;

$i_{ут}$ – энтальпия среды (пара, конденсата), теряемой через неплотности.

Нормативная продувка котлов составляет 2 % от их производительности, а нормативные потери конденсата на ТЭС и котельных – 2 % от производительности котельной.

- Потери тепла изоляцией паропроводов и турбинного оборудования ТЭС определяются по формуле

$$Q_{из}^{ТП} = (0,97...0,98)q_{уд} \cdot N \cdot n_y, \quad (\text{ккал/ч}), \quad (12.15)$$

где $Q_{из}^{ТП}$ – количество теплоты, отданное в атмосферу изолированными поверхностями паропроводов и турбин ТЭС;

(0,97...0,98) – коэффициент, учитывающий потери теплоты излучением с поверхностей паропроводов и турбин;

$q_{уд}$ – номинальный удельный расход теплоты на турбину, ккал/(кВт·ч);

N – установленная мощность оборудования, кВт;

n_y – коэффициент использования установленной мощности.

13. Расчет потребного количества кислорода при сжигании органического топлива на топливоиспользующих установках

Для аналитического расчёта необходимо знать элементарный состав топлива.

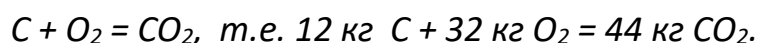
Сложность расчёта заключается в том, что состав топлива задан в массовых процентах, а кислород, необходимый для окисления горючих элементов, нужно определить в кубических метрах.

Ключом к решению этой задачи является молярное соотношение кислорода и горючего элемента в реакции окисления.

Потребное для сжигания органического топлива количество кислорода рассчитывается исходя из следующих постулатов. По закону кратных отношений Дальтона в реакциях исходные вещества вступают в химические соединения и образуют новые продукты в определенных, так называемых стехиометрических, соотношениях. Согласно этому закону, горючие составляющие топлива реагируют с кислородом в определенном количественном соотношении. Расход кислорода и количество образующихся продуктов сгорания определяются из стехиометрических уравнений горения, записанных для одного моля каждого горючего составляющего. Относя эти уравнения к 1 кг горючего и выразив газообразные вещества в объемных единицах делением их массовых количеств на значения плотностей, получаем количество кислорода и выход продуктов сгорания на 1 кг каждой составляющей горючей массы топлива в м³, при давлении 0,1013 МПа (760 мм рт. ст.) и 0 °С.

Для углерода

Для окисления одного моля углерода массой 12 кг требуется один моль кислорода, занимающего объём 22,4 м³ и массой 32 кг.



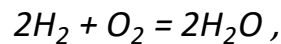
Следовательно, расход кислорода на окисление 1 кг углерода будет равен

$$1 \text{ кг } C + \frac{22,4}{12} \text{ м}^3/\text{кг } O_2 = 1 \text{ кг } C + 1,867 \text{ м}^3/\text{кг } O_2 = 1,867 \text{ м}^3 \text{ CO}_2,$$

т.е. $1 \text{ кг } C + 1,867 \text{ м}^3/\text{кг } O_2 = 1,867 \text{ м}^3 \text{ CO}_2$.

Так как в 1 кг топлива содержится C^P % углерода, то для сжигания этого количества углерода потребуется $1,867 \cdot C^P/100 \text{ м}^3$ кислорода.

Для водорода



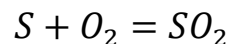
$$4 \text{ кг } H_2 + 32 \text{ кг } O_2 = 36 \text{ кг } H_2O,$$

$$1 \text{ кг } H_2 + \frac{22,4}{4} \text{ м}^3/\text{кг } O_2 = 1 \text{ кг } H_2 + 5,6 \text{ м}^3/\text{кг } O_2 = 5,6 \text{ м}^3 \text{ H}_2O$$

$$1 \text{ кг } H_2 + 5,6 \text{ м}^3/\text{кг } O_2 = 5,6 \text{ м}^3 \text{ H}_2O.$$

Так как в 1 кг топлива содержится H_2^P % водорода, то для сжигания этого количества водорода потребуется $5,6 \cdot H_2^P/100 \text{ м}^3$ кислорода.

Для серы



$$32 \text{ кг } S + 32 \text{ кг } O_2 = 64 \text{ кг } SO_2$$

$$1 \text{ кг } S + \frac{22,4}{32} \text{ м}^3/\text{кг } O_2 = 1 \text{ кг } S + 0,7 \text{ м}^3/\text{кг } O_2 = 0,7 \text{ м}^3 \text{ SO}_2$$

$$1 \text{ кг } S + 0,7 \text{ м}^3/\text{кг } O_2 = 0,7 \text{ м}^3 \text{ SO}_2.$$

Так как в 1 кг топлива содержится S^P % серы, то для сжигания этого количества серы потребуется $0,7 \cdot S^P/100 \text{ м}^3$ кислорода.

Суммируя затраты кислорода на сжигание горючих элементов, содержащихся в 1 кг топлива, и вычитая количество кислорода топлива, получаем теоретически необходимое количество кислорода для сжигания 1 кг твердого или жидкого топлива $V_{O_2}^0$

$$V_{O_2}^0 = 1,867 \frac{C^P}{100} + 0,7 \frac{S^P}{100} + 5,6 \frac{H^P}{100} - \frac{O^P}{100 \cdot \rho_{O_2}}, (\text{м}^3/\text{кг}), \quad (13.1)$$

где $\rho_{O_2} = 1,428 \text{ кг}/\text{м}^3$;

C^P, S^P, H^P и O^P – соответственно, массовое содержание углерода, серы, водорода и кислорода в топливе.

14. Расчет количества воды, поступающей в атмосферу от системы водоснабжения электростанции

При любой системе технического водоснабжения (СТВС) тепловых и атомных электрических станций существуют необратимые потери воды. Отводимая от воды теплота поступает в атмосферу и приводит к повышению температуры, а пары воды – к повышению относительной влажности воздуха.

В наиболее распространенных на практике оборотных системах технического водоснабжения электростанций широко используются градирни с естественной и принудительной тягой.

Охлаждение воды в градирне сопровождается процессом формирования и сепарации потоков капель на нисходящий (расход охлажденной воды) и восходящий поток (унос капель). В силу этого градирня является источником выброса капель и содержащихся в них загрязняющих веществ. Под загрязняющими веществами подразумеваются неорганические минеральные вещества, содержащиеся в каплях в растворенном или твердом состояниях, включая коллоиды.

Методика расчета

Общее количество поступающей в атмосферу воды, воздействующее на повышение температуры и влажности в зависимости от СТВС электростанций, рассчитывается по формуле

$$Y_{\text{исп}} = q_{\text{уд}} \cdot N \cdot n_y, (\text{м}^3/\text{с}), \quad (14.1)$$

где $q_{\text{уд}}$ – номинальная удельная потеря воды для соответствующей СТВС;

N – установленная мощность электростанции, МВт;

n_y – коэффициент использования установленной мощности.

Удельная потеря воды за счет испарения при сбросе теплой воды составляет для ТЭС: при сбросе в водоем $0,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{МВт})$; при использовании водохранилищ $(0,36 \dots 0,375) 10^{-3} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{МВт})$; в СТВС с градирнями $(12 \dots 15) 10^{-3} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{МВт})$.

Максимальный разовый выброс капель из градирни без водоуловителя рассчитывается по формуле

$$Q_{K(P)}^0 = q_{MAX} \cdot F_{OP} \left\{ 1 - \exp \left[- \left(\frac{d_K^{max}}{d_m} \right)^C \right] \right\}, \text{ (м}^3/\text{ч)}, \quad (14.2)$$

где q_{MAX} – плотность орошения, формирующая максимальный разовый выброс капель, определяется из технологического регламента производства, $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ [7]. Следует принимать значение, соответствующее максимальной технологической нагрузке потребителей охлаждающей воды с учетом режима эксплуатации;

F_{OP} – площадь орошения, м^2 ;

d_K^{max} – максимальный диаметр выбрасываемых капель, м;

C и d_m – параметры спектра уносимых капель над системой водораспределения, принимаются по табл. 14.1.

