

И. И. СТРИХА, Н. Б. КАРНИЦКИЙ

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ:

АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

И. И. Стриха, Н. Б. Карницкий

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ:
АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ**

*Допущено Министерством образования Республики Беларусь
в качестве учебного пособия для студентов специальности
«Теплоэнергетика» высших учебных заведений*

Минск
УП «Технопринт»
2001

УДК 621.1:628.5(075.8)

~~ББК 31.3~~

С85

Рецензенты:

кафедра промышленной экологии Белорусского государственного
технологического университета (зав. кафедрой

канд. техн. наук, доцент **Марцуль В. Н.**);

главный научный сотрудник РУП «БелНИПИЭнергопром»,

докт. техн. наук, профессор **Внуков А. К.**;

главный научный сотрудник Института проблем использования природных
ресурсов и экологии НАНБ, докт. техн. наук, профессор **Фалюшин П. Л.**

Стриха И. И.

С85 Экологические аспекты энергетики: Атмосферный воздух: Учеб.
пособие /И. И. Стриха, Н. Б. Карницкий.— Мн.: УП «Технопринт»,
2001.— 375 с.

ISBN 985-464-105-8

На основе результатов проведенных исследований, а также с использованием отечественных и зарубежных литературных источников выполнен анализ воздействия современных ТЭС на состояние атмосферного воздуха. Рассмотрены варианты совершенствования государственного управления охраной атмосферного воздуха, природоохранительное планирование, организация сжигания органических топлив на ТЭС и влияние его на генерацию загрязняющих веществ, очистка от них продуктов сгорания топлив, оценка экономического ущерба, причиняемого окружающей среде, и пути его минимизации. Приведены справочные сведения и некоторые нормативные акты по охране атмосферного воздуха.

Учебное пособие предназначено для студентов специальности Т 01.02.00 «Теплоэнергетика» высших учебных заведений, а также других специальностей технического профиля.

Представляет интерес для широкого круга специалистов, инженерно-технологического персонала ТЭС и котельных промпредприятий, научных работников и аспирантов.

УДК 621.1:628.5(075.8)

ББК 31.3

ISBN 985-464-105-8

© Стриха И. И., Карницкий Н. Б., 2001

© УП «Технопринт», 2001

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	6
1. СУЩНОСТЬ, ЗАДАЧИ И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРИРОДООХРАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ЭНЕРГЕТИКЕ	9
1.1. Основные положения	9
1.2. Правовое и нормативное обеспечение	20
1.3. Термины и их определение	23
2. СОСТАВ И СТРУКТУРА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА И ВИДЫ ЕГО ЗАГРЯЗНИТЕЛЕЙ	29
2.1. Атмосферный воздух	29
2.2. Классификация загрязняющих веществ	39
2.3. Характеристика основных загрязняющих веществ	39
3. НОРМИРОВАНИЕ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ	50
3.1. Предельно допустимые концентрации	50
3.2. Предельно допустимые выбросы	53
4. РАСЧЕТНЫЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ	70
4.1. Расчет выбросов твердых частиц	70
4.2. Расчет выбросов оксидов серы	71
4.3. Расчет выбросов оксидов углерода	73
4.4. Расчет выбросов оксидов ванадия	74
4.5. Расчет выбросов оксидов азота от котлов	75
4.6. Расчет выбросов бенз(а)пирена	78
4.7. Расчет выбросов диоксида углерода при сжигании органического топлива	82
4.8. Расчет выбросов оксидов азота от газотурбинных установок	87
4.9. Расчет выбросов оксида углерода и несгоревших углеводородов от газотурбинных установок	91
4.10. Расчет валовых выбросов вредных веществ по данным инструментальных измерений	92

5. ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ВЫБРОСОВ И КОНТРОЛЬ ВОЗДУХООХРАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ТЭС И КОТЕЛЬНЫХ	96
5.1. Инвентаризация выбросов загрязняющих веществ в атмосферу ...	96
5.2. Экологический паспорт проекта	98
5.3. Экологический паспорт действующего объекта	105
5.4. Ведомственный контроль воздухоохранной деятельности	107
5.5. Структура и рекомендации по оформлению и содержанию ведомственного проекта нормативов ПДВ для предприятий	112
6. РАСЧЕТ КОНЦЕНТРАЦИЙ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ	130
6.1. Общие положения	130
6.2. Расчет загрязнения атмосферы выбросами одиночного источника	131
6.3. Расчет загрязнения атмосферы выбросами группы источников ..	137
6.4. Расчет загрязнения атмосферы с учетом суммации вредного действия нескольких ингредиентов	143
6.5. Учет фоновых концентраций при расчетах загрязнения атмосферы	145
6.6. Определение минимальной высоты источников выбросов	147
6.7. Типы дымовых труб	151
6.8. Оценка ущерба от загрязнения атмосферы	161
7. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ПРОДУКТАХ СГОРАНИЯ ТОПЛИВ	179
7.1. Общая характеристика методов	179
7.2. Оксиды азота	182
7.3. Оксиды серы	184
7.4. Продукты химнедожога	188
7.5. Газоанализаторы	191
7.6. Подсистема «Экология» в составе задач АСУ ТП ТЭС	210
8. ОЧИСТКА УХОДЯЩИХ ГАЗОВ ОТ ТВЕРДЫХ ВЫБРОСОВ	227
8.1. Общие сведения	227
8.2. Циклоны и батарейные циклоны	232
8.3. Жалюзийные золоуловители	246
8.4. Мокрые золоуловители	248
8.5. Электрофильтры	255
8.6. Кондиционирование дымовых газов перед электрофильтрами	266

8.7. Тканевые фильтры	275
8.8. Результаты эксплуатации золоуловителей	279
9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА ОТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОТЛОВ	289
9.1. Образование оксидов азота	289
9.2. Зависимость выхода оксидов азота от избытков воздуха в топочной камере	298
9.3. Ступенчатое сжигание топлив	300
9.4. Рециркуляция дымовых газов	314
9.5. Ввод влаги в топку и сжигание водомазутных эмульсий	321
9.6. Распределение нагрузок между котлами	324
10. ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИЯ И ДЕНИТРИФИКАЦИЯ ТОПЛИВ И ИХ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ	332
10.1. Газификация сернистых мазутов	332
10.2. Газификация твердых топлив	337
10.3. Очистка дымовых газов от оксидов серы и азота	345
11. ТЕНДЕНЦИИ В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПУТЕМ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ	354
11.1. Зарубежный опыт	354
11.2. Направление и состояние работ по энергосбережению	360
12. ШУМОВОЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ТЭС ..	367
ЛИТЕРАТУРА	373

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данная книга является учебным пособием по дисциплинам «Экологические аспекты энергетики» и «Охрана воздушного бассейна от выбросов ТЭС» для студентов теплоэнергетических специальностей вузов.

На тепловых электростанциях (ТЭС) страны ставится задача существенно повысить эффективность использования органических топлив с обеспечением высоких экологических показателей энергетического оборудования. В составе задач, которые требуют безотлагательного решения на ТЭС, важное место принадлежит вопросам разработки и реализации высокоэффективных способов и средств снижения экологического воздействия ТЭС на окружающую среду.

Несмотря на развитие новых источников энергии, выработка тепловой и электрической энергии на ТЭС длительное время будет преобладающей. Эксплуатация ТЭС, как действующих, так и вновь сооружаемых, должна осуществляться с учетом возрастающих требований к их эколого-экономическим характеристикам. Результаты эксплуатации энергетических объектов подтверждают несоответствие достигнутых ими экологических показателей современным требованиям и реальным возможностям.

Энергетика играет ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства, в реализации достижений современного научно-технического прогресса. Энергетическая программа предусматривает достаточные темпы и объемы производства электроэнергии для осуществления электрификации всех сфер деятельности и жизни людей. При интенсивном способе общественного производства возможны и желательны замедления темпов энергопотребления. Однако экологические проблемы в энергетике не будут менее актуальными.

Развитие энергетики все в большей степени становится зависимым не только от экономических и социальных условий, наличия топливно-энергетических ресурсов, но и от экологических факторов, к

которым в первую очередь относится степень загрязнения окружающей среды, в особенности атмосферного воздуха, различными отходами. Более 30% всех загрязняющих веществ поступает в воздушный бассейн от тепловых электростанций. В ближайшей перспективе в энергетике страны не произойдет значительных качественных изменений в системах очистки газовых выбросов и сточных вод от ТЭС. Дальнейший научно-технический прогресс в области разработки способов снижения содержания загрязняющих веществ в продуктах сгорания топлив на ТЭС позволит обеспечить их минимальное экологическое воздействие на окружающую среду.

Проблема защиты атмосферного воздуха от загрязнения его выбросами ТЭС решается по основным направлениям:

- разработка и реализация способов сжигания топлив, позволяющих исключить или существенно снизить количество образующихся и выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ;
- создание способов и средств для очистки, в первую очередь, запыленных газовых выбросов.

Проблема рационального использования природных ресурсов, энергии и защиты окружающей среды относится к приоритетным в социально-экономическом развитии общественного производства. В перспективных планах развития экономики страны разрабатываются прогнозы изменения состояния окружающей среды с ориентацией на малоотходные и безотходные технологии производства электрической и тепловой энергии.

В настоящем пособии рассмотрены вопросы, связанные с экологическим воздействием ТЭС на атмосферный воздух, и основные направления работ по снижению отрицательных последствий этого воздействия. Наряду с традиционно применяемыми технологиями снижения выбросов в атмосферу загрязняющих веществ представлены перспективные «экологически чистые» технологии, а также разработки по созданию систем автоматизированного контроля за выбросами ТЭС и мониторинга состояния атмосферного воздуха.

При подготовке учебного пособия использованы источники, список которых приведен в конце книги.

Наряду с результатами научно-исследовательских работ в основу учебного пособия положены материалы курса лекций, читаемых авто-

рами по дисциплине «Экологические аспекты энергетики» для студентов специальности Т 01.02.00 «Теплоэнергетика» и Т 01.03.02 «Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами на ТЭС»

Разделы 2, 3, 7, 9, 10, 11 написаны докт. техн. наук И. И. Стрихой, 1, 4, 5, 8, 12 — докт. техн. наук Н. Б. Карницким, раздел 6 подготовлен авторами совместно.

Авторы признательны коллективу кафедры промышленной экологии Белорусского государственного технологического университета, возглавляемому канд. техн. наук, доц. В. Н. Марцулем, докт. техн. наук, проф. А. К. Внукову, докт. техн. наук П. Л. Фалюшину за глубокий анализ структуры и содержания пособия и ряд полезных замечаний, сделанных при ее рецензировании.

Авторы выражают благодарность сотрудникам кафедры «Тепловые электрические станции» БГПА Е. Г. Веремейчик, Л. А. Бурову, научно-исследовательской лаборатории «Топлива и топочных процессов» РУГ «БелТЭИ» И. И. Рысейкиной, Л. М. Чайке, работникам редакционно-издательского отдела УП «Технопринт» за их большую работу по подготовке оригинала-макета и верстку книги.

Все замечания и предложения просьба направлять по адресу 220027, г. Минск, пр. Ф. Скорины, 65, кафедра ТЭС.

1. СУЩНОСТЬ, ЗАДАЧИ И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРИРОДООХРАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

1.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Современный уровень развития общественного производства характеризуется особой актуальностью целого ряда взаимосвязанных проблем, относящихся к природопользованию — основной форме взаимодействия общества и природной среды. Термин «экология» имеет биологическое происхождение и означает учение о взаимоотношениях организмов растительного и животного мира и среды. В технической литературе этот термин давно используется для отражения взаимосвязи различных форм и проявлений современной жизни с окружающей средой. Экологические аспекты хозяйственного развития страны, включая энергетику, подчеркивают необходимость учета экологических и социальных последствий.

Научно-техническая революция во всех сферах общественного производства, а в энергетике особенно, в значительной степени усложнила характер связей в системе «человек–природа–общество» и привнесла в нее целый ряд негативных сторон. Экологические проблемы развития производительных сил приобрели глобальные масштабы. Антропогенное загрязнение атмосферы приводит к существенному изменению ее состава, который в свою очередь вызывает изменение теплового состояния планеты, геохимические аномалии и т. п. Некоторые зарубежные ученые рассматривают вопрос о возможности дальнейшего развития производительных сил с сохранением среды, пригодной для обитания человека, но при этом недооценивают возможности положительных изменений в связи с развитием научно-технического прогресса в области «экологически чистых» производств.

Деграция природной среды может быть предотвращена путем вмешательства государства в хозяйственную деятельность предприятий с оптимизацией их взаимоотношений с природной средой. Экологическая ситуация в стране вызывает необходимость применения системного подхода для учета всей совокупности процессов взаимодействия общества с природной средой и рассмотрения их как единой эколого-экономической системы.

В процессе хозяйственной деятельности общества выделяются следующие виды воздействия на окружающую среду, включая большие системы энергетики (рис. 1.1, 1.2):

- пространства;
- изъятие ресурсов для хозяйственного пользования;
- механические нарушения;
- биологическое воздействие на ландшафт и его компоненты;
- тепловое воздействие;
- радиоактивное воздействие;
- шум;
- химическое загрязнение;
- физическое загрязнение (радиоволны, вибрация, электрическое поле).

По характеру воздействия на окружающую среду энергетика относится к сильно воздействующим отраслям, что нашло свое отражение в санитарно-экологической классификации производств, градации размеров санитарно-защитных зон.

В настоящем пособии рассматриваются вопросы, относящиеся преимущественно к химическому загрязнению атмосферного воздуха при сжигании органических топлив в котлах на тепловых электрических станциях и котельных энергосистемы. Система взаимодействия ТЭС и окружающей среды приведена на рис. 1.3.

По данным Международного энергетического агентства (IEA, 1998 г.), потребление первичной энергии в мире будет в ближайшие годы возрастать на 2% ежегодно и составит 14995 млн т н. э. (н. э. — нефтяной эквивалент) в 2020 г. при 9245 млн т н. э. в 1995 г. В частности, потребление природного газа возрастет с 1810 млн т н. э. в 1995 г. до 3468 млн т н. э. в 2020 г.

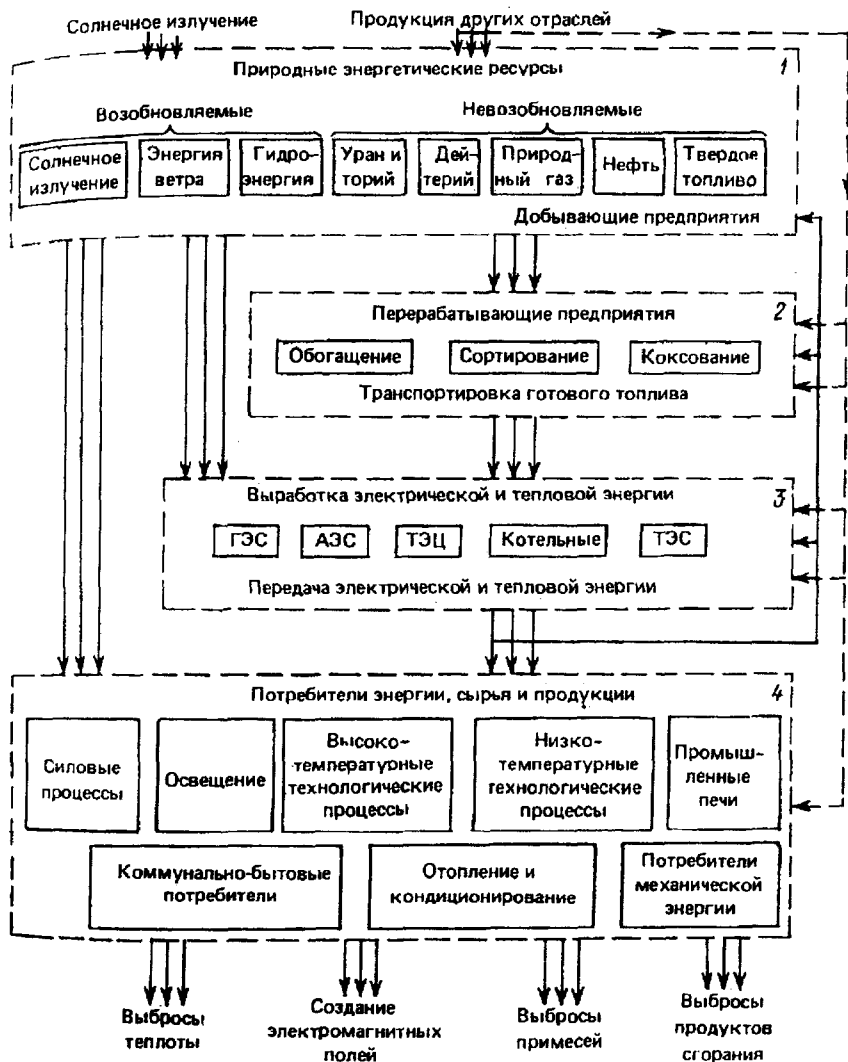


Рис. 1.1. Схема основных связей в большой системе «Энергетика»

Мировые разведанные запасы ископаемых ТЭР (нефти, природного газа и угля) к 1997 г. составляли 1236 млрд т у. т., что на 11% больше, чем в 1994 г. В запасах ТЭР на уголь приходится 45%; нефть —

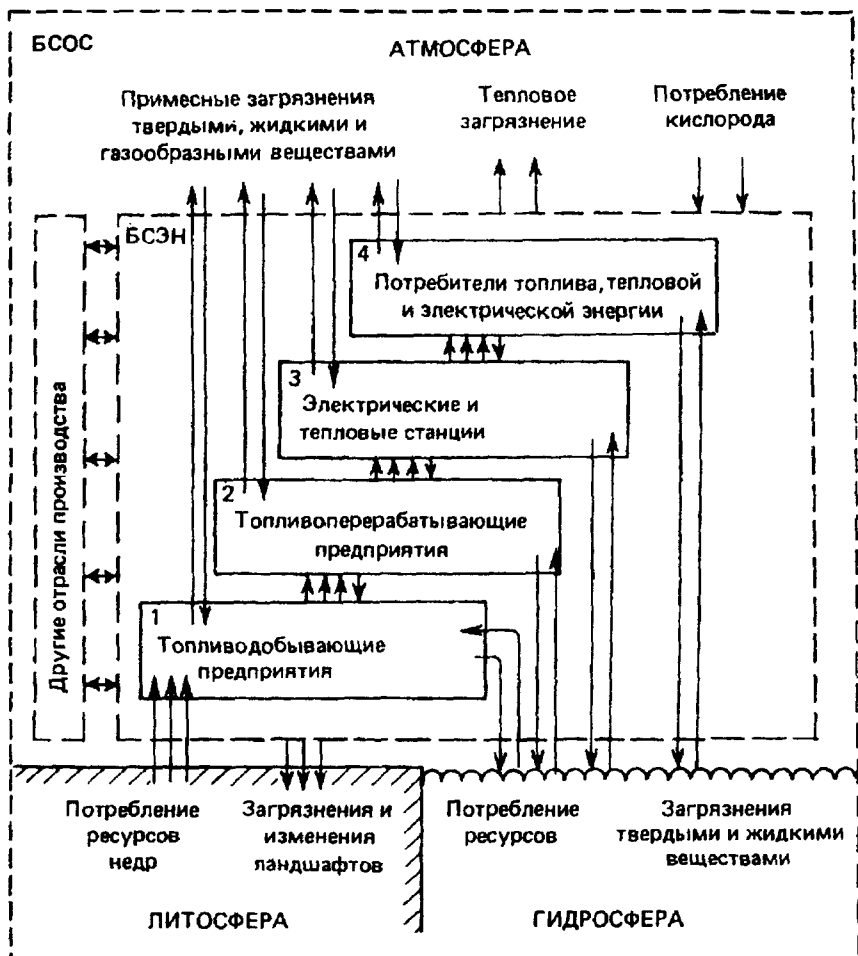


Рис. 1.2. Структурная схема БСЭНОС

34,8; природный газ — 15; ядерное топливо — 5%. Данные о запасах ископаемых и уровне их добычи свидетельствуют о том, что при перспективных уровнях их потребления угля хватит на 230 лет, природного газа — на 70; нефти — на 45 лет, урановой руды (с применением ядерных реакторов-размножителей) — на 3000 лет. Запасы и годовая добыча ТЭР распределяются следующим образом: уголь — 104000 и 4520

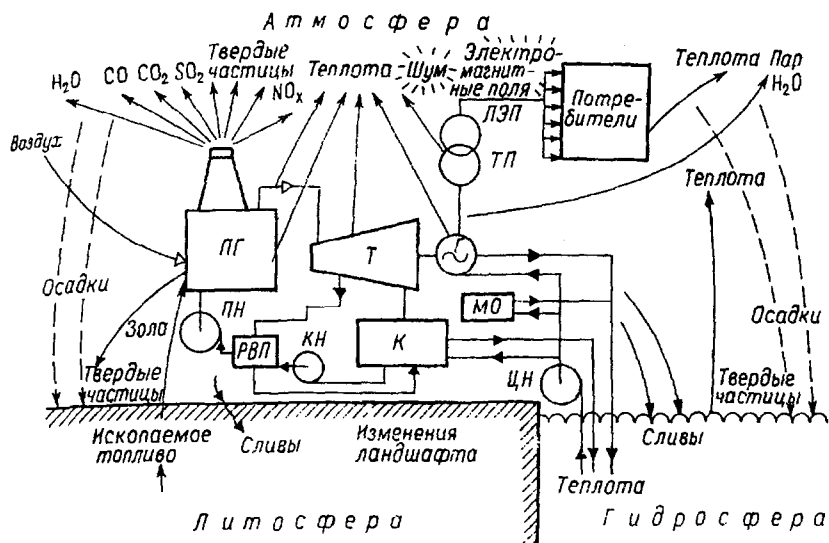


Рис. 1.3. Схема взаимодействия ТЭС и окружающей среды

млн т; природный газ — 138000 и 1978 млрд м³; нефть — 137000 и 3130 млн т; урановая руда — 4150000 и 66500 т. В настоящее время структура мирового потребления ТЭР характеризуется следующими данными (в %): нефть — 40; природный газ — 23; уголь — 27.

В энергетике РБ в последнее время ежегодно сжигается порядка 12 млн т у. т. В структуре топливного баланса природный газ превышает 80%, остальное — сернистый мазут, попутный газ и др. Суммарные ежегодные выбросы токсичных веществ составляют порядка 100 тыс. т, в том числе окислов серы — 60 тыс. т, оксидов азота — 30–32 тыс. т, оксида углерода — 5 тыс. т. В масштабах страны во всех отраслях народного хозяйства, а в энергетике в особенности, на природоохранную деятельность выделяются значительные средства, что позволяет целенаправленно решать экологические проблемы по многим направлениям. Энергетика является частью (подсистемой) в сложной эколого-экономической системе взаимоотношений человека, общественного производства с окружающей средой. В рамках этой системы природопользование осуществляется по следующим направлениям (табл. 1.1).

Классификация основных направлений и видов природопользования

1. Ресурсопотребление:

- а) добыча ресурсов (в том числе выявление, изучение, подготовка, непосредственное извлечение);
 - б) ресурсопользование (без непосредственного извлечения из природной среды);
 - в) использование элементов среды как «вместилища» отходов производства и потребления.
-

2. Конструктивное преобразование:

- а) комплексные программы преобразования природной среды;
 - б) улучшение отдельных свойств ресурсов среды (мелиорация, обогащение);
 - в) защита от стихийных явлений;
 - г) ликвидация последствий хозяйственной деятельности.
-

3. Воспроизводство природных ресурсов:

- а) непосредственное воспроизводство возобновляемых ресурсов (создание искусственных биогеоценозов, лесоразделение, опреснение морских вод);
 - б) создание условий для воспроизводства возобновляемых ресурсов (например, защита водоохраных лесов);
 - в) восстановление (рекультивация ландшафтов, очистка рек).
-

4. Охрана среды обитания и природных ресурсов:

- а) предотвращение негативных воздействий производства и потребления;
 - б) собственно охрана (консервация) ландшафтов;
 - в) сохранение генетического разнообразия биосферы.
-

5. Управление и мониторинг:

- а) инвентаризация, учет и контроль;
 - б) регулирование состояний ресурсов и природной среды;
 - в) управление процессами природопользования.
-

Природоохранные мероприятия, реализуемые в энергетике в разной степени, относятся к приведенным выше основным направлениям

ям природопользования. В рамках настоящего пособия более подробно будет рассмотрено два направления (п. 4 и 5 табл. 1.1).

В основу природоохранной деятельности в энергетике, как и других отраслях народного хозяйства страны, положена концепция охраны окружающей среды как комплекс мероприятий по предотвращению ее загрязнения сверх научно обоснованного допустимого уровня. Работы по воспроизводству природных ресурсов в энергетике включают мероприятия по очистке продуктов сгорания топлив и сточных вод, рекультивации земель и направлены на ликвидацию источников загрязнения воздушного и водного бассейнов. Эти работы взаимосвязаны с последующей природоохранной деятельностью по ликвидации экологического воздействия энергетических объектов на окружающую среду.

Существуют активные и пассивные, прямые и косвенные методы охраны природы. К активным относят методы, связанные с непосредственным изменением экологических показателей источников выбросов загрязняющих веществ, к пассивным — нейтрализацию или ограничение влияния негативного воздействия различных объектов на среду обитания и ресурсы (создание санитарно-защитных зон, заповедники и т. п.). Прямые методы позволяют ограничить отрицательное воздействие непосредственно на объект, косвенные основаны на изменениях в элементах природной среды.

Непосредственное воздействие ТЭС на окружающую среду (рис. 1.3) характеризуется тем, что привносится в окружающую среду в результате реализации проекта и что из нее изымается:

- химическое загрязнение биосферы (выбросы и сбросы загрязняющих веществ в газообразном, жидком и твердом состоянии);
- тепловое загрязнение воздушного бассейна и водных объектов;
- физическое воздействие (акустическое, электромагнитное, радиоактивное);
- изъятие природных ресурсов (вода, воздух на технологические нужды; земельное пространство для размещения основной площадки ТЭС, золошлакоотвалов, трасс; вырубка лесов).

Кроме того, для ТЭС характерно механическое воздействие на биосферу, не связанное с привнесением и изъятием из природной среды отдельных компонентов (например, травмирование микроорганизмов и рыбы в системах охлаждения ТЭС).

- Показатели воздействия ТЭС на окружающую среду следующие:
- характер воздействия — прямое, косвенное, кумулятивное, синергическое и т. д. (определяет временной интервал между воздействием и его последствием, а также наличие промежуточных передатчиков воздействия);
 - интенсивность воздействия (поступление загрязнителя, энергии в единицу времени);
 - продолжительность воздействия (суммарное за определенный период время воздействия на окружающую среду, либо время однократного непрерывного воздействия);
 - динамика воздействия (изменение воздействия во времени – непрерывное, периодическое, дискретное, кратковременное, разовое);
 - масштаб воздействия (его распространение по площади, численность и значимость объектов воздействия, его глубина).

В качестве источников воздействия ТЭС на окружающую среду рассматриваются те элементы технологического процесса энергопроизводства (в расчетном и нерасчетном режимах эксплуатации), функционирование которых является причиной изменения в окружающей среде. Источниками воздействия могут рассматриваться также выведенные из эксплуатации золошлакоотвалы, если они не рекультивированы и оказывают существенное влияние на окружающую среду («след деятельности»).

При классификации источников воздействия выделяются:

- организованные и неорганизованные;
- стационарные и нестационарные;
- расчетные, аварийные;
- локализованные и рассредоточенные.

Характеристика источников воздействия (качественная и количественная) включает следующие показатели:

- параметры источников выделений загрязнителей;
- параметры источников выбросов и сбросов в окружающую природную среду;
- состав и количество загрязнителей, поступающих в природную среду;
- положение на промплощадке ТЭС;

– токсичность выделяемых химических загрязнителей.

При рассмотрении источников воздействия выделяются наиболее существенные, оказывающие значимое влияние на состояние окружающей среды, учитывается суммация, действия загрязняющих веществ, отдельных источников.

Конечными объектами и субъектами воздействия ТЭС являются:

- персонал предприятия;
- население (условия жизни и здоровья);
- природная среда;
- исторические и культурные памятники.

Воздействие на эти объекты ТЭС может оказывать непосредственное либо через изменение качества биосферы (атмосферный воздух, водные объекты, почва, растительный и животный мир со сложившимися экосистемами, микроклиматы, ландшафт).

По выявленным экологически значимым позициям прогнозируются возможные изменения в окружающей среде под влиянием ТЭС по крайней мере по следующим аспектам:

- изменение количественных соотношений веществ и воздуха рабочей зоны населенного пункта, природных зон в поверхностных и подземных водах, на почве;
- изменение растительного покрова, в том числе:
 - видового состава;
 - состояния растительных сообществ, характера возобновления;
 - площади распространения растительных сообществ в зоне влияния ТЭС;
- изменение животного мира, в том числе:
 - видового состава;
 - численности популяции;
 - мест обитания популяционных сообществ;
- изменение местного климата, включая:
 - температурный режим;
 - влажность;
 - особенности воздушной циркуляции;
- изменение недр, в том числе:
 - динамической напряженности пород;
 - термического режима горных пород;

- изменение гидрологического режима подземных вод;
- изменение визуального, культурно-исторического качества природной среды, в том числе:
 - визуальные доминанты;
 - материальные, культурно-исторические памятники.

Технологическая и технико-экономическая характеристика ТЭС включает следующие сведения:

- основные технические решения;
- состав оборудования;
- соответствие передовому отечественному и зарубежному уровню;
- вид топлива и его потребление.

На стадии проектирования ТЭС определяются механизм, характер и уровень ее воздействия на окружающую среду:

- источники воздействия, их виды и характеристики;
- объекты воздействия.

Осуществляется прогнозная оценка изменения окружающей среды под воздействием ТЭС:

- на основании данных о санитарно-гигиеническом состоянии воздушного и водного бассейнов рассматривается увеличение загрязнения атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почвы. Выделяются загрязнители, по которым складывается концентрация, превышающая ПДК;
- по выявленным экологически значимым позициям прогнозируется новое состояние окружающей среды, оцениваются возможные последствия совокупности вероятных изменений в окружающей среде на здоровье и условия жизни населения при сооружении ТЭС и при нулевом варианте (без реализации проекта);
- оценка последствий ожидаемого воздействия создаваемой ТЭС на окружающую среду проводится с учетом фоновое загрязнение, исходного состояния природных объектов, уязвимости местных экосистем, наличия особо охраняемых природных объектов, а также с использованием информации об экологически последствиях сооружения аналогичных энергопредприятий.

При оценке вероятности и последствий аварийных ситуаций:

- рассматриваются все возможные их виды (разрушение плотины дамбы, пожары, разрывы газовых сетей и др.), причины их воз-

- никновения (технические ошибки персонала, дефекты оборудования, стихийные бедствия), вероятность аварийных ситуаций;
- на качественном уровне анализируются последствия отдельных видов аварийных ситуаций для окружающей среды и населения;
 - оценивается возможность оперативной эвакуации персонала, населения;
 - способы устранения и предотвращения аварийных ситуаций, предусмотренные проектом.

Рассматриваются ранее выполненные природоохранные мероприятия при разработке проекта реконструкции, технического перевооружения ТЭС по охране атмосферного воздуха, водоемов, почвы и недр.

Оценка исходного состояния окружающей среды включает:

- характеристику воздушной и водной среды; земель, отводимых в постоянное и временное пользование;
- описание климатических, геологических и других природных условий;
- характеристику флоры, фауны, рекреационных и особо охраняемых территорий;
- демографические показатели; заболеваемость населения; динамику этих показателей; заболеваемость работающих с временной утратой трудоспособности; профессиональную заболеваемость.

Рассматриваются средства по ограничению воздействия создаваемой ТЭС на окружающую среду (специальные технические средства по очистке дымовых газов, сточных вод, водообороту, переработке отходов, безопасному складированию золошлаков) и соответствующих изменений в окружающей среде:

- в расчетном режиме эксплуатации;
- в случае малоэффективной работы систем улавливания и очистки дымовых газов и сточных вод, некачественного выполнения золошлакоотвалов и т. д.;
- в условиях аварийной ситуации.

Выполняется оценка полноты и достоверности мероприятий по предотвращению либо ограничению до допустимого уровня отрицательных экологических и связанных с ними социальных и экономи-

ческих последствий реализации проектных решений, в том числе мероприятий:

- обеспечивающих соблюдение отраслевых природоохранных нормативов;
- по снижению ненормируемого воздействия;
- по предупреждению и ликвидации экологических, социальных и экономических последствий возможных аварийных ситуаций;
- по восстановлению ранне нарушенной окружающей среды в результате эксплуатации ТЭС (для проекта реконструкции, расширения и технического перевооружения энергопредприятия);
- по контролю загрязняющих выбросов и сбросов, методам оповещения, сигнализации, защиты.

Осуществляется эколого-экономическая оценка проектных решений:

- расчет полных общественных затрат на осуществление проекта с учетом всех выявленных последствий (в том числе здоровья населения), включающих хозрасчетные выгоды, компенсационные выплаты, затраты на ликвидацию или ограничение отдельных отрицательных последствий;
- эколого-экономический анализ с учетом общественных и экономических интересов с использованием также показателей, не имеющих стоимостного выражения;
- расчет рентабельности создаваемой ТЭС с учетом динамики цен на топливо, отпускаемую тепловую и электрическую энергию, утилизируемые отходы производства.

1.2. ПРАВОВОЕ И НОРМАТИВНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Эффективность природоохранных мероприятий в значительной степени зависит от состояния правового обеспечения и комплексного подхода к решению проблемы.

В 1992 г. принят Закон Республики Беларусь «Об охране окружающей среды», а в 1997 г. — «Об охране атмосферного воздуха». Эти законы и другие акты законодательства являются основанием для разработки нормативных и методических документов, регламентирующих функционирование субъектов хозяйствования в области охраны окружающей среды. Данные документы имеют разное назначение и обес-

печивают единый подход к формированию и реализации природоохранных мероприятий во всех отраслях народного хозяйства страны, включая энергетику.

Ниже приведены характеристики и назначение нормативных и методических документов по вопросам охраны окружающей среды (в соответствии с РД РБ 0212.1-96).

Нормативные и методические документы в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов содержат правила, общие принципы, методические подходы или характеристики по вопросам охраны окружающей природной среды от загрязнения, разрушения, истощения, а также использования природных ресурсов, обязательные для применения и соблюдения расположенными на территории Республики Беларусь предприятиями, в том числе с иностранными инвестициями, учреждениями, организациями независимо от форм собственности и подчиненности, гражданами, занимающимися предпринимательской деятельностью без образования юридического лица, министерствами и другими органами государственного управления.

Нормативные документы по стандартизации (далее нормативные документы) содержат правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности, в том числе их результатов. К ним относятся: стандарт Республики Беларусь (СТБ), руководящий документ Республики Беларусь (РД РБ), технические условия (ТУ РБ), техническое описание (ТО РБ), стандарт предприятия (СТП).

Методические документы в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов (далее методические документы) содержат общие принципы, правила, методические подходы и положения, касающиеся вопросов охраны окружающей среды и использования природных ресурсов. К ним относятся: инструкции, правила, методики, положения и другие документы, утвержденные или согласованные с Министерством природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь.

Основополагающие нормативные и методические документы в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов устанавливают на уровне государства общие организационно-методические положения, общетехнические и нормативные требования (нормы и правила), обеспечивающие техническое, методическое

кое и нормативное единство и взаимосвязь различных областей науки, техники, производства, организации и управления по вопросам окружающей среды и рационального использования природных ресурсов.

В энергетике используются нормативные документы, разработанные в соответствии с природоохранным законодательством страны, кодексами РБ, директивными документами, международными соглашениями и конвенциями, а также стандартами РБ. Необходимо отметить, что система нормативных документов динамично развивается и постоянно дополняется новыми положениями, отражающими уровень научно-технического прогресса и социально-экономических условий развития экономики страны.

В международных отношениях Республики Беларусь вопросы охраны окружающей среды относятся к приоритетным. По этим вопросам заключены международные конвенции и соглашения, по выполнению которых в стране проводится активная работа: идет подготовка новых документов по сотрудничеству с зарубежными странами в этой области.

Основные направления сотрудничества в рамках подписанных соглашений с зарубежными странами:

- усовершенствование природоохранного законодательства;
- совместная деятельность в области нормирования, стандартизации, метрологии и сертификации;
- охрана окружающей среды в энергетике;
- управление промышленными и бытовыми отходами, их переработка;
- охрана окружающей среды в сельском хозяйстве;
- охрана окружающей среды в промышленности;
- применение природоохранных технологий и экологически безопасных веществ;
- мониторинг окружающей среды;
- заповедное дело, охрана редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений;
- просвещение, образование и научное сотрудничество;
- обмен информацией по данной тематике и др.

Сотрудничество осуществляется в форме реализации совместных программ и проектов, проведения совещаний и консультаций экспер-

тов; заседаний рабочих групп; научных семинаров и симпозиумов; подготовки, стажировки, обмена специалистами, учеными, делегациями; обмена научно-технической, нормативно-методической и другой информацией и т. д.

Международное сотрудничество в энергетике в основном осуществляется путем проведения исследований по следующим вопросам:

- технология сокращения выбросов основных загрязнителей воздуха, включая технико-экономические обоснования и последствия для окружающей среды;
- аппаратура и другие средства наблюдения и измерения уровня выбросов и концентрации загрязнителей воздуха в окружающей среде;
- усовершенствование модели трансграничного переноса загрязнителей воздуха на большие расстояния;
- воздействие основных загрязнителей воздуха на здоровье людей и окружающую среду, включая сельское хозяйство, лесное хозяйство, материалы, водные и другие природные экосистемы;
- экономическая, социальная и экологическая оценка альтернативных мер для достижения целей в области охраны окружающей среды, включая сокращение трансграничного загрязнения воздуха на большие расстояния;
- программы обучения и подготовки кадров, связанные с экологическими аспектами загрязнения сернистыми соединениями и другими основными загрязнителями воздуха.

Посредством обмена информацией, консультаций, научно-исследовательской деятельности и мониторинга разрабатывается политика и стратегия в качестве средств борьбы с загрязнителями воздуха.

1.3. ТЕРМИНЫ И ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЕ

В Законе «Об охране атмосферного воздуха» и других нормативных документах приведен перечень основных показателей и понятий, используемых в системе природоохранной деятельности, а также даны их следующие определения:

- **природопользование** — хозяйственная и иная деятельность, в процессе которой используются природные ресурсы и оказывается воздействие на окружающую среду;

- **охрана атмосферного воздуха** — совокупность организационных, экономических, технических, правовых и иных мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения атмосферного воздуха, осуществляемых государственными органами, юридическими и физическими лицами;
- **атмосферный воздух** — охраняемый природный объект, представляющий собой газовую оболочку нашей планеты;
- **вредное физическое воздействие** — воздействие на атмосферный воздух факторов физической природы (шум, инфразвук, ультразвук, неионизирующие и ионизирующие излучения, вибрация), оказывающее в величинах, превышающих предельно допустимые уровни, неблагоприятное влияние на организм человека и окружающую среду;
- **качество атмосферного воздуха** — совокупность его свойств, определяющих степень воздействия химических, физических и биологических факторов на окружающую среду;
- **загрязнение атмосферного воздуха** — изменение его состава в результате привнесения в него примесей;
- **антропогенное загрязнение атмосферы** — обусловлено деятельностью человека;
- **естественное загрязнение атмосферы** — обусловлено природными процессами;
- **трансграничное загрязнение атмосферного воздуха** — вызывается переносом примесей, источники которых расположены на территории другого региона, государства;
- **загрязняющее вещество** — примесь в атмосферном воздухе, оказывающая неблагоприятное воздействие на здоровье человека, объекты растительного и животного мира, другие компоненты окружающей среды или наносящая ущерб материальным ценностям;
- **источник загрязнения атмосферного воздуха** — объект, от которого загрязняющее вещество поступает в атмосферный воздух;
- **передвижные источники** — автомобильные, железнодорожные, воздушные, морские и речные транспортные средства, сельскохозяйственная, дорожная и строительная техника и иные передвижные средства и установки, оснащенные двигателями внут-

- ренного сгорания, работающими на бензине, дизельном топливе, керосине, сжиженном и сжатом газах, бензогазовых и газодизельных смесях и других альтернативных видах топлива;
- **выброс вещества** — вещество поступает в атмосферу из источника примеси;
 - **мощность выброса** — количество выбрасываемого в атмосферу вещества в единицу времени;
 - **организованный промышленный выброс** — поступающий в атмосферу через специально сооруженные газоходы, воздуховоды и трубы;
 - **неорганизованный промышленный выброс** — поступающий в атмосферу в виде ненаправленных потоков газа в результате нарушения герметичности оборудования, отсутствия или неудовлетворительной работы оборудования по отсосу газа в местах загрузки, выгрузки или хранения продукта;
 - **удельные выбросы загрязняющих веществ** — их масса, выбрасываемая в атмосферный воздух различными источниками загрязнения, обусловленная современным уровнем развития техники и технологии в расчете на единицу мощностных, энергетических и материальных характеристик продукции, полученной при данном технологическом процессе;
 - **инвентаризация выбросов** — систематизация сведений о распределении источников на территории, количестве и составе выбросов;
 - **предельно допустимые концентрации загрязнения атмосферного воздуха** — максимальные концентрации веществ, не оказывающие ни прямого, ни косвенного вредного воздействия на организм человека, включая отдаленные последствия для настоящего и будущего поколений;
 - **ориентировочно безопасные уровни воздействия** — временные ориентировочно безопасные концентрации веществ в атмосферном воздухе, установленные расчетным путем на основании их токсикометрических параметров и физико-химических свойств;
 - **предельно допустимый выброс** — норматив (масса вещества в единицу времени), устанавливаемый для конкретного стационарного источника выбросов, отдельных предприятий, регионов

- и обеспечивающий соблюдение на данной территории качества атмосферного воздуха с учетом воздействия на него выбросов от указанного и всех других источников, а также соблюдение установленных предельно допустимых (критических) нагрузок для экосистем и технических нормативов выбросов;
- **временно согласованный выброс** — временный норматив (масса вещества в единицу времени), устанавливаемый для действующих стационарных источников выбросов, отдельных предприятий, регионов, с учетом состояния атмосферного воздуха и социально-экономических условий развития территорий для поэтапного достижения установленных нормативов предельно допустимых выбросов;
 - **санитарно-защитная зона** — часть территории вокруг источника загрязнения атмосферного воздуха, устанавливаемая с целью снижения уровней загрязнения до установленных нормативов и уменьшения отрицательного влияния на здоровье человека;
 - **метеорологические факторы загрязнения атмосферы** — метеорологические элементы, явления и процессы, влияющие на загрязнение атмосферы;
 - **неблагоприятные метеорологические условия** — метеорологические условия, способствующие повышению уровня загрязнения атмосферного воздуха;
 - **потенциал загрязнения атмосферы** — сочетание метеорологических факторов, обуславливающих уровень возможного загрязнения атмосферы от источников в данном географическом районе;
 - **опасная скорость ветра** — на установленной высоте, при которой приземная концентрация от источника примеси достигает максимального значения;
 - **остров теплоты** — область в городе, в которой температура воздуха выше, чем за городом;
 - **смог** — газообразные и твердые примеси в сочетании с туманом или аэрозольной дымкой, образующиеся в результате их преобразования и вызывающие интенсивное загрязнение атмосферы;
 - **фотохимический смог** — смог, образованный в результате реакций между примесями в атмосфере под влиянием солнечной радиации;

- **атмосферная диффузия** — неупорядоченное перемещение воздуха с находящимися в нем примесями, обусловленное турбулентностью атмосферы;
- **коэффициент турбулентной диффузии в атмосфере** — коэффициент пропорциональности между средним турбулентным потоком примеси в атмосфере и градиентом ее осредненной концентрации;
- **дымовой газ** — выделяемый промышленным источником при горении органических веществ;
- **очищенный газ** — подвергнутый очистке в одном или нескольких газоочистных аппаратах;
- **промышленная пыль** — входящая в состав промышленного выброса;
- **дисперсный состав пыли** — распределение частиц пыли по размерам, характеризуемое относительным содержанием фракций или параметрами функций, описывающих указанное распределение;
- **запыленность газа** — массовая концентрация пыли в газе;
- **очистка газа** — отделение от газа или превращение в безвредное состояние загрязняющего вещества, поступающего от промышленного источника;
- **промышленная очистка газа** — очистка газа с целью последующей утилизации или возврата в производство отделенного от газа или превращенного в безвредное состояние продукта;
- **санитарная очистка газа** — очистка газа от остаточного содержания в газе загрязняющего вещества, при котором обеспечивается соблюдение установленных для последнего предельно допустимых концентраций в воздухе населенных мест или производственных помещений;
- **вымывание примеси из атмосферы** — удаление примеси из атмосферы при образовании облаков, туманов и выпадении осадков;
- **выпадение примеси из атмосферы** — удаление примеси из атмосферы под действием гравитационных сил;
- **степень очистки газа** — отношение массы извлеченного из газа или прореагировавшего загрязняющего вещества к массе загрязняющего вещества, присутствующего в газе до очистки;

– **самоочищение атмосферы** — частичное или полное восстановление естественного состава атмосферы вследствие удаления примесей под воздействием природных процессов.