Таблица 14.1. Значения параметров спектра выбрасываемых капель для типовых градирен

Тип градирни	Характеристика системы водораспределения	Параметры спектра	
		C	$d_m, \text{ м}$
Башенная с оросителем	Напорная с пластмассовыми соплами с чашечным отражателем конструкции ЛОТЭП	3,56	$1,50 \cdot 10^{-3}$
Башенная брызгальная без оросителя	Напорная с пластмассовыми эвольвентными соплами конструкции ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева	3,97	$1,11 \cdot 10^{-3}$
Вентиляторная круглая с оросителем	Лотковая безнапорная с насадками и разбрызгивающими розетками	3,21	$3,57 \cdot 10^{-3}$
Вентиляторная секционная с оросителем	Напорная с пластмассовыми тангенциальными соплами конструкции ВНИИ ВОДГЕО	3,37	$3,09 \cdot 10^{-3}$

Максимальный диаметр выбрасываемых капель (над системой водораспределения) определяется по формуле

$$d_K^{max} = 0,224 \cdot 10^{-3} (V + 0,163), \text{ (м)}, \quad (14.3)$$

где V – скорость воздуха в градирне на отметке сопл. Вычисляется на основании теплового и водного баланса башенной градирни по формуле

$$V = \frac{C_{\text{Ж}} \cdot q \cdot \rho_{\text{Ж}}(t_1 - t_2)}{3600[(i_2 - i_1) - C_{\text{Ж}}(x_2 - x_1)t_2] \frac{1}{2}(\rho_{\text{ВЛ}}^1 + \rho_{\text{ВЛ}}^2)}, \text{ (м/с)}, \quad (14.4)$$

где $C_{\text{Ж}}$ – теплоемкость воды, принимаемая равной 1,0 ккал/(кг·°С);

q – средняя плотность орошения, м³/(м²·ч). Следует принимать значение, соответствующее средней технологической нагрузке потребителей охлаждающей воды, из [7]. В среднем значения плотности орошения в градирнях разных типов составляют 5...18 м³/(м²·ч).

$\rho_{\text{Ж}}$ – плотность воды, поступающей на градирню, кг/м³ (приложение 2);

t_1 – температура горячей воды, поступающей на градирню, °С;

t_2 – температура охлажденной воды, выходящей из градирни, °С;

i_1 – энтальпия (теплосодержание) наружного воздуха при его температуре Θ_1 , ккал/кг;

i_2 – энтальпия выходящего из градирни воздуха при его температуре Θ_2 , ккал/кг;

x_1 – влагосодержание наружного воздуха при его температуре Θ_1 кг/кг;

x_2 – влагосодержание выходящего из градирни воздуха при его температуре Θ_2 , кг/кг;

$\rho_{\text{ВЛ}}^1$ – плотность влажного наружного воздуха при его температуре Θ_1 и относительной влажности φ_1 , кг/м³;

$\rho_{\text{ВЛ}}^2$ – плотность влажного воздуха, выходящего из градирни, при его температуре Θ_2 и относительной влажности φ_2 (может быть принята за 100 %), кг/м³.

Значения плотности, энтальпии и влагосодержания воздуха определяются по номограммам, представленным в действующих нормативных документах и в приложениях 5 и 6.

Температура воздуха, выходящего из градирни, приближенно может быть определена по формуле

$$\Theta_2 = \frac{t_1 + t_2}{2}. \quad (14.5)$$

Температура охлажденной воды для каждого типоразмера градирни определяется по соответствующим нормативным номограммам из [8] с использованием значений средней максимальной температуры наружного воздуха наиболее жаркого месяца и средней месячной относительной влажности воздуха в 13 ч наиболее жаркого месяца, определенным по [4] для пункта расположения градирни. Пример номограммы приведен в приложении 7.

Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ из градирни без водоуловителя определяется по формуле

$$M_{(P)}^0 = Q_{K(P)}^0 \cdot C_{ЗВ} \cdot 0,2778, \text{ (г/с)}, \quad (14.6)$$

где $C_{ЗВ}$ – концентрация загрязняющего вещества в оборотной воде на входе в градирню, г/л. Определяется из технологического регламента [7].

Максимальный разовый выброс капель из градирни с водоуловителем рассчитывается по формуле

$$Q_{K(P)}^1 = q_{MAX} \cdot F_{OP} \left\{ \int_0^{t_{MAX}} \exp \left[- \left(\frac{d_m}{d_{\Xi}} \right)^m t^{m/c} - t \right] dt \right\}, \text{ (м}^3\text{/ч)}, \quad (14.7)$$

$$t_{MAX} = \left(\frac{d_K^{max}}{d_m} \right)^c, \quad (14.8)$$

$$t = \left(\frac{d_K}{d_m} \right)^c, \quad (14.9)$$

где m и d_{Ξ} – параметры, характеризующие фракционную эффективность конкретного водоуловителя (приложение 8).

Интеграл в формуле (14.7) с достаточной точностью вычисляется по квадратурной формуле Гаусса

$$\int_0^{t_{MAX}} \exp \left[- \left(\frac{d_m}{d_{\Xi}} \right)^m t^{m/c} - t \right] dt = \frac{t_{MAX}}{2} \sum_{i=1}^5 A_i \cdot F(t'_i), \quad (14.10)$$

$$t'_i = B_i \cdot t_{MAX}, \quad (14.11)$$

$$F(t'_i) = \exp \left[- \left(\frac{d_m}{d_3} \right)^m t'^{m/c} - t'_i \right]. \quad (14.12)$$

Подставляя соответствующие значения A_i , B_i (табл. 14.2) в формулы (14.10) – (14.12), получаем значение интеграла в формуле (14.7).

Таблица 14.2. Значения параметров A_i и B_i

$A_1 = 0,237$	$B_1 = 0,047$
$A_2 = 0,479$	$B_2 = 0,231$
$A_3 = 0,569$	$B_3 = 0,500$
$A_4 = 0,479$	$B_4 = 0,769$
$A_5 = 0,237$	$B_5 = 0,953$

Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ из градирни с водоуловителем определяется по формуле

$$M_{(P)}^1 = Q_{K(P)}^1 \cdot C_{3B} \cdot 0,2778, \text{ (г/с)}, \quad (14.13)$$

где C_{3B} – концентрация загрязняющего вещества в оборотной воде на входе в градирню, г/л.

Годовой выброс капель из градирни рассчитывается по формуле

$$Q_{K(\Gamma)} = \sum_1^n (Q_{K(n)} \cdot T_{\Pi}), \text{ (м}^3\text{/год)}, \quad (14.14)$$

где $Q_{K(n)}$ – средний за период T_{Π} выброс капель, м³/ч;

T_{Π} – длительность характерного периода, в течение которого выброс капель можно считать квазистационарным, ч;

n – количество характерных периодов в году.

Значение среднего за период T_{Π} выброса капель рассчитывается по формулам (14.2), (14.7). При этом основные параметры, входящие в эти формулы, должны быть средними за каждый из соответствующих периодов T_{Π} .

Годовой выброс загрязняющих веществ из градирни рассчитывается по формуле

$$M_{(\Gamma)} = \sum_1^n (Q_{K(n)} \cdot T_{\Pi} \cdot C_{3B(n)} \cdot 10^{-3}) , (\text{т/год}), \quad (14.15)$$

где $C_{3B(n)}$ – средняя за период T_{Π} концентрация загрязняющего вещества в оборотной воде на входе в градирню, г/л.

15. Расчет высоты дымовой трубы

Дымовые трубы служат для удаления продуктов сгорания топлива из газоходов котла и рассеивания в атмосфере содержащихся в них вредных веществ (пыль, оксиды серы, азота и т.п.).

Для котельной проектируется обычно одна, общая для всех установленных котлов дымовая труба. Дымовые трубы сооружаются по типовым проектам из кирпича или железобетона.

Вредные вещества, выбрасываемые из труб и вентиляционных устройств промышленных предприятий, рассеиваются в атмосфере. На процесс рассеивания выбросов оказывают влияние:

- состояние атмосферы;
- расположение предприятий;
- характер местности;
- физические и химические свойства выбрасываемых веществ;
- высота источника выбросов;
- диаметр устья источника и др.

ПДК_{сс} – предельно допустимая среднесуточная концентрация химического вещества в воздухе населенных мест (мг/м³). Эта концентрация не должна оказывать на человека прямого или косвенного вредного воздействия при неопределенно долгом (годы) вдыхании.