Приведенный перечень терминов и их определение не являются исчерпывающими. Они характеризуют только основные из них и дополняются новыми понятиями по мере развития основ природопользования.

2. СОСТАВ И СТРУКТУРА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА. ВИДЫ ЕГО ЗАГРЯЗНИТЕЛЕЙ

2.1. АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Атмосфера является смесью многих газов (основные из них — азот, кислород, аргон) и таких важных примесей, как водяной пар, углекислый газ и озон. Кроме того, в атмосферном воздухе во взвешенном состоянии находятся жидкие и твердые аэрозоли естественного и антропогенного происхождения.

Газовый состав земной атмосферы приведен в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Элементы и газы	Содержание в нижних слоях атмосферы, %	
	По объему	По массе
Азот	78,084	75,5
Кислород	20,946	23,14
Аргон	0,934	1,28
Неон	0,0018	0,0012
Гелий	0,000524	0,00007
Криптон	0,000114	0,0003
Водород	0,00005	0,000005
Углекислый газ	0,034	0,0466
Водяной пар:		
в полярных широтах	0,2	—
у экватора	2,6	—
Озон:		
в тропосфере	0,000001	—
в стратосфере	0,001–0,0001	—
Метан	0,00016	0,0000003
Оксид углерода	Тысячные доли, в воздухе городов — до 0,000008	0,0000078

Примерно 50% массы атмосферы сосредоточено в нижних 5 км надземной поверхности, соответственно 75% — в нижних 10 км, 90% — в нижних 20 км, 99,5% — в приземной 80-километровой зоне.

Атмосферный воздух у земной поверхности, как правило, влажный, поскольку в его состав вместе с другими газами входит **водяной пар** — вода в газообразном состоянии. Содержание водяного пара в воздухе меняется в значительных пределах в отличие от других его составных частей: у земной поверхности оно составляет в среднем от 0,2% в полярных широтах до 2,6% у экватора, а в отдельных случаях колеблется от 0 до 4%. Это объясняется тем, что при существующих в атмосфере условиях водяной пар может переходить в жидкое и твердое состояние и, наоборот, может поступать в атмосферу заново вследствие испарения с земной поверхности.

Сухой чистый атмосферный воздух у земной поверхности на уровне моря состоит из азота (78,084% по объему и 75,5% по массе) и кислорода (20,146% по объему и 23,14% по массе). Оба эти газа входят в состав воздуха в виде двухатомных молекул N_2 и O_2 . Оставшийся 1% приходится почти целиком на аргон — 0,94%. Углекислый газ CO_2 составляет 0,034%. Другие газы (криптон, ксенон, неон, гелий, водород, озон, йод, радон, метан, аммиак, закись азота и др.) входят в состав воздуха в тысячных, миллионных и еще меньших долях процента.

Перечисленные газы при наблюдающихся в атмосфере температурах и давлении всегда сохраняют газообразное состояние не только у приземной поверхности, но и в верхних слоях.

Состав сухого воздуха у земной поверхности практически постоянен и одинаков повсюду. Существенно может меняться только содержание CO_2 : в результате процессов дыхания и горения в воздухе закрытых помещений, а также промышленных центров его объемное содержание может возрастать в несколько раз — до 0,1–0,2%. В связи с этим уменьшается, хотя и весьма незначительно, процентное содержание N_2 и O_2 . Оно может меняться также в связи с местными и временными изменениями содержания в воздухе аммиака, йода, радона и других газов, попадающих в атмосферу с поверхности почвы или воды.

В воздухе находятся также **взвешенные твердые частицы** земного и космического происхождения — атмосферный аэрозоль. Даже в 1 м³ чистого воздуха содержится от 100 до 300 млн пылинок. Части-

пы атмосферного аэрозоля нередко служат центрами конденсации атмосферной влаги, что является причиной образования туманов, и влияют на другие физические процессы, происходящие в атмосфере (ряды молний, оптическая плотность и т. п.).

До высоты 200 км преобладающим газом атмосферы еще остается азот. Выше начинает преобладать кислород, причем в атомарном состоянии, так как под действием ультрафиолетовой радиации Солнца его двухатомные молекулы разлагаются на заряженные атомы. Выше 1000 км атмосфера состоит главным образом из гелия и водорода (с преобладанием атомарного водорода).

Содержание водяного пара в воздухе меняется с высотой, причем более значительно, чем состав сухого воздуха. Плотность водяного пара в среднем снижается в 2 раза в свободной атмосфере уже на высоте 1,5 км, а в горах — на высоте 2 км. На высоте 5 км содержание водяного пара в воздухе в 10 раз меньше, чем у земной поверхности, на высоте 8 км — в 100 раз меньше, а на высоте 10–15 км оно ничтожно мало.

По вертикальному распределению температуры в атмосфере выделяются следующие основные слои: тропосфера (от 8 до 18 км), стратосфера (от 45 до 55 км), мезосфера (от 80 до 90 км), термосфера (от 500 до 800 км), экзосфера (выше 800 км) и переходные слои между ними: тропопауза, стратопауза, мезопауза, термопауза.

По физико-химическим процессам в атмосфере выделяют следующие основные слои: озоносфера (слой атмосферы между 10 и 50 км), нейтросфера (от земли до 70–90 км), ионосфера (от 50–80 км до 400 км), хемосфера (от стратосферы до нижней части термосферы). Особым слоем является озоносфера. Озон образует в высших слоях атмосферы тонкий слой — так называемый озоновый экран, схема которого приведена на рис. 2.1. В нем происходят фотохимические процессы образования озона, максимальное содержание которого (порядка $4 \cdot 10^{-7}$ г/м³) приходится на уровень между 20 и 25 км с резким убыванием его вверх и вниз. Так как озон способен поглощать значительную часть ультрафиолетовой радиации Солнца, температура воздуха в слое, находящемся выше него, т. е. в верхней стратосфере, достигает даже положительных значений.

Атмосфера поглощает и рассеивает солнечную радиацию, сама излучает длинноволновую инфракрасную радиацию, поглощает инфра-

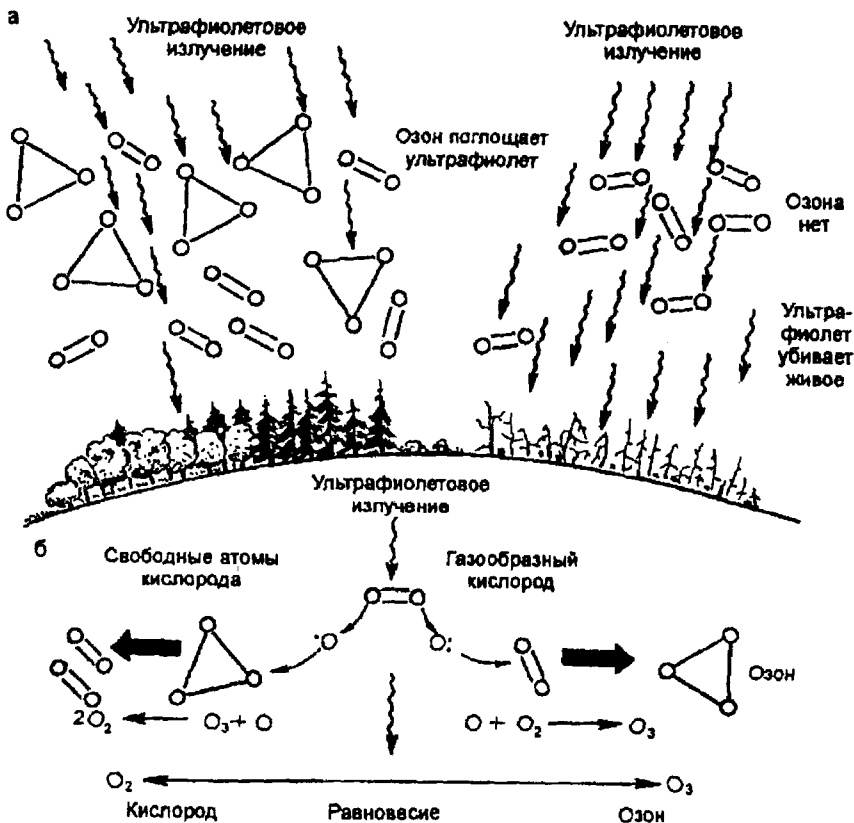


Рис. 2.1. Озоновый экран:

а — поглощение озоном (O_3) в стратосфере ультрафиолетовых лучей;
б — формирование озона в стратосфере

красную радиацию земной поверхности и обменивается теплотой с земной поверхностью путем теплопроводности и фазовых переходов воды

Вследствие неравномерного нагревания атмосферы в ней возникает общая циркуляция и ряд местных, локальных, циркуляций. Общая циркуляция атмосферы приводит к обмену воздуха между различными широтами и областями Земли. Она осуществляется в форме циклонической деятельности, т. е. с помощью атмосферных возмущений — циклонов и антициклонов. Под влиянием радиационных условий и циклонической деятельности происходит расчленение тропо

сферы в горизонтальном направлении на отдельные воздушные массы с резко разграничивающими их переходными зонами — фронтами.

Для высот от 2000 до 80000 м над уровнем моря приняты следующие значения основных параметров стандартной атмосферы:

- атмосферное давление $p = 760$ мм рт. ст., 1013,25 ГПа, или 1013,25 Мбар;
- температура воздуха $T = 288,15$ К, $15,0^\circ$ С;
- относительная влажность воздуха $\phi = 0\%$;
- плотность воздуха $\rho = 1,225$ кг/м³.

Атмосфера содержит различные загрязняющие вещества и примеси, вносимые в нее в результате природных процессов и человеческой деятельности (табл. 2.2). Загрязнение воздуха имеет место в тех случаях, когда загрязняющее вещество или несколько веществ присутствуют в атмосфере в таком количестве и в течение такого времени, что они причиняют вред или могут способствовать причинению вреда людям, животным, растениям и имуществу, или могут нанести не поддающийся учету ущерб здоровью и имуществу человека.

В природе происходят различные процессы и существуют источники поступления в воздушную среду газов, паров и твердых частиц: атмосферное электричество, химические и фотосинтетические процессы, дыхание живых организмов, вулканическая деятельность, общая циркуляция атмосферы и наличие мощных локальных воздушных течений и ветров. В результате **природных** процессов в атмосферный воздух поступают: углекислый газ, озон, соединения азота и серы, взвешенные вещества. Свинец, имеющийся в составе земной коры, попадает в воздушный бассейн в результате естественных процессов с летучими веществами, морской солью, при лесных пожарах, вулканических извержениях, песчаных бурях (важный источник свинца в виде силикатного соединения). Подобное происхождение имеют и другие твердые примеси в атмосфере. Большая часть взвешенных частиц, поступающих в естественных условиях в атмосферу, образуется при взаимодействии газообразных компонентов. По имеющимся оценкам, количество их достигает $1,1 \cdot 10^9$ т в год. Далее по удельному содержанию в атмосфере следует почвенная пыль и частицы выветренных горных пород, морская соль и частицы вулканических извержений.

Основные загрязнители атмосферного воздуха

Загрязнители	Основные источники		Среднегодовая концентрация в воздухе, мг/м ³	Химич. процессы взаимодействия с окружающей средой	Воздействие на здоровье человека	Воздействие на окружающую среду
	Природные	Искусственные				
1	2	3	4	5	6	7
Твердые частицы (пыль, зола и др.)	Вулканические извержения, пылевые бури, лесные пожары, испарения морской соли и др. (около $3760 \cdot 10^6$ т/год – 94 % от общего количества)	Сжигание топлива в промышленных и бытовых установках (ок. $240 \cdot 10^6$ т/год – 6%)	В городских районах 0,04–0,4	В зависимости от химического состава и размера частиц	Зависит от химического состава	Снижение солнечного освещения и видимости, увеличение облачности и туманности. Разрушение и загрязнение материалов. Возможное снижение температуры Земли в результате длительного воздействия
Сернистый ангидрид, SO ₂	Вулканические извержения, окисление серы и сульфатов, рассеянных в море (около $150 \cdot 10^6$ т/год – 70–50% от общ. количества)	Сжигание топлива, нефтепереработка, черная и цветная металлургия ($(175–150) \cdot 10^6$ т/год – до 50%)	В городских районах до 0,5–1	Атмосферное окисление до SO ₃ приводит к образованию тумана, содержащего пары H ₂ SO ₄	Заболевания дыхательных путей	Хроническое поражение растений, снижение урожайности в сельском хозяйстве, уничтожение лесов

1	2	3	4	5	6	7
Оксиды азота NO_x	Лесные пожары ($770 \cdot 10^6$ т/год – около 93% от общ. количества)	Окисление атмосферного азота и азота топлива при высокой температуре – энергетика, промышленность, автомобили (ок. $55 \cdot 10^6$ т/г – 7%)	В районах с развитой промышленностью и автотранспортом – до 0,2, в других – до 0,05	В проц. горения образ. 95–100% NO, который окисляется в атмосферном воздухе до NO_2 атмосфер. озоном. В выбросе отопительн. установок, газ. турбин и дизелей – 70–90% NO , 10–30% NO_2	Уменьш. содержания гемоглобина в крови	Поглощение солнечного света NO_2 , образование коричневой дымки, которая является одним из главных компонентов фотохимических туманов – смогов. Разрушение ряда материалов, снижение урожайности в сельском хозяйстве, уничтожение лесов
Оксид углерода CO	Лесные пожары ($11 \cdot 10^6$ т/год), выделения океанов ($10 \cdot 10^6$ т/г), окисление терпенов ($12 \cdot 10^6$ т/год – 5–10 % от общ. количества)	Неполн. сгорание топлива (автомобили, промышл. до $250\text{--}350 \cdot 10^6$ т/год – 90–95%)	1–50 (в завис. от интенсивности автотранспорта, близости металлургических производств)	Медл. окисл. до CO_2 в нижнем слое атмосферы. Химич. инертность по отнош. к др. комп. городской атмосферы	То же	Никакого воздействия на высшие растения при концентрации менее 1 мг/м^3

1	2	3	4	5	6	7
Летучие углеводороды и их продукты	Лесные пожары, поступления природного метана (из почвы болот) и природных терпенов ($2600 \cdot 10^6$ т/год – 97%)	Неполн. сгорание органич. топлива (автомобили), дожигание отходов, испарения растворителей и продуктов нефтепереработки ($80 \cdot 10^6$ т/год – 3%)	В районах с развитым автотранспортом и промышленностью – до 3	Реакция СО и О ₃ с образованием альдегидов, кислот и др. соединений	Раздражающее действие некоторых продуктов окисления углеводородов (альдегидов) на глаза и дыхательные пути	Поражение растений некоторыми соединениями при концентрации выше 0,02 мг/м ³ . Понижение видимости; частое появление запаха
Полициклические ароматические углеводороды	—	Неполн. сгорание органич. топлива в стационарн. установках и двигат. автомобилей и самолетов, выбросы химич., металлургич., нефтеперер-х и асфальбетон. заводов (100%)	Вблизи асфальтобетонных заводов и при сжигании твердого топлива в слое – до 0,01	Нет данных	Понижение видимости, поражение ряда растений; некоторые углеводороды могут вызывать заболевания раком	Нет данных

Кроме того, ежегодно с поверхности Мирового океана в атмосферу испаряется слой воды в 1250 мм, с суши — в 410 мм, что составляет 511000 км^3 .

Однако, несмотря на высокий уровень естественных, природных атмосферных загрязнений, они становятся опасными только в особых случаях, например при извержениях вулканов, лесных пожарах и других стихийных бедствиях. Это связано с тем, что происходящий естественным путем процесс изменения состава атмосферы является составным элементом природной среды, в которой эволюционно развились средства и способы предотвращения неблагоприятных последствий для экосистемы и борьбы с ними.

Основные причины и источники антропогенных атмосферных загрязнений воздуха:

- развитие промышленности;
- рост энергопотребления и производства электроэнергии;
- развитие всех видов транспорта;
- урбанизация и рост численности населения городов;
- химизация и интенсификация сельского хозяйства.

По современным оценкам, от 5 до 45% всех частиц и примесей в атмосфере являются продуктом деятельности человека. К тому же антропогенные загрязнения воздушного бассейна имеют более обширный видовой состав, включающий компоненты, чрезвычайно опасные по действию на природную среду и организм человека.

Из всего многообразия загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу в результате хозяйственной деятельности человека, наиболее распространены оксид углерода CO (ежегодное поступление $2,0 \cdot 10^8 \text{ т}$), двуокись серы SO_2 ($7,3 \cdot 10^7 \text{ т/год}$), оксиды азота NO_x ($1,5 \cdot 10^7 \text{ т/год}$), взвешенные вещества ($9,6 \dots 26 \cdot 10^{10} \text{ т}$), углеводороды C_nH_m , углекислый газ CO_2 ($1,5 \cdot 10^{10} \text{ т/год}$, в том числе в результате сжигания ископаемого топлива $5 \cdot 10^9 \text{ т/год}$).

Атмосферный воздух — важнейший природный ресурс. Такие его составные части, как кислород, углекислый газ и азот участвуют во многих биологических циклах. Весь кислород атмосферы Земли проходит в кругообороте природных процессов через живое вещество биосферы примерно за 2000 лет. Круговорот кислорода в биосфере проиллюстрирован на рис. 2.2.

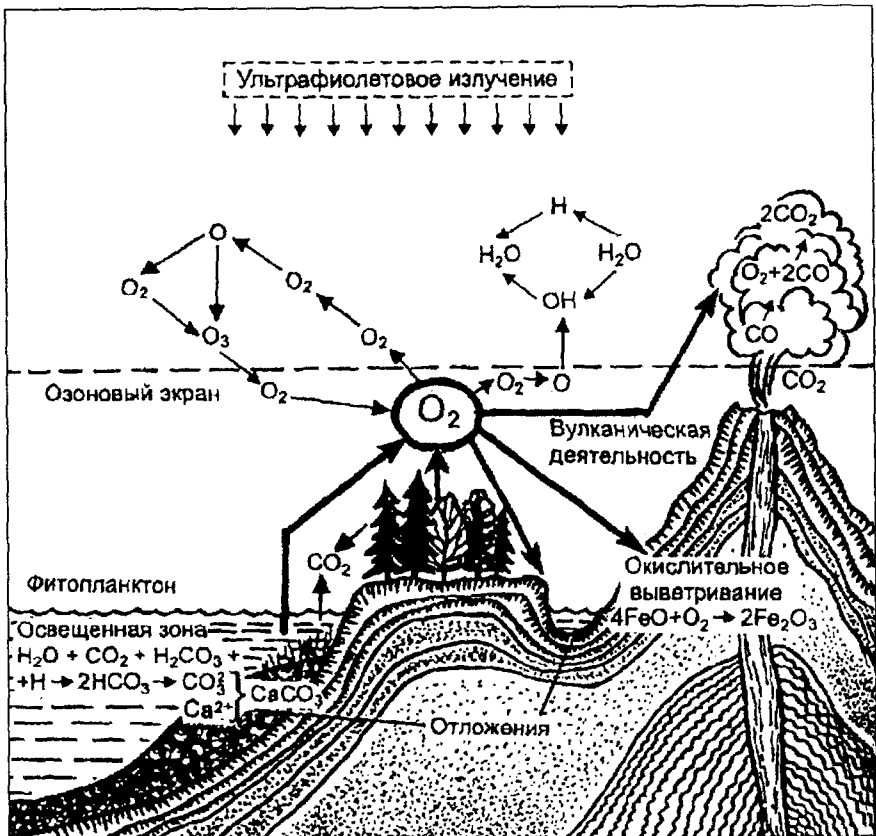


Рис. 2.2. Круговорот кислорода в биосфере

Кругооборот углерода, находящегося в атмосфере в виде CO_2 , начинается с поглощения его растениями при фотосинтезе. Биологический кругооборот углекислого газа происходит интенсивнее, чем кислорода. Скорость оборота через живое вещество биосферы составляет около 300 лет.

Общее поступление CO_2 в атмосферу растет экспоненциально, увеличиваясь на 4–5% в год. Рост концентраций углекислого газа может приводить к повышению температуры в нижнем слое атмосферы.

2.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ (ГОСТ 17.2.1.01–76)

Нормативными документами (стандартами) установлена классификация выбросов загрязняющих веществ из источников загрязнения атмосферы по составу. Она не распространяется на выбросы, содержащие радиоактивные и биологические вещества (радиоактивная пыль, сложные биологические комплексы, бактерии, микроорганизмы и т. п.).

Выбросы в зависимости от состава загрязняющих веществ классифицируются по следующим признакам:

- агрегатному состоянию веществ в них;
- массовому выбросу (масса веществ, выбрасываемых в единицу времени).

В зависимости от агрегатного состояния загрязняющих веществ выбросы подразделяют на классы (табл. 2.3):

- I — газообразные и парообразные;
- II — жидкие;
- III — твердые;
- IV — смешанные.

Выбросы по химическому составу делятся на группы, а в зависимости от размера частиц — на подгруппы.

2.3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

В составе выбросов от ТЭС и котельных в атмосферу загрязняющих веществ с продуктами сгорания топлив наибольшую опасность представляют: сернистый и серный ангидриды, оксиды азота (моно- и двуокись), оксид углерода и углекислый газ, твердые частицы (сажа, зола), углеводороды, в том числе бенз(а)пирен).

Сернистый газ (SO_2) — бесцветный газ, определяющий запах дымовых газов. При концентрации в воздухе 0,3–1,0 ppm ощущается на вкус, при более высоких концентрациях имеет резкий запах. Круговой оборот серы в биосфере приведен на рис. 2.3.

Классификация выбросов по составу

Класс состава выбросов					
I		II			
Газообразные и парообразные выбросы		Жидкие выбросы			
Группа	Химический состав	Группа	Химич. состав	Под-группа	Размер частиц, $m \cdot 10^{-6}$ (мкм)
1	Сернистый ангидрид	1	Кислоты	1	Менее 0,5 включительно (супертопкий туман)
2	Окись углерода				
3	Окислы азота (в пересчете на NO_2), в т. ч. двуокись азота				
4	Фтористые соединения (в пересчете на фтор-ион), в том числе фтористый водород	2	Щелочи	2	Свыше 0,5 до 3 включит. (тонкодисперсный туман)
5	Сероуглерод				
6	Сероводород				
7	Хлор				
8	Синильная кислота и цианиды (в пересчете на CN)	3	Растворы солей	3	Свыше 3 до 10 включительно (грубодисперсный туман)
9	Ртуть металлическая				
10	Аммиак				
11	Мышьяк и его соединения	4	Растворы жидких металлов и их солей	4	Свыше 10 (брызги)
12	Углеводороды – всего, из них:				
13	предельные				
14	непредельные				
15	ароматические				
16	Фенол				
17	Кислородсодерж. органич. соединения	5	Органические соединения		
18	Азотсодержащие органические соединения				
19	Прочие				

Класс состава выбросов					Массовый выброс	
III				IV	т/сутки	Индекс группы массов. выброса
Группа	Химический состав	Подгруппа	Размер частиц, $\text{м} \cdot 10^{-6}$ (мкм)	Смешанные выбросы		
1	Канцерогенные вещества	1	Менее 1 включ.		Менее 0,01 включ.	1
2	Свинец, соединения свинца в пересчете на Pb				2	Свыше 1 до 10 включ.
3	Органическая пыль	3	Свыше 10 до 50 включ.			
4	Неорганическая пыль				4	Свыше 50
5	Сажа	5	Свыше 10 до 100 включ.			
6	Смолистые вещества				6	
7	Прочие					

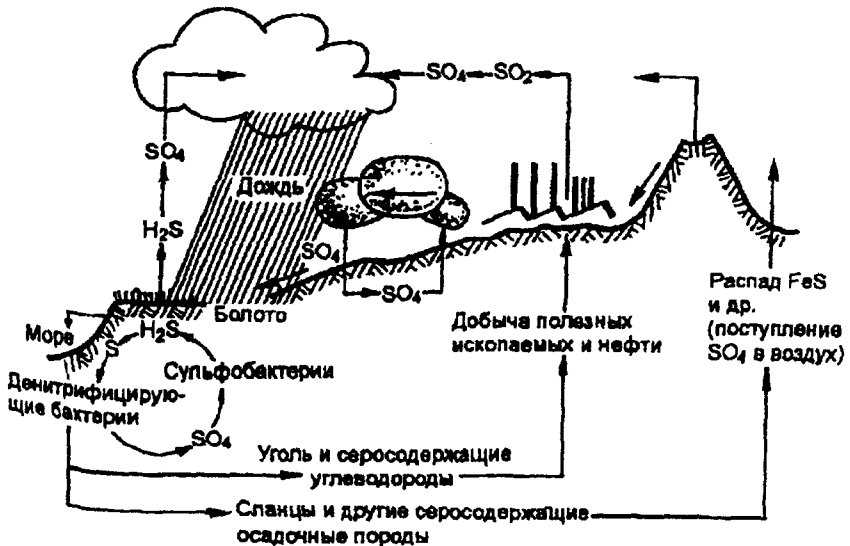


Рис. 2.3. Круговорот серы в биосфере

Содержание сернистых газов, как и пыли, в выбросах ТЭС зависит от вида топлива, его характеристик. Количество выбрасываемых газов в атмосферу определяется состоянием сероочистки. Содержание серы в мазутах, используемых ТЭС в РБ, составляет 2,5–3%. Серосодержание твердых топлив, разных углей изменяется в широких пределах от 0,2–0,4 до 5% и более.

При соединении сернистых соединений с парами воды образуются сернистая и серная кислоты. Этот процесс усиливается в пасмурную погоду (с образованием аэрозолей с последующим воздействием на организм человека и объекты окружающей среды). При соответствующих метеоусловиях серная кислота находится в атмосфере в виде капелек тумана либо выпадает на землю вместе с дождем. Известны формы негативного воздействия на окружающую среду в виде «кислотных дождей». При загрязнении воздуха сернистыми соединениями сверх допустимых пределов у людей проявляются легочные заболевания, обостряется хронический бронхит. Пагубному воздействию подвергается флора и фауна, здания и сооружения, водоемы. С ростом кислотности погибают обитатели водоемов, появляются грибы и бактерии — анаэробы, выделяющие углекислый газ, метан и сероводород. Подвергаются разрушениям металлические конструкции, бетонные сооружения; снижается урожайность, гибнут леса и т. п. В ряде стран последствия воздействия кислотных дождей достигли катастрофических размеров в части уничтожения лесов, повреждения исторических памятников культуры. В результате преобладания направления ветров с запада на восток на территорию нашей страны переносится значительное количество загрязняющих веществ из других стран. Эта проблема актуальна для многих стран Западной Европы, атмосферный воздух которых подвергается загрязнению за счет переноса их из других стран.

Смеси загрязняющих веществ более агрессивны, чем их составляющие в отдельности. Примером таких образований является смог, возникновение которого происходит при наличии в воздухе газов (сернистых соединений) и пыли (сажи). В нижних слоях воздуха при его застое и приземной инверсии, сопровождающейся ростом температуры снизу вверх, возрастают и устойчиво поддерживаются повышенные концентрации загрязняющих веществ. Существует разновидность

смога, который создается в сухом загазованном воздухе из-за интенсивного воздействия на него солнечного облучения (фотохимический смог). Создается синеватая прозрачная дымка из новообразований, которые поражают дыхательные органы людей и животных и повреждают растения. В условиях смога концентрация сернистого газа в воздухе многократно (в 100–200 раз) превышает допустимые значения. В литературе описаны случаи образования влажного смога (1952 г., Лондон), фотохимического смога лос-анджелесского типа, которые наблюдаются ежегодно в общей сложности 60 дней. Предрасположенность к образованию смогов при соответствующих уровнях выбросов загрязняющих веществ объясняется наличием физико-географических условий (горные котлованы и др.). В Беларуси появление смогов не отмечалось и при создавшихся условиях маловероятно.

Оксиды азота. В составе выбросов загрязняющих веществ с продуктами сгорания топлив оксиды азота в основном представлены его моноокисью (NO) и в незначительном количестве двуокисью (NO₂). Схема круговорота азота в биосфере приведена на рис. 2.4, 2.5. В атмосферном воздухе двуокись азота распадается с выделением атомарного кислорода с последующим образованием озона. При избытке озона в атмосфере появляются условия для образования смога. При наличии оксидов азота образуются нитраты и нитриты, которые оказывают отрицательное воздействие на человека и природную среду. Повышенное содержание оксидов азота в воздухе на уровне дыхания человека вызывает болезнь легких, нарушение витаминного обмена и т. п. Положение усугубляется тем, что на отечественных ТЭС дымовые газы не подвергаются очистке от оксидов азота. В то же время существует множество относительно малозатратных мероприятий, позволяющих технологическими методами существенно снизить уровень выбросов в атмосферу.

Оксид углерода (угарный газ). В составе выбросов загрязняющих веществ от ТЭС он содержится относительно в небольшом количестве. Основной источник загрязнения атмосферы окисью углерода — автотранспорт.

Оксид углерода при воздействии на человека или животных ослабляет организм и ускоряет поражение различными заболеваниями. При отравлении окисью углерода характерна быстрая утомляемость, голов-

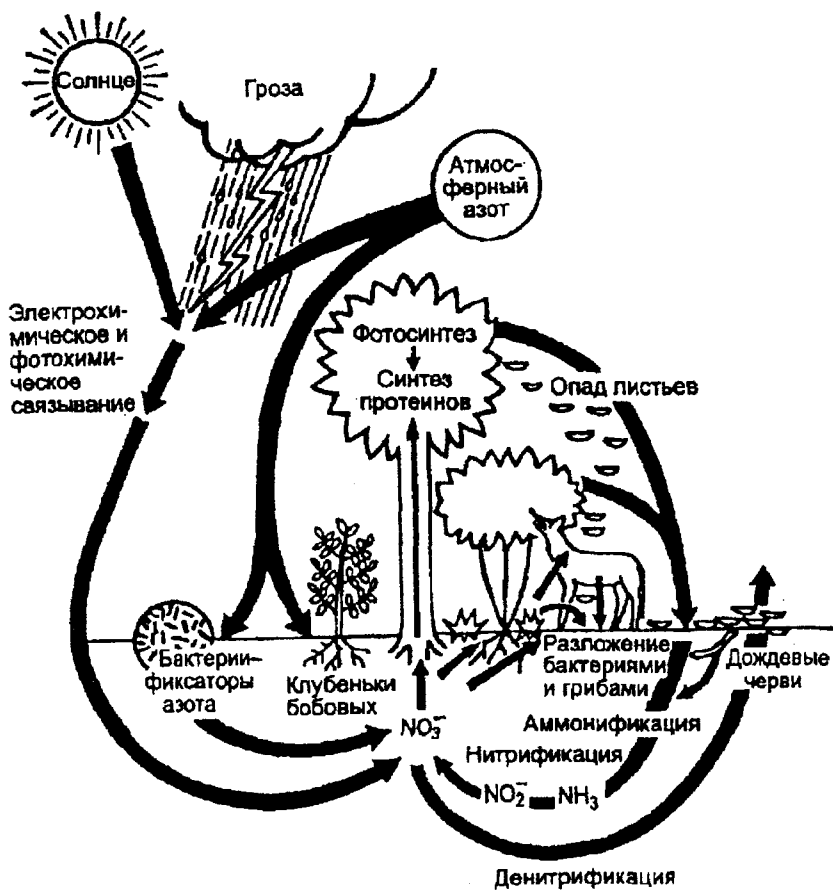


Рис. 2.4. Круговорот азота в биосфере

ная боль, одышка, нарушение сна, сердцебиение и т. п. В сочетании с некоторыми другими веществами вызывает повреждение растений. В природе постоянно происходит процесс самоочистения атмосферы от окиси углерода. Содержание угарного газа в атмосфере зимой выше, чем летом. В выбросах ТЭС при соответствующей организации процесса сжигания топлива содержание окиси углерода может быть сведено к минимуму. Круговорот углерода в биосфере приведен на рис. 2.6, 2.7.

Особое положение в составе выбросов в атмосферу от ТЭС занимает углекислый газ, содержание которого в воздухе постоянно растет.

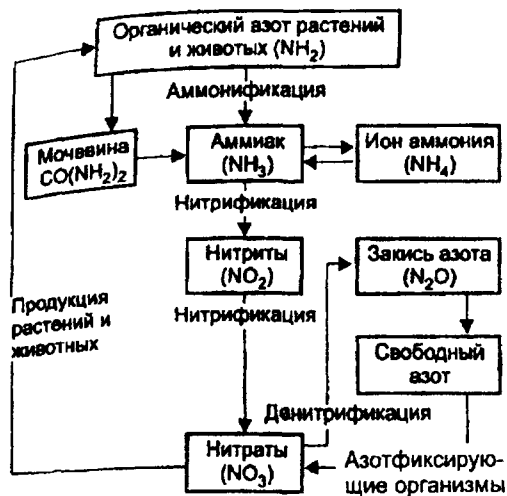


Рис. 2.5. Схема круговорота азота в биосфере

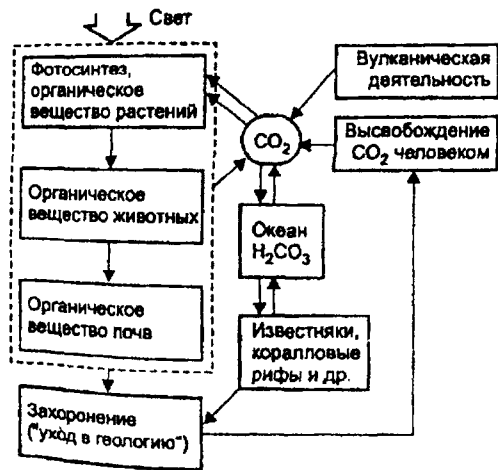


Рис. 2.6. Схема круговорота углерода в биосфере

Если концентрация этого газа в воздухе не превышает 0,03%, то он не оказывает влияния на человека. При содержании углекислого газа в воздухе более 3% у людей учащается дыхание, сердцебиение, повышается давление крови, замедляется пульс и т. д. При более высоком содержании CO_2 в воздухе проявляется его наркотическое действие. Обычно содержание CO_2 в приземном слое атмосферы не должно превышать 0,1%. Средняя температура поверхности Земли в настоящее время составляет 15°C , что соответствует тепловому равновесию с атмосферой. Антропогенная деятельность человека привносит дисбаланс в соотношение поглощаемой и выделяемой энергии, который увеличивает постепенно приземную температуру. Возникает так называемый «парниковый» эффект, вызываемый такими газами, как диоксид углерода, метан, оксид азота,

водяной пар и хлорфторуглероды. Без газового «одеяла» температура поверхности Земли была бы ниже на $30-40^\circ\text{C}$. Чрезмерное содержание парниковых газов создает предпосылки к росту температуры приземных слоев атмосферы. На рис. 2.8, 2.9 приведена схема возникновения

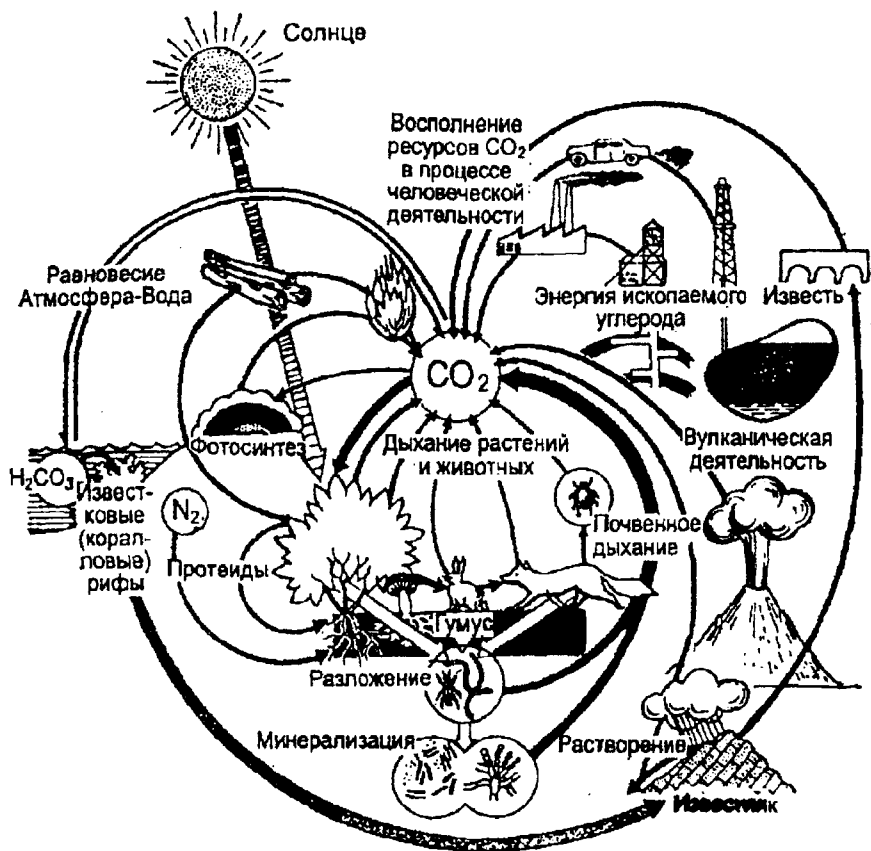


Рис. 2.7. Круговорот углерода в биосфере

парникового эффекта, в том числе обусловленная увеличивающимся содержанием CO_2 .

В первой половине XX в. содержание углекислого газа оценивалось в 0,03%, а специальные исследования, проведенные в рамках Второго международного геофизического года, показали, что его количество возросло и в 1985 г. составило 0,34%. При нынешних темпах использования органических топлив в ближайшие 50 лет прогнозируется повышение среднегодовой температуры на планете в пределах от 1,5° С (близ экватора) до 5° С (в высоких широтах).



Рис. 2.8. Схема возникновения парникового эффекта. Аналогично автомобилю или парнику нагревается атмосфера Земли: свет сквозь нее проникает, а инфракрасное излучение поглощается парниковыми газами. Чем выше концентрация этих газов, тем сильнее нагревается атмосфера

В то же время из-за увеличения запыленности атмосферного воздуха рост содержания CO_2 в нем не приводит к повышению его температуры, а скорее создает условия для ее понижения. Однако по мере снижения запыленности атмосферного воздуха проблема снижения CO_2 в нем будет обостряться. Международными организациями проводится соответствующая работа по правовому регулированию вопросов снижения выбросов в атмосферу углекислого газа с продуктами сгорания топлив.