Минимальная высота дымовой трубы, при которой обеспечивается концентрация загрязняющих веществ в приземном слое не выше ПДК для населённых пунктов (**ПДК_{сс}**), рассчитывается по формуле

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{(\text{ПДК} - C_{\text{ф}}) \sqrt[3]{V(T_{\text{Г}} - T_{\text{В}})}}}, (\text{м}), \quad (15.1)$$

где A – коэффициент, зависящий от распределения температуры воздуха по вы-

соте в атмосфере и определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе, имеет размерность: $c^{2/3} \cdot \text{мг} \cdot \text{град}^{1/3} / \text{г}$, для Нижнего Поволжья, Сибири, Дальнего Востока принимают $A = 200$; для севера и северо-запада Европейской территории России, Среднего Поволжья и Урала принимают $A = 160$; для центральной части Европейской территории России $A = 140$;

M – мощность выброса (количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу в единицу времени), г/с;

F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе (для газообразных вредных веществ – сернистого газа, сероуглерода и т.п. и мелкодисперсных аэрозолей – пыли, сажи и т.п., скорость упорядоченного оседания которых не превышает 5 см/с, принимается $F = 1$. Для остальных аэрозолей, выбрасываемых с предварительной очисткой или без неё, коэффициент F принимается следующим образом:

- $F = 2$ при эффективности очистки более 90 %;
- $F = 2,5$ при эффективности очистки 75÷90 %;
- $F = 3$ при эффективности очистки менее 75 % (или при отсутствии очистки);

m и n – безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса;

η – безразмерный коэффициент, учитывающий рельеф местности (для равнинной местности $\eta = 1$);

$ПДК - ПДК_{сс}$ выбрасываемого загрязнителя, мг/м³;

C_{ϕ} – концентрация загрязняющего вещества в атмосфере, мг/м³;

V – объем газовой смеси, м³/с, определяемый как произведение площади (м²) устья источника выброса (площадь сечения выхода

трубы) на среднюю скорость (W , м/с) выхода газовой смеси из устья трубы;

T_{Γ} – температура выбрасываемой газовой смеси, величину которой определяют по технологическим нормативам, действующим для данного производства, град;

$T_{\text{В}}$ – температура окружающего атмосферного воздуха, за которую принимают среднюю температуру наружного воздуха самого холодного месяца, для которого характерны наибольшие выбросы вредных веществ, град.

Величины M и V определяются расчетом в технологической части проекта или принимаются в соответствии с действующим для данного производства нормативом. При наличии очистки выбросов от вредных веществ значение M принимается по содержанию вредных веществ в газовой смеси после очистных устройств.

Коэффициенты m и n зависят от H , поэтому высоту трубы рассчитывают в два этапа.

На первом этапе m и n принимают равными единице и по уравнению (15.1) определяют высоту трубы.

На втором этапе уточняют значения m и n . Для чего сначала рассчитывают коэффициенты f и v_M по формулам

$$f = \frac{W^2 \cdot D}{H^2(T_{\Gamma} - T_{\text{В}})} 10^3, \quad (15.2)$$

$$v_M = 0,665 \sqrt[3]{\frac{V(T_{\Gamma} - T_{\text{В}})}{H}}, \quad (15.3)$$

где $W = 4 \cdot V / (\pi \cdot D^2)$,

D – диаметр устья трубы, м.

Затем рассчитывают значения m и n :

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}}, \quad (15.4)$$

$n = 3$ при $v_M \leq 0,3$;

$n = 3 - \sqrt{(v_M - 0,3)(4,36 - v_M)}$ при $0,3 < v_M \leq 2$;

$n = 1$ при $v_M > 2$.

После уточнения значения величин m и n производят перерасчёт величины H по формуле (15.1).

Если из трубы выбрасывается несколько загрязнителей, то высоту трубы следует брать по наибольшему значению, которое получается при расчёте по уравнению (15.1) для каждого загрязнителя.

16. Расчет циклонов

Различные производственные процессы могут загрязнять атмосферный воздух взвешенными твердыми или жидкими частицами, которые делятся на пыль, дым и туман. Для улавливания взвешенных частиц применяется различная аппаратура, в составе которой значительное место занимают циклоны, являющиеся наиболее распространенной аппаратурой для сухого механического пылеулавливания.

На рис. 16.1 приведены схемы циклонов с обозначением основных конструктивных параметров, значения которых в долях внутреннего диаметра D для различных типов циклонов приведены в табл. 16.1.

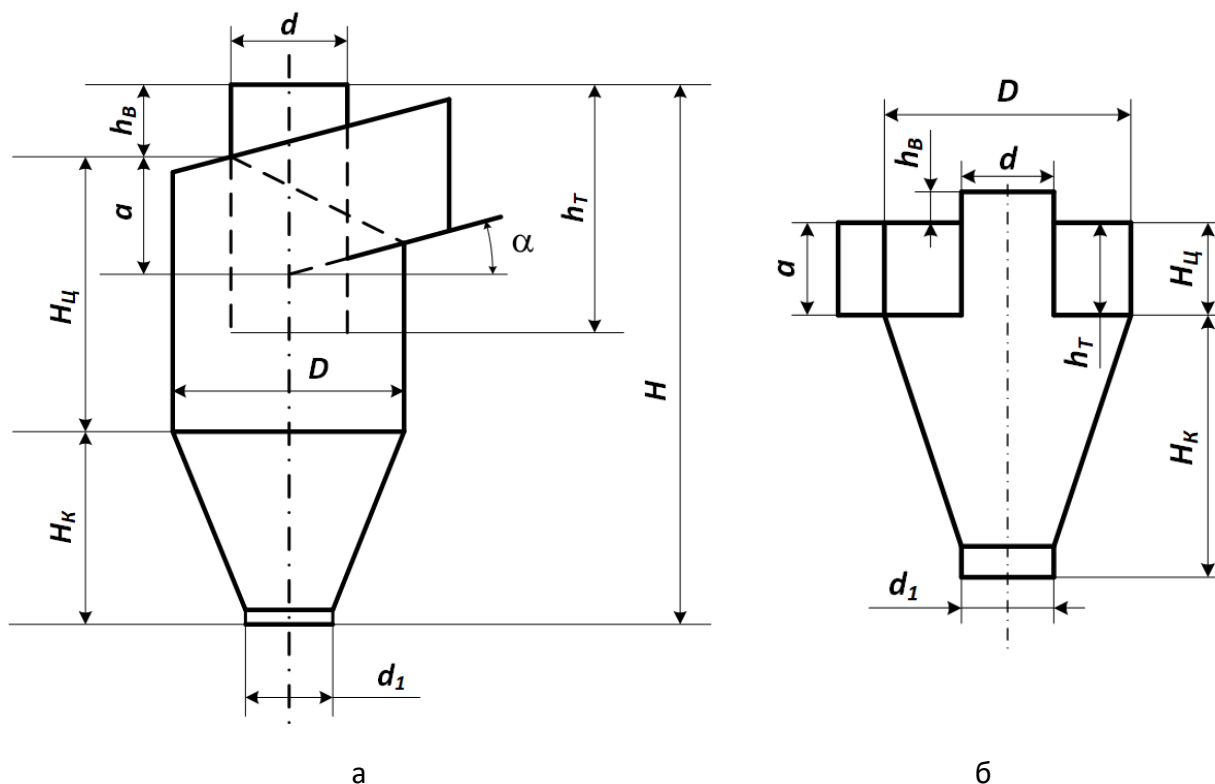


Рис. 16.1. Схема циклона: а - цилиндрического; б – конического;

D – внутренний диаметр циклона; d – внутренний диаметр выхлопной трубы; H – высота циклона; d_1 – внутренний диаметр пылевыпускного отверстия; h_T – высота выхлопной трубы; a – высота входного патрубка; $H_{ц}$ – высота цилиндрической части; h_B – высота внешней части выхлопной трубы; H_K – высота конуса циклона; α – угол наклона крышки и входного патрубка циклона

Таблица 16.1. Конструкционные параметры циклонов, приведенные в долях внутреннего диаметра D

№ п/п	Параметр	Типы циклонов						
		цилиндрические циклоны				конические циклоны		
		ЦН-15	ЦН-15У	ЦН-24	ЦН-11	СДК-ЦН-33	СК-ЦН-34	СК-ЦН-34М
1	α , град	15	15	24	11	-	-	-
2	h_T	1.74	1.5	2.11	1.56	0.535	0.515	0.4
3	$H_{Ц}$	2.26	1.51	2.11	2.06	0.535	0.515	0.4
4	H_K	2.0	1.5	1.75	2.0	0.3	2.11	2.6
5	d	0.59	0.59	0.59	0.59	0.334	0.34	0.22
6	d_1	0.35	0.35	0.35	0.35	0.334	0.229	0.18
7	a	0.66	0.66	1.11	0.48	0.535	0.25	0.4
8	h_B	0.3	0.3	0.4	0.3	0.25	0.515	0.3

Цилиндрические циклоны предназначены для улавливания сухой пыли, золы и т.п. Конические циклоны предназначены для очистки газовых и воздушных сред от сажистых частиц. Производительность циклона увеличивается с ростом его диаметра. Наиболее эффективно циклоны работают при размерах частиц пыли более 20 мкм. В табл. 16.2 приведены некоторые технологические параметры циклонов.