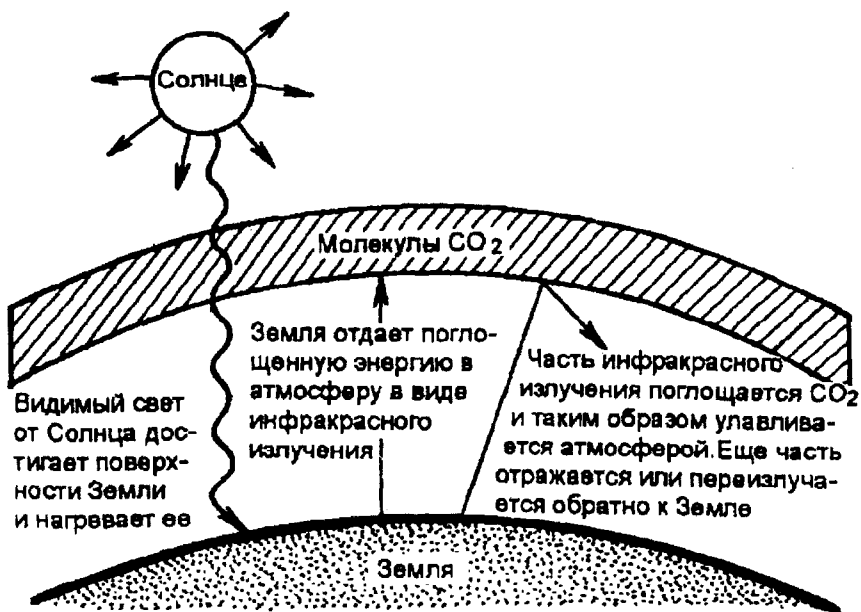


Рис. 2.9. Парниковый эффект, обусловленный присутствием углекислого газа в атмосфере

Твердые выбросы. При работе пылеугольных и мазутных ТЭС в атмосферу выбрасывается пыль различного состава. При росте газовых выбросов дополнительно образуется пыль. Считается, что антропогенные загрязнения воздуха пылью не превышают 5%. Однако по своему составу пыль достаточно опасна для человека, вызывая легочные и аллергические заболевания.

В общем объеме атмосферы пыль составляет ничтожно малую долю. В то же время основная часть загрязнения пылью сконцентрирована над городами, суммарная площадь которых — не более 2% суши. Частицы пыли разносятся на большие расстояния. Загрязнение пылью населенных пунктов крайне неравномерное с преобладанием этого показателя для городской местности. Для энергетики РБ проблема пылеулавливания на ТЭС не является первоочередной из-за преобладания природного газа в качестве топлива. Для пылеугольных ТЭС она относится к числу актуальных, требующих постоянного внимания.

Углеводороды (разновидность — бенз(а)пирен) относятся к чрезвычайно опасным загрязняющим веществам и появляются при неполном сжигании углеводородных топлив. Бенз(а)пирен является канцерогенным веществом, вызывающим раковые заболевания, устойчив к действию обычных окислителей, разлагается в условиях ультрафиолетового облучения. К наиболее распространенным углеводородам в составе продуктов сгорания топлив относится метан.

3. НОРМИРОВАНИЕ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

3.1. ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ КОНЦЕНТРАЦИИ

В большинстве промышленно развитых стран мира законодательно ограничивают выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. Критерием этих ограничений являются предельно допустимые концентрации (ПДК) различных веществ в приземном слое атмосферы. При установлении нормативов ПДК для отдельного вещества исходят из того, что наличие в атмосферном воздухе соответствующего его количества не оказывает негативных воздействий на человека, животный и растительный мир, климат, состояние атмосферы и т. п. Показатель ПДК устанавливается соответствующими органами. Впервые в бывшем СССР в 1951 г., а затем и в других странах мира были установлены нормативы ПДК большого числа загрязняющих веществ. В настоящее время в РБ действуют нормативы ПДК более чем по 400 веществам. Установлены также правила эффекта суммации токсичности выбросов при совместном присутствии в атмосферном воздухе отдельных веществ (более 50 комбинаций смесей, например диоксид и монооксид азота, мазутная зола, сернистый и серный ангидрид, монооксид азота).

Установлены ПДК загрязняющих веществ для рабочей зоны, воздуха из систем вентиляции, населенных пунктов, территорий, курортов, зон отдыха.

Существуют максимально разовые ПДК, при которых проявляются реакции людей на загрязнение воздуха при 20-минутном воздействии на них и среднесуточные — без отрицательных последствий при неограниченно длительном воздействии.

В разных странах устанавливались нормативы ПДК загрязняющих атмосферу веществ, уровни которых по одинаковым веществам значи-

тельно отличались. Для сравнения приведены действовавшие в 80-е гг. максимально допустимые концентрации некоторых загрязняющих веществ в воздухе населенных пунктов отдельных стран (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Загрязняющее вещество	ПДК загрязняющих веществ, мг/м ³			
	Бывший СССР	США	ФРГ	Венгрия
Диоксид серы	0,15	0,26	0,40	0,15
Диоксид азота	0,085	0,45	1	0,085
Оксид углерода	1	16,5	—	1
Пыль	0,15	0,20	—	0,15
Свинец	0,0007	0,02	—	0,0007
Хлор	0,03	0,3	0,3	0,03

Необходимо отметить, что нормативы ПДК загрязняющих веществ постоянно совершенствуются. Это иллюстрируется табл. 3.2, в которой приведены данные применительно к NO_x.

Таблица 3.2

Страна, год принятия норматива	Период осреднения	ПДК, мг/м ³
США, 1987	1 год	0,1
Япония, 1986	24 ч	0,04
	24 ч	0,04
РФ (СССР)	20 мин	0,085
	24 ч	0,12
Швеция, 1987	1 ч	0,20
	24 ч	0,12
Нидерланды, 1986	(2%)	0,12
	1 ч	0,135
Республика Беларусь	1 год	0,04
	24 ч	0,10
	20 мин	0,25

В табл. 3.3. представлены значения ПДК для основных загрязнителей атмосферы, принятые в Российской Федерации в 1994 г.

В ФРГ с 1981 г. действуют нормы ПДК по диоксиду азота, равные 0,08 и 0,3 мг/м³ при длительном и кратковременном воздействии. В США установлена среднегодовая ПДК NO₂, составляющая 0,10 мг/м³

как для первичных (призванных защитить здоровье человека), так и для вторичных стандартов (призванных защитить благосостояние населения путем уменьшения вредного воздействия загрязнителей на растительный и животный мир, строительные сооружения и т. п.). Предельно допустимые концентрации SO_2 в США составляют: $0,7 \text{ мг/м}^3$ в часовой и $0,3 \text{ мг/м}^3$ в среднесуточной пробах. В Японии аналогичные нормы более жесткие: максимальная (часовая) — $0,3 \text{ мг/м}^3$, среднесуточная — $0,14 \text{ мг/м}^3$. Во Франции, как и в России, максимальная (30-минутная) ПДК SO_2 равна $0,5 \text{ мг/м}^3$.

Таблица 3.3

Значения ПДК для основных загрязнителей, поступающих в атмосферу с дымовыми газами котлов, мг/м^3

Загрязняющее вещество	Концентрация	
	Максимально-разовая	Среднесуточная
1	2	3
Пыль петрокенная	0,5	0,15
Оксид углерода	5,0	3,0
Диоксид серы SO_2	0,5	0,05
Диоксид азота NO_2	0,085	0,04
Моноксид азота NO	0,4	0,06
Сероводород H_2S	0,008	0,008
Формальдегид HCHO	0,035	0,12
Бенз(а)пирен $\text{C}_{20}\text{H}_{12}$	—	0,000001 (0,1 мкг/100 м^3)

В Республике Беларусь загрязняющие вещества, выбрасываемые в атмосферу источниками теплоты, имеют санитарно-гигиенические характеристики, которые демонстрируются в табл. 3.4.

При совместном присутствии эффектом суммации обладают: диоксид азота и диоксид серы; диоксид и оксид азота; диоксид серы; мазутная зола (в пересчете на ванадий). При этом в соответствии уточнениями к действующим нормативным документам по вопросам нормирования выбросов вредных веществ в атмосферу при совместном присутствии диоксидов серы, азота, оксида азота, мазутной золы (в пересчете на ванадий), обладающими эффектом неполной суммации с коэффициентом комбинированного действия 1,65, и

Таблица 3.4

Наименование веществ	ПДК, мг/м ³		Класс опасности
	Максимально-разовые	Среднесуточные	
Диоксид серы	0,5	0,05	3
Диоксид азота	0,25	0,04	2
Монооксид азота	0,4	0,06	3
Оксид углерода	5,0	3,0	4
Мазутная зола (в пересчете на ванадий)	—	0,002	2
Зола	0,5	0,15	3

требуется проверки эффекта суммации в отношении диоксидов серы и азота.

С 1.09.1998 г. в РБ введено дополнение к списку загрязняющих веществ, согласно которому коэффициент трансформации оксида азота в диоксид при рассеивании в атмосфере дымового факела ТЭС и котельных при расчете максимальных приземных концентраций равен 0,8, усредненных (среднесуточных, среднемесячных, среднегодовых) — 0,6. Внесены дополнения в отношении ПДК диоксидов серы и азота (табл. 3.5).

Таблица 3.5

Наименование	ПДК, мг/м ³			Класс опасности
	Максимально-разовая	Среднесуточная	Среднегодовая	
Диоксид серы	0,5	0,2	0,05	3
Диоксид азота	0,25	0,1	0,04	2

Приведение в РБ нормативов ПДК для диоксида азота в соответствие с таковыми ряда зарубежных стран позволило по-другому решать задачи градостроительства, расширять объем малозатратных технологических методов снижения выбросов в энергетике.

3.2. ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ ВЫБРОСЫ

Для соблюдения выполнения санитарно-гигиенических нормативов чистоты атмосферного воздуха в 70–80-е гг. в большинстве стран, в том числе и в бывшем СССР, была введена система нормирования

предельно допустимых выбросов (ПДВ). Эта система ограничивает абсолютное значение выбрасываемых в атмосферу загрязнителей. Нормы ПДВ периодически пересматриваются с учетом совершенствования технологических процессов, а также появления достаточно эффективных очистительных устройств.

Дополнение санитарно-гигиенических нормативов системой ПДВ позволило более четко оценивать ответственность каждого предприятия за загрязнение атмосферы.

В бывшем СССР нормы ПДВ были установлены в конце 70-х гг. (ГОСТ 17.2.3.02–78). Этот же стандарт предусматривал для предприятий возможность работать с повышенными, так называемыми временно согласованными, выбросами (ВСВ). В настоящее время для действующих предприятий задачу о допустимых выбросах вредных веществ (М, г/с) решают местные органы контроля за состоянием атмосферы, которые руководствуются требованием обеспечения ПДК, а также технологическими возможностями промышленных и отопительных котлов.

В большинстве промышленно развитых стран имеются общенациональные стандарты по допустимым выбросам в атмосферу для крупных энергетических котлов, и, как правило, отсутствуют нормы для мелких отопительных котлов, которые обычно работают на газе или дистилляте (очищенном жидком топливе). Что касается промышленных и крупных отопительных котлов, то к этой проблеме во всех странах подходят по-разному. Так, например, в США в декабре 1987 г. (Агентство по охране окружающей среды) ЕРА установило нормы, обязательные для промышленных котлов тепловой мощностью свыше 29,3 МВт (котлы тепловой мощностью более 73 МВт уже относятся к классу энергетических и должны удовлетворять другим нормам по допустимым выбросам).

В соответствии с этими нормами, вступившими в силу в декабре 1989 г., выбросы оксидов азота (в пересчете на NO_2) для котлов данного класса при сжигании газа не должны превышать 0,043–0,086 г/МДж в зависимости от теплового напряжения топочного объема. Если эти цифры перевести на более привычные концентрации по NO_x , то для природного газа, сжигаемого в промышленных котлах г. Москвы, предельные нормы концентрации NO_x в дымовых газах должны составлять

120–240 мг/м³ (в пересчете на NO₂ в сухой пробе дымовых газов при стандартных условиях: $p = 101,3$ кПа, $T = 273$ К, O₂ = 6%, т. е. $\alpha = 1,4$).

Для промышленных котлов, работающих на мазуте, в США приняты следующие нормы допустимых выбросов:

- по NO_x — 0,172 и 0,129 г/МДж (большая цифра для котлов с повышенным тепловым напряжением топочного объема);
- по SO₂ — 0,344 г/МДж при условии 90-процентной очистки дымовых газов или 0,215 г/МДж без очистки.

Указанным выше удельным выбросам соответствуют следующие концентрации (приведенные к $\alpha = 1,4$):

- по NO_x — 480 и 360 мг/м³;
- по SO₂ — 960 и 600 мг/м³.

Выбросы твердых частиц при сжигании мазута не должны превышать 0,043 г/МДж, или приблизительно 280 мг/м³. Для промышленных котлов, сжигающих твердое топливо, были установлены следующие предельные нормы выбросов:

- по SO₂ — 0,516 г/МДж (для всех типов топок) и 90-процентная очистка дымовых газов;
- по NO_x — 0,301 г/МДж (для пылеугольных топок);
- 0,258 г/МДж (для топок с кипящим слоем);
- от 0,215 до 0,258 г/МДж (для разных топок с механическими решетками);
- по твердым частицам — 0,0215 г/МДж.

В большинстве европейских стран также лимитируются удельные выбросы только для крупных отопительных и промышленных котлов, так как мелкие котлы, применяемые, как правило, для отопления индивидуальных домов, работают на экологически чистом топливе. В табл. 3.6, 3.7 приведены предельно допустимые выбросы SO₂ и NO_x для промышленных котлов в некоторых развитых странах.

Угроза глобальной экологической катастрофы вследствие техногенных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с продуктами сгорания органических топлив вызывает необходимость устанавливать более строгие нормы на допустимые уровни этих выбросов. В частности, по NO_x в Европейском сообществе для новых ТЭС на твердом топливе мощностью свыше 50 МВт действующие предельные нормы 650 мг/м³ (при 6% O₂) предполагается ужесточить с разбивкой по мощ-

**Предельно допустимые выбросы диоксида серы
для угольных котлов**

Страна	Тепловая мощность котла, МВт	Допустимые выбросы	
		г/МДж	мг/м ³ при O ₂ = 3%
Австрия	10–50	0,142	400
Бельгия	50–100	0,688	2000
Финляндия	50–150	0,232	660
Германия	1–100 (обычные котлы)	0,688	2000
	Более 1 (топки с кипящим слоем)	0,142	400
Нидерланды	50–300	0,245	700
Испания	(Промышленные котлы)	0,86	2400
Швеция	Более 0,5	0,103	290
США	Более 29	0,516	1480

Таблица 3.7

Предельно допустимые выбросы диоксида азота, мг/м³

Страна	Паропроизводи- тельность котлов, т/ч	Топливо		
		Газ	Мазут	Уголь
США	30–95	132	512	560
Япония	35–520	170	270	513
Германия	65–400	167	250	400
Австрия	20–400	125	167	300
Нидерланды	3–400	167	250	500
Швейцария	3–130	208	375	500

ностям: 50–100 МВт — 400 мг/м³; 100–300 МВт — 300 мг/м³; свыше 300 МВт — 200 мг/м³. Для существующих ТЭС мощностью 50–500 МВт устанавливаются предельные значения 50 мг/м³, а для энергоблоков и ТЭС свыше 500 МВт — 350 мг/м³.

В ближайшие годы можно ожидать ужесточение норм в странах Европейского сообщества по выбросам оксидов азота (табл. 3.8).

В США градации предельно допустимых выбросов по NO_x связаны не только с мощностью котлов, но и с конструкцией топочных устройств для топок с настенными горелками и твердым шлакоудалением —

Таблица 3.8

Виды топлива и расчетный избыток воздуха	Паропроизводительность котла, т/ч	Предельно допустимые выбросы NO _x	
		ppm = млн ⁻¹	мг/м ³ в пересчете на NO _x
Уголь, C _{о2} = 6 % (α = 1,4)	Не более 570	250	513
	Более 570	200	410
Мазут, C _{о2} = 4 % (α = 1,24)	Не более 540	150	308
	Более 540	130	267
Газ, C _{о2} = 5 % (α = 1,31)	Не более 506	100	205
	Более 506	60	123

590 мг/м³, с жидким шлакоудалением (более 65 МВт) — 1075 мг/м³; для тангенциальных топок — 510 мг/м³, для циклонных топок (более 155 МВт) — 1100 мг/м³. Для действующих котлов предполагается к 2003 г. снизить выбросы NO_x на 25 %. К этому же времени для новых котлов энергетического назначения будет установлен предел 190 мг/м³

Начиная с 2000 г. в США действуют нормы II этапа, которые предусматривают не только более жесткие ограничения для котлов I группы, но и введение предельно допустимых выбросов NO_x для действующих котлов II группы (табл. 3.9).

Таблица 3.9

Котлы	Предельно допустимые выбросы NO _x для угольных котлов, г/МДж*	
	Этап I 1996–2000 гг.	Этап II после 2000 г.
I группа:		
Топки с вихревыми горелками и твердым шлакоудалением	0,25(610)	0,198(570)
Тангенциальные топки	0,194(560)	0,172(500)
II группа		
Топки с вихревыми горелками и жидким шлакоудалением	—	0,370(1058)
Топки с циклонными предтопками	—	0,400(1156)
Топки с вертикальным горением	—	0,344(984)
Ячейковые горелки	—	0,293(836)
Топки с кипящим слоем	—	0,125(357)

* В скобках указано значение в мг/м³ при C_{о2} = 6%.

После решения основных задач по снижению SO_2 и NO_x , достигнутых в ряде зарубежных стран в конце 80-х гг., на первый план были выдвинуты требования по уменьшению эмиссии CO_2 . Главный путь в этом направлении — повышение экономичности эксплуатации оборудования, приводящее к снижению удельного расхода топлива на выработку единицы энергии. Оно реализуется за счет улучшения использования теплоты уходящих газов котлов, повышения параметров пара, применения сушки высоковлажных твердых топлив и др.

Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов серы приведены в табл. 3.10, 3.11

Таблица 3.10

**Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов серы
для котельных установок, вводимых на ТЭС до 31 декабря 2000 г.,
для твердых и жидких видов топлива**

Тепловая мощность котлов Q , МВт (паропроизводительность котла D , т/ч)	Приведенное содержание серы $S_{пр}$, % · кг/МДж	Массовый выброс SO_x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс SO_x , кг/т у.т.	Массовая концентрация SO_x в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/м ³
До 299 (до 420)	0,045 и менее	0,875	25,7	2000
	более 0,045	1,5	44,0	3400
300 и более (420 и более)	0,045 и менее	0,875	25,7	2000
	более 0,045	1,3	38,0	3000

Таблица 3.11

**Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов серы
для котельных установок, вводимых на ТЭС с 1 января 2001 г.,
для твердых и жидких видов топлива**

Тепловая мощность котлов Q , МВт (паропроизводительность котла D , т/ч)	Приведенное содержание серы $S_{пр}$, % · кг/МДж	Массовый выброс SO_x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс SO_x , кг/т у.т.	Массовая концентрация SO_x в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/м ³
1	2	3	4	5
До 199 (до 320)	0,045 и менее	0,5	14,7	1200
	Более 0,045	0,6	17,6	1400
200–249 (320–400)	0,045 и менее	0,4	11,7	950
	Более 0,045	0,45	13,1	1050

1	2	3	4	5
250-299 (400-420)	0,045 и менее	0,3	8,8	700
	Более 0,045	0,3	8,8	700
300 и более (420 и более)	—	0,3	8,8	700

В России и Беларуси для стационарных паровых котлов с естественной циркуляцией небольшой мощности действуют общие технические требования по выбросам оксидов азота (табл. 3.12).

Таблица 3.12

Удельный выброс оксидов азота при сжигании расчетного топлива, кг/ГДж, не более	Для выпускаемой, освоенной ранее продукции (до 01.01.91)				Для поставляемой на производство (модернизированной) продукции (с 01.01.91)			
	Паропроизводительность, т/ч							
	4-6,5	10-25	35-75	100-160	4-6,5	10-25	35-75	100-160
На мазуте	0,15	0,2	0,30		0,14	0,18	0,27	
На газе	0,12	0,15	0,3		0,11	0,14	0,27	

Для стационарных котлов большой мощности (табл. 3.13) наибольшие допустимые значения выбросов оксидов азота за котлами, кг/ГДж (мг/м³ сухого газа при $\alpha = 1,40$; $t = 0^\circ \text{C}$; 760 мм рт. ст.).

Таблица 3.13

Топливо	Сроки разработки для котлов, разработанных			
	до 01.07.90		после 01.07.90	
	Паропроизводительность, т/ч			
	Менее 420	420 и более	Менее 420	420 и более
Мазут*	0,10 (290)	0,12 (350)	0,10 (290)	0,12 (350) (250)**
Газ	0,086 (255)	0,10 (290)	0,07 (200)	0,08 (240) (125)**

*Значения действительны для котлов, сжигающих мазут марки 100 или лучшего качества.

**Значения относятся к котлам, разработанным после 01.01.92.

Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов азота и твердых частиц приведены в табл. 3.14, 3.15.

Коэффициенты эмиссии для расчета приведены в табл. 3.16 (выброс вредных веществ в тоннах при сгорании 1 тонны бензина, дизтоплива и сжиженного газа; 1000 м³ — для сжатого газа).

**Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов азота
для котельных установок, вводимых на ТЭС
(числитель – до 31.12.2000 г., знаменатель – с 1.01.2001)**

Тепловая мощность котлов Q , МВт (паропроизводительность котла D , т/ч)	Вид топлива	Массовый выброс NO_x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс NO_x , кг/т у.т.	Массовая концентрация NO_x в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/м ³
1	2	3	4	5
До 299 (до 420)	Газ	0,043/0,043	1,26/1,26	125/125
	Мазут	0,086/0,086	2,52/2,52	250/250
	Бурый уголь: твердое шлакоудаление	0,12/0,11	3,50/3,2	320/300
	жидкое шлакоудаление	0,13/0,11	3,81/3,2	350/300
До 299 (до 420)	Камен. уголь: твердое шлакоудаление	0,17/0,17	4,98/4,98	470/470
	жидкое шлакоудаление	0,23/0,23	6,75/6,75	640/640
300 и более (420 и более)	Газ	0,043/0,043	1,26/1,26	125/125
	Мазут	0,086/0,086	2,52/2,52	250/250
	Бурый уголь: твердое шлакоудаление	0,14/0,11	3,95/3,2	370/300
	жидкое шлакоудаление	—	—	—
	Каменный уголь: твердое шлакоудаление	0,20/0,13	5,86/3,81	540/350
	жидкое шлакоудаление	0,25/0,21	7,33/6,16	700/570

Таблица 3.15

Нормативы удельных выбросов в атмосферу твердых частиц для котельных установок, вводимых на ТЭС для твердого топлива всех видов: числитель – до 31.12.2000 г, знаменатель – с 1.01.2001 г.

Тепловая мощность котлов Q , МВт (паропроизводительность котла D , т/ч)	Приведенное содержание серы $A^{пр}$, %-кг/МДж	Массовый выброс SO_x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс твердых частиц, кг/т у.т.	Массовая концентрация частиц в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/м ³
1	2	3	4	5
До 299 (до 420)	Менее 0,6	<u>0,06</u> 0,06	<u>1,76</u> 1,76	<u>150</u> 150
	0,6–2,5	<u>0,06–0,20</u> 0,06–0,10	<u>1,76–5,86</u> 1,76–2,93	<u>150–500</u> 150–250
	Более 2,5	<u>0,20</u> 0,1	<u>5,86</u> 2,93	<u>500</u> 250
	300 и более (420 и более)	Менее 0,6	<u>0,04</u> 0,02	<u>1,18</u> 0,59
0,6–2,5		<u>0,04–0,16</u> 0,02–0,06	<u>1,18–4,70</u> 0,59–1,76	<u>100–400</u> 50–150
	Более 2,5	– / 0,06	– / 1,76	– / 150

Таблица 3.16

Наименование вредных веществ	Выброс вредных веществ двигателями, использующими в качестве топлива:			
	Бензин	Дизтопливо	Сжиженный газ	Сжатый газ
Оксид углерода	0,440	0,125	0,440	0,220
Углеводороды	0,080	0,055	0,080	0,050
Диоксид азота	0,025	0,035	0,025	0,025
Сажа	0,0006	0,015	–	–
Диоксид серы	0,002	0,020	–	–
Свинец	0,3 кг	–	–	–
Бенз(а)пирен	0,23 г	0,31 г	–	–

Как следует из приведенных данных, уровни удельных выбросов по основным загрязняющим веществам для транспортных средств значительно превышают таковые для котельных установок.

Нормативные значения ПДК и ПДВ по отдельным загрязняющим веществам имеют решающее значение при планировании мероприятий по охране атмосферного воздуха, составлении долгосрочных планов развития народного хозяйства, решении вопросов рационального размещения жилых объектов и предприятий. Объективная оценка экологического воздействия на окружающую среду различных предприятий позволяет более рационально распределять финансовые средства на проведение атмосфероохранных мероприятий и определять правильное направление работ.

Выбор оптимального направления развития энергетики будет зависеть от возможности выполнения корректных и научно обоснованных технико-экологических обоснований и экспертиз различных проектов. Такое технико-экологическое обоснование весьма затруднено и может носить субъективный характер в связи с неполным учетом всех факторов, определяющих экологическое воздействие энергетического объекта на окружающую среду.

Исследования, выполненные в Киевском политехническом институте, позволяют сформировать достаточно полную систему критериев экологического воздействия любого энергетического объекта на окружающую среду с учетом трех факторов: термодинамического (КПД установки), топливного (состав топлива) и технологического (особенности конструкции топочных устройств и условий их эксплуатации).

В зависимости от особенностей воздействия указанных факторов система показателей экологического воздействия на окружающую среду состоит из трех групп. К первой группе относятся показатели, которые зависят только от термодинамического фактора. Такая зависимость определяется в том случае, если относить объем загрязнения не к единице времени (как это принято), а к единице выработанной энергии.

Главным показателем данной группы является показатель теплового загрязнения окружающей среды ($\Pi_{\text{тз}}$, МДж/кВт·ч), который имеет достаточно четкий экологический смысл и определяется следующим соотношением:

$$P_{\text{т}} = 3,6 \frac{1 - \eta - (q_3 + q_4)}{\eta},$$

где η — КПД установки; q_3 и q_4 — химический и механический недожоги.

В зависимости от типа топочного устройства сумма $(q_3 + q_4)$ может составлять от одного до нескольких процентов химической энергии топлива. Поэтому приведенное соотношение для экспертных оценок можно использовать в более простом виде при $(q_3 + q_4) \rightarrow 0$.

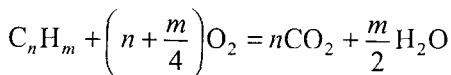
Тепловое загрязнение окружающей среды ТЭС на базе ГТУ почти в 2 раза выше, чем у ТЭС на базе ПГУ. Применение парогазовых установок позволяет при одинаковой выработке электрической энергии снизить показатель загрязнения $P_{\text{т}}$ по сравнению с ПТУ в 2 раза и по сравнению с ГТУ почти в 3 раза.

Таким образом, ГТУ по тепловому загрязнению окружающей среды является неконкурентоспособным агрегатом по сравнению с другими технологическими схемами преобразования энергии.

К группе показателей, определяющихся в основном термодинамическим фактором, можно отнести также показатель отторжения территории ($P_{\text{от}}$, м²/кВт·ч), показатель электромагнитного воздействия ($P_{\text{эм}}$, кДж/кВт·ч) и другие.

Ко второй группе показателей, зависящих от термодинамического фактора и вида сжигаемого топлива, относится показатель углекислотного загрязнения окружающей среды (P_{CO_2}) и показатель эмиссии паров воды ($P_{\text{H}_2\text{O}}$). Методика их определения зависит от способа задания состава углеводородных топлив и распределения в них горючих компонентов.

Для газообразных углеводородных топлив ($C_n H_m$) из стехиометрического уравнения



вытекают очевидные балансные соотношения:

$$\left. \begin{aligned} P_{\text{CO}_2} &= \frac{3,6n}{\eta} \frac{\rho_{\text{CO}_2}}{Q_{\text{и}}} \\ P_{\text{H}_2\text{O}} &= \frac{1,8m}{\eta} \frac{\rho_{\text{H}_2\text{O}}}{Q_{\text{и}}} \end{aligned} \right\}$$

Здесь n и m — стехиометрические коэффициенты; ρ_{CO_2} и $\rho_{\text{H}_2\text{O}}$ — плотность диоксида углерода и паров воды при нормальных условиях; $Q_{\text{н}}$ — теплота сгорания исходного топлива (МДж/м³). Полученные показатели имеют размерность кг вещества на киловатт-час выработанной энергии.

С использованием приведенных выше соотношений можно получить выражения для любых газовых смесей. Так, для синтез-газа (смеси CO и H₂):

$$P_{\text{CO}_2} = \frac{3,6 r_{\text{CO}} \rho_{\text{CO}_2}}{\eta Q_{\text{н}}},$$

$$P_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{1,8 r_{\text{H}_2} \rho_{\text{H}_2\text{O}}}{\eta Q_{\text{н}}},$$

где r_{CO} и r_{H_2} — мольные доли компонентов синтез-газа.

При сжигании твердых и жидких топлив, заданных элементарным составом, соответствующие показатели определяются соотношениями:

$$\left. \begin{aligned} P_{\text{CO}_2} &= \frac{\rho_{\text{CO}_2}}{\rho_{\text{пер}}} \frac{1 + L_0}{Q_{\text{н}}} \frac{0,21}{1 + \beta} \frac{3,6}{\eta} \\ P_{\text{H}_2\text{O}} &= V_{\text{H}_2\text{O}} \frac{\rho_{\text{H}_2\text{O}}}{Q_{\text{н}}} \frac{3,6}{\eta} \end{aligned} \right\}.$$

Здесь $\rho_{\text{пер}}$ — плотность продуктов сгорания при нормальных условиях; L_0 — стехиометрический коэффициент (кг/кг); β — топливный коэффициент Бунте; $V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,0124 (9\text{H}^p + \text{W}^p)$ — объем паров воды, образующихся при сжигании 1 кг топлива при известном содержании в элементарной массе водорода (H^p) и влаги (W^p).

Показатели данной группы в меньшей степени зависят от КПД установки в сравнении с показателями первой группы. Однако зависимость P_i от термодинамического фактора остается заметной, но на первые роли выходит топливный фактор. Так, максимальное углекислотное загрязнение достигается при сжигании оксида углерода, но при этом, естественно, $P_{\text{H}_2\text{O}} = 0$. При сжигании водорода $P_{\text{CO}_2} = 0$, но достигается максимальная эмиссия паров воды. Последнее обстоятельство

ство позволяет сомневаться в экологической «чистоте» водорода как топлива, так как, по данным Французской Академии наук, эмиссия паров воды в атмосферу может способствовать появлению парникового эффекта не в меньшей степени, чем эмиссия углекислоты.

Кроме того, при сжигании водорода с воздухом могут образоваться токсичные оксиды азота.

Ко второй группе показателей загрязнения окружающей среды можно также отнести показатели загрязнения диоксидом серы (P_{SO_2}) и золой (P_z), которые дополнительно определяются технологией очистки топлива или продуктов его сгорания.

К третьей группе следует отнести показатели загрязнения, которые зависят не только от термодинамического и топливного факторов, но и в заметной степени определяются технологией организации топочного процесса и условиями эксплуатации.

К числу наиболее вероятных токсичных компонентов продуктов сгорания углеводородных топлив (при отработанной технологии сжигания) относится оксид углерода (CO), оксиды азота (NO и NO₂) и формальдегид (CH₂O).

При существенных недостатках в организации топочного процесса, обычно сопровождающихся заметным химическим недожогом топлива ($q_3 > 1\%$), в продуктах сгорания может появиться сажа, являющаяся носителем бенз(а)пирена.

В соответствии с общепринятой методикой ущерб, причиняемый токсичными выбросами, пропорционален приведенной массе годового выброса (M) из источника

$$M = \sum_{i=1}^N A_i M_i,$$

где N — общее число токсичных компонентов в продуктах сгорания;
 A_i — коэффициент, характеризующий относительную агрессивность различных примесей;
 M_i — масса годового выброса i -го вида в атмосферу.

Если отнести приведенную массу годового выброса к тепловой энергии, эквивалентной полному тепловому эффекту от сжигания топлива ($E_{\text{год}} = M_{\text{т.год}} Q_{\text{п}}$), то удельная приведенная масса выбросов (кг/МДж)

$$\bar{M} = \frac{M_{\text{год}}}{E_{\text{год}}} = \frac{10^{-6}(1 + \alpha L_0)}{\rho_{\text{н.сг}} \alpha Q_{\text{н}}} \sum_{i=1}^N A_i C_i \alpha,$$

где α — коэффициент избытка воздуха; C_i — концентрация токсичного компонента ($\text{мг}/\text{м}^3$).

Комплекс $\alpha Q_{\text{н}}/(1 + \alpha L_0)$ характеризует теплоту сгорания стехиометрической горючей смеси и остается практически однозначным для различных топлив и равен $\sim 2,7$ МДж/кг.

При $\rho_{\text{н.сг}} \approx 1,29$ $\text{кг}/\text{м}^3$

$$\bar{M} \approx 2,87 \cdot 10^{-7} \sum_{i=1}^N A_i C_i \alpha, \text{ кг}/\text{МДж}.$$

Если же отнести приведенную массу к киловатт·часу энергии, то искомый показатель токсичности ($\text{г}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$)

$$P_{\text{токс}} = \frac{10^{-3}}{\eta} \sum_{i=1}^N A_i C_i \alpha.$$

Полученный показатель может быть определен по результатам полной диагностики состава продуктов сгорания или расчетным методом по имеющимся характеристикам токсичности.

Для заданной технологии сжигания топлива могут быть получены корреляционные соотношения вида $\text{CO} = f_1(q_3)$, $\text{CH}_2\text{O} = f_2(q_3)$, что дает возможность прогнозировать содержание данных компонентов в продуктах сгорания по величине химического недожога топлива.

Более сложно прогнозировать содержание оксидов азота в продуктах сгорания, так как эмиссия NO_x определяется большим многообразием действующих факторов, большинство из которых являются взаимозависящими. Этим объясняется большая противоречивость данных по оксидам азота, особенно в камерах сгорания, ГТУ. Эмиссия NO_x (приведенных к $\alpha = 3,5$) изменяется от 600 до 1000 и более $\text{мг}/\text{м}^3$ для агрегатов ГТН-25 НЗЛ, до 300 $\text{мг}/\text{м}^3$ для установок ГТ-35 ХТЗ. При этом установлена тесная взаимосвязь между уровнем эмиссии NO_x и режимными, конструктивными и эксплуатационно-технологическими особенностями установок.

Во всех случаях при уменьшении эмиссии NO_x возрастает доля химического недожога, что способствует росту концентрации CO в

продуктах сгорания, а при наличии сажеобразования — появлению в продуктах сгорания бенз(а)пирена.

Многообразие и противоречивость факторов, определяющих эмиссию. NO_x в продуктах сгорания, существенно усложняют сопоставление и обобщение данных. В КПИ предложен алгоритм приведения NO_x вида

$$\overline{\text{NO}}_x = \frac{\text{NO}_x}{\prod_{i=1}^5 K_i^{0,5}} = K_0 \exp \left[-\frac{E_{\text{эф}}}{RT} \right],$$

где NO_x (мг/м^3) — истинная концентрация оксидов азота в продуктах сгорания при текущем значении коэффициента избытка воздуха α и других параметров; K_i — коэффициенты приведения, каждый из которых определяется по соотношениям:

$$K_1 = \frac{\alpha - 1}{\alpha}; K_2 = \frac{P}{P_{н.у}}; K_3 = \frac{T_{н.у}}{T_0}; K_4 = (1 - \psi)^2 \psi; K_5 = \frac{K}{K - K} q_v^{-1} \frac{\bar{T} - 1}{\bar{T} + 1},$$

K_0 — обобщенный коэффициент.

Таким образом, схема приведения подразумевает не только приведение к нормальным условиям: давлению $P_{н.у}$ и температуре $T_{н.у}$, но и приведение по коэффициенту избытка воздуха α , концентрации кислорода в окислителе ψ и времени пребывания τ .

При оценке коэффициента приведения K_5 в свою очередь следует знать объемную плотность тепловыделения (q_v , $\text{Вт/м}^3 \cdot \text{Па}$) и интегральную относительную температуру в зоне реакции $T = T T_0$, где T_0 — начальная температура окислителя на входе в топочное устройство.

Температура T определяется на основании уравнения теплового баланса с учетом химического недожога и зависимости теплоемкости от температуры

$$\frac{Q_{н.}(1 - q_3)}{C_{po} T_0} = \frac{C_{p,н.кр}}{C_{po}} (\alpha L_0 + 1) \bar{T} - \bar{T}_r \frac{C_{p,r}}{C_{p,o}} - \alpha L_0,$$

где C_{po} — теплоемкость окислителя при T_0 .

При этом теплоемкость каждого компонента определялась в виде полинома первой степени от температуры

$$C_p = a_i + a_i T,$$

а теплоемкость продуктов сгорания рассчитывалась как теплоемкость смеси идеальных газов, состав которых определяется коэффициентом избытка окислителя

$$C_{\text{п.н.ср}} = \frac{\alpha L_0}{1 + \alpha L_0} \left[\frac{L_0 + 1}{1 + \alpha L_0} C_{\text{п.н.ср}}^0 + \frac{(\alpha - 1)L_0}{1 + \alpha L_0} C_{\text{пв}} \right].$$

Совместное решение указанных уравнений относительно T позволяет получить уравнение

$$AT^2 + BT - C = 0,$$

где

$$A = [(L_0 + 1)a_2 + (\alpha - 1)L_0 a_1], \quad B = [(L_0 + 1)a_{02} + (\alpha - 1)L_0 a_{01}];$$

$$C = \frac{1 + \alpha L_0}{\alpha L_0} [Q_{\text{н}}(1 - q_3) + \alpha L_0(a_{01} + a_1 T_0)T_0 + (a_{03} + a_3 T_{\text{т}})T_{\text{т}}],$$

a_p, b_p, c_i – коэффициенты в уравнениях теплоемкости для воздуха, продуктов сгорания и топлива.

С использованием предложенного алгоритма приведения NO_x в КПИ обработаны данные многочисленных исследований эмиссии NO_x . Некоторые результаты такой обработки представлены в табл. 3.17. Как видно, каждое из исследованных топливосжигающих устройств характеризуется конкретной зависимостью $\overline{\text{NO}}_x$, которая носит стабильный характер при отсутствии каких-либо дополнительных воздействий. Причем это подтверждается обработкой данных различных исследователей в разных условиях их проведения.

Высокая стабильность воспроизведения характеристик $\text{NO}_x = f(T)$ позволяет использовать полученные кинетические константы K_0 и $E_{\text{эф}}$ при прогнозировании приведенных и валовых выбросов NO_x .

Таблица 3.17

Тип горелки или фронтного устройства	Диапазон температур, °С	$K_0, \frac{M^2}{M^3 C^{0,5}}$	$\frac{E_{эф}}{R}$
Струйные горелки СГ-4, СГ-16	500–950	$2,5626 \cdot 10^3$	2876
	950–2000	$3,6183 \cdot 10^5$	8927
Струйная горелка СГ-10	280–1410	$2,3588 \cdot 10^4$	3341
	1410–2230	$1,43 \cdot 10^5$	6276
Струйная горелка СГ-40	500–1150	$6,29 \cdot 10^3$	1742
Струйный линейный модуль СГЛ-15	100–340	$1,2935 \cdot 10^3$	1576
Струйный линейный модуль СГЛ-50	340–1000	65,838	-261
	200–400	98,31	432,6
	400–2230	$4,296 \cdot 10^3$	2969,4
Диффузионно-стабилизаторная горелка (Польша)	200–100	68,483	772
Диффузионно-стабилизаторное фронтное устройство установки СТ-1,5 (Чехословакия)	400–840	$6,2373 \cdot 10^4$	3644
Диффузионно-стабилизаторные горелки КПИ	1390–2000	$1,6838 \cdot 10^{16}$	20697
Кольцевая камера с разноименной закруткой воздуха установки ГТН-25 НЗЛ	280–730	$3,1 \cdot 10^4$	2774,2
Трубчатая камера сгорания с восьмигорелочным регистровым фронтным устройством	180–730	$5,557 \cdot 10^3$	2967,5
Установки ГТ-35 ХТЗ (лето)	730–1000	$2,8125 \cdot 10^6$	8904

4. РАСЧЕТНЫЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

При определении валовых выбросов вредных веществ значения величин, входящих в расчетные формулы, следует принимать по фактическим средним показателям за год.

Проводя расчет максимальных выбросов вредных веществ, значение расхода топлива (г/с) берется, исходя из наибольшей электрической и тепловой нагрузки электростанции за рассматриваемый период; значения зольности и сернистости топлива — по наихудшим показателям за последние три года. Расход жидкого и твердого топлива определяется в г/с, расход газа — в $\text{дм}^3/\text{с}$.

4.1. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Количество твердых частиц летучей золы и несгоревшего топлива $M_{\text{тв}}$ в тоннах в год или в граммах в секунду, выбрасываемое в атмосферу с дымовыми газами, вычисляют по формуле

$$M_{\text{тв}} = B \frac{A^p}{100 - \Gamma_{\text{yh}}} a_{\text{yh}} (1 - \eta_3),$$

где B — расход натурального топлива за рассматриваемый период, т/год г/с; A^p — зольность топлива на рабочую массу, %; a_{yh} — доля золы в уносе; η_3 — доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях (принимается по данным измерений); Γ_{yh} — содержание горючих в уносе, %.

При отсутствии эксплуатационных данных по содержанию горючих в уносе количество выбрасываемых твердых частиц определяют по выражению

$$M_{\text{тв}} = 0,01B \left(a_{\text{yh}} A^p + q_4^{\text{yh}} \frac{Q_{\text{п}}^p}{32680} \right) (1 - \eta_3),$$

где q_4^{yn} — потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива с уносом, %. Для мазутных котлов q_4^{yn} может быть принято равным 0,02 %. При отсутствии эксплуатационных данных по q_4^{yn} при сжигании твердого топлива для приближенного расчета принимается нормативное значение q_4 ; Q_{11}^p — низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг; 32680 — теплота сгорания углерода в кДж/кг.

Количество летучей золы M_3 в т/год или г/с, входящей в суммарное количество твердых частиц, уносимых в атмосферу, вычисляют по формуле

$$M_3 = 0,01BA^p a_{yn} (1 - \eta_3).$$

Количество твердых частиц M_{cr} в т/год или г/с, образующихся в топке за счет мехнедожога и выбрасываемых в виде коксовых остатков (при сжигании твердого топлива) или в виде сажи (при сжигании мазута) рассчитывается по выражению

$$M_{cr} = M_{тв} - M_3.$$

4.2. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ СЕРЫ

Количество оксидов серы SO_2 и SO_3 в пересчете на SO_2 в тоннах в год или в граммах в секунду, выбрасываемое в атмосферу с дымовыми газами, вычисляют по формуле

$$M_{SO_2} = 0,02BS^p (1 - \eta'_{SO_2}) (1 - \eta''_{SO_2}) \left(1 - \eta_{SO_2}^c \frac{n_{оч}}{n_k} \right),$$

где B — расход натурального топлива за рассматриваемый период, т/год, г/с; S^p — содержание серы в топливе на рабочую массу, %; η'_{SO_2} — доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле; η''_{SO_2} — доля оксидов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе попутно с твердыми частицами; $\eta_{SO_2}^c$ — доля оксидов серы, улавливаемых в серочистой установке; $n_{оч}$, n_k — длительность работы сероулавливающей установки и котла.

Ориентировочно значения η'_{SO_2} при факельном сжигании различных видов топлива составляют:

торф — 0,15;

- сланцы эстонские и ленинградские — 0,8;
 сланцы других месторождений — 0,5;
 экибастузский уголь — 0,02;
 березовские угли Канско-Ачинского бассейна для топок:
 – с твердым шлакоудалением при низкотемпературном сжигании — 0,5;
 – с жидким шлакоудалением — 0,2;
 другие угли Канско-Ачинского бассейна для топок:
 – с твердым шлакоудалением при низкотемпературном сжигании — 0,2;
 – с жидким шлакоудалением при высокотемпературном сжигании — 0,05;
 угли других месторождений — 0,1;
 мазут — 0,02;
 природный газ — 0,0.

Примечание. Под низкотемпературным сжиганием понимают сжигание углей с низшей теплотой сгорания менее 23050 кДж/кг в топках с твердым шлакоудалением при температуре факела ниже 1500°С. Под высокотемпературным сжиганием понимают сжигание всех углей в топках с жидким шлакоудалением, а также углей с низшей теплотой сгорания, равной или более 23050 кДж/кг; в топках с твердым шлакоудалением при температуре факела, равной или выше 1500°С.

Доля оксидов серы η''_{SO_2} , улавливаемых в сухих золоуловителях, принимается равной нулю. В мокрых золоуловителях с трубой Вентури и центробежном скрубере η''_{SO_2} за-

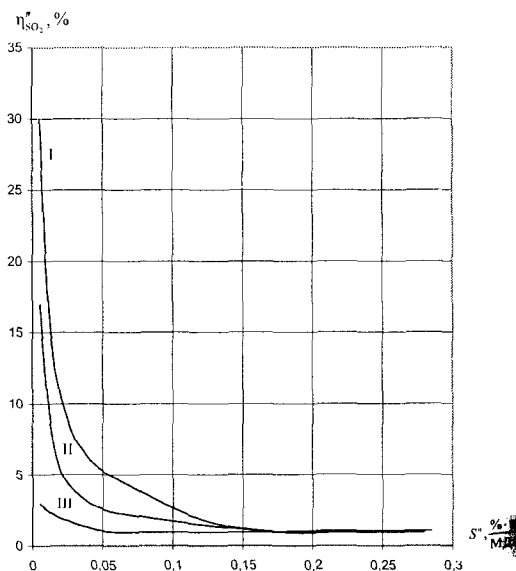


Рис. 4.1. Зависимость степени улавливания оксидов серы в мокрых золоуловителях от приведенного серосодержания при щелочности орошаемой воды: I — 10, II — 5, III — 0 $\frac{\text{МДж}}{\text{дм}^3}$; S^* — приведенная сернистость топлива

висит от расхода и общей щелочности орошающей воды, а также приведенной сернистости топлива S^{np} при принятых на тепловых электростанциях удельных расходах воды на орошение золоуловителей 0,1–0,15 дм³ воды/м³ газа (рис. 4.1)

$$S^{np} = \frac{S^p}{Q_{II}^p}$$

4.3. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ УГЛЕРОДА

Количество оксидов углерода M_{CO} в тоннах в год или в граммах в секунду, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами при сжигании твердого, жидкого или газообразного топлива, вычисляют по формуле

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

где C_{CO} — выход оксида углерода при сжигании твердого и жидкого (кг/т) или газообразного (кг/тыс.м³) топлива, определяемый по формуле

$$C_{CO} = \frac{q_3 R Q_{II}^p}{1013},$$

где q_3 — потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива, %, R — коэффициент, учитывающий долю потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, обусловленную содержанием в дымовых газах окиси углерода: для твердого топлива — 1,0; для газа — 0,5; для мазута — 0,65; Q_{II}^p — низшая теплота сгорания натурального топлива, кДж/кг, кДж/м³; B — расход топлива за рассматриваемый период, т/год, тыс.м³/год, г/с, дм³/с; q_4 — потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива, %.

Значения q_3 и q_4 принимают по эксплуатационным данным. При отсутствии этих данных допускается принимать ориентировочно нормативные значения q_3 и q_4 .

Для газомазутных котлов, работающих с малыми избытками воздуха ($\alpha = 1,01$ – $1,03$), следует принимать $q_3 = 0,15\%$.

K_p – режимный коэффициент. При определении годовых выбросов оксида углерода он характеризует отношение длительности переходных периодов $n_{\text{реж}}$, ч, при которых происходит недожог топлива, к длительности работы котла n , ч,

$$K_p = \frac{n_{\text{реж}}}{n},$$

где $n_{\text{реж}} = m_{\text{пуск}} n_{\text{пуск}} + m_{\text{перех}} n_{\text{перех}}$.

Здесь $m_{\text{пуск}}$ – количество пусков котла в год; $n_{\text{пуск}}$ – длительность пуска котла, ч; $m_{\text{перех}}$ – количество дней в году, в течение которых меняется режим работы; $n_{\text{перех}}$ – длительность переходного режима, ч.

При определении максимальных выбросов оксидов углерода значение K_p равно 1.

4.4. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ ВАНАДИЯ

Количество оксидов ванадия в пересчете на пятиокись ванадия $M_{V_2O_5}$ в тоннах в год или в граммах в секунду, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами при сжигании жидкого топлива, вычисляют по формуле

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} G_{V_2O_5} B (1 - \eta_{oc}) (1 - \eta_{ч}),$$

где $G_{V_2O_5}$ – содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчете на V_2O_5 , г/т; B – расход натурального топлива за рассматриваемый период, т/год, г/с; η_{oc} – коэффициент оседания оксидов ванадия на поверхностях нагрева котлов, равен: 0,07 – для котлов с промежуточными пароперегревателями, очистка поверхностей нагрева которых производится в остановленном состоянии; 0,05 – для котлов без промежуточных пароперегревателей при тех же условиях очистки; 0 – для остальных случаев; $\eta_{ч}$ – доля твердых частиц продуктов сгорания жидкого топлива, улавливаемых в устройствах для очистки газов мазутных котлов. Значения $\eta_{ч}$ оцениваются для средних условий работы улавливающих устройств за год.

При отсутствии результатов анализа топлива содержание оксидов ванадия $G_{V_2O_5}$ в сжигаемом топливе определяется ориентировочно при $S^p > 0,4\%$ по формуле

$$G_{V_{O_2}} = 95,4S^p - 31,6,$$

где S^p — содержание серы в мазуте на рабочую массу, %.

4.5. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА ОТ КОТЛОВ

Приведенная ниже формула для расчета выбросов оксидов азота эмпирическая и приемлема для энергетических котлов паропроизводительностью более 30 т/ч и водогрейных котлов тепловой производительностью более 125 ГДж/ч.

Для расчета выбросов оксидов азота от котлов меньшей мощности следует применять методику Института горючих ископаемых.

Суммарное количество оксидов азота ($NO + NO_2$) в пересчете на двуокись азота M_{NO_x} в тоннах в год или в граммах в секунду, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами при сжигании твердого, жидкого или газообразного топлива, рассчитывают по выражению

$$M_{NO_x} = 10^{-3} KB \left(1 - \frac{q_4}{100} \right) \beta_1 (1 - \varepsilon_1 r) \beta_2 \beta_3 \varepsilon_2 \left(1 - \eta_{аз} \frac{n_{аз}}{n_k} \right),$$

где B — расход условного топлива за рассматриваемый период, т/год, г/с;

K — коэффициент, характеризующий выход оксидов азота, кг/т у. т.;

β_1 — коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива (содержание N^r);

β_3 — коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления. При жидком шлакоудалении — 1,4; во всех остальных случаях принимается равным единице;

ε_1 — коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов на снижение NO_x в зависимости от условий подачи их в топку;

ε_2 — коэффициент, характеризующий снижение выбросов оксидов азота при подаче части воздуха помимо основных горелок (при двухступенчатом сжигании), определяется по рис. 4.2 при условии сохранения общего избытка воздуха за котлом;

r — степень рециркуляции дымовых газов;

$\eta_{аз}$ — доля оксидов азота, улавливаемых в азотоочистной установке;

$n_{аз}, n_k$ — длительность работы азотоочистной установки и котла.

Коэффициент K для котлов паропроизводительностью $D \geq 70$ т/ч при сжигании газа и мазута во всем диапазоне нагрузок, а также при высокотемпературном сжигании твердого топлива с нагрузками выше 75% номинальной вычисляют по формуле

$$K = \frac{12D_{\phi}}{200 + D_{\text{ном}}},$$

где $D_{\text{ном}}$ и D_{ϕ} — номинальная и фактическая паропроизводительность котла (корпуса), т/ч.

При высокотемпературном сжигании твердого топлива с нагрузками котла ниже 75% номинальной в формулу вместо $D_{\text{ном}}$ подставляют $0,75D_{\text{ном}}$.

Для котлов паропроизводительностью менее 70 т/ч коэффициент K определяется по формуле

$$K = \frac{D_{\phi}}{20},$$

а для водогрейных котлов K определяется из выражения

$$K = \frac{2,5Q_{\phi}}{84 + Q_{\text{ном}}},$$

где $Q_{\text{ном}}$ и Q_{ϕ} — номинальная и фактическая теплопроизводительности котла, ГДж/ч.

При низкотемпературном сжигании твердого топлива в формуле для определения K вместо D_{ϕ} и Q_{ϕ} подставляются $D_{\text{ном}}$ и $Q_{\text{ном}}$.

Значения β_1 для энергетических котлов, в которых сжигается твердое топливо, вычисляют по формуле

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47N^{\ast},$$

где N^{\ast} — содержание азота в топливе на горючую массу, %.

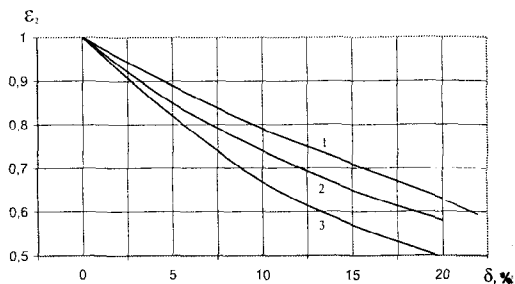


Рис. 4.2. График определения значений коэффициента ϵ_2 : 1 — газ; 2 — мазут; 3 — уголь; δ — доля воздуха, подаваемого помимо основных горелок

При сжигании в энергетических котлах жидкого и газообразного топлива значения коэффициента β_1 принимаются равными при коэффициенте избытка воздуха в топочной камере α_1'' :

	β_1
более 1,05	— 1,0;
1,05...1,03	— 0,9;
менее 1,03	— 0,75.

При одновременном сжигании в топках энергетических котлов двух видов топлива с расходом 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 составляющих. Так, для двух видов топлива

$$\beta_1 = \frac{\beta_1' B' + \beta_1'' B''}{B' + B''},$$

где β_1' , β_1'' , B' , B'' — соответствуют значениям коэффициентов β_1 и расходам каждого вида топлива на котел.

Значение коэффициента ϵ_1 при номинальной нагрузке и степени рециркуляции менее 30% принимают равным:

при сжигании газа и мазута и вводе газов рециркуляции:

- в под топки (при расположении горелок на стенах топки) — 0,0025;
- через шлицы под горелками — 0,015;
- по наружному каналу горелок — 0,025;
- в воздушное дутье — 0,025;
- в рассечку двух воздушных потоков — 0,035;

при высокотемпературном сжигании твердого топлива и вводе газов рециркуляции:

- в первичную аэросмесь — 0,10;
- во вторичный воздух — 0,005;

при нагрузках, меньших номинальной, коэффициент ϵ_1 умножают на коэффициент f , определяемый по рис. 4.3.

Величины диоксида NO_2 и монооксида NO азота в суммарном содержании NO_x в выбрасываемых в атмосферу дымовых газах следует определять по следующим формулам:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,8 M_{\text{NO}_x};$$

$$M_{NO} = (1 - 0,8)M_{NO_x} \frac{\mu_{NO}}{\mu_{NO_x}} =$$

$$= 0,13M_{NO_x},$$

где μ_{NO} , μ_{NO_x} — молекулярный вес NO и NO_x ;

0,8 — коэффициент трансформации монооксида азота в диоксид.

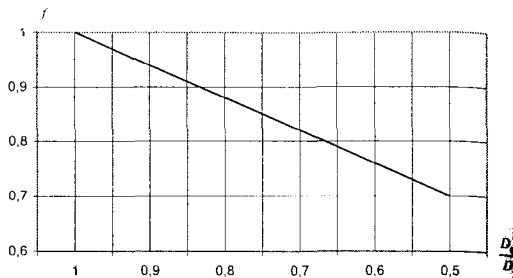


Рис. 4.3. График определения безразмерного коэффициента f

4.6. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ БЕНЗ(А)ПИРЕНА

Методика определения концентраций бенз(а)пирена $C_{20}H_{12}$ основана на результатах испытаний на энергетических котлах тепловой мощностью более 100 МВт и полученных эмпирических зависимостях.

Количество бенз(а)пирена, выбрасываемое в атмосферу с дымовыми газами M_B в граммах в секунду или в тоннах в год, вычисляют по формуле

$$M_B = C_B V_r B \cdot 10^{-6},$$

где C_B — концентрация бенз(а)пирена в уходящих дымовых газах котла, мкг/м^3 ;

V_r — удельный объем дымовых газов, $\text{м}^3/\text{кг}$ — для жидкого и твердого топлива или $\text{м}^3/\text{м}^3$ — для газообразного топлива;

B — расход топлива, кг/с или т/год — для жидкого и твердого $\text{дм}^3/\text{с}$ или тыс. $\text{м}^3/\text{год}$ — для газообразного топлива.

При сжигании мазута приближенное значение концентрации бенз(а)пирена в дымовых газах C_B^M в микрограммах на кубический метр, приведенное к $\alpha = 1,3$, рассчитывают по выражению:

$$C_B^M = (25 - 0,05q_v) A \cdot 10^{-2} K_d K_r K_\sigma K_\omega K_{\text{от}},$$

где q_v — тепловое напряжение топочного объема при номинальной нагрузке, кВт/м^3 .

В табл. 4.1 приведены значения q_v для некоторых типов котлов.

Таблица 4.1

Тип котла	Номинальная нагрузка $D_{ном}$,	Тепловое напряжение
	т/ч	q_v , кВт/м ³
ТГМ-151Б	220	230,8
ТГМ-84Б	420	205,3
ТП-85	420	164,7
ТП-87-1	420	147,3
ТГМ-96Б	480	223,9
ТГМ-104	670	219,2
БКЗ-320	320	251,4
БКЗ-420	420	215,3
ТГМП-344	1000	204,8

A — коэффициент, зависящий от коэффициента избытка воздуха за конвективным пароперегревателем α''_{nn} .

В табл. 4.2 даны значения коэффициента A в диапазоне $\alpha''_{nn} = 1,005 - 1,10$.

При значениях $\alpha''_{nn} > 1,1$ концентрацию бенз(а)пирена в дымовых газах следует принимать равной рассчитанной при $\alpha''_{nn} = 1,10$.

Таблица 4.2

α''_{nn}	A	α''_{nn}	A
1,005	0,8697	1,055	0,2233
1,010	0,7568	1,060	0,1956
1,015	0,6591	1,065	0,1715
1,020	0,5744	1,070	0,1504
1,025	0,5009	1,075	0,1320
1,030	0,4371	1,080	0,1159
1,035	0,3817	1,085	0,1019
1,040	0,3335	1,090	0,0895
1,050	0,2551	1,095	0,0788
1,045	0,2916	1,100	0,0693

K_d — коэффициент, учитывающий влияние нагрузки,

$$K_d = 1 + 25 \left(1 - \frac{D}{D_{ном}} \right),$$

где $D, D_{ном}$ — расчетная и номинальная нагрузки котла, т/ч.

Формула для K_d применяется в интервале значений $D/D_{ном}$ от 1 до 0,5.

K_r — коэффициент, учитывающий рециркуляцию газов, определяется по формуле

$$K_r = 1 + ar;$$

где r — доля рециркуляции газов в интервале значений от 0 до 0,25;
 a — коэффициент, зависящий от способа ввода газов рециркуляции, равен при подаче газов рециркуляции:

- в воздушный короб и вокруг амбразур горелок — 4,0;
- в шлицы под горелками — 2,7;
- в шлицы напротив горелок — 2,0;
- в под топку — 1,0;

K_s — коэффициент, учитывающий влияние ступенчатого сжигания, вычисляются по формуле

$$K_s = 1 + q^\sigma,$$

где σ — доля вторичного воздуха в интервале значений от 0 до 0,2;
 q — коэффициент, зависящий от способа организации ступенчатого сжигания: по «вертикали» — плюс 7,0; по «горизонтали» — минус 2,2.

K_ω — коэффициент, учитывающий влияние ввода влаги в топку в период особо неблагоприятных метеоусловий. Определяется в зависимости от доли вводимой влаги по отношению к топливу ω и способа подачи влаги.

В табл. 4.3 приведены значения коэффициента K_ω для значений ω от 0 до 0,1.

Таблица 4.3

Доля вводимой влаги по отношению к топливу ω	Способ ввода влаги	
	При зональном впрыске воды в топку и подаче пара в пристенную зону топки K_ω	При подаче воды в дутьевой воздух K_ω
0,00	1,000	1,000
0,01	0,861	0,972
0,02	0,741	0,946
0,03	0,638	0,919
0,04	0,549	0,894
0,05	0,472	0,869
0,06	0,406	0,845
0,07	0,350	0,822
0,08	0,301	0,799
0,09	0,259	0,777
0,10	0,223	0,756

$K_{оч}$ — коэффициент, учитывающий увеличение концентрации бенз(а)пирена при очистке поверхностей нагрева работающих паровых котлов. Когда очистка не производится, $K_{оч}$ принимают равным 1.

В табл. 4.4 приведены значения коэффициента $K_{оч}$ в зависимости от способа очистки и периода между очистками паровых котлов.

Таблица 4.4

Период между очистками, ч	$K_{оч}$	
	Дробевая очистка конвективных поверхностей	Обдувка РВП
12–24	1,20	1,10
40–48	1,50	1,25
72	2,00	1,50

При сжигании газа приближенную величину концентрации бенз(а)пирена в дымовых газах $C_B^Г$ в микрограммах на кубический метр, приведенную к $\alpha = 1,3$, вычисляют по формуле

$$C_B^Г = 0,15 C_B^М.$$

При сжигании твердого топлива приближенную величину концентрации бенз(а)пирена в дымовых газах $C_B^{ТВ}$ в микрограммах на кубический метр, приведенную к $\alpha = 1,5$, вычисляют по формуле

$$C_B^{ТВ} = 8,1 \cdot e^{-4,1\alpha_m'} Q_{II}^P (1 - \eta_B) K_{оч},$$

где Q_{II}^P — низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг;

η_B — доля бенз(а)пирена, улавливаемого в зависимости от эффективности золоулавливания (η_z), определяется по формуле

$$\eta_B = 0,75 \eta_z',$$

$K_{оч}$ — коэффициент, учитывающий увеличение концентрации бенз(а)пирена в уходящих газах во время дробевых очисток поверхностей нагрева котла, принимаемый равным 1,5.

Значения $e^{-4,1\alpha_m'}$ приведены в табл. 4.5.

α''_{nn}	$e^{-4,1\alpha''_{nn}}$	α''_{nn}	$e^{-4,1\alpha''_{nn}}$
1,10	0,0110	1,35	0,0040
1,15	0,0090	1,40	0,0032
1,20	0,0073	1,45	0,0026
1,25	0,0059	1,50	0,0021
1,30	0,0048		

Объем дымовых газов V_r в кубических метрах на килограмм при сжигании мазута, в кубических метрах на кубический метр при сжигании газа определяют по формулам

$$V_r = (V_r^0 + 0,3V^0) \frac{1,3}{\alpha_{yx}},$$

где V_r^0 , V_0 — соответственно теоретический объем продуктов сгорания и теоретически необходимый объем воздуха на горение при нормальных условиях, м³/кг, м³/м³ соответственно для мазута и газа; α_{yx} — коэффициент избытка воздуха перед дымососом.

При сжигании твердого топлива

$$V_r = (V_r^0 + 0,5V^0) \frac{1,5}{\alpha_{yx}}, \text{ м}^3/\text{кг}.$$

4.7. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА ПРИ СЖИГАНИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

При определении валовых выбросов углекислого газа за отчетный период (квартал, полугодие, 9 месяцев, год) значения исходных величин, входящих в расчетные формулы, следует брать по отчетным данным предприятий, усредняя их за этот период.

Объем выбросов диоксида углерода при сжигании органического топлива зависит от вида и состава топлива, от режима сжигания и совершенства топочных устройств.

Количество диоксида углерода $M_{CO_2}^{т.ж}$ в тоннах за расчетный период, выбрасываемое в атмосферу с дымовыми газами при сжигании твердого или жидкого топлива, вычисляется по формуле

$$M_{\text{CO}_2}^{\text{т.ж}} = 3,67 \cdot 0,01 C^p B \left(1 - \frac{q_3}{100} \right) \left(1 - \frac{q_4}{100} \right),$$

где 3,67 — количество диоксида углерода, образующееся при полном сжигании 1 т углерода, т/т;

C^p — содержание углерода в рабочей массе топлива, %;

B — расход натурального топлива за расчетный период, т/год и т. п.;

q_3 — потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, %;

q_4 — потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива, %.

Количество диоксида углерода $M_{\text{CO}_2}^r$ в тоннах за отчетный период, выбрасываемое в атмосферу с дымовыми газами при сжигании газообразного топлива, вычисляется по формуле

$$M_{\text{CO}_2}^r = 1,964 \cdot 0,01 \left[C_{\text{CO}} + \sum m (C_{\text{C}_m\text{H}_n}) + C_{\text{CO}_2} \right] B \left(1 - \frac{q_3}{100} \right) \left(1 - \frac{q_4}{100} \right),$$

где 1,964 — удельный вес диоксида углерода, т/тыс.м³;

C_{CO} , $C_{\text{C}_m\text{H}_n}$, C_{CO_2} — содержание в топливе оксида углерода, углеводородов, диоксида углерода, %;

B — расход натурального топлива за расчетный период, тыс. м³/год и т. п.;

m , n — число атомов соответственно углерода и водорода в углеводородах;

q_3 — потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, %;

q_4 — потери теплоты от механической неполноты сгорания, %.

Значения q_3 и q_4 принимаются по эксплуатационным данным или по нормам.

Расчет диоксида углерода по удельному выходу CO_2

На основании усредненных характеристик мазутов (табл. 4.6), природного газа из газопровода Торжок–Минск–Ивацевичи и попутного газа Белорусского ГПЗ (Речицкое месторождение нефти) (табл. 4.7) рассчитаны удельные расходы CO_2 при сжигании:

мазута	— 2,187 т CO_2 /т у. т.;
природного газа	— 1,732 т CO_2 /т у. т.;
попутного газа	— 2,059 т CO_2 /т у. т.

Характеристика мазутов

Наименование	Марка мазута		
	Сернистый М100	Высокосернистый М100	Малосернистый М100
Среднее значение Q_n^c , ккал/кг	9845	9740	9940
Средний элементарный состав, %			
$S_{об}^c$	2,0	3,5	0,5
C^c	83,8	83,0	84,65
H^c	11,2	10,4	11,7
O^c+N^c	1,0	1,0	1,0

Таблица 4.7

Характеристика газообразного топлива

Топливо и его характеристики	Формула и обозначение	Величина
Природный газ (газопровод Торжок–Минск–Ивацевичи)		
Средний химический состав, %		
Метан	CH_4	97,756
Этан	C_2H_6	0,826
Пропан	C_3H_8	0,254
Бутан	C_4H_{10}	0,103
Пентан	C_5H_{12}	0,019
Диоксид углерода	CO_2	0,030
Азот	N_2	0,942
Кислород	O_2	0,070
Низшая теплота сгорания, ккал/м ³	Q_p''	8007
Тепловой эквивалент перевода в условное топливо	Ξ	1,1439
Удельный выход CO_2 при полном сгорании 1 т у.т., т CO_2 /т у.т.	m_{CO_2}	1,732
Попутный газ (Белорусский ГПЗ, Речицкое месторождение нефти)		
Средний химический состав, %		
Метан	CH_4	62,38
Этан	C_2H_6	26,62
Пропан	C_3H_8	6,48
Бутан	C_4H_{10}	1,07
Азот	N_2	3,452
Низшая теплота сгорания, ккал/м ³	Q_p''	9330
Тепловой эквивалент перевода в условное топливо (т CO_2 /т у.т.)	Ξ	1,3329
Удельный выход CO_2 при полном сгорании 1 т у.т., т CO_2 /т у.т.	m_{CO_2}	2,059

Рассчитаем количество CO_2 , образующееся при сжигании:
мазута —

$$M_{\text{CO}_2}^{\text{м}} = 2,187 B_{\text{м}}^{\text{усл.}} \left(1 - \frac{q_3}{100} \right) \left(1 - \frac{q_4}{100} \right), \text{ т,}$$

где $B_{\text{м}}^{\text{усл.}}$ — расход условного топлива за расчетный период, т у. т./год и т. п.;
природного газа —

$$M^{\text{г}} = 1,732 B_{\text{г}}^{\text{усл.}} \left(1 - \frac{q_3}{100} \right) \left(1 - \frac{q_4}{100} \right), \text{ т,}$$

где $B_{\text{г}}^{\text{усл.}}$ — расход условного топлива за расчетный период, т у. т./год и т. п.;
позутного газа —

$$M_{\text{CO}_2}^{\text{г}} = 2,059 B_{\text{г}}^{\text{усл.}} \left(1 - \frac{q_3}{100} \right) \left(1 - \frac{q_4}{100} \right), \text{ т,}$$

где $B_{\text{г}}^{\text{усл.}}$ — расход условного топлива за расчетный период, т у. т./год и т. п.;
 q_3 — потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, %;
 q_4 — потери теплоты от механической неполноты сгорания, %.

Значения q_3 и q_4 принимаются по эксплуатационным данным или по нормам.

Если при сжигании газообразного топлива в его состав входит CO_2 , необходимо к выбросам CO_2 , образующимся при сжигании газа, добавить количество CO_2 , содержащееся в топливе.

Количество CO_2 , содержащееся в газообразном топливе, определяется по формуле

$$M_{\text{CO}_2}^{\text{г}} = 1,964 \cdot 0,01 C_{\text{CO}_2} B_{\text{г}}, \text{ т,}$$

где 1,964 — удельный вес CO_2 , т/тыс. м³;

C_{CO_2} — содержание CO_2 в газе, %;

$B_{\text{г}}$ — расход натурального топлива за расчетный период, тыс. м³.

Пример расчета выбросов диоксида углерода от ТЭЦ

Определить выбросы CO_2 от ТЭЦ, сжигающей мазут и природный газ.

Исходные данные.

Годовой расход мазута $B_{\text{м}} = 112$ тыс. т (155,1 тыс. т у. т.).

Годовой расход природного газа $B_r = 515,4$ млн м^3 (587,3 тыс. т у. т.).

Содержание углерода в рабочей массе мазута $C^p = 82,5\%$. Состав природного газа (газопровод Торжок–Минск–Ивацевичи):

метан CH_4	— 97,756%;
этан C_2H_6	— 0,826%;
пропан C_3H_8	— 0,254%;
бутан C_4H_{10}	— 0,103%;
пентан C_5H_{12}	— 0,019%;
диоксид углерода CO_2	— 0,030%;
азот N_2	— 0,942%;
кислород O_2	— 0,070%;
$Q_{\text{н}}^c$	— 8007 ккал/ м^3 .

При сжигании мазута: $q_3 = 0,15\%$; $q_4 = 0,02\%$.

При сжигании газа: $q_3 = 0,15\%$; $q_4 = 0,0\%$.

I вариант расчета (по расчетным формулам)

Количество CO_2 , образующееся за год при сжигании:
мазута —

$$\begin{aligned} M_{\text{CO}_2}^{\text{м}} &= 3,67 \cdot 0,01 C^p B_{\text{м}} \left(1 - \frac{q_3}{100}\right) \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) = \\ &= 3,67 \cdot 0,825 \cdot 112 \cdot \left(1 - \frac{0,15}{100}\right) \left(1 - \frac{0,02}{100}\right) = 338,5 \text{ тыс. т/год} \end{aligned}$$

природного газа —

$$\begin{aligned} M_{\text{CO}_2}^{\text{г}} &= 1,964 \cdot 0,01 \left[C_{\text{CO}_2} + \sum m(C_{\text{C}_n\text{H}_n}) \right] B^{\text{г}} \left(1 - \frac{q_3}{100}\right) = \\ &= 1,964 \cdot (0,0003 - 1 \cdot 0,97756 - 2 \cdot 0,00826 + 3 \times \\ &\quad \times 0,00254 - 4 \cdot 0,00103 - 5 \cdot 0,00019) \cdot 515,4 \cdot \left(1 - \frac{0,15}{100}\right) = \\ &= 1013,9 \text{ тыс. т/год} \end{aligned}$$

II вариант расчета (по удельным выбросам CO_2)

Удельный выход CO_2 при сжигании:

– мазута — 2,187 т CO_2 /т у. т.;

– природного газа (газопровод Торжок–Минск–Ивацевичи) — 1,732 т CO_2 /т у. т.

Следовательно:

1. Количество CO_2 при сжигании мазута

$$\begin{aligned} M_{\text{CO}_2}^{\text{м}} &= 2,187 B_{\text{м}}^{\text{учл}} \left(1 - \frac{q_3}{100}\right) \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) = \\ &= 2,187 \cdot 155,1 \left(1 - \frac{0,15}{100}\right) \left(1 - \frac{0,02}{100}\right) = 338,5 \text{ тыс. т/год.} \end{aligned}$$

2. Количество CO_2 при сжигании природного газа

$$M^{\text{г}} = 1,732 B_{\text{г}}^{\text{учл}} \left(1 - \frac{q_3}{100}\right) = 1,732 \cdot 587,3 \left(1 - \frac{0,15}{100}\right) = 1015,7 \text{ тыс. т/год.}$$

3. Количество CO_2 , находящееся в газе в качестве балласта

$$M_{\text{CO}_2}^{\text{гр}} = 1,964 \cdot 0,01 C_{\text{CO}_2} B = 1,964 \cdot 0,0003 \cdot 515,4 = 0,3 \text{ тыс. т/год.}$$

4. Суммарное количество CO_2 при сжигании природного газа

$$M_{\text{CO}_2}^{\text{г}} = M^{\text{г}} C_{\text{CO}_2} + M_{\text{CO}_2}^{\text{гр}} = 1015,7 + 0,3 = 1016 \text{ тыс. т/год.}$$

Погрешность в расчете по двум вариантам составила 0,2%.

4.8. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА ОТ ГАЗОТУРБИНЫХ УСТАНОВОК

Суммарное количество оксидов азота NO и NO_2 в пересчете на диоксид азота, выбрасываемых в атмосферу с отработанными газами газотурбинных установок M_{NO_x} , г/с, вычисляют по формуле

$$M_{\text{NO}_x} = I_{\text{NO}_x} B,$$

где B — расход топлива в камере сгорания, кг/с;

I_{NO_x} — удельный выброс NO_x , г/кг топлива, определяется по формуле

$$I_{\text{NO}_x} = C_{\text{NO}_x} V_{\text{г}},$$

где C_{NO_x} — концентрация оксидов азота в отработавших газах в пересчете на NO_x , г/м³, при нормальных условиях;

V_r — объем сухих дымовых газов за турбиной, м³/кг топлива, при нормальных условиях равен

$$V_r = V_r^0 + 0,984(\alpha_{об} - 1)V^0 - V_{H_2O}^0,$$

где V_r^0 — теоретический объем газов, м³/кг;

V^0 — теоретически необходимый объем воздуха, м³/кг;

$\alpha_{об}$ — коэффициент избытка воздуха в отработавших газах за турбиной;

$V_{H_2O}^0$ — теоретический объем водяных паров, м³/кг.

Удельные выбросы NO_x для режимов работы ГТУ с регистровыми камерами сгорания можно рассчитать на основании приведенных в табл. 4.8 и 4.9 данных по концентрации на номинальных режимах ГТУ

$$I_{NO_x} = 50 \left(\frac{1}{\alpha_{об}''} + \frac{1}{\alpha_{об}} \right) + C_{NO_x}'' V_r'',$$

где $\alpha_{об}$ и $\alpha_{об}''$ — коэффициенты избытка воздуха в отработавших газах ГТУ, соответствующие условиям исследуемого и номинального режимов;

C_{NO_x}'' — концентрация NO_x на номинальном режиме (табл. 4.8, 4.9).

Таблица 4.8

Фактические концентрации оксидов азота на номинальных режимах действующих ГТУ (по результатам измерений, проведенных в промышленных условиях)

Тип ГТУ	Вид топлива	Коэффициент $\alpha_{об}$	Содержание кислорода в продуктах сгорания $O_2^{ис}$	Концентрация азота, C_{NO_x} , г/м ³
ГТ-100-750 ПО ЛМЗ	Газотурбинное топливо	4,0	15,5	0,250
ГТ-35-770 ПО АТ ХТЗ	Природный газ	4,5	16,5	0,200
	Газотурбинное топливо	4,5	16,0	0,200
ГТ-25-700-П ПО ЛМЗ	Природный газ	5,5	16,7	0,120

Тип ГТУ	Вид топлива	Коэффициент $\alpha_{об}$	Содержание кислорода в продуктах сгорания $O_2^{ис}$	Концентрация азота, C_{NO_x} , г/м ³
ГТГ-12	Диз. топливо	5,0	16,4	0,180
ГТН-25 ПО НЗЛ	Природный газ	4,0	15,5	0,090

Таблица 4.9

Рекомендуемые концентрации оксидов азота

для вводимых в эксплуатацию и разрабатываемые в настоящее время ГТУ (по результатам измерений, проведенных в стендовых условиях)

Тип ГТУ	Топливо	Коэффициент $\alpha_{об}$	Содержание кислорода в продуктах сгорания $O_2^{ис}$	Концентрация оксидов азота, C_{NO_x} , г/м ³	
				без мероприятий по совершенствованию конструкции камер сгорания	с изменением конструкции
ГТЭ-150 ПО ЛМЗ	Природный газ	3,5	14,5	220	0,150
	Газотурбинное топливо	3,5	14,5	260	0,210
ГТЭ-45 ПОАТ ХТЗ	Природный газ	4,0	15,3	220	0,150
	Жидкое топливо	4,0	15,3	250	0,200
ГТЭ-115 ПОАТ ХТЗ	Природный газ	3,1	14,0	—	0,150
	Газотурбинное топливо	3,1	14,0	—	0,220

V_r'' — объем сухих дымовых газов на номинальном режиме работы ГТУ, вычисляемый при равенстве $\alpha_{об}$ и $\alpha_{об}''$.

При использовании в энергетических ГТУ высокофорсированных камер сгорания с последовательным вводом воздуха в зону горения и микрофакельных камер сгорания с подачей всего воздуха через фронтальное устройство концентрация оксидов азота приближенно вычисляется по формуле

$$C = aK_t K_p,$$

где a — коэффициент, зависящий от вида топлива. Для высокофорсированных камер сгорания: $a = 1,8$ — при сжигании природного газа и $2,4$ — газотурбинного и дизельного топлива. Для микрофакельных камер сгорания: $a = 6,2$ — для природного газа и $7,7$ — для жидких топлив;

K_t — коэффициент, учитывающий влияние температуры газов перед турбиной $T_{гт}$ на образование NO_x .

Для высокофорсированных камер сгорания указанная зависимость применима для режимов, близких к рабочему, а для микрофакельных — в широком диапазоне изменения режимных параметров $\alpha_{об} = 3-8$, $T_{вод} = 200-350^\circ\text{C}$.

Зависимости K_t от $T_{гт}$ для камер сгорания обоих типов представлены на рис. 4.4, 4.5;

K_p — коэффициент, учитывающий зависимость концентрации NO_x от давления в камере сгорания,

$$K_p = \frac{16p_b - 0,23}{6p_b - 0,77},$$

где p_b — давление в камере сгорания.

Эффективным способом снижения концентрации оксидов азота в уходящих газах энергетических ГТУ без коренного изменения конструкции камеры сгорания является впрыск воды или ввод пара в зону горения.

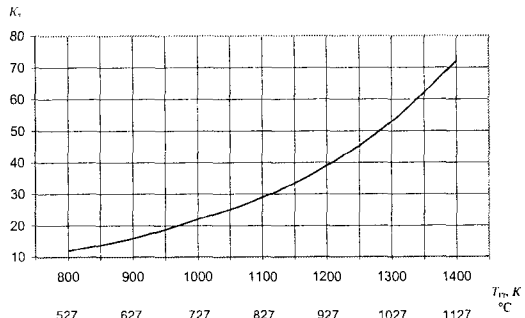


Рис. 4.4. Зависимость коэффициента K_t от температуры для высокофорсированных камер сгорания

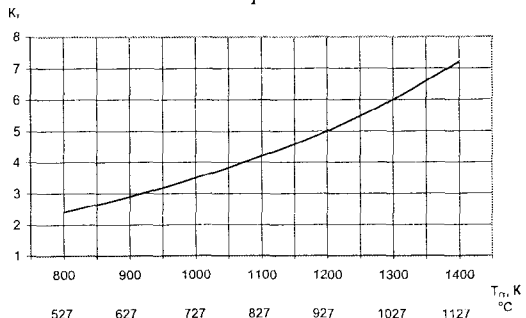


Рис. 4.5. Зависимость коэффициента K_t от температуры для микрофакельных камер сгорания

Снижение концентрации оксидов азота при подаче влаги в зону горения можно оценить следующей зависимостью:

$$C_{\text{NO}_x} = \frac{C_{\text{NO}_x}^{\text{сух}}}{K_{\text{вл}}},$$

где C_{NO_x} , $C_{\text{NO}_x}^{\text{сух}}$ — концентрация оксидов азота соответственно при подаче влаги и без нее;

$K_{\text{вл}}$ — коэффициент, учитывающий влияние расхода влаги, определяется по рис. 4.6 в зависимости от отношения количества вводимой влаги $G_{\text{вл}}$ к расходу топлива B .

Для сравнения концентрации NO_x в продуктах сгорания различных ГТУ по действующим отечественным и зарубежным нормативно-техническим документам концентрацию оксидов азота в продуктах сгорания ГТУ приводят к содержанию кислорода $\text{O}_2 = 15,0\%$ по формуле

$$C_{\text{NO}_x}^* = C_{\text{NO}_x} \frac{20,9 - 15,0}{20,9 - \text{O}_2^{\text{ф}}},$$

где $C_{\text{NO}_x}^*$, C_{NO_x} — приведенная и действительная концентрация оксидов азота;

$\text{O}_2^{\text{ф}}$ — фактическое содержание кислорода в продуктах сгорания ГТУ.

4.9. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКСИДА УГЛЕРОДА И НЕСГОРЕВШИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ОТ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Суммарное количество оксида углерода и несгоревших углеводородов в пересчете на метан M_{CO} и M_{CH_4} , г/с, выбрасываемых в атмосферу с отработавшими газами газотурбинных установок (ГТУ), вычисляют по формулам:

$$M_{\text{CO}} = I_{\text{CO}} B;$$

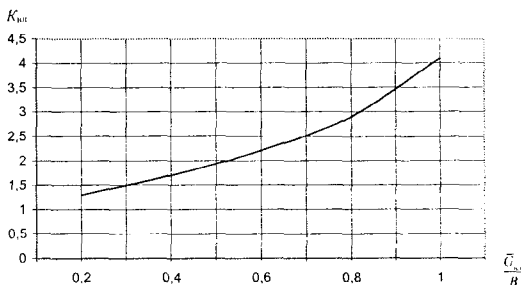


Рис. 4.6. Зависимость коэффициента $K_{\text{вл}}$ от относительного расхода влаги (пара или воды) в камере сгорания

$$M_{\text{CH}_4} = I_{\text{CH}_4} B,$$

где B — расход топлива в камеру сгорания, кг/с;

$I_{\text{CO}}, I_{\text{CH}_4}$ — удельные выбросы CO и CH_4 ,

$$I_{\text{CO}} = a_{\text{CO}} q_3^{n_{\text{CO}}};$$

$$I_{\text{CH}_4} = a_{\text{CH}_4} q_3^{n_{\text{CH}_4}},$$

где q_3 — потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, %;

$a_{\text{CO}}, a_{\text{CH}_4}, n_{\text{CO}}, n_{\text{CH}_4}$ — коэффициенты, определяемые видом сжигаемого топлива (табл. 4.10).