Таблица 16.2. Технологические параметры циклонов

Параметр	Обозн.	Ед.	Типы циклонов						
			цилиндрические циклоны				конические циклоны		
			ЦН-15	ЦН-15У	ЦН-24	ЦН-11	СДК-ЦН-33	СК-ЦН-34	СК-ЦН-34М
Оптимальная скорость	$W_{опт}$	м/с	3.5	3.5	4.5	3.5	2.0	1.7	2.0
Дисперсный состав пыли	$lg \sigma$		0.283	0.352	0.308	0.352	0.364	0.308	0.340
Диаметр частиц, улавливаемых с эффективностью 50 %	d_{50}^T	мкм	6.0	4.5	8.5	3.65	2.31	1.95	1.13
Примечание: дисперсный состав пыли приведен для следующих условий работы: $D_T = 0.6$ м; $\rho = 1930$ кг/м ³ ; $\mu = 22.2 \cdot 10^{-6}$ Н·с/м ² ; $W = 3.5$ м/с.									

Целью расчета циклона является определение его диаметра, гидравлического сопротивления и степени очистки.

Методика расчета

Для расчета циклона необходимо выбрать тип циклона в зависимости от вида взвешенных частиц и их размера (по заданию).

Задаться типом циклона и определить оптимальную скорость $W_{\text{опт}}$ (по табл. 16.2).

Определить внутренний диаметр циклона по формуле

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot W_{\text{опт}}}}, \text{ (м)}, \quad (16.1)$$

где Q – производительность циклона (по заданию), м³/с.

Полученное значение диаметра округляют до ближайшего типового значения в соответствии с рядом (D_T). Для циклонов принят следующий ряд внутренних диаметров: 200, 300, 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1400, 1600, 1800, 2000, 2400, 3000. Если расчетный диаметр циклона превышает его максимально допустимое значение, то необходимо применять два или более параллельно установленных циклона.

В соответствии с выбранным типом циклона по его типовому диаметру определяют геометрические размеры циклона (по табл. 16.1).

По выбранному диаметру циклона определяют действительную скорость газа в циклоне по формуле

$$W = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot n \cdot D_T^2}, \quad (16.2)$$

где W – действительная скорость газа, м/с;

n – число циклонов.

Действительная скорость не должна отличаться от оптимальной более чем на 15 %.

Для проведения оценки эффективности очистки газов в циклоне сначала необходимо рассчитать диаметр частиц, улавливаемых с эффективностью 50 %, по формуле

$$d_{50} = d_{50}^T \sqrt{\frac{D}{D_T} \cdot \frac{\rho_T}{\rho} \cdot \frac{\mu}{\mu_T} \cdot \frac{W_T}{W}}, \text{ (мкм)}, \quad (16.3)$$

где d_{50}^T – диаметр частиц, улавливаемых с эффективностью 50 % для типового циклона (табл. 16.2), мкм;

D – диаметр циклона, м;

D_T – диаметр типового циклона, м;

ρ – плотность частиц, кг/м³;

ρ_T – плотность частиц для типового циклона, кг/м³;

μ – вязкость газа, Н·с/м²;

μ_T – вязкость газа для типового циклона, Н·с/м²;

W – действительная скорость газа, м/с;

W_T – действительная скорость газа в типовом циклоне, м/с.

С учетом значений для типового циклона с характерными условиями, использованными для составления табл. 16.2 (см. примечание), расчетная формула (16.3) принимает вид

$$d_{50} = d_{50}^T \sqrt{\frac{D}{0,6} \cdot \frac{1930}{\rho} \cdot \frac{\mu}{22,2 \cdot 10^{-6}} \cdot \frac{3,5}{W}}. \quad (16.4)$$

Далее определяется параметр x по следующей формуле

$$x = \frac{\lg(d_T/d_{50})}{\sqrt{\lg\sigma \cdot \lg\sigma_T}}, \quad (16.5)$$

где d_T и $\lg \sigma_T$ – дисперсный состав пыли (по заданию);

$\lg \sigma$ – дисперсный состав пыли для данного типа циклона (по табл. 16.2).

По значению параметра x определяют значение нормальной функции распределения $\Phi(x)$ (рис. 16.2).

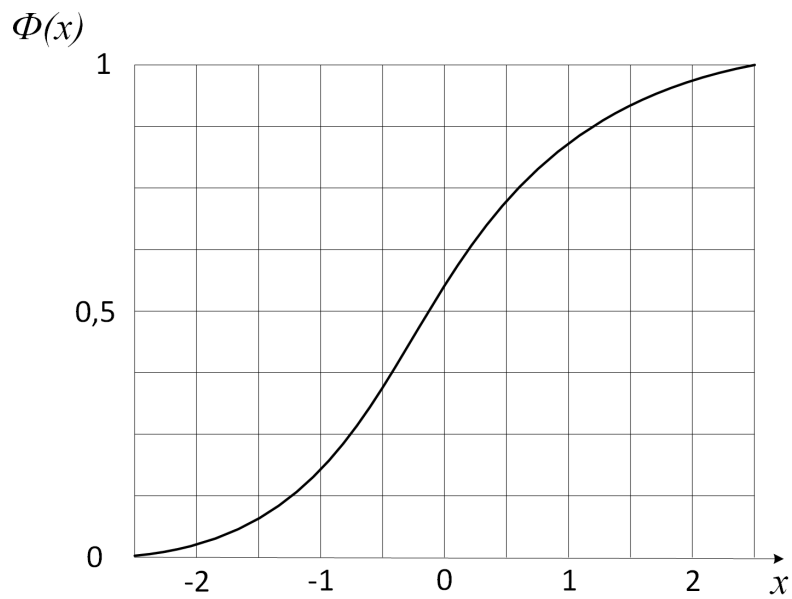


Рис. 16.2. Зависимость нормальной функции распределения $\Phi(x)$ от параметра x

Эффективность очистки газов в циклоне оценивается по следующей формуле:

$$\eta = 0,5[1 + \Phi(x)] , \quad (16.6)$$

где η – эффективность очистки;

$\Phi(x)$ – значение нормальной функции распределения параметра x .

Библиографический список

1. Тепловой расчет котлов (нормативный метод). – Изд. 3-е, перераб. и доп. – СПб.: НПО ЦКТИ, 1998.
2. ГОСТ Р 50831-95. Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования. – М.: Госстандарт СССР, 1995.
3. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2). – М.: Минрегион России, 2012.
4. Пантелеев В.Г., Ларина Э.А., Мелентьев В.А. и др. Состав и свойства золы и шлака ТЭС: справочное пособие / под ред. В.А.Мелентьева. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1985.
5. Положение о составе, порядке разработки и утверждения технологических регламентов для проектирования предприятий цветной металлургии. РДП 21-89 Минцветмет СССР. – М.: Минцветмет СССР, 1989.
6. Пособие по проектированию градирен (к СНиП 2.04.02-84). – М.: ЦИТП, 1989.
7. Проектирование топок с твердым шлакоудалением (дополнение к нормативному методу теплового расчета котельных агрегатов). Руководящие указания. Вып. 42 / под ред. В.В. Митора и Ю.Л. Маршака – Л.: НПО ЦКТИ, 1981.
8. Внуков А.К. Защита атмосферы от выбросов энергообъектов: справочник. – М.: Энергоатомиздат, 1992.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Характеристика мазутов, используемых в России

Завод-изготовитель	Марка мазута	Зольность A^r , %	Влажность W^r , %
Московский	40	0,054	0,27
	40	0,031	0,13
	100	0,033	0,12
Ангарский	40	0,022	0,01
	40	0,027	0,02
	100	0,020	0,01
	100	0,020	0,02
Салаватнефтеоргсинтез	40	0,06	Следы
	40	0,05	Следы
	100	0,05	Следы
Сызранский	100	0,09	0,50
	100	0,11	0,50
Горькнефтеоргсинтез	40В	0,023	0,05
	40 (высококач.)	0,023	0,06
	100В	0,027	0,05
	100 (высококач.)	0,033	0,07
Саратовский	40В	0,04	0,19
	40В	0,04	0,12
Уфимский	40	0,07	Отс
	100	0,08	Отс
Новоуфимский	100	0,05	Следы
	100	0,04	Следы
Ишимбаевский	40	0,05	0,25
	40	0,06	0,39
	100	0,06	0,13
	100	0,07	0,12
Ярославнефтеоргсинтез	40	0,02	0,16
	100	0,02	0,10
	40В	0,02	Следы
Орский	40 сернист.	0,05	0,34
	40В сернист.	0,05	0,33
	100 сернист.	0,05	0,30
	100 в/серн.	0,05	0,33
Новополоцк-нефтеоргсинтез	40В	0,018	Отс
	100В	0,017	Следы
	100В	0,02	0,01
	100 в/серн.	0,03	0,02
	100	0,02	0,01
	100 в/серн.	0,03	0,05

Окончание приложения 1

Завод-изготовитель	Марка мазута	Зольность Ar, %	Влажность Wr, %
Новокуйбышевский	40 В	0,03	Отс
	40 серн.	0,03	Отс
	100	0,04	Отс
Куйбышевский	40	0,12	Следы
	100	0,13	Следы
	100	0,13	0,20
Пермьнефтеоргсинтез	40	0,02	Отс
	100	0,13	Отс
	100	0,13	Отс
Ухтинский	40	0,02	0,02
Рязанский	40В	0,03	Следы
	40	0,04	0,09
	40В	0,06	Отс
	40	0,04	0,06
	100	0,04	0,12
Гурьевский	100В	0,028	Следы
	100В	0,039	0,24
Красноводский	100В	0,036	0,17
	100В	0,035	0,23
Комсомольский	40	0,019	0,28
	40В	0,014	0,25
	100	0,019	0,41
	100В	0,015	0,23
Кременчугский	100В	0,031	0,06
	100В	0,029	0,09
Заводы Грозного	40В	0,030	Следы
	40В	0,034	Следы

Физические параметры воды и воздуха при $P_B = 1,013105 \text{ Н/м}^2$

$T, \text{ К}$	Вода			Воздух		
	$\mu \cdot 10^4, \text{ Н}\cdot\text{с/м}^2$	$\nu \cdot 10^6, \text{ м}^2/\text{с}$	$\rho \cdot 10^3, \text{ кг/м}^3$	$\mu \cdot 10^4, \text{ Н}\cdot\text{с/м}^2$	$\nu \cdot 10^5, \text{ м}^2/\text{с}$	$\rho, \text{ кг/м}^3$
273	17,90	1,790	1,000	0,1709	1,339	1,276
293	10,05	1,007	0,998	0,1808	1,521	1,190
313	6,56	0,661	0,992	0,1904	1,690	1,127
323	5,49	0,556	0,987	0,1951	1,795	1,087
333	4,69	0,477	0,983	0,1997	1,880	1,062
343	4,06	0,415	0,978	0,2050	1,980	1,035
353	3,57	0,367	0,973	0,2090	2,090	1,000
363	3,17	0,328	0,966	0,2134	2,190	0,974
368	2,99	0,311	0,961	0,2156	2,250	0,958
373	2,84	0,296	0,959	0,2175	2,300	0,946

Фракционный состав и плотность золы при пылеугольном сжигании топлива

Тип мельниц	Вид топлива	Полные остатки на сите, % при размерах частиц золы, мкм							Плотность золы, г/см ³
		0	5	10	20	40	60	100	
Шаровые	Донецкий	100	88	68	37	19	11	3	2,3-2,5
	Кузнецкий	100	88	69	38	23	13	5	2,3-2,5
	Челябинский	100	98	82	62	37	24	9	2,3-2,4
Средне-ходовые	Подмосковный бурый	100	90	71	48	26	14	2	2,3-2,4
	Интинский	100	98	80	53	30	19	8	2,2-2,5
	Воркутинский	100	92	75	40	19	12	4	2,2-2,5
	Ткварчельский	100	97	91	79	41	27	9	2,4-2,9
	Кузнецкий	100	96	91	75	38	26	12	2,4-2,9
Молотковые	Интинский	100	94	79	47	16	8	2	2,2-2,5
	Воркутинский	100	92	75	41	13	5	2	2,2-2,5
	Канский	100	95	88	66	34	18	6	2,2-2,4
	Александровский	100	94	84	55	23	11	5	2,3-2,4
	Каширский сланец	100	95	86	65	34	16	5	2,5-2,7
	Годовский сланец	100	93	90	34	12	7	2	2,4-2,5

Состав и свойства зол и шлаков ТЭС

Электростанция	Бассейн, месторождение	Истинная плотность, г/см ³	Насынная плотность, кг/м ³	Удельная поверхность, см ² /г	Содержание основных оксидов, мас. %						Потеря массы при прокаливании	Содержание частиц, %, размером 10 ⁻³ м																												
					SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃ +FeO	CaO	MgO	SO ₃		>20	20...10	10...5	5...2	2...1	1...0,5	0,5...0,25	0,25...0,1	0,1...0,05	0,05...0,01	0,01...0,005	0,005...0,001	<0,001																
Барабинская ГРЭС	Кузнецкий	2,18	—	—	—	—	6,50	—	—	—	—	0	3,0	7,0	10,0	5,0	3,0	8,0	29,0	24,0	11,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Барнаульская ТЭЦ-3	Канско-Ачинский	—	—	2300	27,00	9,00	10,50	34,50	4,00	3,80	6,70	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Беловская ГРЭС	Кузнецкий	—	—	—	59,37	16,34	4,40	7,23	1,79	0,41	4,22	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Березовская ГРЭС-1	Березовское	2,38	—	—	15,68	5,90	6,99	36,40	5,71	0,36	23,49	0	0	0	0	0	0	0	3Д	23,1	56,5	1,4	0,5	15,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Дорогобужская ТЭЦ	Подмосковный	2,11	—	—	49,02	33,50	12,30	3,09	0,48	сл.	—	—	0	2,0	2,0	2,0	3,0	12,0	42,0	23,0	14,0	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Ермаковская ГРЭС	Экибастузский	2,40	—	—	60,00	25,47	4,18	2,22	0,90	0,82	0,70	0	0	0	0	0	0	0	3,1	30,2	45,0	13,0	6,0	2,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Игумновская ТЭЦ	Кузнецкий	2,16	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Казанская ТЭЦ	Кузнецкий	2,19	830	1360	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Карагандинская ГРЭС-1	Карагандинский, Экибастузский	2,34	—	—	46,76	25,02	7,24	7,66	3,10	1,26	3,41	0	0	0	0	0	0	1,1	1,3	55,4	28,3	11,0	3,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Карагандинская ТЭЦ	Карагандинский	2,25	—	—	52,45	24,27	5,16	4,39	2,00	0,63	3,06	0	0	0	0	0	0	6,9	22,8	51,7	11,9	3,7	3,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

Продолжение приложения 4

Электростанция	Бассейн, местоорождение	Истинная плотность, г/см ³	Насыпная плотность, кг/м ³	Удельная поверхность, см ² /г	Содержание основных оксидов, мас. %						Потеря массы при прокаливании	Содержание частиц, %, размером 10 ⁻³ м																									
					SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃ +FeO	CaO	MgO	SO ₃		>20	20...10	10...5	5...2	2...1	1...0,5	0,5...0,25	0,25...0,1	0,1...0,05	0,05...0,01	0,01...0,005	0,005...0,001	<0,001													
Кемеровская ГРЭС	Кузнецкий	—	—	—	58,30	22,20	11,16	3,44	2,26	0,34	11,54	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
Красногорская ТЭЦ	Экибастульский	—	—	—	61,64	27,88	2,91	1,12	0,15	0,18	4,40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
Краснокаменская ТЭЦ	Харанорское	2,13	—	—	55,52	19,80	4,80	11,28	3,38	0,63	—	0	3,0	19,0	26,0	14,0	9,0	11,0	0	13,0	5,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Красноярская ТЭЦ	Ирша-Бородинское	2,34	—	—	40,16	10,22	6,98	30,15	5,61	3,77	2,92	0	0	0	0	0	0	1,3	11,1	72,8	0,9	3,8	10,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ленинградская ТЭЦ-14	Печорский	—	—	—	56,37	20,64	8,65	4,31	2,01	1,87	5,74	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Московская ТЭЦ-22	Кузнецкий	2,21	920	2500	—	—	—	3,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Назаровская ГРЭС	Назаровское	2,36	990	2300	25,97	6,92	18,92	38,59	4,7	3,24	0,19	0	0	0	0	0	0	1,1	16,2	72,8	4,3	2,7	2,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ново-Ангренская ТЭС	Ангренское	—	—	—	49,90	18,55	18,63	5,34	1,9	2,46	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Новосибирская ТЭЦ-2	Кузнецкий	—	—	—	39,81	17,02	8,17	3,82	1,5	—	17,59	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Новосибирская ТЭЦ-3	Канско-Ачинский	—	—	—	29,31	8,87	12,54	33,58	4,6	2,00	0,39	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение приложения 4