Таблица 4.10

Вид топлива	Значения коэффициентов			
	a_{CO}	a_{CH_4}	n_{CO}	n_{CH_4}
Природный газ	22,8	5,01	0,6	1,2
Дизельное и газотурбинное топливо	30,8	2,5	1,0	1,0

Значения q_3 принимаются по эксплуатационным данным. При их отсутствии q_3 принимают:

0,1–0,5% — для рабочих режимов;

1,0–3,0% — для переменных нагрузок и особенно на холостом ходу;

3,0–5,0% — для камер сгорания с конструктивными изменениями, направленными на снижение на рабочих режимах концентрации оксидов азота (увеличение коэффициента избытка первичного воздуха до $\alpha_k = 1,8$ –2,2, интенсификация процесса выгорания путем применения многорольных устройств микрофакельного сжигания).

4.10. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПО ДАННЫМ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Измерение концентрации вредных ингредиентов в дымовых газах следует проводить по методикам, принятым в теплоэнергетике.

Выброс вредного вещества, т/год, г/с, ..., определяется по формуле

$$M = \mu^{\text{эксп}} V_r B,$$

где $\mu^{\text{эксп}}$ — средняя концентрация ингредиента в рассматриваемом сечении газохода, г/м³, при нормальных условиях;
 V_r — объем сухих дымовых газов в рассматриваемом сечении, м³/кг, м³/м³, при нормальных условиях

$$V_r = (V_r - V_{\text{H}_2\text{O}}) + (\alpha - 1)V^0,$$

где V_r^0, V^0 — соответственно теоретический объем продуктов сгорания и теоретически необходимый объем воздуха на горение при нормальных условиях;

α — коэффициент избытка воздуха в дымовых газах в рассматриваемом сечении, который находят по формуле

$$\alpha = \frac{1}{1 - 3,76 \frac{\text{O}_2}{100 - (\text{RO}_2 + \text{C}_2)}},$$

где O_2, RO_2 — соответственно содержание в дымовых газах в рассматриваемом сечении кислорода и трехатомных продуктов сгорания, %.

Коэффициент избытка воздуха может быть также определен по показанию кислородомера, являющегося одним из основных приборов контроля за процессом горения топлива на ТЭС, газоанализатора типа Ораса, ВТИ-2 или другого прибора из выражения

$$\alpha = \frac{21}{21 - \text{O}_2}.$$

При определении выброса вредного ингредиента с дымовыми газами за более длительный промежуток времени следует брать расход топлива за указанный промежуток времени и среднюю за этот период концентрацию вредного вещества в газах.

Усреднение концентраций за рассматриваемый период производится по формуле

$$C = \frac{C_1 B_1 + C_2 B_2 + \dots + C_n B_n}{B_1 + B_2 + \dots + B_n},$$

где C_1, C_2, \dots, C_n — концентрация вредного вещества в характерные периоды нагрузки, г/м³;

V_1, V_2, \dots, V_n — расходы условного топлива, т, за характерные периоды нагрузки, которым соответствуют.

При определении выбросов вредных веществ от ГТУ путем измерения их концентраций в дымовых газах коэффициент избытка воздуха рекомендуется

определять следующим образом: по штатным замерам температуры газов за турбиной, температуры воздуха за компрессором, давления за компрессором (до турбины) и имеющимся на ТЭС графическим зависимостям рассчитывают температуру газов до турбины $t_{г.т.}$ и величину перепада температур в камере сгорания

$$Dt_{кc} = t_{г.т.} - t_{с.}$$

По этому значению на основании зависимости, приведенной на рис. 4.7, находится величина коэффициента избытка воздуха до турбины $\alpha_{об.т.}$.

Поскольку часть воздуха (5–10% от G_B в зависимости от типа ГТУ) идет на охлаждение турбины, минуя тракт камеры, то коэффициент избытка воздуха в отработавших газах определяется

$$\alpha_{об} = \alpha_{об.т.} \frac{1}{1 - g_{охл}},$$

где $g_{охл}$ — относительный расход воздуха на охлаждение турбины.

Порядок расчета валовых выбросов оксидов азота

Выброс оксидов азота от каждого котла $M_{NO_2}^{НОМ}$, г/с, при номинальной нагрузке с учетом структуры сжигаемого топлива определяется по формуле

$$M_{NO_2}^{НОМ} = 0,278 K_{НОМ} B_{НОМ} \beta_1,$$

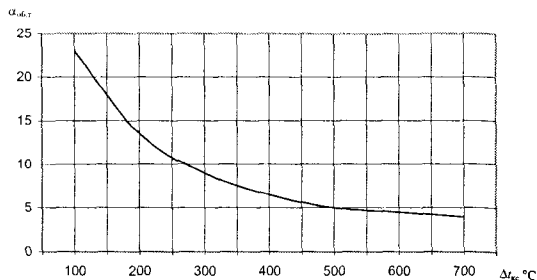


Рис. 4.7. Зависимость коэффициента избытка воздуха до турбины от перепада температур в камере сгорания

где $K_{\text{ном}}$ — удельный выход оксидов азота при номинальной нагрузке (независимо от вида сжигаемого топлива), кг/т у. т., определяются по формуле

$$K_{\text{ном}} = K_{\text{эксп}} \frac{D_{\text{ном}}}{D_{\text{эксп}}} \beta_1^{\text{эксп}},$$

где $K_{\text{эксп}}$ — удельный выход оксидов азота при режимных условиях проведения эксперимента, кг/т у. т.,

$$K_{\text{эксп}} = 3,6 \frac{\mu_{\text{NO}_x}^{\text{эксп}} V_{\text{г}}^{\text{эксп}}}{B_{\text{эксп}}},$$

где $\mu_{\text{NO}_x}^{\text{эксп}}$ — замеренная во время эксперимента концентрация оксидов азота (суммы NO и NO₂) в пересчете на NO₂, г/м³, при нормальных условиях;

$B_{\text{ном}}$, $B_{\text{эксп}}$ — расход топлива на котел при номинальной нагрузке и во время эксперимента, т у. т./ч;

$D_{\text{ном}}$, $D_{\text{эксп}}$ — паропроизводительность котла, т/ч, номинальная и во время проведения замера;

β_1 , $\beta_1^{\text{эксп}}$ — коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива, при условиях расчета и во время замера;

$V_{\text{г}}^{\text{эксп}}$ — объем сухих дымовых газов во время замера, м³/с, при нормальных условиях (коэффициент избытка воздуха в месте замера), $V_{\text{г}}^{\text{эксп}} = V_{\text{г}} B_{\text{нат}}^{\text{эксп}}$ ($B_{\text{нат}}^{\text{эксп}}$ — расход натурального топлива на котел во время эксперимента, кг/с, м³/с).

В тех случаях, когда максимальная нагрузка котла ниже номинальной, выброс оксидов азота, г/с, вычисляются по формуле

$$M_{\text{NO}_x} = 0,278 K_{\text{ном}} B_{\text{max}} \beta_1 \eta^{\text{к}},$$

где $\eta^{\text{к}}$ — коэффициент нагрузки котла,

$$\eta^{\text{к}} = \frac{D_{\text{max}}}{D_{\text{ном}}} = \frac{B_{\text{max}}}{B_{\text{ном}}},$$

(B_{max} — расход топлива на котел при максимальной нагрузке D_{max} , т у. т./ч).

5. ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ВЫБРОСОВ И КОНТРОЛЬ ВОЗДУХООХРАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ТЭС И КОТЕЛЬНЫХ

5.1. ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

Инвентаризация выбросов представляет собой систематизацию сведений о распределении источников по территории, количеству и составу выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Основной целью инвентаризации выбросов загрязняющих веществ является получение исходных данных для:

- оценки степени влияния выбросов загрязняющих веществ предприятия на окружающую среду (атмосферный воздух);
- установления предельно допустимых норм выбросов загрязняющих веществ в атмосферу как в целом по ТЭС, так и по отдельным источникам загрязнения атмосферы;
- организации контроля за соблюдением установленных норм выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;
- оценки состояния пылегазоочистного оборудования;
- оценки экологических характеристик используемых технологий;
- оценки эффективности использования сырьевых ресурсов и утилизации отходов;
- планирования воздухоохраных работ.

Данные о характеристиках источников выделения и загрязнения атмосферы, газоочистных и пылеулавливающих установок приводятся в бланке инвентаризации по состоянию на день ее начала, а сведения о количестве выбрасываемых и улавливаемых загрязняющих веществ, коэффициенте обеспеченности газоочисткой и затратах на нее даются за предшествующий год.

Инвентаризация должна проводиться, как правило, периодически один раз в пять лет. После реконструкции и изменения технологии производства предприятия данные проведенной ранее инвентаризации уточняются.

При проведении инвентаризации предприятие обязано учесть все поступившие в атмосферу загрязняющие вещества от имеющихся стационарных источников загрязнения (организованных и неорганизованных) и автотранспорта. Для этого должны использоваться непосредственные инструментальные замеры в соответствии с действующими стандартами и рекомендованными методиками, допускается также применение расчетных отраслевых методик.

Работа по проведению инвентаризации должна включать следующие этапы:

- а) подготовительный;
- б) проведение инвентаризационного обследования;
- в) обработку результатов обследования и оформление выходных материалов.

На первом составляется краткая характеристика ТЭС как источника загрязнения атмосферы, балансовые схемы основных и вспомогательных производств, схемы и описания основных технологий. При этом должны определяться выделяемые загрязняющие вещества и их источники, а балансовые схемы должны составляться в соответствии с нормами технологического проектирования.

На втором обследуются источники выделения и загрязнения атмосферы, эффективности газоочистного оборудования, определяются их характеристики.

На третьем этапе систематизируются результаты, проводится их анализ, заполняются бланки формы I-воздух, составляется перечень методик, используемых для определения концентраций, и расчетных методик определения выбросов загрязняющих веществ.

После анализа материалов инвентаризации местный орган Госкомприроды представляет ТЭС перечень загрязняющих веществ:

- подлежащих государственному учету, по которым предприятие организует первичный учет (характеристики источников, выделяющих эти вещества, заносятся в журнал первичного учета ПОД-1);

– по которым предприятие должно представлять ежегодную статистическую отчетность по форме 2-ТП (воздух).

Материалы инвентаризации оформляются по приведенным формам и используются в дальнейшем для заполнения экологического паспорта предприятия (табл. 5.1).

5.2. ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

При проектировании новых ТЭС и котельных или их реконструкции составляется экологический паспорт проекта, основные разделы которого приведены ниже.

Экологический паспорт проекта

(Наименование объекта, местонахождение)

I. Общая часть

1.1. Наименование проектной организации, ее адрес _____

1.2. Заключение по проекту выдано на срок _____

1.3. Стадия проектирования _____

1.4. Аналог проекта _____

1.5. Дата составления проекта _____

1.6. Общая сметная стоимость объекта _____,

в том числе затраты на мероприятия по охране природы и рациональному использованию природных ресурсов _____

1.7. Срок начала и окончания строительства _____

1.8. Объем выпускаемой продукции (основной) _____

1.9. Наименование организаций, согласовавших проект, и даты согласования _____

II. Данные о площадке размещения объекта

2.1. Разрешение на проведение проектных работ (кем, когда выдано) _____

2.2. Площадь участка, необходимая для размещения площадки под проектируемый объект, из них ЗПО: _____

2.3. Наличие территорий природно-заповедных зон (произрастания редких видов растений, мест обитания животных) и влияние проектируемого объекта на их экологическое состояние _____

Бланк инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Раздел I. Источники выделения загрязняющих веществ

Наименование производства, участка и т.п.	Номер источника загрязнения атмосферы	Номер источника выделения	Наименование источника выделения загрязняющих веществ	Наименование выпускаемой продукции	Время работы источника выделения, ч		Наименование загрязняющего вещества	Код загрязняющего вещества	Количество загрязняющих веществ, отходов от источника выделения, т/год
					В сутки	За год			
А	1	2	3	4	5	6	7	8	9

Раздел II. Характеристика источников загрязнения

Номер источника загрязнения атмосферы	Координаты источников загрязнения в заводской системе координат, м				Параметры источников загрязнения атмосферы		Параметры газовой смеси на выходе источника загрязнения атмосферы			Код загрязняющего вещества	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	
	Точечного источника или одного конца линейного источника		Второго конца линейного источника		Высота, м	Диаметр или размер сечения устья, м	Скорость, м/с	Объемный расход, м ³ /с	Температура, °С		Максимальное, г/с	Суммарное, т/год
	X ₁	Y ₁	X ₂	Y ₂								
1	10	11	12	13	2	3	4	5	6	7	8	9

Раздел V. Выбросы автотранспорта предприятия*

Группа транспортных средств	Количество	Средний годовой пробег на единицу транспорта, км/год	Общий пробег, млн км/год	Коэффициент влияния		Удельные выбросы			Годовой выброс, т/г		
				Среднего возраста парка	Уровня технического состояния	Оксид углерода	Оксиды азота	Углекислоты	Оксид углерода	Оксиды азота	Углекислоты
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Грузовые и специальные машины с двигателями:											
— бензиновыми											
— дизельными											
— газобаллонными											
Автобусы с двигателями:											
— бензиновыми											
— дизельными											
— газобаллонными											
Легковые служебные и специальные											
Другие											

* Заполняется автотранспортными цехами и предприятиями.

2.4. Предусмотренные мероприятия по восстановлению (рекультивации) земельного участка и использованию плодородного слоя почвы: _____

2.5. Площадь лесных массивов и пашни, подлежащих изъятию _____

(группа, балльность, га)

2.6. Санитарная классификация объекта _____

Нормативный размер санзоны _____

2.7. Принятый размер санитаро-защитной зоны _____

2.8. Мероприятия по организации санзоны (снос строений, озеленение) _____

III. Охрана и рациональное использование водных ресурсов

Водоснабжение:

3.1. Наименование источника водоснабжения:

а) производственного _____

б) хозяйственно-питьевого _____

в) удельный расход воды по проекту (на одного жителя, на единицу основной продукции или сырья) _____

3.2. Водозаборные сооружения (технологическая схема подачи воды, состав сооружений по очередям строительства с указанием количества и производительности сооружений) _____

3.3. Объем водопотребления (свежей воды) всего _____ м³/сут., в том числе:

а) на хозяйственно-питьевые нужды _____ м³/сут.;

б) на производственные нужды:

воды питьевого качества _____ м³/сут.;

воды технического качества _____ м³/сут.

3.4. Объем оборотного и повторного использования воды:

а) в системе оборотного водоснабжения _____ м³/сут.;

б) повторное использование воды _____ м³/сут.

Системы оборотного водоснабжения и повторного использования воды; мероприятия по внедрению малосточных и бессточных систем водоснабжения _____

3.5. Процент экономии свежей воды за счет применения оборотной, малосточной, бессточной системы водоснабжения _____

Канализация и очистка сточных вод объекта

3.6. Удельный расход сточных вод м³/сутки на одного жителя, единицу сырья или основной продукции _____

3.7. Общий объем сточных вод _____ м³/сут.,

в том числе: хозяйственно-фекальных _____ м³/сут.;

производственных загрязненных _____ м³/сут.;

не требующих очистки _____ м³/сут.

Сооружения по очистке сточных вод

3.8. Сооружения по внутриплощадочной очистке стоков (состав, их производительность, в какую систему канализации отводятся стоки после очистки) _____

3.9. Сооружения по внеплощадочной очистке сточных вод (технологическая схема очистки стоков, состав и количество сооружений по очередям строительства, производительность, наличие и расположение выпуска сточных вод) _____

3.10. Схема очистки ливневых вод, их качественная характеристика и состав очистных сооружений _____

3.11. Водоприемник для стоков, не требующих очистки, и ливневых вод _____

3.12. Физико-химический состав и свойства сточных вод

Показатели	До очистки, мг/л	После внутриплощадочных очистных сооружений, мг/л	После внеплощадочных очистных сооружений, мг/л	В створе полного смешения, мг/л
1. БПК ₂₀				
2. Взвешенные вещества				
3. Минеральные вещества				
4. Сульфаты				
5. Хлориды				
6. Нефтепродукты				
7. pH				
8. Никель				
9. Ванадий				
10. Фтор				

3.13. Среднесуточное количество реагентов, применяемых для очистки, дезинфекции или нейтрализации сточных вод _____

3.14. Использование очищенных сточных вод на производственные нужды или в сельском хозяйстве _____

3.15. Наименование, физико-химические и бактериологические показатели водосма, куда сбрасываются очищенные сточные воды (максимальный, среднегодовой и минимальный среднемесячный расход для года с 95% обеспеченности в м³/с, глубина, ширина, скорость течения; для озер — объем в тыс. м³) _____

IV. Охрана атмосферного воздуха

4.1. Характеристика категории опасности предприятия _____

4.2. Количество вредных веществ, выбрасываемых всеми стационарными источниками выделения в воздушный бассейн (т/год) _____

4.3. Количество уловленных и обезвреженных на предприятии вредных веществ (т/год) _____

4.4. Источник теплоснабжения предприятия и вид потребляемого топлива _____

4.5. Существующее фоновое загрязнение в районе строительства предприятия (с разбивкой по ингредиентам) _____

Данные по фону приняты на основании _____

4.6. Предполагаемые значения максимальных концентраций вредных веществ в воздушном бассейне после ввода проектируемого предприятия в эксплуатацию. _____

№ п/п	Наименование вещества	Значения максимальных концентраций в долях ПДК		
		В жилой зоне без учета фона	В жилой зоне с учетом фона	За границей СЗЗ без учета фона

4.7. Величина существующего валового выброса вредных веществ в воздушный бассейн (после очистки), т/год _____

4.8. Предлагаемый в проекте норматив ПДВ по валовому выбросу, т/год _____

4.9. Норматив выбросов загрязняющих веществ с разбивкой по ингредиентам в целом по предприятию. _____

№ п/п	Наименование вещества	Существующий выброс (т/год) на 200__ г.	Нормативы ПДВ (т/год) по годам				Год до снижения ПДВ

V. Утилизация отходов

5.1. Виды и объемы производственных отходов (в том числе образующиеся при очистке сточных вод и выбросов в атмосферу), т/год _____

5.2. Проектные решения по утилизации и использованию образующихся отходов (т/год), в том числе токсичных _____

5.3. Принятые прогрессивные решения по внедрению малоотходных и безотходных технологий _____

5.4. Мероприятия, направленные на улучшение природного состояния местности, где размещается проектируемый объект (дополнительные лесные и лесопарковые насаждения, создание водоемов, противоэрозионные работы и пр.) _____

Приложения:

1. Ситуационный план расположения объекта (предприятия) в радиусе не менее 2 км (если имеются источники выброса H более 40 м, то радиус ситуации должен быть не менее $50H$) с указанием на нем СЗЗ объекта (предприятия), окружающей жилой и промышленной застройки.

2. Карта-схема источников выбросов.

3. Генплан объекта с инженерными сетями.

4. Генплан очистных сооружений.

Руководитель проектной организации _____

Главный инженер проекта _____ «__» _____ г.

5.3. ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ОБЪЕКТА

Экологический паспорт тепловой электростанции или котельной — нормативно-технический документ, включающий данные по использованию ресурсов (природных, вторичных и других) и представляющий комплекс сведений, выраженных через систему показателей, отражающих уровень использования природных ресурсов и степень воздействия ТЭС на окружающую среду.

Основой для разработки экологического паспорта являются согласованные и утвержденные основные показатели производства, проекты и утвержденные расчеты ПДВ, нормы ПДС, разрешение на природопользование, паспорта газо- и водоочистных сооружений и установок по утилизации и использованию отходов, данные государственной статистической отчетности, инвентаризации источников загрязнения и нормативно-технические документы.

Экологический паспорт для действующих ТЭС составляется по состоянию на начало соответствующего года и дополняется (корректируется) при изменении технологии производства, замене оборудования и т. д. в течение месяца со дня изменений.

Экологический паспорт ТЭС состоит из разделов, расположенных в следующей последовательности:

- титульный лист;
- общие сведения о ТЭС и ее реквизиты;
- краткая природно-климатическая характеристика района расположения ТЭС;
- карта-схема ТЭС (в масштабе) с указанием источников водозабора, выбросов и сбросов;
- краткие сведения о мощности ТЭС с характеристикой основного оборудования;
- сведения об использовании земельных ресурсов;
- характеристика используемого топлива;
- характеристика выбросов в атмосферу;
- характеристика водопотребления и водоотведения, включая сведения о сбросах (сливах) жидких отходов;

- характеристика отходов (золы, шлака, шлама и способов их удаления), включая утилизацию, переработку, передачу, складирование и т. п.;
- сведения о рекультивации нарушенных земель;
- сведения о транспорте ТЭС;
- оценка влияния ТЭС на окружающую среду с установлением приоритетности проведения природоохранных мероприятий;
- сведения об эколого-экономической деятельности ТЭС.

Ниже приведены рекомендации по заполнению отдельных разделов паспорта.

Краткая природно-климатическая характеристика района расположения ТЭС включает характеристики:

- климатических условий, в том числе розы ветров;
- состояния атмосферного воздуха, в том числе фоновые концентрации в атмосфере веществ, по которым ТЭС имеет разрешение на выброс;
- источников водозабора и приемников сточных вод, фоновый химический состав водных объектов.

Карта-схема ТЭС представляется в виде выкопировки из генплана ТЭС (с соблюдением масштаба). В ней указывается расположение главного корпуса, источники выбросов (дымовые трубы, склады топлива) и источники сброса в водные объекты, места забора, приводится роза ветров.

Сведения о выбросах ТЭС, загрязняющих атмосферу, отражают состав, качественные и количественные значения их содержания. Отдельно в виде справки с указанием времени, объемов и состава приводятся данные о залповых и аварийных выбросах в атмосферу загрязняющих веществ. Карты рассеивания выбросов принимаются из проектных материалов и томов по ПДВ. Приводятся характеристика газоочистных установок и перечень загрязняющих веществ, подлежащих контролю.

В характеристике водопотребления, водоотведения, состояния водоочистных сооружений отражают объемы, удельные нормативы, состав, качественные и количественные значения загрязняющих веществ, содержащихся в сточных водах ТЭС. Отдельно в виде справки с указанием времени, объемов и состава приводятся данные о залпо-

вых и аварийных сбросах (сливах) загрязняющих веществ, в том числе в почву, водные объекты, канализационные сети, на очистные сооружения, отстойники, отдельные емкости и т. п.

Характеристика отходов приводится с отражением сведений об их пожароопасности, агрегатном состоянии, растворимости, влажности, наличии этих отходов в местах организованного складирования, полигонах и накопителях, предназначенных для захоронения, образования, использовании и передаче другим организациям, обезвреживании и т. п. Отдельно, в виде справки с указанием времени, объема, состава и места представлены данные о внеплановых и аварийных случаях сброса в почву, водные объекты, вывозе, захоронении (складировании) загрязняющих веществ.

Оценка влияния ТЭС на окружающую среду осуществляется на основании действующих нормативно-технических документов. Сведения об эколого-экономической деятельности ТЭС, включая данные о затратах на природоохранные мероприятия, их эффективности, основываются на действующих методах оценки. Данные о платежах ТЭС за загрязнение окружающей среды, порядок определения и применения нормативов платы за выбросы (сбросы) должны отвечать действующим правилам.

5.4. ВЕДОМСТВЕННЫЙ КОНТРОЛЬ ВОЗДУХООХРАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Контроль воздухоохранной деятельности ТЭС и котельных осуществляется в соответствии с Законом Республики Беларусь «Об охране окружающей среды».

Ведомственный контроль производится в энергосистеме для обеспечения выполнения подведомственными предприятиями и организациями планов и мероприятий по охране окружающей среды, природоохранного законодательства.

Контроль воздухоохранной деятельности ТЭС и котельных осуществляется путем:

- периодических проверок непосредственно на ТЭС и в котельных соблюдения норм выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, правил эксплуатации основного и природоохранного обо-

- рудования и приборов контроля за выбросами, выполнения планов, приказов, предписаний по охране атмосферного воздуха, ведения требуемой технической и отчетной документации;
- анализа материалов, периодически поступающих в контролирующие органы в установленном объеме.

Ведомственный контроль воздухоохранной деятельности ТЭС и котельных предназначен для:

- обеспечения соблюдения установленных норм выбросов в атмосферу;
- выполнения плановых заданий по охране атмосферного воздуха;
- оказания помощи ТЭС и котельным в организации контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;
- выявления резервов повышения эффективности воздухоохранного оборудования;
- реализации новых и прошедших опытно-промышленную проверку на предприятиях отрасли методов сокращения выбросов.

Экологическая служба ТЭС и котельной (либо выделенные для ведения указанных вопросов специалисты) осуществляет систематический производственный контроль за:

- деятельностью цехов, служб и иных подразделений ТЭС и котельной по соблюдению правил технической эксплуатации оборудования (котлы, шламоотвалы, топливные склады, а также средства измерений) и технологических параметров, влияющих на количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, а также по соблюдению установленных для ТЭС и котельных норм выбросов в атмосферу;
- содержанием загрязняющих веществ в дымовых газах путем инструментальных измерений.

Экологическая служба обеспечивает оперативной информацией руководство ТЭС (котельной) и эксплуатационный персонал о превышении норм выбросов, а также о причинах установленного нарушения.

Экологическая служба (либо выполняющие ее функции подразделения) РУЭП контролирует воздухоохранную деятельность ТЭС и котельных, обеспечивая необходимое взаимодействие с органами Минприроды.

Экологическая служба РУЭП осуществляет:

- периодические (не реже одного раза в год) проверки воздухоохранной деятельности ТЭС и котельных непосредственно на ТЭС и котельных;
- систематический анализ воздухоохранной деятельности ТЭС и котельных на основании документации, поступающей в установленном порядке;
- методическую и техническую помощь экологическим службам ТЭС и котельных в осуществлении ими функций производственного контроля;
- подготовку для руководства РУЭП предложений по поощрению и санкциям по отношению к персоналу ТЭС и котельных по результатам контроля воздухоохранной деятельности ТЭС и котельных;
- обеспечение рассмотрения и утверждения проектов норм выбросов в атмосферу и предложений по их корректировке.

Орган ведомственного контроля постоянно обеспечивает проверяемые объекты информационными материалами о новейших достижениях в области воздухоохранной деятельности.

Специализированная ведомственная организация осуществляет контроль за воздухоохранной деятельностью ТЭС, котельных, РУЭП в рамках проведения обследования по поручению концерна «Белэнерго» в целях:

- комплексной оценки эффективности природоохранной деятельности ТЭС, котельных, РУЭП;
- разработки конкретных мероприятий по сокращению выбросов в атмосферу с учетом всех аспектов экологической деятельности ТЭС и котельных.

Экологическая служба по охране окружающей среды (либо выполняющие ее функции подразделения) концерна «Белэнерго»:

- контролирует организационную деятельность служб по охране окружающей среды РУЭП, ТЭС и котельных;
- контролирует ход реализации планов по охране атмосферного воздуха;
- принимает решение по результатам комплексного обследования воздухоохранной деятельности отдельных ТЭС, котельных, РУЭП;

- координирует проводимые в отрасли работы по контролю воздухоохранной деятельности.

Объем ведомственной проверки воздухоохранной деятельности ТЭС включает проверку организации воздухоохранной деятельности, состояния и условий эксплуатации оборудования, влияющего на выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, документации по охране атмосферного воздуха, в том числе:

- соблюдения утвержденных норм выбросов и разрешения на выброс загрязняющих веществ в атмосферу или хода разработки этих норм;
- режимов работы предприятия — фактической нагрузки ТЭС в рассматриваемый период (максимальной, кратковременной и средней за год), расхода и качества потребляемого топлива (вида топлива, теплоты сгорания, зольности, сернистости, содержания азота), доли различных видов топлива при максимальной нагрузке ТЭС за рассматриваемый период;
- режимов работы отдельных котлов — максимальной нагрузки каждого котла и соответствующего расхода топлива, максимального и общего расхода различных видов топлива за рассматриваемый период, объема дымовых газов, температуры дымовых газов, избытков воздуха за дымососом и топкой;
- наличия и состояния неорганизованных источников выбросов (вентиляционных систем топливоподачи, топливных складов, золоотвалов);
- изменения состава котельного и газоочистного оборудования за рассматриваемый период, ведущихся работ по расширению ТЭС;
- выполнения планов мероприятий по охране атмосферного воздуха — хода реализации, эффективности внедренных мероприятий;
- выполнения заданий годовых и перспективных планов по охране воздушного бассейна;
- выполнения постановлений директивных органов по охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов Республики Беларусь, решений местных органов;
- наличия и работоспособности штатных приборов контроля режима работы котлов, газоочистного оборудования;

- наличия на ТЭС подразделения или специально назначенных лиц, осуществляющих контроль выбросов, и планов их работы;
- гласности природоохранных работ ТЭС, используемых способов пропаганды и поощрения;
- материалов отчетности по форме 2-ТП (воздух);
- наличия планов мероприятий по предотвращению аварийных и залповых выбросов;
- выполнения предписаний государственных контролирующих органов, рекомендаций по итогам ведомственных проверок;
- организации контроля выбросов веществ на ТЭС, ведения журналов измерения, учета выбросов, согласованных форм отчетной документации;
- учета поступающих предупреждений об особо неблагоприятных метеоусловиях и проведения соответствующих мероприятий по кратковременному уменьшению выбросов;
- наличия методик определения выбросов и должностных инструкций для персонала, связанного с эксплуатацией котлов и газоочистного оборудования.

Проверка выбросов загрязняющих веществ включает:

- измерение концентраций загрязняющих веществ в дымовых газах и объема дымовых газов;
- проведение контрольного определения выбросов максимальных разовых выбросов (г/с) по характеристикам топлива и котлов либо по измеренным концентрациям;
- сопоставление полученных данных по выбросам с установленными для ТЭС контрольными нормами выбросов в атмосферу;
- сравнение фактических выбросов с установленными плановыми заданиями по снижению выбросов;
- контроль за определением выбросов вредных веществ при осуществлении ТЭС мероприятий по кратковременному снижению выбросов по сигналу о наступлении особо неблагоприятных метеоусловий.

По результатам проверки составляется заключение и разрабатываются предложения по усовершенствованию оборудования и улучшению состояния воздухоохранной деятельности с учетом опыта других ТЭС.

Если при проверке установлено, что ТЭС превышает нормы выбросов в атмосферу, так как изменились условия работы ТЭС по сравнению с принятыми при расчете норм либо применяется иная методика расчета выбросов или внедрен новый прибор контроля выбросов, то проверяющий:

- выявляет причины несвоевременной подготовки ТЭС предложений по корректировке норм выбросов;
- обязывает ТЭС в установленный срок разработать предложения по корректировке норм выбросов, а также по ограничению роста выбросов.

5.5. СТРУКТУРА И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОФОРМЛЕНИЮ И СОДЕРЖАНИЮ ВЕДОМСТВЕННОГО ПРОЕКТА НОРМАТИВОВ ПДВ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ

Ведомственный проект нормативов ПДВ должен состоять из двух самостоятельных частей. Первая должна содержать основные результаты работы и состоять из разделов, разработанных в соответствии с настоящими рекомендациями. Вторая (приложения) включает переписку по вопросам нормирования выбросов, расчеты и обоснования выбросов с учетом их нестационарности во времени, результаты расчета фона, распечатки расчетов на ЭВМ и другие приложения по усмотрению головной ведомственной организации (ГВО).

Примечание. Объем и содержание проекта нормативов ПДВ определяется местными органами Госкомгидромета в зависимости от значимости выбросов предприятия на загрязнение атмосферного воздуха в данном городе (регионе).

5.5.1. Титульный лист

Титульный лист является первой страницей проекта нормативов ПДВ и оформляется в соответствии с формой 1.

Ограничительный гриф устанавливается ГВО.

Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды
Республики Беларусь

Головная ведомственная организация

УТВЕРЖДАЮ

Начальник местного органа
Госкомприроды

Подпись (Ф.И.О.)

« ____ » _____ 200__ г.

ПРОЕКТ

нормативов предельно допустимых выбросов

для _____
(Наименование предприятия)

Должность руководителя
предприятия

(Подпись)
М.П.

Регистрационный номер
Разрешен на выброс

« ____ » _____ 200__ г.

Город,
год

5.5.2. Список исполнителей

В списке исполнителей указываются организации и фамилии всех ответственных исполнителей и соисполнителей, принимавших участие в разработке проекта нормативов ПДВ (фамилии исполнителей и соисполнителей располагаются столбцом). Слева указываются их должности, ученые степени и звания. Возле каждой фамилии в скобках указывается номер подготовленного раздела (подраздела).

Если проект нормативов ПДВ разработан совместно с другими организациями, то в список исполнителей включаются вначале данные об исполнителях ГВО, затем данные организаций соисполнителей.

5.5.3. Аннотация

Текст аннотации должен содержать основные результаты проведенной работы с указанием числа загрязняющих веществ; веществ, обладающих эффектом суммации вредного действия, для которых разработаны нормативы выбросов; источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целом по предприятию; сроков достижения нормативов ПДВ по ингредиентам; необходимых для этого затрат; величину ущерба, наносимого выбросами предприятия.

5.5.4. Содержание

Содержание проекта нормативов ПДВ должно включать наименование всех разделов с указанием номеров страниц. В каждой из частей проекта нормативов ПДВ должно быть свое содержание, при этом в первой части помещается содержание всего проекта нормативов ПДВ с указанием приложений.

5.5.5. Введение

Во введении приводят перечень основных директивных документов, на основании которых разработан проект нормативов ПДВ; основание для проведения работ по нормированию выбросов на данном предприятии (приказ, его номер и т. д.); название ГВО и соисполнителей; их почтовые адреса.

5.5.6. Общие сведения о предприятии

В разделе приводятся:

5.6.1. Почтовый адрес предприятия, количество промплощадок, взаиморасположение предприятия и граничащих с ним характерных объектов — жилых массивов, промышленных зон, лесов, сельскохозяйственных угодий, транспортных магистралей и т. д.

5.6.2. Карта-схема предприятия с нанесенными на нее источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (рис. 5.1).

5.6.3. Ситуационная карта-схема района размещения предприятия

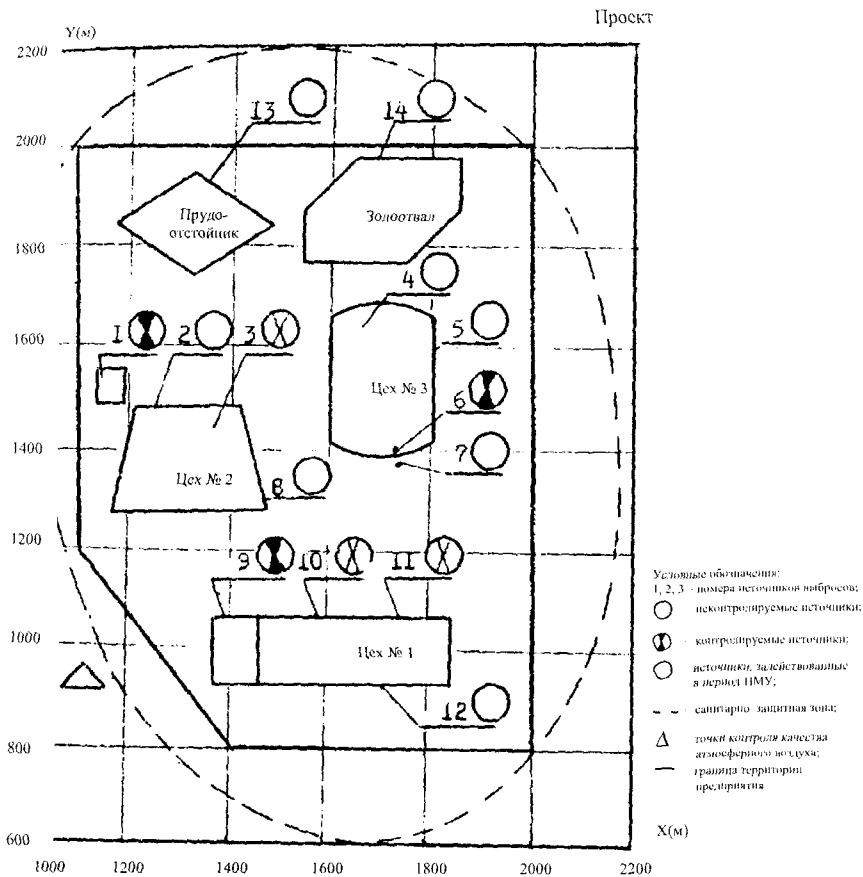


Рис. 5.1. Карта-схема предприятия

с указанием на ней границ санитарно-защитной зоны, селитебной территории, зон отдыха (территории заповедников, музеев, памятников архитектуры), санаториев, домов отдыха и т. д., постов наблюдений за загрязнением атмосферного воздуха предприятия, стационарных постов Госкомгидромета (рис. 5.2).

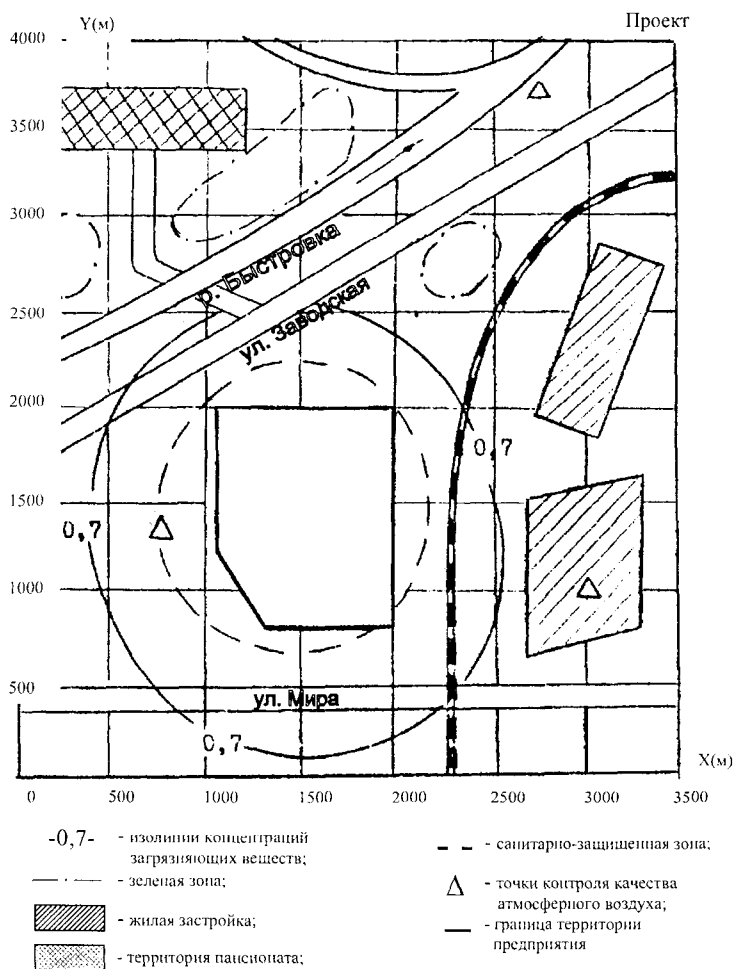


Рис. 5.2. Ситуационная карта-схема района города, в котором расположено предприятие

5.5.7. Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферы

В состав раздела входят:

Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования (описание выпускаемой продукции, основного исходного сырья, расход основного и резервного топлива) с точки зрения загрязнения атмосферы. При этом необходимо учесть наличие в выбросах всех загрязняющих веществ, образующихся в технологическом процессе, а также все химические превращения выбрасываемых веществ.

Краткая характеристика существующих установок очистки газа, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы.

Оценка степени соответствия применяемой технологии, технологического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и за рубежом.

Перспектива развития предприятия по каждому году текущей пятилетки и в целом по последующим пятилеткам — 10–20 лет.

При этом необходимо учитывать данные об изменениях производительности предприятия, реконструкции, сведения о ликвидации производств, источников выброса, строительство новых технологических линий и агрегатов, общие сведения об основных перспективных направлениях воздухоохраных мероприятий, сроки проведения реконструкции, расширения и введения в действие новых производств, цехов и т. д. Дается ссылка на документ, определяющий перспективу развития, указываются сведения о наличии проекта на реконструкцию, расширение или новое строительство, о согласовании его с органами Госкомгидромета.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, представляют в виде табл. 5.2.

В табл. 5.2 в графе 2 приводятся вначале вещества, имеющие максимально разовые ПДК, затем имеющие среднесуточные ПДК, затем вещества, имеющие ориентировочные безопасные уровни воздействия, и далее вещества, по которым отсутствуют ПДК и ОБУВ. В конце таблицы дается перечень веществ, обладающих эффектом суммарного вредного действия.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Наименование вещества	ПДК _{м.р.} , ПДК и ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4

Таблица 5.3

Наименование производств (цехов) и источников выбросов	Наименование вещества	Выбросы веществ, г/с		Периодичность, раз/год	Продолжительность выброса, ч	Годовая величина залповых выбросов
		По регламенту	Залповый выброс			
1	2	3	4	5	6	7

Таблица 5.4

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ			Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ		Число источников выброса, шт.		
		Наименование	Кол-во, шт.			СП	П	СП	П	
			СП	П	СП					П
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Номер источника на карте-схеме		Высота источника выброса, м		Диаметр устья трубы, м		Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса					
						Скорость, м/с		Объем на одну трубу, м ³ /с		Температура, °С	
СП	П	СП	П	СП	П	СП	П	СП	П	СП	П
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23

Координаты на карте-схеме				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов		Вещества, по которым производится газоочистка		Средняя эксплуатационная степень очистки, %	
Точечный источник центра группы источников или одного линейного источника		Второго конца линейного источника				Коэффициент обеспеченности газоочистки, %		Максимальная степень очистки, %	
						СП	П	СП	П
X ₁	У ₁	X ₂	У ₂	СП	П	СП	П	СП	П24
24	25	26	27	28	29	30	31	32	33

Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ						Год достижения ПДВ
	СП			П (ПДВ)			
	г/с	мг/м ³	т/год	г/с	мг/м ³	т/год	
34	35	36	37	38	39	40	41

Примечание:

1. СП — существующее положение (на момент разработки ведомственного тома ПДВ);
П — перспектива (на момент достижения ПДВ).
2. При наличии данных о перспективе развития предприятия в разделы таблицы вводятся дополнительные графы по этапам развития (п. 1.7.4).
3. Допускается использование аналогичных таблиц, разработанных на базе таблицы ГОСТа 17.2.3.02–78 и настоящей таблицы.

Количественная характеристика выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ в т/год приводится по усредненным годовым значениям в зависимости от изменения режима работы предприятия, технологического процесса и оборудования, характеристик сырья, топлива и т. д.

Характеристика аварийных (залповых) выбросов приводится в виде таблицы 5.3 или дается краткая характеристика условий, при которых возможны аварийные и залповые выбросы.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ представляются в виде табл. 5.4, составленной с учетом требований ГОСТа 17.2.3.02–78. При этом учитываются как организованные, так и неорганизованные источники выброса загрязняющих веществ в атмосферу.

Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/год), принятых для расчета ПДВ, взяты ли они из форм инвентаризации «1-воздух», первичного учета ПОД-1 или из форм статистической отчетности № 2-ТП (воздух), получены инструментальными замерами или расчетными и балансовыми методами и т. д. При этом приводится перечень методических документов, регламентирующих методы отбора, анализа и расчета выбросов загрязняющих веществ. Для определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу рекомендуется использовать общесоюзные и ведомственные методики, согласованные органами Госкомгидромета.

5.5.8. Проведение расчетов и определение предложений нормативов ПДВ и ВСВ

Состав раздела включает:

Название использованной программы автоматизированного расчета загрязнения атмосферы.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере города в виде табл. 5.5.

Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы на текущий момент и с учетом перспективы, выполненные в соответствии с ОНД-86; ситуационные карты-схемы с нанесенными на них изолиниями расчетных концентраций; максимальные приземные концентра-

ции в жилой зоне и перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы в виде табл. 5.6.

Таблица 5.5

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере города

Наименование характеристик	Величина*
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, A	160
Коэффициент рельефа местности в городе**	1,0
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, t , °С	21,2
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), t , °С	-11,6
Среднегодовая роза ветров, %	
С	8
СВ	8
ЮВ	11
Ю	13
ЮЗ	22
З	16
СЗ	12
Скорость ветра (I^*) (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которого составляет 5%, м/с	8

Примечания:

* В таблице приведены условные значения.

** Для пересеченной местности с перепадом высот более 250 м на 1 км за указаниями по учету рельефа следует обращаться в территориальные органы Госкомгидромета или ГО имени А. И. Воейкова, приложив к запросу соответствующий картографический материал.

Предложения по нормативам ПДВ и ПСВ по каждому источнику и ингредиенту заносят в табл. 5.7.

Примечание. Если в воздухе города (населенного пункта) концентрация загрязняющих веществ, создаваемая предприятием, с учетом фона не превышает ПДК, то нормативы ПДВ для предприятия устанавливаются на уровне фактических выбросов.

Перечень источников с наибольшим количеством вредных выбросов в атмосферу

Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация		Источники, дающие наибольший вклад в максимальную концентрацию		Принадлежность источника (цех, участок, ...)
	В жилой зоне	На границе санитарно-защитной зоны	№ источников на карте-схеме	№ вклада	
1	2	3	4	5	6

Таблица 5.7

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Производство, цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ										
		Существующее положение на г.		На ____ г.		На ____ г.		...		ПДВ		Год достижения ПДВ
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Взвешенные вещества												
Органические источники												
Цех № 1												
...												
Цех № 30												
Итого по предприятию												
Неорганические источники												
Цех № 1												
...												
Цех № 30												
Итого по предприятию												
Всего по предприятию												

Примечание:

1. Таблица составляется по веществам.
2. В графах 5–10 и т. д. указываются годы, в которые реализуются мероприятия по снижению выбросов.
3. Для крупных предприятий дополнительно может составляться по требованию ГО сводная таблица нормативов по веществам в целом по предприятию.
4. Для крупных предприятий в таблице целесообразно дополнительно проводить обобщенные данные по отдельным цехам.

Если в воздухе города (населенного пункта) концентрации загрязняющих веществ превышают ПДК, то значения ПДВ для предприятия уточняют местные органы Госкомгидромета после проведения сводных расчетов по городу. ГВО совместно с предприятием разрабатывает **план мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу**, обеспечивающих достижение уточненных значений нормативов ПДВ. План мероприятий представляют в виде табл. 5.8.

Дается **обоснование возможности достижения нормативов ПДВ** с учетом использования малоотходной технологии и других планируемых мероприятий, в том числе перепрофилирования или сокращения объема производства.

Экономическая эффективность предлагаемых мероприятий по достижению нормативов ПДВ и причиняемый ущерб от загрязнения атмосферы могут быть определены по отраслевым методикам, разработанным на основе временной методики.

Уточнение размеров санитарно-защитной зоны, проведенное в соответствии с ОНД-86 и СН-245-71.

Данные о численности населения, проживающего в санитарно-защитной зоне и на территории, подлежащей включению в санитарно-защитную зону.

Если в районе размещения предприятия или в прилегающей к предприятию территории расположены зоны заповедников, музеев, памятников архитектуры и т. д., то в проекте нормативов ПДВ приводятся документы (материалы), свидетельствующие об учете специальных требований (при их наличии) к качеству атмосферного воздуха для данного района.

5.5.9. Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ) разрабатывают ГВО совместно с предприятием в соответствии с документами: руководящим РД 52.04.52–85 или ведомственным отраслевым, разработанным на базе РД 52.04.52–85 и согласованным с органами Госкомгидромета. Состав раздела должен содержать следующую информацию:

План мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
на _____ с целью достижения нормативов ПДВ
(Наименование предприятия)

Наименование производства, цех	№ источника выброса на карте-схеме предприятия	Наименование мероприятий	Сроки выполнения мероприятий, квартал, год		Затраты на реализацию мероприятий, тыс. руб.	
			Начало	Окончание	Капиталовложения	Основная деятельность
1	2	3	4	5	6	7

Наименование вещества	Величины выбросов				Подрядчик
	До мероприятия		После мероприятия		
	г/с	т/год	г/с	т/год	
8	9	10	11	12	13

Примечание. В конце таблицы в графах 6, 7 приводятся суммарные значения, в графах 9, 10, 11, 12 — суммарные значения по каждому веществу в отдельности.

План мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ в виде табл. 5.9 взамен табл. П.1.1. РД 52.04.52–85.

Обобщенные данные о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ в виде табл. 5.10 взамен табл. П.2.1. РД 52.04.52–85.

Краткую характеристику каждого конкретного мероприятия с учетом реальных условий эксплуатации технологического оборудования (сущность технологии, необходимые расчеты и обоснования мероприятий и т. д.).

Обоснование возможного диапазона регулирования выбросов по каждому мероприятию.

Экономическую оценку мероприятий по регулированию выбросов в периоды НМУ.

План-график контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ (с учетом раздела 5.5.10).

5.5.10. Контроль за соблюдением нормативов ПДВ (ВСВ) на предприятии

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ (ВСВ) на предприятии подразделяется на следующие виды: непосредственно на источниках выбросов; по фактическому загрязнению атмосферного воздуха на специально выбранных контрольных точках (постах) Госкомгидромета или постах, установленных предприятием по согласованию с местными органами Госкомгидромета, установленных на границе санитарно-защитной зоны или в селитебной зоне района города, в котором расположено предприятие.

В состав раздела по контролю за соблюдением нормативов ПДВ (ВСВ) непосредственно на источниках входит **перечень веществ, подлежащих контролю**. Отдельно приводится перечень веществ, для которых отсутствуют стандартные и отраслевые методики. Приводится перечень методик, которые используются (будут использоваться) при контроле за соблюдением установленных нормативов выбросов. Для загрязняющих веществ, для которых на момент разработки нормативов ПДВ методики контроля не разработаны, ГВО дает рекомендации по их разработке. В случае нецелесообразности или невозможности

**Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ
в атмосферу в периоды НМУ**

График работы источника	Цех, участок	Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий	Вещества, по которым проводится сокращение выбросов	Характеристика источников,		
				Номер на карте-схеме предприятия (города)	Координаты на карте-схеме предприятия, м	
					Точечного источника, центра группы источников или одного конца линейного источника	Второго конца линейного источника
1	2	3	4	5	X_1/Y_1	X_2/Y_2
					6	7

на которых проводится снижение выбросов							Степень эффективности мероприятий, %	Экономическая оценка мероприятий
Параметры газовой смеси на выходе из источника и характеристика выбросов после сокращения выбросов								
Высота, м	Диаметр источника выбросов, м	Скорость, м/с	Объем, м ³ /с	Температура, °С	Мощность выбросов после мероприятий, г/с			
8	9	10	11	12	13	14	15	

Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ

Наименование цеха, участка	№ источника выброса	Высота источника выброса	Выбросы в атмосферу													Примечание. Метод контроля на источнике	
			При нормальных метеоусловиях				В периоды НМУ										
			г/с	т/г	%	мг/м ³	Первый режим			Второй режим			Третий режим				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Взвешенные вещества																	
Наименование цеха	—																Метод внешней фильтрации
.....	2																Ежемесячно
и т. д.																	
Всего по предприятию:	85	Примечание:															
В том числе по градациям высот:		1. В графе 6 указывают, какой % вклада составляют выбросы конкретного источника (группы) от суммы выбросов всех источников в целом по предприятию.															
0-10		2. В графах 9, 12, 15 указывают эффективность разработанных мероприятий для каждого источника (группы) соответственно для трех режимов.															
11-20		3. Цифры в столбце 2 даны произвольно.															
21-29																	
30-50																	
51-100																	
100																	

определения выбросов загрязняющих веществ экспериментальными методами приводится обоснование использования расчетных и балансовых методов, удельных выбросов и т. д. При этом ГВО разрабатывает и представляет в проекте нормативов ПДВ рекомендации по контролю за соблюдением установленных нормативов выбросов по веществам для основных источников выбросов, указанных в табл. 5.4. План-график контроля за соблюдением нормативов ПДВ (ВСВ) на источниках выбросов оформляют в виде табл. 5.11.

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ (ВСВ) по фактическому загрязнению атмосферного воздуха на специально выбранных контрольных точках рекомендуется для крупных предприятий 1-й категории с большим количеством источников неорганизованных выбросов.

Контрольные значения приземных концентраций загрязняющих веществ оформляют в виде табл. 5.11, а обобщенные данные представляют в виде табл. 5.12.

Приводятся **обоснования необходимости создания подразделения по контролю за соблюдением нормативов ПДВ** и необходимые для этого штаты.

Примечание. Контроль за соблюдением нормативов ПДВ (ВСВ) осуществляется силами предприятия, либо организацией данного или других ведомств, привлекаемой предприятием на договорных началах, и проводится на специально оборудованных точках контроля на источниках выбросов и контрольных точках.

5.5.11. Список литературных источников

Список должен содержать перечень всех источников, использованных при подготовке проекта нормативов ПДВ. Источники следует располагать в порядке ссылок в тексте ведомственного тома ПДВ.

Сведения об источниках, включенных в список, необходимо приводить в соответствии с требованиями ГОСТа 7.1–84.

**План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ (ВСВ)
на источниках выбросов и на контрольных точках (постах)**

№ источника на карте-схеме предприятия, № контрольной точки	Производство, цех, участок. Контрольная точка	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ, раз/сутки	Норматив выбросов ПДВ (ВСВ)		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м ³		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

I. На источниках выбросов

II. На контрольных точках (постах)

Примечание. План-график контроля приводится в составе проекта ПДВ и заполняется предприятием (после его утверждения органами Госкомгидромета) по согласованию с Государственной инспекцией по охране атмосферного воздуха.

**Контрольные значения приземных концентраций вредных веществ
для контроля нормативов ПДВ (ВСВ) на _____ 200__ г.**

Контрольная точка			Наименование контролируемого вещества	Эталонные расчетные концентрации при опасной скорости ветра		
Номер	Координаты, М			Направление ветра, °	Опасная скорость, м/с	Концентрация, мг/м ³
	Х	У				
1	2	3	4	5	6	7

Примечание. Значение опасной скорости ветра принимают по данным местных органов Госкомгидромета.

6. РАСЧЕТ КОНЦЕНТРАЦИЙ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Требования в части расчета концентраций вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий (проектируемых, действующих и реконструируемых), приведены в ОНД-86.

Нормы предназначены для расчета приземных концентраций в двухметровом слое над поверхностью земли, а также вертикального их распределения. Здесь рассматривается методика расчета приземных концентраций выбросов загрязняющих веществ.

Степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим условиям, в том числе опасной скорости ветра. Нормы не распространяются на расчет концентраций на дальних (более 100 км) расстояниях от источников выброса.

В зависимости от высоты H устья источников выброса вредного вещества над уровнем земной поверхности они относятся к одному из следующих четырех классов: а) высокие ($H \geq 50$ м); б) средней высоты ($H = 10 \dots 50$ м); в) низкие ($H = 2 \dots 10$ м); г) наземные ($H \leq 2$ м).

Для источников всех указанных классов в расчетных формулах длина (высота) выражена в метрах; время — в секундах; масса вредных веществ — в граммах; их концентрация в атмосферном воздухе — в миллиграммах на кубический метр; концентрация на выходе из источника — в граммах на кубический метр.

При одновременном совместном присутствии в атмосферном воздухе нескольких n веществ, обладающих суммацией вредного действия, для каждой группы указанных веществ однонаправленного вредного действия рассчитывается безразмерная суммарная концентрация q или

значения концентраций n вредных веществ, обладающих суммацией вредного действия, приводятся условно к значению концентрации c одного из них.

Безразмерная концентрация q определяется по формуле

$$q = \frac{c_1}{\text{ПДК}_1} + \frac{c_2}{\text{ПДК}_2} + \dots + \frac{c_n}{\text{ПДК}_n},$$

где c_1, c_2, \dots, c_n — расчетные концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе в одной и той же точке местности, мг/м³;

$\text{ПДК}_1, \text{ПДК}_2, \dots, \text{ПДК}_n$ — соответствующие максимальные разовые предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе, мг/м³.

Приведенная концентрация c рассчитывается по формуле

$$c = c_1 + c_2 \frac{\text{ПДК}_1}{\text{ПДК}_2} + \dots + c_n \frac{\text{ПДК}_1}{\text{ПДК}_n},$$

где c_1 — концентрация вещества, к которому осуществляется приведение;

ПДК_1 — его ПДК; c_2, \dots, c_n и $\text{ПДК}_2, \dots, \text{ПДК}_n$ — концентрации и ПДК других веществ, входящих в рассматриваемую группу суммации.

Расчет концентрации вредных веществ, претерпевающих полностью или частично химические превращения (трансформацию) в более вредные вещества, проводится по каждому исходному и образующемуся веществу отдельно. При этом мощность источников для каждого вещества устанавливается с учетом максимально возможной трансформации исходных веществ в более токсичные. Степень указанной трансформации устанавливается по согласованию с Госкомгидрометом и Минздравом.

Расчетами определяются разовые концентрации, относящиеся к 20–30-минутному интервалу осреднения.

6.2. РАСЧЕТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ВЫБРОСАМИ ОДИНОЧНОГО ИСТОЧНИКА

Максимальное значение приземной концентрации вредного вещества c_{max} (мг/м³) при выбросе газовой смеси из одиночного точечного источника с круглым устьем достигается при неблагоприят-

ных метеорологических условиях на расстоянии x_{\max} (м) от источника и определяется по формуле

$$c_{\max} = \frac{AMFmn\eta}{H^2 \sqrt[3]{V_1 \Delta t}},$$

где A — коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы $C^{2/3} \cdot \text{град}^{1/3}$;

M — масса вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу в единицу времени, г/с;

F — безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе;

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

H — высота источника выброса над уровнем земли (для наземных источников при расчетах принимается $H = 2$ м), м;

η — безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, в случае ровной или слабопересеченной местности с перепадом высот, не превышающим 50 м на 1 км, $\eta = 1$;

Δt — разность между температурой выбрасываемой газовой смеси t_r и температурой окружающего воздуха t_b , °C;

V_1 — расход газовой смеси, определяемый по формуле

$$V_1 = \frac{\pi D^2}{4} \omega_0, \text{ м}^3/\text{с},$$

(D — диаметр устья источника выброса, м; ω_0 — средняя скорость выхода газовой смеси из устья источника выброса, м/с).

Значение коэффициента A , соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, при которых концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе максимальна, принимается равным:

а) 250 — для районов Средней Азии южнее 40° с. ш., Бурятии и Читинской области;

б) 200 — для Европейской территории бывшего СССР: районов России южнее 50° с. ш., остальных районов Нижнего Поволжья, Кавказа, Молдавии; Азиатской территории бывшего СССР: Казахстана, Дальнего Востока и остальной территории Сибири и Средней Азии;

в) 180 — для европейской территории бывшего СССР и Урала от 50 до 52° с. ш. за исключением попадающих в эту зону перечисленных выше районов и Украины;

г) 160 — для европейской территории бывшего СССР и Урала севернее 52° с. ш. (за исключением центра европейской территории страны), а также для Украины (для расположенных на Украине источников высотой менее 200 м в зоне от 50 до 52° с. ш. — 180, а южнее 50° с. ш. — 200);

д) 140 — для Московской, Тульской, Рязанской, Владимирской, Калужской, Ивановской областей.

Для других территорий величины A должны приниматься соответствующими значениям коэффициента A для районов со сходными климатическими условиями турбулентного обмена.

Значения мощности выброса M , г/с, и расхода газовоздушной смеси V_1 , м³/с, при проектировании ТЭС определяются расчетом в технологической части проекта или принимаются в соответствии с действующими нормативами. В расчете принимаются сочетания M и V_1 , реально имеющие место в течение года при установленных (обычных) условиях эксплуатации предприятий, при которых достигается максимальное значение c_{\max} .

При определении значения Δt , °С, следует принимать температуру окружающего атмосферного воздуха t_a , °С, равной средней максимальной температуре наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, а температуру выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси t_p , °С, — по действующим для данного производства технологическим нормативам.

Примечания.

1. Для котельных, работающих по отопительному графику, допускается при расчетах принимать значения t_a , равными средним температурам наружного воздуха за самый холодный месяц.

2. При отсутствии данных по t_a они запрашиваются в территориальном управлении Госкомгидромета.

Значение безразмерного коэффициента F принимается:

а) для газообразных вредных веществ и мелкодисперсных аэрозолей (пыли, золы и других, скорость упорядоченного оседания которых практически равна нулю) — 1;

б) для мелкодисперсных аэрозолей (кроме указанных выше) при среднем эксплуатационном коэффициенте очистки выбросов не менее 90% — 2; от 75 до 90% — 2,5; менее 75% и при отсутствии очистки — 3.

Вне зависимости от эффективности очистки значение коэффициента F принимается равным 3 при расчетах концентраций пыли в атмосферном воздухе для производств, в которых содержание водяного пара в выбросах достаточно для того, чтобы в течение всего года наблюдалась его интенсивная конденсация сразу же после выхода в атмосферу, а также коагуляция влажных пылевых частиц.

Значения коэффициентов m и n определяются в зависимости от параметров f , v_{\max} , v'_{\max} и f_e :

$$f = 1000 \frac{w_0^2 D}{H^2 \Delta t}; \quad v_{\max} = 0,653 \sqrt[3]{\frac{V \Delta t}{H}};$$

$$v'_{\max} = 1,3 \frac{w_0 D}{H}; \quad f_e = 800 (v'_{\max})^3.$$

Коэффициент m рассчитывается в зависимости от f по формулам:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} \quad \text{при } f < 100;$$

$$m = \frac{1,47}{\sqrt[3]{f}} \quad \text{при } f \geq 100.$$

Для $f_e < f < 100$ значение коэффициента m вычисляется при $f = f_e$.

Коэффициент n при $f < 100$ определяется в зависимости от v_{\max} по формулам:

$$n = 1 \quad \text{при } v_{\max} \geq 2; \quad n = 0,532 v_{\max}^2 - 2,13v_{\max} + 3,13 \quad \text{при } 0,5 \leq v_{\max} < 2;$$

$$n = 4,4 v_{\max} \quad \text{при } v_{\max} < 0,5.$$

Для $f \geq 100$ (или $\Delta t \approx 0$) и $v'_{\max} \geq 0,5$ (холодные выбросы) при расчете используется формула

$$c_{\max} = \frac{AMFn\eta}{H^{4/3}} K,$$

где

$$K = \frac{D}{8V_1} = \frac{1}{7,1\sqrt{w_0V_1}},$$

причем n определяется при $v_{\max} = v'_{\max}$.

Аналогично при $f < 100$ и $v_{\max} < 0,5$ или $f \geq 100$ и $v'_{\max} < 0,5$ (случаи предельно малых опасных скоростей ветра) расчет c_{\max} производится по формуле:

$$c_{\max} = \frac{AMFm'\eta}{H^{7/3}},$$

где

$$m' = 2,86 \text{ т при } f < 100, v_{\max} < 0,5;$$

$$m' = 0,9 \text{ при } f \geq 100, v'_{\max} < 0,5.$$

Расстояние x_{\max} от источника выбросов, на котором приземная концентрация c ($\text{мг}/\text{м}^3$) при неблагоприятных метеорологических условиях достигает максимального значения c_{\max} , определяется по формуле

$$x_{\max} = \frac{5-F}{4} dH,$$

где безразмерный коэффициент d при $f < 100$ находится по выражениям:

$$d = 2,48(1 + 028\sqrt[3]{f_c}) \text{ при } v_{\max} \leq 0,5;$$

$$d = 4,95v_{\max} (1 + 028\sqrt[3]{f}) \text{ при } v_{\max} \leq 0,5 < v_m \leq 2;$$

$$d = 7\sqrt{v_{\max}} (1 + 028\sqrt[3]{f}) \text{ при } v_{\max} > 2.$$

При $f > 100$ или $\Delta t \approx 0$ значение d рассчитывается:

$$d = 5,7 \text{ при } v'_{\max} \leq 0,5; d = 11,4 v_{\max} \text{ при } 0,5 < v'_{\max} \leq 2;$$

$$d = 16\sqrt{v_{\max}} \text{ при } v'_{\max} > 2.$$

Значение опасной скорости u_{\max} на уровне флюгера (обычно 10 м от уровня земли), при которой достигается наибольшее значение при-

земной концентрации вредных веществ c_{\max} , в случае $f < 100$ определяется по формулам:

$$u_{\max} = 0,5 \text{ при } v_{\max} \leq 0,5; u_{\max} = v_{\max} \text{ при } 0,5 < v_{\max} \leq 2;$$

$$u_{\max} = v_{\max} \left(1 + 0,12\sqrt{f}\right) \text{ при } v_{\max} > 2.$$

При $f \geq 100$ или $\Delta t \approx 0$ значение u_{\max} вычисляется по формулам:

$$u_{\max} = 0,5 \text{ при } v'_{\max} \leq 0,5; u_{\max} = v'_{\max} \text{ при } 0,5 < v'_{\max} \leq 2;$$

$$u_{\max} = 2,2 v'_{\max} \text{ при } v'_{\max} > 2.$$

Максимальное значение приземной концентрации вредного вещества $c_{\max u}$ при неблагоприятных метеорологических условиях и скорости ветра u (м/с), отличающейся от опасной скорости ветра u_{\max} , находится по формуле

$$c_{\max u} = r c_{\max},$$

где r — безразмерная величина, определяемая в зависимости от отношения u/u_{\max} ,

$$r = 0,67 (u/u_{\max}) + 1,67 (u/u_{\max})^2 - 1,34 (u/u_{\max})^3 \text{ при } u/u_{\max} \leq 1;$$

$$r = \frac{3 (u/u_{\max})}{2 (u/u_{\max})^2 - (u/u_{\max}) + 2} \text{ при } u/u_{\max} > 1.$$

При проведении расчетов не используются значения скорости ветра $u > 0,5$ м/с, а также скорости ветра $u > u^*$, где u^* — значение скорости ветра, превышаемой в данной местности в среднем многолетнем режиме в 5% случаев. Оно запрашивается у УГКС Госкомгидромета, на территории которого располагается предприятие, или определяется по климатическому справочнику.

Расстояние от источника выброса $x_{\max u}$, на котором при скорости ветра и неблагоприятных метеорологических условиях приземная концентрация вредных веществ достигает максимального значения $c_{\max u}$, рассчитывается

$$x_{\max u} = p x_{\max}$$

где p — безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости от отношения u/u_{\max} ,

$$p = 3 \text{ при } u/u_{\max} \leq 0,25; p = 8,43 (1 - u/u_{\max})^5 + 1 \text{ при } 0,25 < u/u_{\max} \leq 1;$$

$$p = 0,32 u/u_{\max} + 0,68 \text{ при } u/u_{\max} > 1.$$

6.3. РАСЧЕТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ВЫБРОСАМИ ГРУППЫ ИСТОЧНИКОВ

Приземная концентрация вредных веществ c в любой точке местности при наличии N источников определяется как сумма концентраций веществ от отдельных источников при заданных направлении и скорости ветра

$$c = c_1 + c_2 + \dots + c_N,$$

где $c_1 + c_2 + \dots + c_N$ — концентрации вредного вещества соответственно от первого, второго, N -го источников, расположенных с наветренной стороны при рассматриваемом направлении ветра.

Если имеются неучтенные (фоновые) источники выброса того же вредного вещества или веществ, обладающих с ним эффектом суммации (другие предприятия города, промрайона, транспорт, отопление и т. п.), то добавляется слагаемое c_{ϕ} , характеризующее фоновое загрязнение от неучтенных источников.

Если рассчитанная концентрация c удовлетворяет неравенству $c > 0,1q_0$, где

$$q_0 = \frac{10^3 \sum_{i=1}^N M_i c_i}{\sum_{i=1}^N V_{ii} c_i},$$

а M_i и V_{ii} — мощность выброса, г/с, и расход газовой смеси, м³/с, i -го источника, то при расчете приземной концентрации c используется формула

$$c = \frac{q_0 \sum_{i=1}^N c_i}{q_0 + \sum_{i=1}^N c_i}.$$

Как и для одиночного источника, при расчетах приземных концентраций выбросами группы источников принимается наиболее неблагоприятное сочетание значений M_i и V_{li} на всех рассматриваемых источниках одновременно.

В целях ускорения и упрощения расчетов количество рассматриваемых источников выброса сокращается путем их объединения (особенно мелких) в отдельные условные источники. Способ установления источников, подлежащих объединению, и определения их параметров выброса обеспечивает относительную погрешность δ расчетных концентраций, удовлетворяющую условию

$$\delta < 0,25.$$

При использовании машинного (ориентированного на применение ЭВМ) алгоритма объединения группы из N точечных источников значения $c_{\max} = c_{\max 0}$, $x_{\max} = x_{\max 0}$, $u_{\max} = u_{\max 0}$, а также координаты размещения $x_u = x_{u0}$, $y_u = y_{u0}$ для условного источника, заменяющего объединяемую группу, определяются по формулам:

$$c_{\max 0} = \sum_{i=1}^N c_{\max i}; \quad x_{\max 0} = \frac{1}{c_{\max 0}} \sum_{i=1}^N c_{\max i} x_{\max i}; \quad u_{\max 0} = \frac{1}{c_{\max 0}} \sum_{i=1}^N c_{\max i} u_{\max i};$$

$$x_{u \max 0} = \frac{1}{c_{\max 0}} \sum_{i=1}^N c_{\max i} x_{u \max i}; \quad y_{u \max 0} = \frac{1}{c_{\max 0}} \sum_{i=1}^N c_{\max i} y_{u \max i}.$$

Здесь, как и выше, индексом i при величинах c_{\max} , x_{\max} , u_i , x_u , y_u обозначены отдельные источники, объединяемые в группу.

Если рассматриваются мелкие источники, для каждого из которых выполняется хотя бы одно из условий:

$$\frac{c_{\max}}{\text{ПДК}} \leq 0,2; \quad \frac{c_{\max} x_{\max}}{\text{ПДК}} \leq 120,$$

то объединение таких источников осуществляется при одновременном выполнении условий:

$$L_{\max} \leq 0,15 l_{\min}; \quad \frac{\Delta x_{\max}}{x_{\max 0}} \leq 0,3; \quad \frac{\Delta u_{\max}}{u_{\max 0}} \leq 0,3,$$

где l_{\min} — минимальное расстояние от объединяемых источников до узлов расчетной сетки точек;

L_{\max} — максимальное расстояние между двумя из объединяемых источников;

x_{\max} и Δu_{\max} — соответственно максимальные отклонения величин $x_{\max i}$ от $x_{\max 0}$, М, и $u_{\max i}$ от $u_{\max 0}$, М/с.

Если приведенные выше условия одновременно не выполнены, то объединение таких источников осуществляется при одновременном выполнении условий:

$$L_{\max} \leq 0,06 l_{\min}; \quad \frac{\Delta x_{\max}}{x_{\max 0}} \leq 0,09; \quad \frac{\Delta u_{\max}}{u_{\max 0}} \leq 0,03.$$

При невыполнении для групп мелких и крупных источников данных условий они разбиваются еще на группы, для которых указанные неравенства выполняются.

Следует иметь в виду, что при сведении в одну точку источников выбросов с одинаковыми значениями $H, D, V_1, \Delta t$ расчетное значение максимальной концентрации вредного вещества от этой группы источников несколько завышается. Если в одну точку сводятся источники с различными $H, D, V_1, \Delta t$, то возможно как небольшое завышение, так и некоторое занижение c_{\max} . С удалением от объединяемых источников погрешность за счет сведения группы источников в одну точку убывает.

Источники выброса, для которых приняты при расчетах одинаковых координат не сказывается заметно на величине c_{\max} , называются близкорасположенными. Результаты точных расчетов приземных концентраций не допускается корректировать по результатам приближенных расчетов с объединением источников.

Значение максимальной суммарной концентрации c_{\max} от N расположенных на площадке близко друг от друга одиночных источников, имеющих равные значения высоты, диаметра устья, скорости выхода в атмосферу и температуры газовой смеси, определяется по формуле

$$c_{\max} = \frac{AMFmn\eta}{H^2} \sqrt[3]{\frac{N}{V\Delta t}},$$

где M — суммарная мощность выброса всеми источниками в атмосферу, г/с;

V — суммарный расход выбрасываемой всеми источниками газовой смеси, м³/с, определяемый по формуле

$$V = V_1 N.$$

Значение параметра $v_{\max} = 0,65 \sqrt[3]{\frac{V\Delta t}{NH}}$. В остальном схема расчета концентраций веществ, обусловленных выбросами от группы близко расположенных друг к другу одинаковых одиночных источников выброса, не отличается от приведенной схемы расчета для одиночного источника.

Расчет концентраций веществ, обусловленных выбросами из близко расположенных друг к другу одинаковых источников, когда $\Delta t > 0$ или значение параметра $I \geq 100$, производится с использованием формул для одиночного источника со следующими изменениями:

$$K = \frac{ND}{8V} = \frac{1}{7,1} \sqrt{\frac{N}{w_0 V}}.$$

Значение максимальной приземной концентрации вредных веществ c_{\max} при выбросах через многоствольную трубу (N стволов) рассчитывается по формуле

$$c_{\max} = c''_{\max} + d_1 (c'_{\max} - c''_{\max});$$

расстояние x_{\max} , на котором достигается максимальная концентрация c_{\max} , определяется по выражению

$$x_{\max} = x''_{\max} + d_1 (x'_{\max} - x''_{\max});$$

опасная скорость ветра u_{\max} вычисляется следующим образом:

$$u_{\max} = u''_{\max} + d_1 (u'_{\max} - u''_{\max}).$$

Здесь c'_{\max} — максимальная приземная концентрация, определяемая при значениях параметров выброса для одного ствола мощ-

ности выброса M , равной суммарной мощности выброса из всех стволов;

x'_{\max} и u'_{\max} — соответственно расстояние, на котором наблюдается максимальная концентрация вредных веществ c_{\max} ($\text{мг}/\text{м}^3$), и опасная скорость ветра u_{\max} ($\text{м}/\text{с}$) при параметрах выброса для одного ствола;

c''_{\max} — максимальная приземная концентрация при мощности M , равной суммарной мощности выброса из всех стволов, диаметре D , равном эффективному диаметру источника выброса D_3 , который рассчитывается по

$$D_3 = D\sqrt{N},$$

и расходе выходящей газовой смеси V_1 , равном эффективному расходу V_{13} ; x'_{\max} , u'_{\max} — расстояние, соответствующее максимальной концентрации c''_{\max} ($\text{мг}/\text{м}^3$) и опасная скорость ветра, определяемые с учетом $D = D_3$, $V_1 = V_{13}$; d_1 — безразмерный коэффициент, определяемый по формуле

$$d_1 = \frac{l - D}{d_2 H - D},$$

где l — среднее расстояние между центрами устьев стволов;

D — диаметр устья ствола;

d_2 — безразмерный коэффициент.

В остальном расчет производится так же, как для одиночного источника выброса.

Примечания.

1. При l , большем или равном $d_2 H$, для многоствольной трубы в расчетах принимается: $c_{\max} = c'_{\max}$, $x_{\max} = x'_{\max}$ и $u_{\max} = u'_{\max}$.

2. Если многоствольная труба представляет собой трубу, разделенную на секторы, т. е. состоит из стволов секторной формы, то расчеты выполняются так же, как для одноствольной трубы при $D = D$, и $V_1 = V_{13}$ при

$$D_3 = \sqrt{\frac{4S}{\pi}}.$$

Здесь S — суммарная площадь устьев всех действующих стволов.

3. Если температура t_r и скорость выхода ω_0 газовой смеси для отдельных стволов различаются между собой, то для расчетов принимаются их средневзвешенные значения, полученные с учетом расходов газовой смеси для отдельных стволов.

Для источников выброса, имеющих различные параметры, расчет приземных концентраций начинается с определения для них по каждому веществу максимальных приземных концентраций c_{\max} ($c_{\max 1}, c_{\max 2}, \dots, c_{\max N}$) и опасных скоростей ветра u_{\max} ($u_{\max 1}, u_{\max 2}, \dots, u_{\max N}$). Если по какому-либо веществу сумма максимальных приземных концентраций c_{\max} от всех источников окажется меньшей или равной ПДК ($c_{\max 1} + c_{\max 2} + c_{\max N} \leq \text{ПДК}$), то (при отсутствии необходимости учета суммарного действия нескольких вредных веществ и фонового загрязнения атмосферы) расчеты приземной концентрации этого вещества производятся по требованию органов Госкомгидромета и Минздрава. Такие расчеты выполняются также при оценке фактического уровня загрязнения воздуха.

Средневзвешенную опасную скорость ветра $u_{\max c}$ для группы N источников можно рассчитать по следующему выражению:

$$u_{\max c} = \frac{u_{\max 1} c_{\max 1} + u_{\max 2} c_{\max 2} + \dots + u_{\max N} c_{\max N}}{c_{\max 1} + c_{\max 2} + c_{\max N}}$$

Отдельно для всех веществ, к которым относятся вычисленные $u_{\max c}$, определяются значения $c_{\max u}$ ($u = u_{\max c}$) и $x_{\max u}$ ($u = u_{\max c}$). Если по рассматриваемому веществу сумма $c_{\max u}$ меньше или равняется ПДК, то дальнейшие расчеты производятся главным образом при оценке фактического уровня загрязнения воздуха.

Расчет приземных концентраций при выбросах от большого числа источников, рассредоточенных на площадке значительных размеров, следует производить на ЭВМ, так как при разработках по проектированию и нормированию, как правило, рассматривается большое число вариантов объединения выбросов, размещения источников на площадке, способов очистки выбросов и других мероприятий. Шаги расчетной сетки выбираются в зависимости от размеров области, для которой проводятся расчеты. При этом общее количество узлов сетки, как правило, не должно превышать 1500–2000. Размеры указанной области должны соответствовать размерам зоны влияния рассматриваемой совокупности источников.

Для совокупности источников отдельных предприятий рассчитываются зоны влияния, включающие круги радиусом x_1 , проведенные вокруг каждой из труб предприятия, и участки местности, где рассчитанная суммарная концентрация от всей совокупности источников выброса данного предприятия, в том числе низких и неорганизованных выбросов, превышает 0,05 ПДК.

Зоны влияния источников и предприятий определяются по каждому вредному веществу (комбинации вредных веществ с суммирующимся вредным действием) отдельно.

Для ускорения и упрощения расчетов приземных концентраций на каждом предприятии рассматриваются те из выбрасываемых вредных веществ, для которых

$$\frac{M}{\text{ПДК}} > \Phi; \quad \Phi = 0,01\bar{H} \text{ при } \bar{H} > 10 \text{ м}; \quad \Phi = 0,1 \text{ при } \bar{H} \leq 10 \text{ м}.$$

Здесь M — суммарное значение выброса от всех источников предприятия, соответствующее наиболее неблагоприятным из установленных условий выброса, включая вентиляционные источники и неорганизованные выбросы; ПДК — максимальная разовая предельно допустимая концентрация; H — средневзвешенная по предприятию высота источников выброса.

6.4. РАСЧЕТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ С УЧЕТОМ СУММАЦИИ ВРЕДНОГО ДЕЙСТВИЯ НЕСКОЛЬКИХ ИНГРЕДИЕНТОВ

Для веществ, обладающих суммацией вредного действия, безразмерная или приведенная к одному веществу суммарная концентрация q рассчитывается с использованием для каждого источника значений мощности M_q или M соответственно:

$$M_q = \frac{M_1}{\text{ПДК}_1} + \frac{M_2}{\text{ПДК}_2} + \dots + \frac{M_n}{\text{ПДК}_n}; \quad M = M_1 + M_2 \frac{\text{ПДК}_1}{\text{ПДК}_n},$$

где M_1, M_2, \dots, M_n — мощности выброса каждого из n веществ; ПДК₁, ПДК₂, ..., ПДК_n — максимальные разовые предельно допустимые концентрации этих веществ.

Примечание.

В остальном расчетная схема остается без изменения. В частности, учет суммации вредного действия для одиночного источника не влияет на значения расстояния x_{\max} , где достигается наибольшее загрязнение воздуха, и опасной скорости ветра u_{\max} .

При N_2 источников для каждой группы из N_1 с суммирующимся вредным действием (из каждого отдельного источника выбрасывается от 1 до N_1 ингредиентов) расчеты начинаются с вычисления безразмерной суммы σ^* по формуле

$$\sigma^* = \frac{c_{\max 11} + c_{\max 12} + \dots + c_{\max 1N_3}}{\text{ПДК}_1} + \frac{c_{\max 21} + c_{\max 22} + \dots + c_{\max 2N_3}}{\text{ПДК}_2} + \dots + \frac{c_{\max N_1} + c_{\max N_2} + \dots + c_{\max N_1N_3}}{\text{ПДК}_{N_3}}$$

Здесь первый индекс у значений максимальных концентраций c_{\max} — номер вещества, второй — номер источника.

Значения максимальных концентраций q_{\max} или c_{\max} при неблагоприятных метеорологических условиях находятся с использованием для каждого источника рассчитанных мощностей выбросов.

При рассмотрении комбинации веществ с суммирующимся вредным действием средневзвешенная опасная скорость ветра $u_{\max c}$ для совокупности N источников должна определяться по формуле

$$u_{\max c} = \frac{q_{\max 1} u_{\max 1} + q_{\max 2} u_{\max 2} + \dots + q_{\max N} u_{\max N}}{q_{\max 1} + q_{\max 2} + \dots + q_{\max N}},$$

где $q_{\max 1}, q_{\max 2}, \dots, q_{\max N}$ — максимальные значения q_{\max} безразмерной концентрации q для каждого из N источников;

$u_{\max 1}, u_{\max 2}, \dots, u_{\max N}$ — опасные скорости ветра для этих источников, не зависящие от учета эффекта суммации.

При необходимости учет фоновой концентрации веществ с суммирующимся вредным действием осуществляется путем добавления ее соответствующего значения. Если она установлена сразу для комбинации веществ с суммирующимся вредным действием, то расчеты загрязнения атмосферы должны выполняться для той же комбинации веществ.

6.5. УЧЕТ ФОНОВЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ ПРИ РАСЧЕТАХ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

При наличии совокупности источников выброса их вклады (или их части) могут учитываться в расчетах загрязнения воздуха путем использования фоновой концентрации c_{ϕ} , которая для отдельного источника выброса характеризует загрязнение атмосферы в городе или другом населенном пункте, создаваемое другими источниками, исключая данный.

Фоновая концентрация относится к тому же интервалу осреднения (20–30 мин.), что и максимальная разовая ПДК. По данным наблюдений, c_{ϕ} определяется как уровень концентраций, превышаемый в 5% наблюдений разовые концентрации.

Определение фоновой концентрации производится на основании данных наблюдений за загрязнением атмосферы по соответствующей методике. Ее значение устанавливается единое по городу, либо при выявлении существенной изменчивости дифференцированно по территории города (по постам), а также по градациям скорости и направления ветра.

При расчетах для действующих и реконструируемых источников (предприятий) используется значение фоновой концентрации c'_{ϕ} , представляющей из себя фоновую концентрацию c_{ϕ} , из которой исключен вклад рассматриваемого источника (предприятия). Значение c'_{ϕ} вычисляется по выражению:

$$c'_{\phi} = c_{\phi} \left(1 - 0,4 \frac{c}{c_{\phi}} \right) \text{ при } c \leq 2 c_{\phi};$$

$$c'_{\phi} = 0,2 c_{\phi} \text{ при } c > 2 c_{\phi},$$

где c — максимальная расчетная концентрация вещества от данного источника (предприятия) для точки размещения поста, на котором устанавливался фон, определенная при значениях параметров выброса, относящихся к периоду времени, за который по данным наблюдений определялась фоновая концентрация c_{ϕ} .