Электростанция	Бассейн, месторождение	Истинная плотность, т/см ³	Насыпная плотность, кг/м ³	Удельная поверхность, см ² /т	Содержание основных оксидов, мас. %						Потеря массы при прокаливании	Содержание частиц, %, размером 10 ⁻³ м																									
					SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃ +FeO	CaO	MgO	SO ₂		>20	20...10	10...5	5...2	2...1	1...0,5	0,5...0,25	0,25...0,1	0,1...0,05	0,05...0,01	0,01...0,005	0,005...0,001	<0,001													
Новосибирская ТЭЦ4	Кузнецкий	—	—	—	44,46	15,22	5,08	3,52	1,23	—	21,78	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—			
Новосибирская ТЭЦ-5	Кузнецкий	—	—	—	56,70	20,10	4,05	4,00	2,00	0,90	2,50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—			
Новочеркасская ГРЭС	Донецкий	—	—	—	56,55	21,18	10,78	3,68	2,46	0,66	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
Петропавловская ТЭЦ	Экибастузский	2,43	—	—	62,26	23,46	4,54	2,50	0,30	0,68	4,92	0	0	0	0	0	0,9	14,5	53,7	9,6	16,9	4,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Рефтинская ГРЭС	Экибастузский	2,44	—	—	49,00	25,00	15,00	6,00	1,50	0,45	—	0	0	1,6	1,8	3,3	3,8	11,8	54,2	14,3	9,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Рязанская ГРЭС	Подмосковный	2,07	—	—	49,41	39,90	5,80	3,94	0,73	0,98	—	0	3,0	2,0	4,0	9,0	7,0	13,0	33,0	23,0	6,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Стелногорская ТЭС	Экибастузский	2,39	—	—	—	—	—	6,00	—	—	—	0	0	0	1,0	3Д	8,4	22,7	37,9	16,6	10,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Ступинская ТЭЦ	Подмосковный	2,09	700	2800	—	—	—	4,00	—	—	—	0	3,0	1,0	2,0	7,0	14,0	18,0	29,0	26,0	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Томь-Усинская ГРЭС	Кузнецкий	—	—	—	61,00	21,50	9,00	4,00	2,00	0,25	18,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Угледгорская ГРЭС	Донецкий	—	—	—	57,28	19,00	12,92	3,11	1,58	0,09	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Окончание приложения 4

Электростанция	Бассейн, месторождение	Истинная плотность, т/см ³	Насыпная плотность, кг/м ³	Удельная поверхность, см ² /т	Содержание основных оксидов, мас. %						SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃ +FeO	CaO	MgO	SO ₃	Потеря массы при прокаливании	Содержание частиц, %, размером 10 ⁻³ м											
					>20	20...10	10...5	5...2	2...1	1...0,5								0,5...0,25	0,25...0,1	0,1...0,05	0,05...0,01	0,01...0,005	0,005...0,001	<0,001					
Усть-Каменогорская ТЭЦ	Кузнецкий	2,20	—	—	56,85	18,80	6,12	3,59	2,12	0,37	6,26	0	0	0	0	0	7,7	10,8	35,4	30,1	12,7	2,4							
Целиноградская ТЭЦ	Карагандинский	2,45	—	—	43,47	15,14	5,53	3,46	1,38	0,97	27,41	0	0	0	0	0	15,7	44,0	27,3	3,3	3,6	5,7							
Череповецкая ГРЭС	Печорский	2,17	—	—	—	—	—	4,00	—	—	—	0	2,1	6,8	4,2	5,5	4,9	21,7	33,4	15,8	5,6								
Шахтинская ТЭЦ	Донецкий	—	—	—	54,62	21,69	12,06	3,82	1,98	0,42	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—							
Щекинская ГРЭС	Подмосковный	2,10	—	—	—	—	—	4,00	—	—	—	0	0	0	0	0	3,0	42,0	37,0	17,0	—	—							
Южно-Кузбасская ГРЭС	Кузнецкий	—	—	—	53,00	21,50	8,00	3,25	1,40	0,50	11,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—							

Плотность влажного воздуха $\rho_{ВЛ}$, кг/м³, при $P_B = 760$ мм рт.ст.

$\theta_1, ^\circ\text{C}$	Значения $\rho_{ВЛ}$ при относительной влажности воздуха $\varphi_1, \%$								
	0	5	10	20	30	40	60	80	100
-15	1,340	1,340	1,340	1,340	1,340	1,340	1,339	1,339	1,339
-10	1,316	1,316	1,314	1,314	1,314	1,314	1,312	1,312	1,312
-5	1,290	1,290	1,290	1,290	1,289	1,289	1,287	1,287	1,285
0	1,267	1,267	1,266	1,266	1,264	1,264	1,263	1,261	1,259
10	1,222	1,221	1,221	1,220	1,218	1,217	1,214	1,211	1,208
20	1,181	1,179	1,178	1,227	1,172	1,170	1,164	1,159	1,153
40	1,105	1,101	1,096	1,088	1,081	1,072	1,056	1,040	1,024
60	1,038	1,029	1,018	1,000	0,980	0,952	0,917	0,870	0,833
80	0,980	0,952	0,934	0,885	0,840	0,813	0,699	0,606	0,513
100	0,926	0,877	0,833	0,741	0,645	0,552	0,368	0,183	
120	0,877	0,833	0,794	0,704	0,613	0,526	0,350	0,175	
140	0,840	0,794	0,752	0,671	0,585	0,500	0,333	0,166	
160	0,800	0,758	0,719	0,637	0,559	0,478	0,318	0,159	
180	0,763	0,725	0,685	0,610	0,535	0,457	0,304	0,150	
200	0,730	0,694	0,658	0,585	0,510	0,439	0,292	0,146	
250	0,662	0,629	0,595	0,529	0,463	0,397	0,264	0,132	
300	0,602	0,575	0,543	0,483	0,422	0,362	0,241	0,121	
350	0,556	0,526	0,500	0,444	0,389	0,333	0,222	0,111	
400	0,515	0,488	0,463	0,412	0,360	0,309	0,205	0,103	
500	0,448	0,426	0,403	0,358	0,313	0,269	0,179	0,089	
600	0,397	0,376	0,357	0,317	0,278	0,238	0,158	0,079	
700	0,356	0,338	0,321	0,285	0,249	0,213	0,142	0,068	
800	0,323	0,307	0,290	0,258	0,226	0,193	0,129	0,065	