Для вновь строящегося источника (предприятия)

$$c'_ф = c_ф.$$

При присутствии в воздухе веществ, обладающих суммацией действия, допускается использование фоновой концентрации, вычисленной не по отдельным веществам, а совместно по комбинации веществ с суммирующимся вредным воздействием. При этом фоновая концентрация определяется по концентрациям, приведенным к наиболее распространенному из веществ, входящих в рассматриваемую комбинацию.

При отсутствии данных наблюдений за приземными концентрациями рассматриваемого вредного вещества или в случаях, когда в соответствии с нормативной методикой по установлению фоновой концентрации по данным наблюдений фоновая концентрация не определяется, учет последней основывается на использовании данных инвентаризации выбросов и результатов расчетов.

Одним из двух способов учета фоновой концентрации в рассматриваемом случае является расчет распределения суммарной концентрации от рассматриваемых и других существующих и проектируемых источников выбросов вещества или комбинации веществ с суммирующимся вредным действием.

Вторым расчетным способом является замена фоновой концентрации, определенной по экспериментальным данным, фоновой концентрацией, рассчитанной для совокупности источников города (промышленного района) по параметрам, полученным при общегородской инвентаризации выбросов. При этом фоновая концентрация определяется умножением расчетной концентрации c на коэффициент 0,4 с дальнейшим осреднением по территории и выделением градаций скорости и направления ветра в соответствии с нормативной методикой по определению фоновой концентрации.

За фоновую концентрацию $c_ф$ для реконструируемого предприятия, которое является единственным источником в городе, выбрасывающим рассматриваемое вредное вещество, принимается вклад в суммарную концентрацию c источников того же предприятия, не подвергающихся реконструкции.

Для предприятий рассчитываются также значения фоновых концентраций $c'_{\phi n}$ на момент достижения предельно допустимых выбросов (на перспективу):

$$c'_{\phi n} = \frac{c}{c_{\max}^0 + c'_{\phi}} \text{ ПДК при } c_{\max}^0 + c'_{\phi n} > \text{ПДК};$$

$$c'_{\phi n} = \text{ПДК} - c_{\max}^0 \text{ при } c_{\max}^0 + c'_{\phi n} \leq \text{ПДК},$$

где максимальная концентрация веществ от совокупности источников рассматриваемого предприятия c_{\max}^0 вычисляется по приведенным выше зависимостям при значениях параметров выброса, относящихся к периоду времени, за который определялась фоновая концентрация c_{ϕ}^3 .

Примечание.

1. При отсутствии данных наблюдений концентрации $c'_{\phi n}$ для i -го предприятия ($i = 1, 2, \dots, N_n$) допускается рассчитывать по формуле

$$(c'_{\phi n})_i = \left[1 - \frac{M_i}{H_i \sum_{i=1}^{N_n} \frac{M_i}{H_i}} \right] \text{ПДК}.$$

6.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНОЙ ВЫСОТЫ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ

При определении минимальной высоты источников выброса и установлении предельно допустимых выбросов концентрация каждого вредного вещества в приземном слое атмосферы c не должна превышать максимальную разовую предельно допустимую концентрацию данного вещества в атмосферном воздухе (ПДК), утвержденную Минздравом:

$$c \leq \text{ПДК}.$$

При наличии в атмосфере нескольких n вредных веществ, обладающих суммацией действия, их безразмерная суммарная концентрация q не должна превышать единицы:

$$q \leq 1.$$

Если для веществ установлены только среднесуточные предельно допустимые концентрации ПДК, то используется приближенное соотношение между максимальными значениями разовых и среднегодовых концентраций и требуется, чтобы

$$0,1 c \leq \overline{\text{ПДК}}.$$

При отсутствии нормативов ПДК вместо них используются значения ориентировочно безопасных уровней загрязнения воздуха (ОБУВ) в порядке, установленном Минздравом. Нормы концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе для растительного и животного мира, утвержденные в установленном порядке, принимаются при расчетах только в случаях, когда они являются более жесткими, чем утвержденные ПДК.

При наличии фоновое загрязнение атмосферы в приведенных выше соотношениях вместо c следует принимать $c + c_\phi$, где c_ϕ — фоновая концентрация вредного вещества. Для веществ, обладающих суммацией вредного действия, учет фоновых концентраций производится согласно положениям раздела 6.4.

Для зон санитарной охраны курортов, мест размещения крупных санаториев и домов отдыха, зон отдыха городов, а также для других территорий с повышенными требованиями к охране атмосферного воздуха следует ПДК заменить на $0,8\text{ПДК}$.

Минимальная высота одиночного источника выброса (трубы) H , если установлены значения M , ω_0 , V_1 , D и $\Delta t \approx 0$, определяется по выражению

$$H = \left[\frac{AMFD\eta}{8V_1 (\text{ПДК} - c_\phi)} \right]^{3/4}.$$

Если вычисленному H соответствует значение $v'_{\max} \geq 2$, то указанное H является окончательным $W_{\max} - 1,3 \frac{W_0 D}{H}$.

Если $v'_{\max} < 2$, то необходимо при найденном значении $H = H_i$ определить величину $n = n_i$ по формулам (раздел 6. 2) и последователь-

ными приближениями найти $H = H_2$ по H_i и n_i , ..., $H = H_{i+1}$ по H_i и n_i с помощью формулы

$$H_{i+1} = H_i \left(\frac{n_i}{n_{i-1}} \right)^{3/4},$$

где n_i и n_{i-1} — значения безразмерного коэффициента n , определенно-го соответственно по значениям H_i и H_{i-1} .

Уточнение H необходимо производить до тех пор, пока два последовательно найденных значения H_i и H_{i-1} практически не будут отличаться друг от друга (с точностью до 1 м).

При $\Delta t > 0$ H сначала рассчитывается так же, как и в предыдущем случае. Если при этом $H \leq w_0 \sqrt{\frac{10D}{\Delta t}}$, то оно является окончательным.

Если $H > w_0 \sqrt{\frac{10D}{\Delta t}}$, то предварительное значение минимальной высоты выбросов (трубы) определяется по формуле

$$H = \sqrt{\frac{AMF\eta}{(ПДК - c_{\phi}) \sqrt[3]{V_i \Delta t}}}.$$

По найденному таким образом значению $H = H_1$ определяются величины f , v_{\max} , v'_{\max} , f_e и устанавливаются в первом приближении коэффициенты $m = m_i$ и $n = n_i$. Если $m_i n_i \neq 1$, то по m_i и n_i определяется второе приближение $H = H_2$ по формуле $H_2 = H_1 \sqrt{m_i n_i}$. В общем случае $(i+1)$ -е приближение H_{i+1} определяется по формуле

$$H_{i+1} = H_i \sqrt{\frac{m_i n_i}{m_{i-1} n_{i-1}}},$$

где m_i , n_i — соответствуют H_i , а m_{i-1} , n_{i-1} — H_{i-1} .

Если из источника выбрасывается несколько различных вредных веществ, то за высоту выброса должно приниматься наибольшее из значений H , которые определены для каждого вещества в отдельности и для групп веществ с суммирующимся вредным действием. В частности, если при отсутствии фона из трубы выбрасываются два вредных вещества, для первого из которых значения M и F соответственно равны M_1 и F_1 , а для второго — M_2 и F_2 , то значение H при $F_1 M_1 > F_2 M_2$ определяется по выбросу первого вред-

ного вещества, а при $F_1M_1 < F_2M_2$ — по выбросу второго вредного вещества.

При разработке мероприятий по сокращению выбросов, проектировании, строительстве и реконструкции предприятий следует предусматривать централизацию выбросов вредных веществ путем максимального сокращения числа труб, вентиляционных шахт, дефлекторов, аэрационных фонарей и др.

Увеличение высоты трубы для обеспечения рассеивания с целью соблюдения ПДК в приземном слое атмосферы допускается только после полного использования всех доступных на современном уровне технических средств по сокращению выбросов (в том числе неорганизованных). При этом использование на энергетических объектах труб высотой более 250 м, а на других производствах — более 200 м допускается только по согласованию с органами Госкомгидромета и Минздрава при наличии технико-экономического обоснования необходимости их сооружения и расчетов загрязнения воздуха в зонах влияния сооружаемых объектов.

Расчет высоты многоствольной дымовой трубы аналогичен одноствольной с учетом поправочного коэффициента r_n . В этом случае

$$H = r_n \sqrt{\frac{AMF\eta}{(\text{ПДК} - C_{\phi}) \sqrt[3]{V_i \Delta t}}},$$

где r_n — поправочный коэффициент для расчета многоствольных труб, зависящий от числа стволов в трубе n , отношения расстояния между ближайшими стволами на выходе t к диаметру ствола d_0 на выходе и угла наклона выходного участка ствола к вертикальной оси α . Для одноствольных труб коэффициент $r_n = 1,0$, а для многоствольных его значения определяются по табл. 6.1.

Таблица 6.1

α	Трехствольная дымовая труба ($n = 3$)			Четырехствольная дымовая труба ($n = 4$)			
	t/d_0						
	Не более 1,2	1,5	1,8	Не более 1,3	1,6	2,0	2,6
0°	—	1,12	1,14	1,0	1,04	1,10	1,16
8°	1,02	1,13	1,20	1,0	1,00	1,04	—
16°	—	—	—	1,0	1,02	1,04	1,10

6.7. ТИПЫ ДЫМОВЫХ ТРУБ

Дымовые трубы на ТЭС в настоящее время используются преимущественно для рассеивания в атмосферном воздухе загрязняющих веществ, содержащихся в отводимых газах, до приемлемого уровня концентраций по санитарно-гигиеническим условиям. На котельных, особенно с водогрейными котлами, дымовые трубы выполняют роль газоотводящих устройств за счет самотяги.

Основным требованием, предъявляемым к дымовым трубам, является высокая надежность их эксплуатации. Труба в течение всего срока эксплуатации (30–50 лет) должна обеспечить ее работу без проведения ремонта. Однако опыт эксплуатации ряда труб показал, что это условие не всегда выдерживается. В зависимости от условий эксплуатации уже через 5–15 лет может потребоваться ремонт железобетонной дымовой трубы в основном из-за коррозии газоотводящих стволов.

Для обеспечения наилучшего рассеивания загрязняющих веществ с учетом экономических соображений необходимо иметь минимальное количество дымовых труб. На конденсационных электростанциях обычно устанавливают две одноствольные трубы, на ТЭЦ — одну (в некоторых случаях две многоствольные). На одну трубу ГРЭС рекомендуется подключать число газоотводящих трактов котлов энергоблоков согласно табл. 6.2.

Таблица 6.2

**Рекомендуемое число блоков,
подключаемых к одной дымовой трубе ГРЭС**

Наименование	Мощность блока, МВт		
	200–300	500–800	1200
Количество блоков при установке необслуживаемых труб	3–4	2–3	—
Количество блоков при установке обслуживаемых труб	4–6	3–4	2

Учитывая особенности ТЭЦ (разнотипное котельное оборудование, более высокие требования к надежности дымовых труб по условиям отпуска теплоты потребителям, значительный фон загрязнений, возможность ремонта и т. д.), желательно устанавливать многоствольные тру-

бы. В табл. 6.3 приведены рекомендации по подключению котлов к одному стволу многоствольной дымовой трубы. Если по каким-либо причинам строительство многоствольной дымовой трубы невозможно, то на ТЭЦ должно устанавливаться не менее двух одноствольных труб.

Таблица 6.3

**Рекомендуемое число котлов, подключаемых
к одному газоотводящему стволу дымовой трубы**

Паропроизводительность (теплопроизводительность) котла	Раздельное подключение энергетических и пиковых котлов	Совместное подключение энергетических и пиковых котлов
$D = 400 - 500$ т/ч	2-3	2
$D = 1000$ т/ч	1-2	1
$Q = 100$ Гкал/ч	3-6	1-3
$Q = 180$ Гкал/ч	2-4	1-2

Установка многоствольных труб на ГРЭС дает наибольший экономический эффект при большой высоте. При применении многоствольной конструкции на КЭС в большинстве случаев можно ограничиться одной многоствольной трубой. Для блоков мощностью 300 МВт предпочтительно на один ствол присоединять два блока, для энергоблоков 500 МВт — один-два блока и, начиная с 800 МВт, по одному блоку на ствол.

Опыт эксплуатации труб позволяет оценить достоинства и недостатки различных их конструкций, классифицировать повреждения и причины их возникновения, сформулировать основные правила эксплуатации.

Повреждение и разрушение конструкций дымовых труб происходит в основном в результате:

- стихийного бедствия или аварии (землетрясения, бури, ударов молнии, взрыва газовой смеси при неполном сгорании топлива — «хлопка», возгорания золовых отложений и др.);
- неблагоприятного длительного воздействия окружающей и технологической сред.

Причины последнего вида вызывают наибольшее число повреждений дымовых труб. Их полностью исключить невозможно, однако снизить разрушающее влияние и обеспечить долговечность труб можно путем соблюдения правил эксплуатации.

Степень повреждаемости конструкций дымовых труб зависит от температуры, влажности и агрессивности отводимых газов, а также от технологических режимов эксплуатации. С повышением температуры и понижением влажности отводимых газов, уменьшением числа остановов и повторных разогревов труб долговечность несущего ствола и его футеровки повышается.

Кирпичные и армокирпичные трубы при соблюдении требований эксплуатации являются наиболее долговечными. Срок их службы может достигать 70–100 лет. Кирпичные трубы используются для отвода дымовых газов различной степени агрессивности в широком диапазоне температур.

Наиболее повреждаемыми элементами конструкций кирпичных труб являются:

- оголовки труб — от воздействия атмосферных осадков и отводимых агрессивных газов;
- металлические конструкции кирпичной трубы (стяжные кольца, конструкции ходовой лестницы, световорных площадок, молниезащиты) — в результате коррозии и усталостного разрушения металла;
- кирпичная футеровка труб — вследствие температурных деформаций материалов, взрыва газовой смеси в трубе («хлопка»), разрушения кирпича и раствора от агрессивного воздействия отводимых газов, их абразивного износа твердыми частицами золы и др.;
- ствол — от действия температурных усилий при перепаде температур по толщине, взрыва газовой смеси («хлопка»), ударов молнии, в результате локальных разрушений кирпича пониженной прочности и морозостойкости, а также вследствие неравномерных осадок оснований под фундаментом трубы, одностороннего увлажнения наружной поверхности выбросами пара, воды и др.

Основное достоинство кирпичных труб в стадии эксплуатации — сравнительная простота их ремонта, не требующая специальных приспособлений и строительных механизмов. Основные недостатки — высокая трудоемкость возведения, ограниченность высоты (не более 120 м), необходимость регулярной подтяжки стяжных колец.

Типоразмеры кирпичных труб приведены в табл. 6.4.

Таблица 6.4

Унифицированный ряд типоразмеров кирпичных дымовых труб

Высота труб, м	Диаметр на выходе, d_0 , м														Исполнение	
	0,75	0,90	1,05	1,2	1,5	1,8	2,1	2,4	3,0	3,6	4,2	4,8	6	7,2		
20																Цилиндрические или конические
25																
30																
35																
40																
45																
50																
60																Конические
70																
80																
90																
100																
120																

Железобетонные дымовые трубы получили наибольшее применение и используются для удаления слабо-, средне- и сильноагрессивных газов. При правильной эксплуатации срок службы железобетонных дымовых труб — не менее 50 лет.

Повреждения кирпичной футеровки и конструкций металлической гарнитуры железобетонных дымовых труб аналогичны повреждениям в кирпичных трубах. Характер повреждений несущих и газоотводящих стволов дымовых труб зависит от типа конструктивного решения трубы.

В зависимости от степени агрессивности удаляемых газов применяются трубы следующих конструкций:

- а) железобетонный несущий ствол с противокоррозионным защитным покрытием и кирпичной футеровкой на консолях;
- б) железобетонный ствол с кирпичной футеровкой и противодавлением в зазоре между ними;
- в) железобетонный несущий ствол с одним или несколькими газоотводящими стволами из металла, керамики или конструкционных пластмасс — конструкция типа «труба в трубе»;

г) железобетонный ствол с монолитной футеровкой из легкого бетона.

Железобетонные трубы с противокоррозионной защитой ствола и кирпичной футеровкой на консолях являются наиболее ранним конструктивным решением железобетонных труб и, как показывает опыт их эксплуатации, имеют ряд серьезных недостатков: высокую трудоемкость футеровочных работ, газопроницаемость футеровки, недостаточную долговечность антикоррозионных покрытий, низкую плотность бетона в рабочих швах ствола. Следствием названных недостатков является образование агрессивного конденсата на внутренней поверхности железобетонного ствола, скапливание его на консолях и фильтрация к наружной поверхности ствола преимущественно по рабочим швам бетонирования с коррозией бетона и арматуры.

Основное условие долговечности и надежной работы таких труб — строгое соблюдение проектного температурного режима эксплуатации, при котором температура на внутренней поверхности ствола по всей высоте трубы должна быть не ниже температуры конденсации водяных паров (температура точки росы), а при отводе продуктов сгорания сернистых топлив — не ниже температуры насыщения паров серной кислоты в дымовых газах.

Железобетонные трубы с противодавлением воздушного потока в зазоре между стволами и кирпичной футеровкой характеризуются высокой долговечностью основных конструкций при эксплуатации в тяжелых нестационарных температурно-влажностных условиях. Как наиболее предпочтительная рекомендуется конструкция железобетонных дымовых труб с противодавлением в естественно вентилируемом канале при закрытых окнах.

Железобетонные дымовые трубы с газоотводящими стволами из металла характеризуются высокой надежностью в работе. Перспективны дымовые трубы с газоотводящими стволами из конструкционных пластмасс, стеклопластика и т. п.

Скорость коррозии углеродистой и низкоуглеродистой стали у оголовка трубы составляет около 0,14–0,17 мм/год, на остальной части ствола — 0,05–0,18 мм/год. Обязательной является теплоизоляция оголовка, поскольку скорость коррозии металла в нетеплоизолированном оголовке может в 4–6 раз превышать скорость коррозии стали в теплоизолированном.

Основные достоинства дымовых труб данной конструкции — высокая надежность в работе, относительная простота осмотров и текущих ремонтов. Основной недостаток — сложность замены промежуточных звеньев внутреннего газоотводящего ствола.

Железобетонные трубы с монолитной футеровкой из легкого полимерцементного (кислотостойкого) и полимерсиликатного (кислотоупорного) бетона предназначены для отвода слабо-, средне- и сильноагрессивных газов. Футеровка в таких трубах выполняет функции противокоррозионной и теплоизоляционной защиты несущего ствола. Трубы данной конструкции отличаются высокой надежностью в работе, более низкими по сравнению с трубами других конструкций затратами в стадиях возведения и эксплуатации.

Размеры дымовых труб унифицированы. Шаг по высоте принят 30 м, при этом стандартизованы следующие высоты железобетонных конических дымовых труб: 180, 210, 240, 270, 300, 330, 360, 390, 420 и 450 м. Условные диаметры устья рекомендуется при этом принимать следующие:

$$D_0^y = 6,0; 7,2; 8,4; 9,6; 10,8; 12,0; 13,8.$$

Типоразмеры наиболее распространенных железобетонных дымовых труб приведены в табл. 6.5.

Таблица 6.5

Типоразмеры железобетонных труб по типовым проектам

Диаметр трубы, м	Высота трубы, м			
	120	150	180	250
4,2	+			
4,8	+			
6,0	+	+	+	
6,5				+
7,2	+	+	+	
8,0				+
8,4	+	+	+	
9,6		+	+	+

Металлические дымовые трубы являются наименее долговечными. Срок их службы в зависимости от условий эксплуатации может составлять 20–30 лет.

Наиболее уязвимыми конструкциями металлических труб являются кожух трубы, опорные кольца под футеровку и растяжки вследствие коррозии металла, усталостного разрушения сварных швов и прилегающего к ним металла.

Повреждения футеровки и вспомогательных металлоконструкций металлических дымовых труб аналогичны повреждениям в кирпичных трубах.

Основные достоинства металлических дымовых труб — возможность возводить высотой до 200 м, малая масса, сравнительно низкая трудоемкость возведения, малые размеры фундаментов, что позволяет размещать их на площадках ограниченных размеров.

Основные недостатки металлических дымовых труб — относительно малый срок их службы, необходимость тщательного ухода в процессе эксплуатации, сложность ремонта кожуха и замены растяжек. Унифицированный ряд некоторых типоразмеров металлических труб приведен в табл. 6.6.

Пример выбора дымовой трубы (упрощенный вариант) приведен применительно к ТЭЦ высокого давления, в составе которой: шесть котлов паропроизводительностью по 420 т/ч БКЗ-420-140 ПТ-2, две турбины типа ПТ-135/165-130/15, одна турбина Т-175-210-130 и пять пиковых водогрейных котлов КВ-ТК-100. Климатические условия района строительства ТЭЦ условно принимаются по г. Барнаулу ($t_{от}^p = -39^\circ \text{C}$). Все расчеты, обосновывающие выбор вспомогательного оборудования, выполняются в объеме, соответствующем техническому проекту ТЭЦ.

Таблица 6.6

Унифицированный ряд типоразмеров металлических труб

Высота труб, м	Диаметр на выходе, d_0 , м					Растяжка	
	0,4	0,5	0,63	0,8	1,0	Количество; число ярусов	Радиус трубы, м
21,4						3; 1	1,0
21,6						3; 1	1,0
23,3						3; 1	1,0
31,8						6; 2	1,6
32,0						6; 2	1,6
33,8						3; 1	1,6
44,2						6; 2	2,2

Дополнительные исходные данные:

- 1) тип котла Е-420-140 Ж; модель БКЗ-420-140ПТ-2;
- 2) топливо — ирша-бородинский бурый уголь, $Q_H^P = 15,68$ МДж/кг (3740 ккал/кг); зольность — $A^P = 6\%$; содержание серы $S^P = 0,2\%$;
- 3) предусматривается сухое золоудаление;
- 4) объем уходящих газов для котла Е-420-140Ж при $t_{yx} = 147^\circ \text{C}$ составляет 770000 м³/ч (при барометрическом давлении 760 мм рт. ст.);
- 5) среднее барометрическое давление для места установки котла 730 мм рт. ст.;
- 6) полный расход топлива энергетическим котлом — 74,1 т/ч;
- 7) объем уходящих газов для котла КВ-ТК-100 при $t_{yx} = 197^\circ \text{C}$ составляет 407000 м³/ч (при барометрическом давлении 760 мм рт. ст.);
- 8) степень очистки газов в электрофильтре $\eta_{\text{гв}} = 0,983$;
- 9) полный расход топлива водогрейным котлом — 30,7 т/ч.

Высота дымовой трубы (общей для энергетических и водогрейных котлов) и диаметр ее входного сечения рассчитываются с учетом рассеивания в воздушном пространстве выбросов золы и $\text{SO}_2 + \text{NO}_2$. За расчетную принимается тепловая нагрузка ТЭЦ при средней температуре наружного воздуха за самый холодный месяц ($t_{\text{ср}}^{\text{х.м.}} = -15,3^\circ \text{C}$). В расчетном режиме нагрузка энергетических котлов считается максимальной ($6 \cdot 420 = 2520$ т/ч), а пиковых водогрейных котлов — равной 60% максимальной (3 котла по 348,9 МВт (300 Гкал/ч)).

Суммарный объем газов, выбрасываемых энергетическими котлами, составляет

$$6 \cdot \frac{770000}{3600} \cdot \frac{760}{730} \approx 1340 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Суммарный объем газов, выбрасываемых водогрейными котлами

$$3 \cdot \frac{407000}{3600} \cdot \frac{760}{730} \approx 353 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Средняя температура газов, поступающих в дымовую трубу

$$t'_{\text{тр}} = \frac{1340 \cdot 147 + 353 \cdot 197}{1340 + 353} = 157,4^\circ \text{C}.$$

С учетом охлаждения газов в дымовой трубе принимаем $t''_{\text{тр}} = 150^\circ \text{C}$.

Объем газов, выходящих из дымовой трубы при температуре 150° С

$$V_{\text{тр}}^{\text{вых}} = (1340 + 353) \frac{273 + 150}{273 + 157,4} = 1664 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Выходную скорость принимаем равной 30 м/с. Диаметр выходного сечения дымовой трубы

$$D_{\text{тр}}^{\text{вых}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1664}{3,14 \cdot 30}} = 8,4 \text{ м}.$$

Принимаем типовой размер дымовой трубы 8,4 м. Действительная выходная скорость равна 30 м/с.

Суммарный выброс золы и твердых частиц энергетическими котлами определяем по формуле

$$M_3^{\text{ЭК}} = 0,01 B^{\text{ЭК}} \left(a_{\text{yn}} A^{\text{P}} + q_4 \frac{Q_{\text{II}}^{\text{P}}}{32680} \right) (1 - \eta_{\text{зв}}), \text{ г/с}.$$

Расход топлива $B^{\text{ЭК}} = 6 \cdot 74,1 = 445 \text{ т/ч}$; $q_4 = 0,5\%$; $a_{\text{yn}} = 0,8$. Тогда

$$\begin{aligned} M_3^{\text{ЭК}} &= \frac{445 \cdot 10^6}{3600} \left(0,01 \cdot 0,8 \cdot 6 + 0,01 \cdot 0,5 \frac{15680}{32680} \right) (1 - 0,983) = \\ &= 123,6 \cdot 10^3 (0,048 + 0,0024) \cdot 0,017 = 106 \text{ г/с}. \end{aligned}$$

Суммарный выброс золы водогрейными котлами определяется аналогично.

Расход топлива $B^{\text{БК}} = 3 \cdot 30,7 = 92,1 \text{ т/ч}$; $q_4 = 0,5\%$; $a_{\text{yn}} = 0,995$; $\eta_{\text{зв}} = 0,94$ (золоуловитель типа БЦУ-М)

$$\begin{aligned} M_3^{\text{БК}} &= \frac{92,1 \cdot 10^6}{3600} \left(0,01 \cdot 0,995 \cdot 6 + 0,01 \cdot 0,5 \frac{15680}{32680} \right) (1 - 0,94) = \\ &= 25,6 \cdot 10^3 (0,0597 + 0,0024) \cdot 0,06 = 95,4 \text{ г/с}. \end{aligned}$$

Суммарный выброс золы из дымовой трубы

$$\Sigma M_3 = 106 + 95,4 = 201,4 \text{ г/с}.$$

Суммарный выброс SO_2 энергетическими и водогрейными котлами определяем по формуле

$$M_{SO_2}^{ЭК} = 0,02B \cdot S^P (1 - \eta'_{SO_2})(1 - \eta''_{SO_2}) \left(1 - \eta_{SO_2}^c \frac{n_{O_2}}{n_K} \right), \text{ г/с,}$$

где η'_{SO_2} — доля SO_2 , поглощаемая золой в газоходах котла;
 $\eta''_{SO_2} = 0$, так как сухой золоуловитель. Сероочистка отсутствует.

$$M_{SO_2}^{ЭК} = 0,02 \cdot 123,6 \cdot 10^3 \cdot 0,2(1 - 0,25) \cdot (1 - 0)(1 - 0) = 370,8 \text{ г/с.}$$

Суммарный выброс SO_2 водогрейными котлами находится аналогично

$$M_{SO_2}^{БК} = 0,02 \cdot 25,6 \cdot 10^3 \cdot 0,2(1 - 0,25) = 76,8 \text{ г/с.}$$

Суммарный выброс SO_2 из дымовой трубы

$$\Sigma M_{SO_2} = 370,8 + 76,8 = 447,6 \text{ г/с.}$$

Суммарный выброс NO_2 энергетическими и водогрейными котлами рассчитываем по формулам

$$M_{NO_2} = 10^{-3} B \cdot K \left(1 - \frac{q_4}{100} \right) \beta_1 (1 - \epsilon_1 r) \beta_2 \beta_3 \epsilon_2 \left(1 - \eta_{аз} \frac{n_{O_2}}{n_K} \right), \text{ г/с;}$$

$$K = \frac{12D_\phi}{200 + D_{II}} = \frac{12 \cdot 420}{200 + 420} = 8,13.$$

При отсутствии сведений о применении рециркуляции, двухступенчатого сжигания, азотоочистки и других природоохранных мероприятий, имеем

$$M_{NO_2}^{ЭК} = 10^{-3} \cdot 123,6 \cdot 10^3 \cdot 8,13 \left(1 - \frac{0,5}{100} \right) = 999,8 \text{ г/с.}$$

Суммарный выброс NO_2 водогрейными котлами при

$$K = \frac{2,5 \cdot Q_\phi}{84 + Q_{II}} = \frac{2,5 \cdot 100}{84 + 100} = 1,36;$$

$$M_{NO_2}^{БК} = 10^{-3} \cdot 25,6 \cdot 10^3 \cdot 1,36 \left(1 - \frac{0,5}{100} \right) = 34,6 \text{ г/с.}$$

Суммарный выброс NO_2 из дымовой трубы

$$\sum M_{\text{NO}_2} = 999,8 + 34,6 = 1034,4 \text{ г/с.}$$

Выброс NO_2 , приведенный к SO_2 , подсчитывается по формуле

$$M_{\text{NO}_2}^{\text{пр}} = M_{\text{NO}_2} \frac{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} = M_{\text{NO}_2} \frac{0,5}{0,25} = M_{\text{NO}_2} \cdot 2;$$

$$M_{\text{NO}_2}^{\text{пр}} = 1034,4 \cdot 2 = 2068,8 \text{ г/с.}$$

Суммарный расчетный выброс $\text{SO}_2 + \text{NO}_2$ из дымовой трубы

$$447,6 + 2068,8 = 2516,4 \text{ г/с.}$$

С учетом выбросов золы и, принимая во внимание тот факт, что $\text{ПДК}_3 = \text{ПДК}_{\text{SO}_2}$, суммарный выброс загрязняющих веществ составит

$$M = M_3 + M_{\text{SO}_2} + M_{\text{NO}_2}^{\text{пр}} = 201,4 + 447,6 + 2068,8 = 2717,8 \text{ г/с.}$$

Минимальную необходимую высоту дымовой трубы с учетом рекомендаций п. 6.2 определяем по формуле

$$H_{\min} = \sqrt{\frac{AMFm\eta}{\text{ПДК} - C_{\phi}}} \sqrt[3]{\frac{Z}{V\Delta t}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 2717,8 \cdot 1 \cdot 1}{0,5}} \sqrt[3]{\frac{1}{1664(150 - 20)}} = 120 \text{ м.}$$

В рассматриваемом примере решена задача по выбору дымовой трубы для изолированного источника загрязнения атмосферы при ряде принятых допущений.

6.8. ОЦЕНКА УЩЕРБА ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

Вредные вещества, присутствующие в атмосфере в результате выбросов различными источниками, называют поллютантами. Антропогенные выбросы многих поллютантов в настоящее время соизмеримы с природными и сосредоточены, как правило, на относительно малых площадях промышленных районов. Структура наиболее интересующих нас загрязнителей приведена в табл. 6.7.

Из табл. 6.7 видно, что главную роль в выбросе первичных загрязнителей играют транспорт и стационарные источники продуктов сго-

рания. Воздействие отдельных поллютантов на природную среду вкратце рассмотрено ниже.

Таблица 6.7

Основные источники	Доля в общем количестве выбросов, %				
	Оксид углерода	Угледородороды	Оксиды серы	Оксиды азота	Твердые частицы
Выбросы двигателей транспортных средств	58	52	—	51	3
Лесные пожары, выжигание растительности	19	—	—	1	9
Испарение растворителей	—	27	—	—	—
Промышленное производство	11	14	20	1	51
Складирование твердых отходов	8	4	1	2	5
Стационарные источники продуктов сгорания (электростанции)	2	2	78	44	25
Прочие источники	4	1	1	1	6

Оксид углерода в незначительной мере вреден для растений, хотя есть данные об уменьшении фиксации азота в некоторых растениях, длительно подвергающихся воздействию СО. Для живых существ оксид углерода является ядовитым, так как в 10 раз лучше поглощается кровью, чем кислород, и, соединяясь с гемоглобином, образует карбоксигемоглобин (СОНв). Как известно, кислород в соединении с гемоглобином образует оксигемоглобин (О₂Нв). Карбоксигемоглобин связывает молекулы гемоглобина и препятствует переносу оксигемоглобином кислорода от легких к тканям. Вследствие этого сердце и легкие вынуждены работать с большей нагрузкой, а если в крови образуется много СОНв, наступит коматозное состояние, приводящее к смерти.

Наиболее опасные для здоровья углеводороды принадлежат к ряду альдегида, бензола, кетона и этилена. Они вызывают раздражение слизистой оболочки глаз, дыхательных путей и кожного покрова.

Диоксид серы может действовать и как восстановитель, и как окислитель. Кроме того, SO₂ вступает в фотохимическую или каталитическую реакции с другими веществами в воздухе с образованием трехоксида серы, серной кислоты и ее солей. Диоксид серы легко растворяется в воде и поглощается пылью и атмосферной влагой, образуя сернистую и

серную кислоты. Влияние SO_2 на растительность и его последствия приведены в табл. 6. 8.

Таблица 6.8

Чувствительность растений к содержанию SO_2 в воздухе

Растение	Концентрация SO_2 , ррм (г/т)	Продолжительность действия, ч	Условия	Поражаемая часть растения	Тип и степень поражения
Яблоня	0,48	6	Полевые наблюдения	Листья	Некроз 6%
Ячмень	0,63	1	Полевые наблюдения	Листья	Некроз 10%
Свекла	1,3	1	Полевые наблюдения	Листья	Некроз 10%
Клевер	0,95	8	Полевая камера	Все растение	Замедленный рост
Огурцы	1,1	1	Полевые наблюдения	Листья	Некроз 10%
Рябина	0,54	3	Полевые наблюдения	Листья	Некроз 30%
Тополь	0,66	1	Полевые наблюдения	Листья	Некроз 10%

Главной проблемой, возникающей в результате наличия оксидов азота в воздухе, является их токсичное воздействие на организм человека. Установлено, что кратковременное (до 1 ч) воздействие диоксида азота в концентрации 47–140 мг/м³ на человека может вызвать бронхит и воспаление легких, а при концентрации 560–940 мг/м³ вероятен летальный исход вследствие отека легких и асфиксии. Даже при 10-минутном вдыхании диоксида азота в концентрации 1300 мг/м³ наблюдаются функциональные изменения в легких у здоровых людей.

Имеющиеся данные о воздействии оксидов азота на растительность приведены в табл. 6.9.

Обычно встречающиеся уровни концентраций оксидов азота ниже пороговых. Но в присутствии SO_2 наблюдается синергический эффект, т. е. вредное влияние SO_2 при наличии оксидов азота проявляется при более низких концентрациях. Загрязнение окружающего воздуха оксидами азота ведет к закислению дождевых осадков. Считается, что $\frac{3}{4}$ «кислотных» дождей приходится на долю SO_2 , остальная часть — NO_x .

**Чувствительность растений к содержанию NO_2 в атмосфере
(опыты в лабораторной камере)**

Растение	Концентрация NO_2 ppm (г/г)	Продолжительность действия, ч	Поражаемая часть растения	Тип и степень поражения
Фасоль	7	5	Листья	Некроз
	1	14 дней	Все растение	Замедление роста
Цитрусовые	250	1	Листья	Некроз молодых побегов
Кукуруза	5	0,5	Листья	Некроз 1%
Хлопчатник	22	0,5	Листья	Некроз 50%
Огурцы	20	0,5	Листья	Не происходит
Картофель	30	1	Листья	Не происходит
Сахарная свекла	30	1	Листья	Легкий некроз
Томаты	0,5	21–45 дней	Все растение	Снижение урожая на 22%
	0,25	21–45 дней	Листья	Некроз 34%
Пшеница	2	7	Листья	Не происходит

Частицы, образующиеся при сжигании топлива или в фотохимических процессах, составляют основную долю частиц размером 0,1 . . . 1,0 мкм. В табл. 6.10 приведены данные о реакции растений на различного рода загрязнения окружающей среды.

Таблица 6.10

Чувствительность растений к содержанию различных частиц в воздухе

Растение	Состав и вид твердых частиц	Концентрация	Продолжительность действия	Условия	Поражаемая часть растений	Тип и степень поражения
Люцерна	Пыль цементного завода			Полевые наблюдения	Листья	Замедленный рост листьев
Бобовые	Цементная пыль с размером частиц менее 10 мкм	0,5–3,8 г/м ² в день	2–3 дня	Лабораторные наблюдения		Не происходит

Растение	Состав и вид твердых частиц	Концентрация	Продолжительность действия	Условия	Поражаемая часть растений	Тип и степень поражения
Овес	Цементная пыль с размером частиц менее 10 мкм	1,0–48 г/м ² в день	2–3 дня	Лабораторные наблюдения	Все растение	Замедление роста
Ясень, клен	Солевые частицы (Na, Mg, Ca, K, Mn, Cl, SO ₄ , HCO ₃ и т.п.)	2,4–26 мкг/см ²	4 часа	Лабораторные наблюдения	Все растение	Хлороз, некроз, опадение листьев
Хвойные породы	Сажа			35, 45, 60, 80 и 100 м от шоссе	Все растение	Закупорка, замедление роста

В нашей стране разработан суммарный, или обобщенный, показатель вредности, определяемый как сумма относительных слагаемых вредности (табл. 6. 11), которые базируются на ПДК для соответствующих веществ. Это дает возможность проводить сравнительный анализ воздействия на окружающую среду различных видов органического топлива и конструкций котлоагрегатов. Значительное место в суммарной вредности выбросов занимает пятиокись ванадия, присутствующая в продуктах сгорания мазутов.

Мониторинг окружающей среды, проводимый многими странами мира, позволил определить функциональную связь между уровнем радиационного и химического загрязнения воздуха, воды, продуктов питания и общим количеством заболеваний. Особенно сильно загрязнение окружающей среды влияет на рост онкологических заболеваний.

В настоящее время ведутся исследования, направленные на определение раздельного вклада радиационного и химического загрязнений в уровень как онкологических, так и других массовых заболеваний. Эти данные необходимы не только медицинским работникам. Они необходимы, например, для расчетов экономического эффекта от

средств, вложенных в различные мероприятия, направленные на защиту окружающей среды. Пока только специалисты убеждены, что средства, вложенные в мероприятия по защите окружающей среды, могут давать прибыль. Поэтому борьба за снижение вредных выбросов предприятиями неэффективна.

Таблица 6.11

Сравнительные данные вредности различных видов органического топлива

Топливо	Относительные слагаемые вредности, о. е.				Суммарная вредность, о. е.
	Зола	SO ₂	NO _x	V ₂ O ₅	
Природный газ	—	—	4,07	—	4,07
Кузнецкий уголь	0,26	1,82	6,66	—	8,74
Мазут S ^p = 0,5%	—	0,76	6,41	1,91	9,08
Донецкий уголь АШ	0,46	3,71	6,90	—	11,07
Назаровский уголь	0,33	3,87	7,56	—	11,76
Мазут S ^p = 1%	—	1,53	6,41	3,82	11,76
Донецкий уголь Т	0,38	5,48	6,86	—	12,72
Сланцы	2,59	8,57	8,16	—	19,32
Мазут S ^p = 2,5%	—	3,82	6,41	9,54	19,77
Подмосковный уголь	1,12	14,58	7,26	—	22,86
Мазут S ^p = 3,5%	—	5,34	6,41	13,36	25,11

Как же связаны между собой онкологические и другие заболевания и окружающая среда?

Основная концепция образования онкологических заболеваний — повреждение хромосом и ДНК.

Первоначально причиной повреждения генетического материала считались канцерогенные вещества. Канцерогены, поступающие в организм из внешней среды и синтезирующиеся в нем, встраиваясь в хромосомы и ДНК, вызывают их мутации.

С момента открытия ионизирующего излучения и постепенного углубленного изучения процессов его взаимодействия с живым и неживым материалом начался пересмотр взглядов на причины возникновения онкологических заболеваний.

Ионизирующая радиация обеспечивает деструкцию как коротких молекул (радиолиз воды), так и длинных (радиолиз углеводов,

пептидов, белков). Эффект широко используется в различных промышленных технологиях.

Деструкцию живых тканей при радиационном воздействии наблюдали биологи, в частности прямое повреждение ДНК и хромосом. Но наиболее глубокой причиной, вызвавшей изменение взглядов на природу онкологических заболеваний, явились данные о количестве раковых заболеваний больших групп людей, получивших различные дозы облучения. Оказалось, что не существует безопасной (пороговой) дозы облучения и при любой, даже самой малой дозе облучения, риск возникновения раковых заболеваний пропорционален дозе облучения. Поскольку на всей поверхности земного шара присутствует ионизирующее излучение, у населения любой страны мира должны наблюдаться раковые заболевания. Уровень же онкологических заболеваний по странам и районам должен существенно отличаться, поскольку значения радиационного фона на территориях проживания отличаются в десятки раз. Так и есть в действительности.

Радиационная концепция возникновения раковых заболеваний оказалась более доказательной, чем канцерогенная, и была принята как более правдоподобная.

С позиций последней, однако, трудно объяснить тот факт, что ионизирующее излучение увеличивает вероятность развития всех заболеваний, которые присущи природе человека. Ведь большинство болезней никак не связаны с наличием или отсутствием мутаций в генетическом материале (вирусные, например).

Не менее сложно объяснить, что при низких дозах облучения вероятность возникновения ракового заболевания на единицу поглощенной дозы выше, чем при средних и высоких дозах. В соответствии с радиационной концепцией должно быть наоборот. В крайнем случае вероятность заболевания на единицу поглощенной дозы должна сохраняться неизменной.

Для объяснения этих противоречий необходимо выяснить, что происходит с ионами или радикалами, образованными в живом организме вдоль треков быстрых электронов, порожденных ионизирующим излучением. Противоположно заряженные радикалы вновь соединяются случайным образом в нейтральные молекулы. Однако новые молекулы, образованные в организме не по его генетическому коду,

должны с высокой степенью вероятности оказаться чужеродными или канцерогенными, но с разной степенью канцерогенного эффекта.

Количество образованных радикалов пропорционально дозе облучения, определенной с учетом биологической эффективности излучения, а количество образованных (синтезированных излучением) канцерогенов пропорционально количеству радикалов. Следовательно, в организме существует функциональная зависимость дозы от концентрации канцерогенов.