Диаграмма влажного воздуха

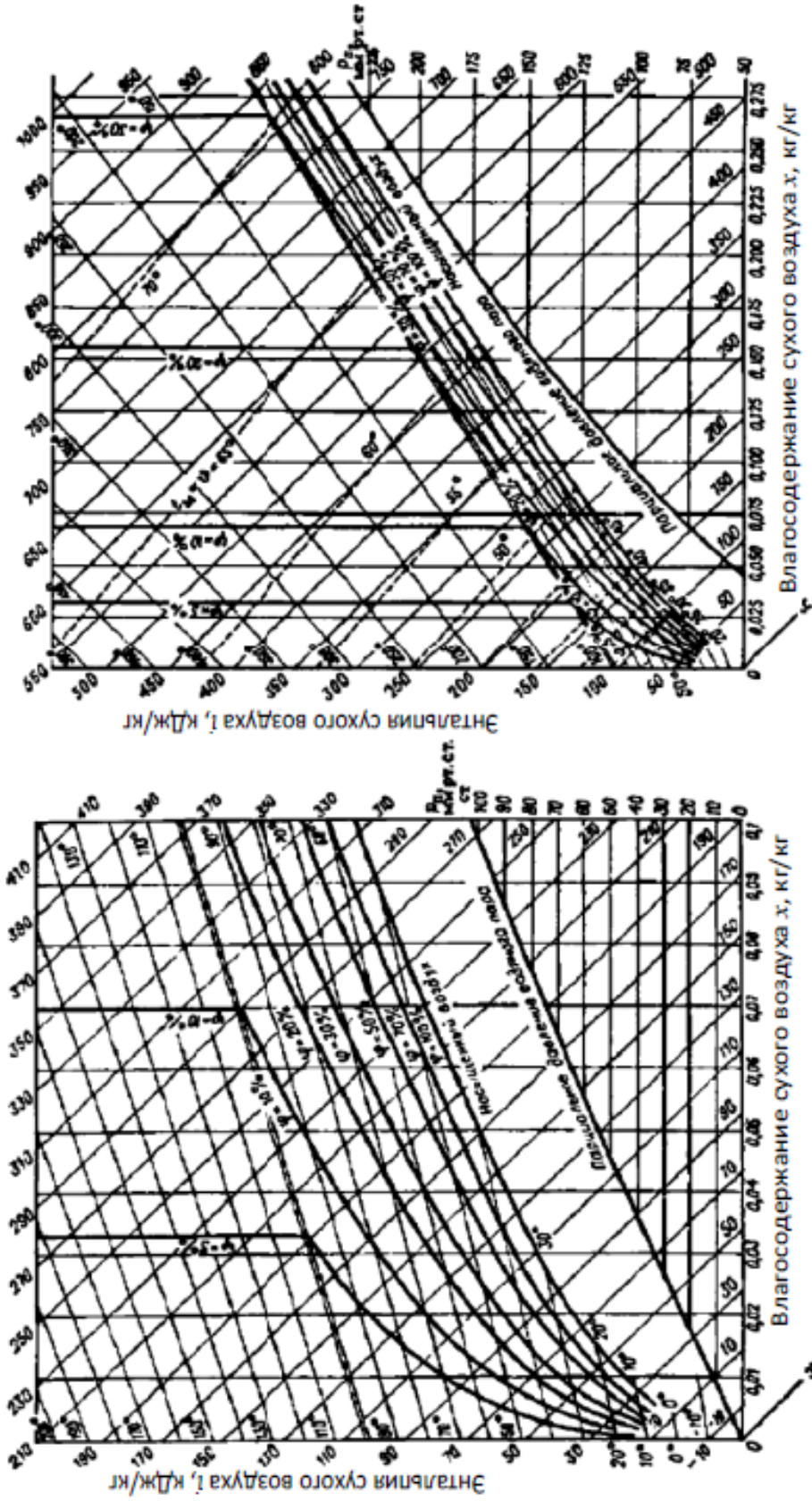


Рис. П 4. $i-x$ диаграмма влажного воздуха

Ключ к диаграмме: $\vartheta_1 = 60^\circ\text{C}$, $\varphi = 30\% \Rightarrow i = 166 \text{ кДж/кг}$; $x = 0,04 \text{ кг/кг}$ сухого воздуха

Графики охлаждения воды и поправок на Δt для градирен

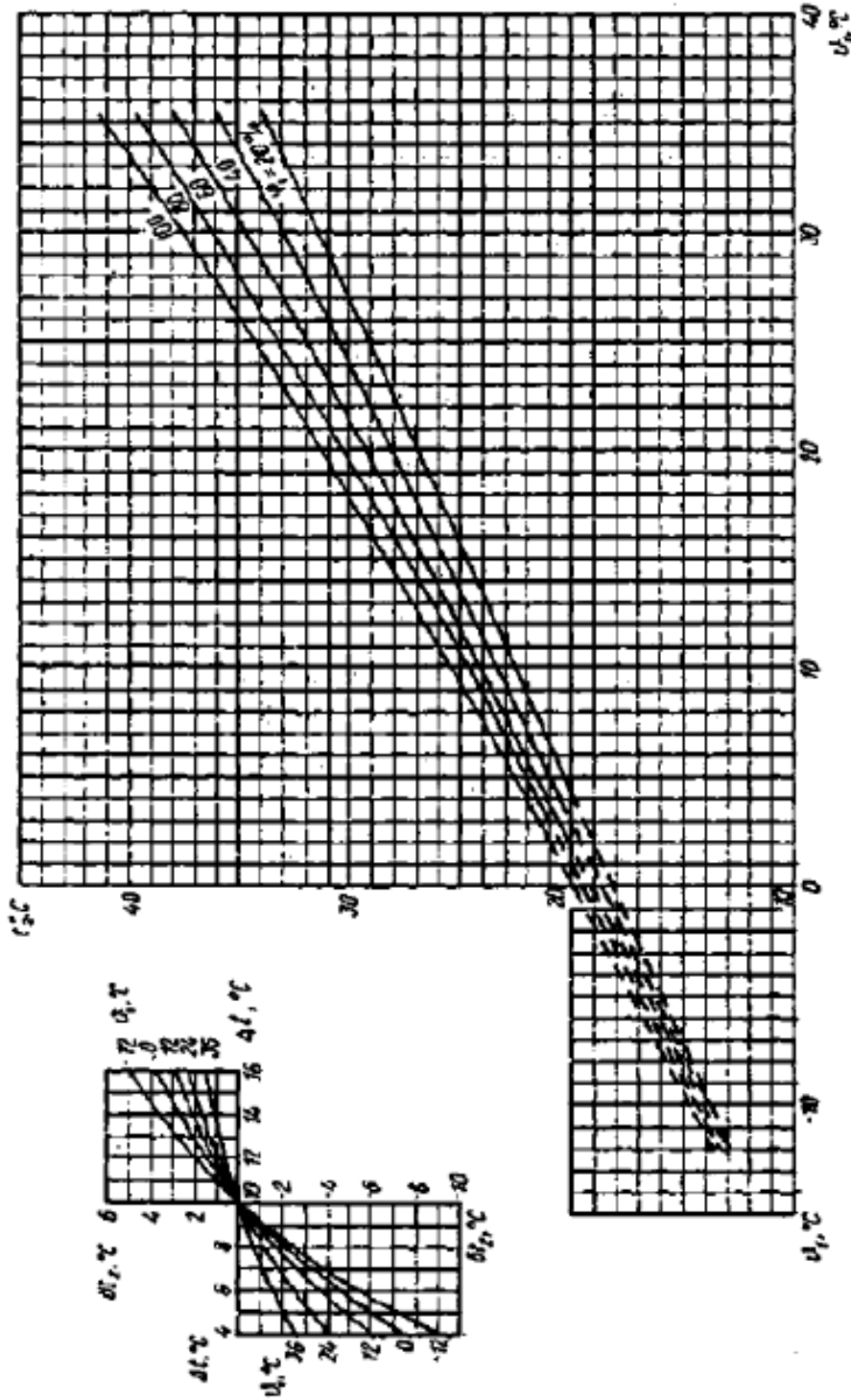


Рис. П 5.1. Графики охлаждения воды и поправок на Δt для градирен площадью $F_{op} = 3200 \text{ м}^2$; высота градирен 81 м; высота воздухоподводящих окон 5,0 м; диаметр верха оросителя 64,4 м; диаметр выходного сечения башни 40,4 м; плотность орошения $q = 8 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$; перепад температур воды $\Delta t = 10 \text{ }^\circ\text{C}$

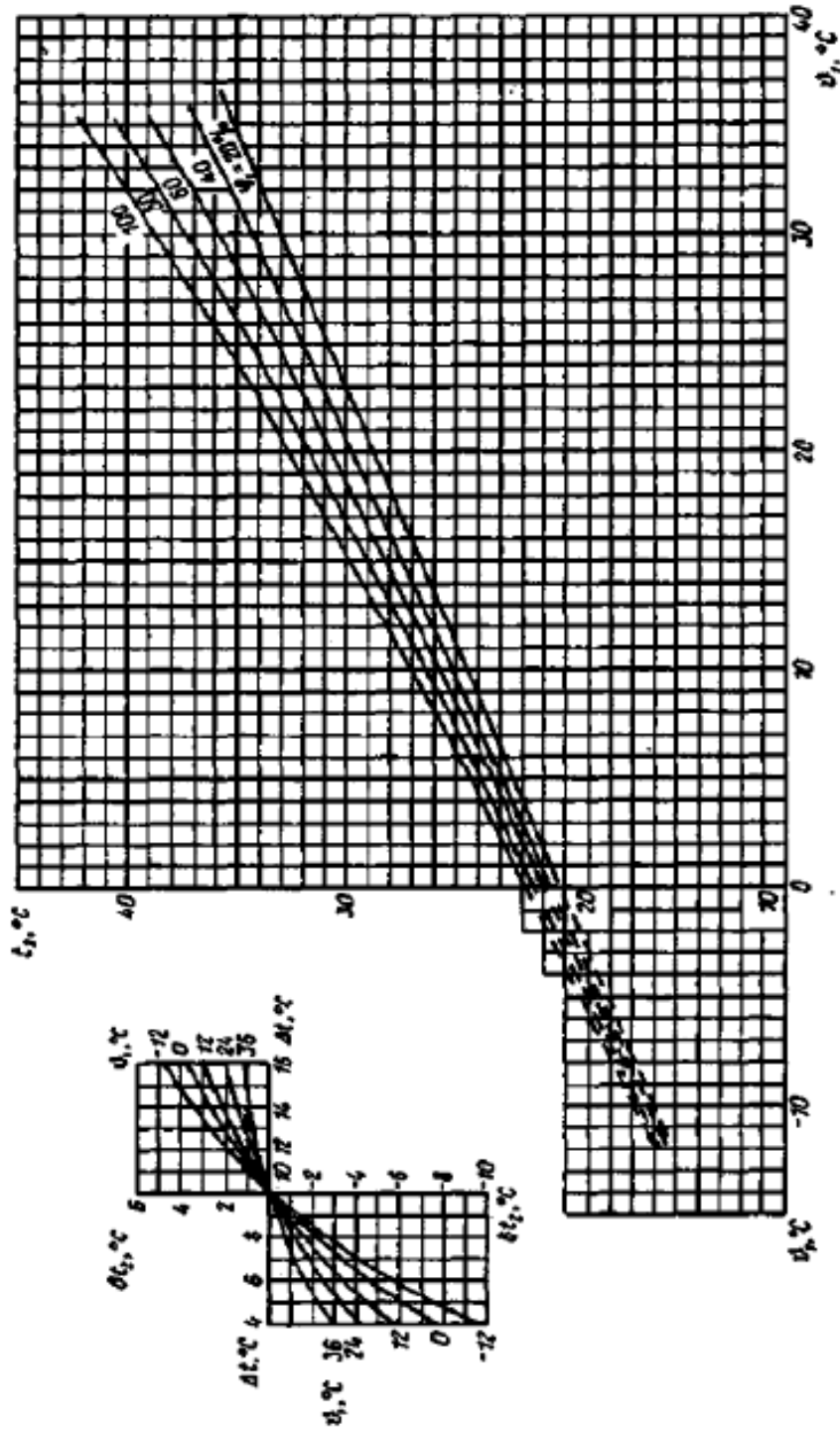


Рис. П 5.2. Графики охлаждения воды и поправок на Δt для градиен площадью $F_{op} = 1200; 1600; 2600 \text{ м}^2$: соответственно высота градиен 48,4; 53,7; 71,0 м; плотность орошения $q = 6 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$; перепад температур воды $\Delta t = 10 \text{ }^\circ\text{C}$; для градири $F_{op} = 2600 \text{ м}^2$ к температуре охлажденной воды t_2 , определенной по графику, вводится поправка $t_2 = -0,2 \text{ }^\circ\text{C}$

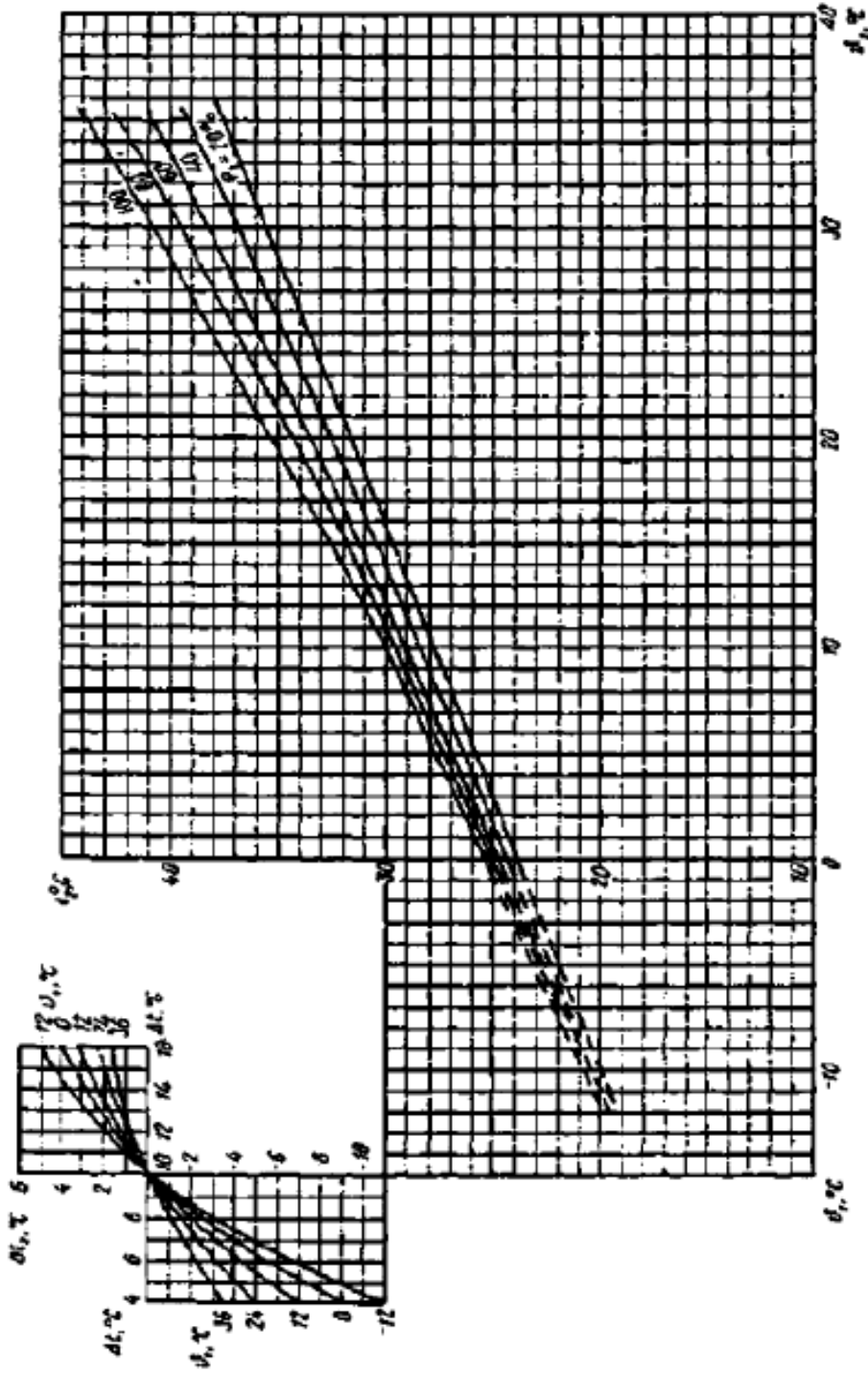


Рис. П 5.2. Графики охлаждения воды и поправки на Δt для градиен площадью $F_{\text{гор}} = 2100 \text{ м}^2$; высота градиен 64,8 м; плотность орошения $q = 6 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$; перепад температур воды $\Delta t = 10 \text{ }^\circ\text{C}$

Основные характеристики водоуловителей

Характеристика	Ед.	Тип, схема			
		<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C₁</i>	<i>C₂</i>
α	град.	60	70	-	-
x	мм	57	57	15	35
y	мм	13	13	-	-
z	мм	19	2	-	-
H	мм	-	-	200	150
ζ		3,1	1,4	3,3	2,0
m		2,415	1,550	2,256	1,131
$d_{\text{э}}$	м	$0,163 \cdot 10^{-3}$	$0,232 \cdot 10^{-3}$	$0,250 \cdot 10^{-3}$	$0,138 \cdot 10^{-3}$

Примечание: ζ – коэффициент сопротивления

Учебное издание

Лариса Васильевна Проколова
Юрий Витальевич Волков

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Практикум

Редактор и корректор Н.П.Новикова
Техн. редактор Л.Я. Титова

Темплан 2019 г., поз. 34

Подп. к печати 09.04.19.	Формат 60x84/16.	Бумага тип. № 1
Печать офсетная.	Печ.л. 6,25.	Уч.-изд. л. 6,25
Тираж 40 экз.	Изд. № 34.	Цена "С".
		Заказ

Ризограф Высшей школы технологии и энергетики СПбГУПТД,
198095, СПб., ул. Ивана Черных, 4.