Для экспериментального подтверждения существования такой зависимости не нужно контролировать изменение концентрации всех синтезированных в организме канцерогенов. Достаточно получить одно соотношение дозы от концентрации для канцерогена с высоким уровнем биологической активности. Поскольку количество образованных радикалов даже при низких дозах исчисляется триллионами, т. е. имеет место статистика больших чисел, количественные закономерности синтеза каждого канцерогена в организме выполняются с высокой степенью точности.

Наиболее убедительные данные по количественному изменению удельной концентрации канцерогенов в организме под воздействием ионизирующего излучения были получены в Беларуси в Институте проблем энергетике.

В экспериментах были выбраны два азотсодержащих соединения: нитрит-ион и нитрозодиметиламин (НДМА). Нитрит-ион является одним из радикалов, входящих в состав НДМА, т. е. его предшественником.

Измеряя содержание нитрит-ионов и НДМА в материале в условиях наличия и отсутствия ионизирующего излучения различной интенсивности и длительности воздействия, можно получить количественные зависимости дозы от удельной концентрации канцерогена для данного материала. В соответствии с международными требованиями были разработаны, испытаны и стандартизированы методики определения концентрации нитритов и НДМА в продуктах питания, воде, воздухе, тканях и крови организмов, и создана аппаратура, на которой реализованы эти методики.

Оказалось, что при равном стартовом количестве нитрит-ионов в необлученном материале (живом и неживом) концентрация НДМА возрастает с ростом дозы излучения, полученного этим материалом.

Выяснилось также, что не существует пороговой дозы облучения, при которой начинается дополнительный синтез НДМА. При любой, даже самой малой дозе облучения синтез НДМА пропорционален дозе облучения. Однако при средней и высокой дозах нарушается прямая пропорциональность между дозой и уровнем синтеза НДМА. Это связано с проявлением механизма радиационной деструкции ранее синтезированного НДМА. При средних дозах облучения становится заметным, а при высоких дозах существенным снижение удельной концентрации синтезированного радиацией НДМА.

Функциональные зависимости от дозы количества раковых заболеваний и концентрации НДМА качественно совпали. Это означает, что количество раковых заболеваний пропорционально концентрации НДМА, а точнее количество раковых заболеваний пропорционально концентрации канцерогенов в организме.

С учетом факта, что радиация пропорционально увеличивает вероятность развития всех заболеваний, можно утверждать, что уровень всех заболеваний человека пропорционален концентрации канцерогенов в организме. Поскольку уровень канцерогенов в организме связан с уровнем канцерогенов и уровнем радиации в окружающей среде, получаем самый общий вывод: вероятность развития всех тех заболеваний, которые присущи природе человека, пропорциональна концентрации канцерогенов в окружающей среде.

Отсюда следует программа защитных действий. Необходимо снижать выбросы любых канцерогенов, но особенно канцерогенов с высоким уровнем биологической активности или агрессивности.

Классификация выбросов в атмосферу по составу (ГОСТ 17. 2. 1. 01-76)

Структура построения их условного обозначения.

Выбросы в атмосферу из источников загрязнения характеризуются по четырем признакам:

- 1) по агрегатному состоянию (0);
- 2) по химическому составу (00);
- 3) по размеру частиц (0);
- 4) по массе вещества (0).

Признак — агрегатное состояние:

- газообразные (А);
- жидкие (К);
- твердые (Т).

Признак — химический состав:

- сернистый ангидрид (01);
- окись углерода (02);
- окислы азота в пересчете на NO_2 (03);
- фтор и его соединения в пересчете на фтор-ион (04);
- сероуглерод (05);
- сероводород (06);
- хлор (07);
- синильная кислота и цианиды в пересчете на CN (08);
- ртуть и ее соединения (09);
- аммиак (10);
- мышьяк и его соединения (11);
- сумма углеводов (12);
- углеводороды предельные (13);
- углеводороды непредельные (14);
- углеводороды ароматические (15);
- кислородсодержащие органические соединения (16);
- азотсодержащие органические соединения (17);
- фенол (18);
- смолистые вещества (19);
- кислоты (20);
- щелочи (21);
- свинец и его соединения в пересчете на Pb (22);
- сажа (23);
- металлы и их соединения (24);
- пыль (23);
- прочее (26).

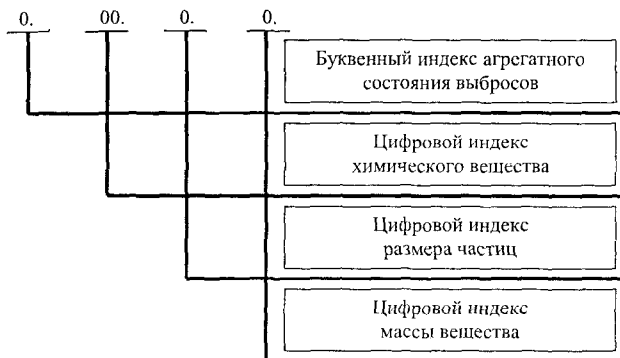
Признак — размер частиц:

- менее $0,5 \cdot 10^{*0}$ м (1);
- от $0,5 \cdot 10^{*0}$ до $3 \cdot 10^{*0}$ м включительно (2);
- от $3 \cdot 10^{*0}$ до $10 \cdot 10^{*0}$ м включительно (3);
- от $10 \cdot 10^{*0}$ до $50 \cdot 10^{*0}$ м включительно (4);
- от $50 \cdot 10^{*0}$ м (2).

Признак — масса вещества:

- менее 1кг/ч (1);
- от 1 до 10 кг/ч включительно (2);
- от 10 до 100 кг/ч включительно (3);
- от 100 до 1000 кг/ч включительно (4);
- от 1000 до 10000 кг/ч включительно (5);
- от 10000 кг/ч (6).

Структура построения условного обозначения выбросов должна быть следующей:



При отсутствии какого-либо индекса ставят цифру 0.

Примеры условных обозначений.

1. Выброс жидкий, содержащий щелочи с размером частиц от 0,5 до 3 мкм, с массой вещества 70 кг/ч:

К. 21. 2. 3.

2. Выброс, состоящий из смеси окиси углерода с массой 60 кг/ч и паров ароматических углеводородов массой 5 кг/ч:

А. 02. 0. 3. А. 15. 0. 2.

3. Выброс, состоящий из сернистого ангидрида с массой 2000 кг/ч кислоты с размером частиц от 0,5 до 3 мкм и сажи с размером частиц 1 мкм и массой 5 кг/ч:

А. 01. 0. 5. К. 20. 2. 3. Т. 23. 2. 3.

4. Выброс, состоящий из окислов азота с массой 40 кг/ч и НДМА с массой 0,1 кг/ч:

А. 03. 0. 3. А. 17. 0. 1.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу предприятиями, представляют в виде табл. 5.3.

Экономическая оценка ущерба, причиняемого годовыми выбросами загрязнений в атмосферный воздух $У$, для отдельного источника определяется по формуле

$$У = \gamma \sigma f M,$$

где $У$ — оценка ущерба, руб/год;

γ — множитель, численное значение которого равно 2,4 руб/у. т. (в ценах 1991 г.);

σ — безразмерный коэффициент, зависящий от типа загрязняемой территории;

f — безразмерный коэффициент, учитывающий характер рассеивания примесей в атмосферу;

M — приведенная масса годового выброса загрязнений из источника, усл. т/год.

Значение величины σ определяется по табл. 6.12.

Таблица 6.12

Тип загрязняемой территории	Значение σ
Курорты, санатории, заповедники, заказники	10
Пригородные зоны отдыха, садовые и дачные кооперативы и товарищества	
Населенные места с плотностью населения n чел/га*	$0,1 \cdot n$
Территории промышленных предприятий (включая защитные зоны) и промышленных узлов	4
Леса:	
1-я группа	0,2
2-я группа	0,1
3-я группа	0,025
Пашни**:	
южные зоны (южнее 50° северной широты)	0,25
центр черноземья России, Южная Сибирь	0,1
Сады, виноградники**	0,5
Пастбища, сенокосы**	0,05

Примечание.

* Для центральной части городов с населением свыше 300 тыс. человек независимо от административной плотности населения $\sigma = 8$.

** Для орошаемых пахотных земель, виноградников, сенокосов указанные числа следует умножить на 2.

Если зона активного загрязнения (ЗАЗ) неоднородна и состоит из территорий таких типов, которым в табл. 6.12 соответствуют различные значения величины σ , то значение σ для всей ЗАЗ определяется по формуле

$$\sigma = \sigma_{\text{ЗАЗ}} = \left(\frac{1}{S_{\text{ЗАЗ}}} \right) \sum_{j=1}^K S_j \sigma_j = \sum_{j=1}^K \frac{S_j}{S_{\text{ЗАЗ}}} \cdot \sigma_j,$$

где $S_{\text{ЗАЗ}}$ — общая площадь ЗАЗ;

S_j — площадь j -й части ЗАЗ;

σ_j — соответствующее табличное значение константы;

j — номер части ЗАЗ, относящийся к одному из типов территорий, указанных в табл. 6.12;

K — общее число типов территорий, попавших в ЗАЗ.

Зона активного загрязнения для каждого источника, ущерб от выбросов которого подлежит оценке, определяется следующим образом. ЗАЗ для организованных источников представляет собой кольцо, заключенное между окружностями с радиусами $r_{\text{ЗАЗ}}^{\text{внутр}} = 2\varphi h$ и $r_{\text{ЗАЗ}}^{\text{внтр}} = 20\varphi h$, где h — высота источника в мстрах, φ — безразмерная поправка на подъем факела выбросов в атмосфере

$$\varphi = 1 + \frac{\Delta t}{75^\circ\text{C}},$$

где Δt — среднегодовое значение разности температур в устье источника (трубы) и в окружающей атмосфере, $^\circ\text{C}$.

Значение коэффициента f определяется следующим образом:

а) для газообразных примесей и легких мелкодисперсных частиц с очень малой скоростью оседания (менее 1 см/с) принимается

$$f = f_{(1)} = \frac{100}{100 + \varphi h} \cdot \frac{u}{1 + u},$$

где h — геометрическая высота устья источника по отношению к среднему уровню ЗАЗ, м;

φ — безразмерная поправка на тепловой подъем факела выброса в атмосфере;

u — среднегодовое значение модуля скорости ветра на уровне флюгера, м/с; в тех случаях, когда значение неизвестно, оно принимается равным 3 м/с.

Если $u \neq 3$ м/с, то значения $f_{(1)}$, приведенные в табл. 6.13 для заданных Δt и h , следует умножить на поправку

$$W = \frac{4}{1+u},$$

значения которой приведены в табл. 6.14.

Таблица 6.13

Δt °C	φ	h										
		0	10	20	50	100	150	200	250	300	350	400
0	1,0	<u>1,0</u>	<u>0,91</u>	<u>0,83</u>	<u>0,67</u>	<u>0,5</u>	<u>0,4</u>	<u>0,33</u>	<u>0,29</u>	<u>0,25</u>	<u>0,22</u>	<u>0,20</u>
		4,08	3,78	3,54	3,02	2,5	2,18	1,96	1,8	1,67	1,55	1,47
25	1,33	<u>1,0</u>	<u>0,88</u>	<u>0,79</u>	<u>0,60</u>	<u>0,43</u>	<u>0,33</u>	<u>0,27</u>	<u>0,23</u>	<u>0,20</u>	<u>0,18</u>	<u>0,16</u>
		4,08	3,69	3,40	2,81	2,28	1,96	1,75	1,60	1,48	1,38	1,30
50	1,67	<u>1,0</u>	<u>0,86</u>	<u>0,75</u>	<u>0,55</u>	<u>0,38</u>	<u>0,29</u>	<u>0,23</u>	<u>0,19</u>	<u>0,17</u>	<u>0,15</u>	<u>0,13</u>
		4,08	3,61	3,27	2,64	2,10	1,79	1,59	1,45	1,34	1,25	1,17
75	2,0	<u>1,0</u>	<u>0,81</u>	<u>0,68</u>	<u>0,46</u>	<u>0,30</u>	<u>0,23</u>	<u>0,18</u>	<u>0,15</u>	<u>0,13</u>	<u>0,11</u>	<u>0,10</u>
		4,08	3,46	3,06	2,38	1,85	1,57	1,38	1,25	1,15	1,07	1,01
100	2,33	<u>1,0</u>	<u>0,81</u>	<u>0,68</u>	<u>0,46</u>	<u>0,30</u>	<u>0,23</u>	<u>0,18</u>	<u>0,15</u>	<u>0,13</u>	<u>0,11</u>	<u>0,10</u>
		4,08	3,46	3,06	2,38	1,85	1,57	1,38	1,25	1,15	1,07	1,01
125	2,67	<u>1,0</u>	<u>0,79</u>	<u>0,65</u>	<u>0,43</u>	<u>0,27</u>	<u>0,20</u>	<u>0,16</u>	<u>0,13</u>	<u>0,11</u>	<u>0,10</u>	<u>0,90</u>
		4,08	3,39	2,97	2,27	1,76	1,48	1,30	1,18	1,08	1,01	0,95
150	3,0	<u>1,0</u>	<u>0,77</u>	<u>0,63</u>	<u>0,40</u>	<u>0,25</u>	<u>0,18</u>	<u>0,14</u>	<u>0,12</u>	<u>0,10</u>	<u>0,09</u>	<u>0,08</u>
		4,08	3,33	2,89	2,18	1,67	1,40	1,23	1,11	1,02	0,95	0,89

Примечание. В числителе — значение функции $f_{(1)}^0 = \frac{100}{100 + \varphi h}$, в знаменателе — $f_{(2)}^0 = \frac{1000}{60 + \varphi h}$ при некоторых значениях Δt , °C, и h , м.

Таблица 6.14

u , м/с	1,0	1,5	2,0	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
W	2,0	1,6	1,33	1,0	0,89	0,8	0,73	0,67

б) для частиц, оседающих со скоростью от 1 до 20 см/с, принимается, что

$$f = f_{(2)} = \left(\frac{1000}{60 + \varphi h} \right)^{\frac{1}{2}} \frac{4}{1+u}.$$

Значения $f_{(2)}$, вычисленные по приведенной выше формуле при $u = 3$ м/с для некоторых Δt и h , приведены в табл. 6.13. Если $u \neq 3$ м/с, то приведенное в табл. 6.13 значение $f_{(2)}^0$ следует умножить на поправку W ; в) для частиц, оседающих со скоростью свыше 20 см/с, принимается, что независимо от значений h , Δt и u , $f = f_{(3)} = 10$.

Значение приведенной массы годового выброса загрязнений в атмосферу из источника M определяется по формуле

$$M = \sum_{i=1}^N A_i m_i,$$

где m_i — масса годового выброса примеси i -го вида в атмосферу, т/год;
 A_i — показатель относительной агрессивности примеси i -го вида, усл. т/т, определяется по табл. 6.15;
 N — общее число примесей, выбрасываемых источником в атмосферу.

Значения M определяются отдельно для групп примесей, входящих в каждую из указанных выше фракций, так что в общем случае при выбросе примесей с тремя различными значениями параметра f из одного источника, оценка ущерба, наносимого выбросами этого источника, должна определяться по формуле:

$$Y = \gamma \sigma (f_{(1)} M_{(1)} + f_{(2)} M_{(2)} + f_{(3)} M_{(3)}).$$

Значение показателя относительной агрессивности примеси i -го вида может также находиться по выражению

$$A_i = a_i \alpha_i \delta_i,$$

где a_i — показатель относительной опасности присутствия примеси в воздухе, вдыхаемом человеком.

Величина a_i исчисляется по формуле

$$a_i = \sqrt{\frac{60}{\text{ПДК}_{\text{сут.}i} \cdot \text{ПДК}_{\text{р.з.}i}}},$$

где $\text{ПДК}_{\text{сут.}i}$ — среднесуточная предельно допустимая концентрация i -й примеси в атмосферном воздухе;

$\text{ПДК}_{\text{р.з.}i}$ — предельно допустимое значение концентрации i -й примеси в воздухе рабочей зоны;

Таблица 6.15

№ пп	Вещество	A _н , усл. т/т
1.	Оксид углерода	1,0
2.	Сернистый ангидрид	22,0
3.	Сероводород	54,8
4.	Серная кислота	49,0
5.	Оксиды азота в пересчете на NO ₂	41,1
6.	Аммиак	10,4
7.	Хлор молекулярный	89,4
8.	Оксиды алюминия	33,8
9.	Диоксид кремния	83,2
10.	Сажа без примесей (пыль углерода без учета примесей)	41,5
11.	Кобальт и его оксиды	1730,0
12.	Летучие низкомолекулярные углеводороды (пары жидких топлив)	3,16
13.	Ацетон	5,55
14.	Фенол	310
15.	Бенз(а)пирен	12,6·10 ⁵
16.	Цианистый водород	282
17.	Оксиды натрия, магния, калия, кальция, железа, стронция, молибдена, вольфрама, висмута	15,1
18.	Древесная пыль	19,6
19.	Пентаоксид ванадия (пыль)	1225,0
20.	Неорганические соединения шестивалентного хрома по CrO ₃	10 ⁴
21.	Марганец и его оксиды в пересчете на Mn	7070,0
22.	Никель и его оксиды	5475,0
23.	Оксид цинка	245,0
24.	Оксиды мышьяка	1581,0
25.	Неорганические соединения ртути по Hg	22400,0
26.	Неорганические соединения свинца Pb	22400,0
27.	Зола углей:	
	донецких, подмосковных	70,0
	кузнецких, экибастузских, карагандинских	80,0
	березовских, назаровских, ангренских	60,0
28.	Зола торфа (в среднем)	60,0
29.	Коксовая и агломерационная пыль	100,0
30.	Каменноугольная пыль	40,0

a_i — поправка, учитываемая вероятность накопления исходной примеси или вторичных загрязнителей в компонентах окружающей среды.

Значение поправки a_i принимается равным:

- 5 (для токсичных металлов и их оксидов — ванадия, марганца, кобальта, никеля, хрома, цинка, мышьяка, серебра, кадмия, сурьмы, олова, платины, ртути, свинца, урана);
- 2 (для прочных металлов и их оксидов — натрия, магния, калия, кальция, железа, стронция, молибдена, бария, вольфрама, висмута, кремния, бериллия, а также других компонентов твердых аэрозолей, полициклических ароматических углеводородов и бенз(а)пирена);
- 1 (для всех прочих выбрасываемых в атмосферу загрязнителей (газы, кислоты и щелочи в аэрозолях и др.).

δ_i — поправка, учитывающая действие на различные реципиенты, помимо человека.

Значение поправки δ_i принимается равным:

- 2 (для выбрасываемых и испаряющихся в атмосферный воздух легкодиссоциирующихся кислот и щелочей (фтористого воздуха, соляной и серной кислот и т. п.), молекулярного фтора, хлора, сернистого газа, сероводорода);

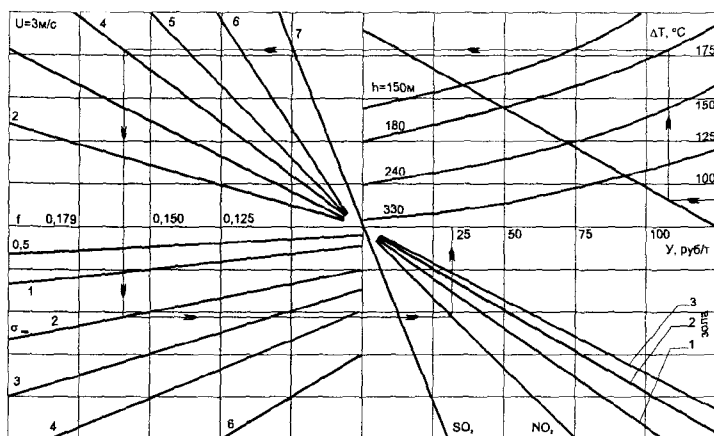


Рис. 6.1. Номограмма для определения удельного ущерба от выбросов в атмосферу оксидов серы и азота:

1, 2, 3 — виды угля в соответствии с табл. 6.15

- 1,5 (для оксидов азота, сероуглерода, азота, хорошо растворимых неорганических соединений фтора);
- 1,2 (для органических пылей, не содержащих опасных соединений, нетоксичных металлов и их оксидов).

Для упрощения практических расчетов с использованием ущерба на рис. 6.1 приведена номограмма для определения удельного ущерба (на 1 т выбросов) для основных загрязнителей ТЭС, предложенная М. А. Девочкиным (Ивановский государственный энергетический университет). Величина удельного ущерба приведена в ценах 1991 г.

7. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ПРОДУКТАХ СГОРАНИЯ ТОПЛИВ

7.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДОВ

Определение концентраций загрязняющих веществ в продуктах сгорания топлив осуществляется химическими, физическими и физико-химическими методами. Химические методы подразделяются на объемные (волюмометрические и титрометрические) и весовые (гравиметрические).

Физические методы включают в себя спектральный и люминесцентный анализ, кондуктометрию. К физико-химическим методам относятся колориметрические, турбидиметрические (нефрелометрические) и газохромато-графические.

Волюмометрический метод реализуется в химических газоанализаторах, работа которых основана на измерении объема пробы газа, оставшегося после удаления определенного компонента (вследствие реакций окисления-восстановления, нейтрализации, абсорбции и дожигания).

Титрометрические (йодометрические хлорсульфатные) методы анализа основаны на определении количества вещества по объему раствора известной концентрации, затраченному на реакцию с определенным веществом. Количество прибавленного раствора эквивалентно количеству определяемого вещества.

Гравиметрический метод используется при определении концентрации вещества путем выделения его в виде осадка и взвешивания осажденной формы.

Спектральный метод основан на исследовании спектров излучения при внесении вещества в пламя горелки. О составе вещества

можно судить по наличию в спектре линий, характерных для определенных элементов, а по их яркости — о количественном содержании. Спектральный метод чувствителен, требует мало времени и затрат.

Люминесцентный метод основан на наблюдении люминесценции, вызываемой возбуждением молекул исследуемой смеси ультрафиолетовым излучением. Этот метод чувствительнее спектрального на 2–4 порядка.

Специфическая способность некоторых растворов окрашиваться при воздействии на них определенных химических реактивов лежит в основе колориметрических методов. Степень яркости раствора пропорциональна концентрации растворенного вещества, которую можно определить с помощью фотоэлектроколориметра.

Линейно-колористические методы применяются для сред, в которых концентрации определяемого вещества малы, но реакция образования окрашенного соединения протекает с большой скоростью, а окрашенное соединение характеризуется достаточной стойкостью, интенсивность окраски которого не изменяется в течение времени, достаточного для анализа.

Нефелометрический и турбидиметрический методы основаны на определении светорассеяния суспензии исследуемого и стандартных растворов. Для получения надежных результатов необходимо соблюдать условия осаждения (количество осадителя, температура и время старения осадка). Электрохимические методы основаны на изменении электропроводности, pH и электролитического тока раствора при взаимодействии с определяемым компонентом.

Для анализа состава уходящих газов используют **газохроматографические** методы, которые позволяют избирательно определять отдельные компоненты, избегая влияния других составляющих газовой смеси.

При выборе метода нужно учитывать, что он должен быть избирательным в присутствии постоянно и наиболее часто содержащихся в продуктах сгорания топлив загрязняющих веществ (SO_2 , NH_3 , CO , H_2S , NO_x), взвешенных частиц, а также CO_2 , H_2O и сопутствующих веществ.

При сопоставлении и выборе различных методов определения концентрации загрязняющих веществ в продуктах сгорания топлив учитывается стабильность характеристик, возможность селективного

определения отдельных веществ в многокомпонентной смеси, многофункциональности приборов, пороговой чувствительности, простоты обслуживания, стоимости и т. п.

В описании метода должно быть указано время, в течение которого стабильны (устойчивы) продукты химических реакций, предшествующих определению загрязняющего вещества. Метод должен использовать реактивы с минимальными требованиями по чистоте (квалификации), посуду и приборы, обеспечивающие допустимую погрешность измерений. Поглотительные приборы и устройства должны обеспечивать эффективность поглощения исследуемого загрязняющего вещества не менее 95%.

Необходимо также указывать порядок проведения подготовительных операций: приготовление насадок для аналитических колонок, условия их кондиционирования, применение или создание поверочных газоздушных смесей для калибровки прибора, использование конкретного дозирующего устройства и др.

Описание метода определения загрязняющего вещества в продуктах сгорания топлив должно включать:

- характеристику его сущности и мешающих влияний;
- изложение условий и способа отбора проб, транспортирования и хранения отобранных проб воздуха;
- перечень используемой аппаратуры и приборов, перечень применяемых реактивов и их квалификацию;
- перечень применяемых растворов, порядок их приготовления и использования, сроки и условия хранения;
- условия анализа отобранных проб и порядок построения калибровочного графика;
- способ обработки данных испытаний и указание погрешности определения;
- метод обезвреживания продуктов анализа;
- требования безопасности при использовании реактивов и обращении с опасными и вредными для здоровья продуктами, образующимися в процессе определения, а также требования безопасности к условиям подготовки и проведения измерения;
- физико-химические свойства загрязняющего вещества (формула, молекулярная масса, запах, растворимость в воде и орга-

нических растворителях, температура плавления и кипения, давление и концентрация насыщенных паров, агрегатное состояние, краткая токсикологическая характеристика, значение ПДК и др.).

Для получения достоверных результатов при измерении содержания в продуктах сгорания топлив любого из загрязняющих веществ необходимо обеспечить отбор представительной пробы газов, обосновать место их отбора с учетом имеющихся температурных и концентрационных полей. Для анализа дымовых газов отбор их проб осуществляют из шунтовых труб либо из газоходов после воздухоподогревателей с поддержанием в соответствующем состоянии пробоотборной системы (подогрев, охлаждение, выбор расстояний и т. п.).

7.2. ОКСИДЫ АЗОТА

Методики определения концентрации оксидов азота в дымовых газах, широко применявшиеся в энергетике, основаны на реакции взаимодействия между нитритами и индикаторным раствором. Некоторые методики различаются составами индикаторного раствора и технологией обработки проб. По одной из них поглощение оксидов азота производится раствором, который готовится из реактива Грисса, ледяной уксусной кислоты и дистиллированной воды (в соотношении 1 г реактива Грисса, 50 см³ ледяной уксусной кислоты и 250 см³ воды), а по другой — 8-процентным водным раствором йодистого калия.

При взаимодействии индикаторного раствора с дымовыми газами, в составе которых присутствуют оксиды азота, происходит поглощение и проявление нитрит-иона. Светопоглощение окрашенных комплексов определяется на электрофотокolorиметре в видимой линии спектра (520 нм) на зеленом светофильтре. Интенсивность окрашивания пропорциональна концентрации нитритов.

Усовершенствование фотокolorиметрического метода осуществлено при создании прибора «Эвдиометр-1», разработанного в ЭНИИ имени Г. М. Кржижановского. Проба дымовых газов в количестве 5–10 см³ окисляется в окислительном растворе, затем проходит в поглотительные сосуды, где реагирует с индикаторным раствором Грисса-Илосвая, образуя азокраситель. По интенсивности окраски инди-

каторного реактива, измеряемого фотоколориметром, определяется суммарная концентрация оксидов азота. Погрешность измерения — $\pm 5\%$, время анализа — 5 мин. Присутствие в пробе до 10% H_2 , CO , CH_4 ; до 20% CO_2 ; до 1% SO_2 не влияет на показания прибора. Отбор проб осуществляется без контакта с жидкостью и без разбавления.

На определенном этапе работ по измерению выбросов NO_x применялись приборы, основанные на линейно-колориметрическом методе, с помощью которого можно быстро определить концентрацию оксидов азота в дымовых газах. Метод основан на реакции диоксида азота и индикаторного порошка. Концентрация диоксида азота пропорциональна длине изменившего окраску столбика индикаторного порошка. В табл. 7.1 представлены сведения о приборах, предназначенных для определения концентрации NO_x по этому методу.

Таблица 7.1

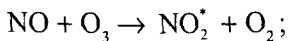
**Приборы для определения концентраций оксидов азота
линейно-колористическим методом**

Прибор	Пределы измерения, $г/м^3$	Погрешность измерения, %	Реагент	Окраска
УГ-1	0–0,08	± 10	Спиртовой раствор дифениламина	Зеленая
УГ-2	0–0,2	± 10	Спиртовой раствор О-дианизидина, подкисленного уксусной кислотой	Красная
	0–0,05	± 10	– // –	
ГХ-4	0–0,2	$\pm 0,25$	Йодид К	Синяя
	0–0,16	– // –	– // –	– // –
ГХ-1	0–0,017	± 25	– // –	
«Дрегер»	0–0,095	± 7	Дифенилбензидин	Красная

Применение индикаторных трубок для определения содержания оксидов азота возможно при соблюдении постоянства диаметра, высоты, уплотнения слоя индикаторного порошка, а также температуры проведения анализа, объема и скорости пропускаемого газа.

В последнее время для определения оксидов азота в выбросах ТЭС используются приборы, реализующие хемилюминесцентный или фотометрический метод. Сущность данного метода состоит в том, что

реакция NO с O₃ в определенных условиях сопровождается люминесценцией:



При смешивании пробы воздуха с газом, содержащим озон, окись азота вступает в химическое взаимодействие с озоном, сопровождающееся излучением света в спектральном диапазоне 590–500 нм. Интенсивность излучения пропорциональна концентрации окиси азота. Так как яркость люминесценции очень мала, преобразование светового излучения в электрический сигнал производится с помощью фотоэлектронного умножителя.

Хемилюминесцентный метод легко поддается автоматизации. На его основе построены многие приборы зарубежных фирм.

7.3. ОКСИДЫ СЕРЫ

Все методы определения SO₂ и SO₃ в газах заключаются в получении растворов, содержащих сульфит- и сульфат-ионы, и определения их различными физико-химическими и химическими способами. Для определения SO₃ в продуктах сгорания топлив используются методы, основанные на: поглощении SO₃ 80-процентным раствором пропанола; поглощении SO₃ 0,01 н раствором едкого натра в 5-процентном водном глицерине; селективной конденсации продуктов сгорания.

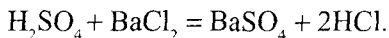
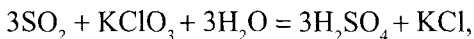
Методы определения SO₂ основаны на способности сернистого ангидрида давать окрашенные соединения с некоторыми реактивами. Кроме того, используется метод газовой хроматографии, который позволяет определить концентрацию сернистого ангидрида в смеси с другими компонентами газовой смеси.

Колориметрический и нефелометрический методы определения сернистого ангидрида. При взаимодействии SO₂ с фуксинформальдегидным реактивом появляется фиолетовое окрашивание, что положено в основу колориметрического определения сернистого ангидрида в продуктах сгорания. По интенсивности окраски устанавли-

вают концентрацию сернистого ангидрида в уходящих газах. В качестве поглотительного раствора используют 0,01 н раствор сдкого натра в 5-процентном водном глицерине. Определению мешают окислы азота, поэтому применение этого метода ограничено.

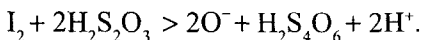
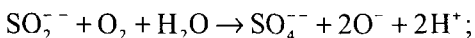
В основу аппаратуры, используемой для контроля за составом уходящих газов, положено избирательное свойство парарозанилина к SO_2 . Исследуемый газ пропускают через поглотитель, заполненный раствором $\text{K}_2(\text{HgCl}_4)$. По интенсивности окрашивания с помощью колориметра контролируется содержание сернистого ангидрида.

Стандартный метод определения SO_2 основан на окислении его до серной кислоты и нефелометрическом определении ее в виде сульфата бария по реакциям:



На процесс образования BaSO_4 влияет качество воды, сроки хранения реактивов, соблюдение условий осаждения.

Йодометрический метод определения SO_2 основан на окислении сернистой кислоты йодом и заключается в том, что проба газа пропускается через стандартный раствор йода и йодистого калия с последующим оттитровыванием избытка йода стандартным раствором тиосульфата



На этом методе основана работа прибора «Эвдиометр-2» для замера концентраций диоксида серы в дымовых газах.

Данный метод достаточно прост, но дает искажение результатов из-за улстучивания некоторого количества йода при отборе проб газа, восстановления йода различными примесями, возможного окисления SO_2 в SO_3 , окисления йодида в йод при наличии кислорода, взаимодействия йодида с оксидами азота.

Для определения SO_2 используются *экспресс-методы*, основанные на особенностях некоторых химических реакций. SO_2 взаимодействует

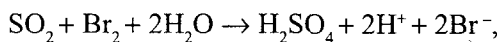
с индикаторным реагентом, нанесенным на инертный носитель, помещенный в стеклянную трубку. По высоте окрашенного слоя индикаторного порошка определяется концентрация SO_2 с помощью прибора УГ-2, позволяющего пропускать определенные объемы анализируемого газа.

В качестве индикаторных реактивов на SO_2 используются растворы: нитропрусида натрия, хлорида цинка, уротропина. Шкала индикаторной трубки калибруется на пределы концентраций от 0 до 0,03 мг/л при пропускании 60 мл анализируемого газа. Для удаления мешающих определению окислов азота, сероводорода, паров серной кислоты и влаги анализируемый газ предварительно пропускается через поглотительный патрон. Определение SO_2 производится по известной реакции взаимодействия с силикагелем, пропитанным 1-процентным раствором ацетата меди.

Существует метод определения SO_2 в присутствии H_2S с использованием двух слоев с индикаторными реагентами. В первом слое, пропитанном специальным реактивом (феноловым красным или бромтимоловым голубым), происходит поглощение SO_2 . Во втором — H_2S реагирует с активированной окисью алюминия, пропитанной цианистым серебром. Экспресс-методы определения SO_2 по точности не уступают химическим.

Электрохимические методы определения SO_2 . Полярографический метод основан на измерении величины электролитического тока при окислении SO_2 . На основе полярографического метода разработан газоанализатор ГП-У2 для анализа SO_2 в продуктах сгорания с пределом измерения 0–1% об. SO_2 . Погрешность — $\pm 5\%$.

Метод кулонометрического титрования основан на окислении SO_2 бромом. В качестве электролита используется водный раствор H_2SO_4 , KBr и Br_2 . При пропускании исследуемого газа через ячейку протекает реакция



в результате которой концентрация брома в растворе падает. Необходимый объем водного раствора для генерации брома прямо пропорционален количеству израсходованного брома в реакции с SO_2 . Предел измерения приборов этого типа составляет от 0 до 20 мг/м³ SO_2 , погрешность — $\pm 5\%$, постоянная времени — до 3 мин.

Турбидиметрический метод определения SO_3 в уходящих газах.

Газы отбираются с помощью обогреваемого зонда, чтобы они не вступали в контакт с металлическими поверхностями, охлажденными ниже точки росы уходящих газов. Поглощение серного ангидрида проводится 0,01 н раствором едкого натра в 5-процентном растворе водного глицерина, залитого в поглотительные сосуды. Расход газа контролируется реометром и составляет 0,15–0,2 мл/мин. В зависимости от содержания SO_3 общий объем газа составляет 6–10 л. Для полноты поглощения ставят три поглотительных сосуда, охлаждаемых водой со льдом. После отбора проб газа в каждый из поглотительных сосудов вводится 0,2 мл 0,03 н соляной кислоты, пропускается азот в течение 10–15 мин. для удаления SO_2 . Для этой цели можно использовать воздух, пропущенный через раствор пиригаллола (24 г пиригаллола в 160 мл 21-процентного раствора едкого калия). Для анализа отбирается по 3 мл поглотительной жидкости, добавляется 0,5 мл этилового спирта, 0,1 мл 0,03 н раствора соляной кислоты и по 0,2 мл 10-процентного хлористого бария. Измерение светопоглощения проводят после 5–10 мин., встряхивания пробирки на фотоэлектроколориметре с толщиной слоя 10 мм с использованием синего светофильтра. Контрольным раствором служит поглотительный реактив, к которому добавлены те же реактивы.

Для построения градуировочной кривой используют стандартный раствор 0,0436 г сульфата калия в 100 мл воды (1 мл стандартного раствора соответствует 0,2 мг SO_3). Расчет проводится следующим образом:

$$C_{\text{so}_3} = \frac{A \cdot 5}{3V_0},$$

где A — содержание SO_3 , найденное по градуировочной кривой, мг;
5 — объем поглотительного раствора, мл;
3 — аликвота (объем поглотительной смеси, взятой для анализа), мл.
Этот метод позволяет определить до 0,03 мг серного ангидрида.

Некоторые методы определения серного ангидрида основаны на селективной конденсации паров серной кислоты и поглощении H_2SO_4 водным раствором изопропилового спирта. Дымовые газы прокачиваются через змеевик, в котором происходит конденсация H_2SO_4 при температуре стенки 60–90° С. Туман серной кислоты задерживается порис-

тым фильтром. Предусматривается измерение расхода и температуры газа. Термостатирование стенки змеевика осуществляется нагретой до кипения водой. Для исключения конденсации кислоты в газовом тракте до прибора предусматривается обогрев газозаборных трубок.

Полученный в змеевике конденсат смывается водным раствором изопропилового спирта, который поглощает SO_3 с небольшим количеством SO_2 . Серная кислота определяется титрованием пробы 0,02 н NaOH в присутствии смешанного индикатора, растворенный SO_2 — титрованием 0,02 н раствора йода раствором $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$ в присутствии крахмала.

Расчет выполняют по формуле

$$\text{SO}_3 = \frac{0,224(a - 2b)}{V_0} \cdot 100\%,$$

где 0,244 — количество SO_3 , соответствующее 1 мл 0,02 н раствора NaOH ;

a — то же 0,02 н раствора NaOH , израсходованного на титрование, мл;

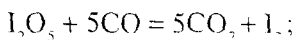
b — то же на реакцию с SO_2 , мл.

Погрешности определения связаны с интенсивностью охлаждения дымовых газов, сопротивлением пористого фильтра, температурой газов перед прибором и температурой охлаждающей жидкости. В зависимости от этих температур изменяется «проскок» паров кислоты через прибор, который достигает 7% при температуре 90–100° С.

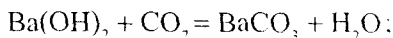
Известны газоанализаторы в бесфильтровом варианте. В них температура дымовых газов в канале конденсации поддерживается выше точки росы, что исключает конденсацию кислоты. Операции по титрованию и расчету конденсации SO_3 выполняются так же, как и для прибора селективной конденсации.

7.4. ПРОДУКТЫ ХИМНЕДОЖОГА

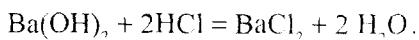
Титрометрическое определение содержания CO основано на его окислении йодноватым ангидридом и определении образовавшегося углекислого газа. При этом протекают следующие реакции:



углекислый газ поглощается раствором едкого барита



избыток $Ba(OH)_2$ оттитровывают соляной кислотой

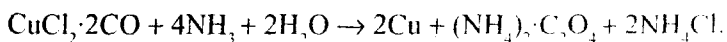
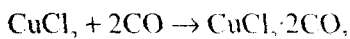


При реализации метода каталитического дожигания CO до CO_2 на гопкалите (смесь окислов металлов: 60 вес.ч. MnO_2 и 40 вес. ч. CuO), CO_2 поглощается раствором $Ba(OH)_2$ и оттитровывается соляной кислотой.

Линейно-колористическое определение CO производится путем просасывания газа через индикаторную трубку, заполненную индикаторным порошком. В качестве индикаторного порошка применяется силикагель марки ШСК диаметром 0,125–0,160 мм, пропитанный раствором йодата калия в серной кислоте. Метод позволяет определить концентрацию CO от 15 до 400 мг/м³.

Более высокую чувствительность (5 мг/м³) имеют индикаторные трубки, заполненные силикагелем КСК, пропитанным раствором сульфата палладия. Для повышения устойчивости получаемой окраски к индикаторному реактиву добавляется раствор сульфата аммония, а для повышения чувствительности — раствор молибдата аммония. Индикаторные трубки с силикагелем, пропитанным водным раствором калий палладий сульфита, имеют чувствительность 11 мг/м³, а применение в качестве индикаторного реактива кремнемолибденовой кислоты позволяет определить тысячные доли миллиграмма CO в 1 л газа.

Газоволометрическое определение CO основано на реакции взаимодействия аммиачного раствора хлорида меди с CO. Аммиачный раствор хлорида меди, адсорбция CO образует комплексное соединение



Поглотительный раствор готовится растворением 200 г хлорида меди и 250 г хлорида аммония в 750 мл воды. Перед анализом на каж-

дые 3 объема раствора добавляют 1 объем водного раствора аммиака плотностью 0,91 г/см³.

Кроме СО поглотительный раствор поглощает также O₂, CO₂, C₂H₂, тяжелые углеводороды. Поэтому эти компоненты перед определением СО должны быть удалены. Из-за возникновения ошибок, связанных с несовершенством метода, особенно при измерении малых концентраций СО, этот метод определения в настоящее время не может быть рекомендован.

При определении СО, Н₂, СН₄ в продуктах сгорания получил наибольшее распространение **метод газовой хроматографии**. Для определения компонентов продуктов сгорания выпускались хроматографы ХПГС, ХТ-4, ХТ-2М. Разработан газовый хроматограф «Газохром-3101». Действие прибора основано на принципе газоадсорбционной хроматографии при постоянной (комнатной) температуре насадочных колонок.

Для детектирования выходящих из колонок веществ в приборе используется комбинированный детектор, выполняющий детектирование горючих компонентов термохимическим способом и негорючих — способом теплопроводности. В приборе применена двухпоточная газовая схема с параллельным и последовательным включением колонок, заполненных различными сорбентами с разделенными вводами пробы в каждую колонку, позволяющими работать на двух различных газах-носителях: для горючих компонентов — на воздухе и для негорючих — на аргоне.

Компоненты анализируемого газа перемещаются по колонке с различной скоростью за счет различной сорбции. В результате они выходят из колонки разделенными один за другим в потоке газа-носителя — бинарные смеси.

Бинарные смеси, поступающие в детектор, вызывают изменение сопротивления чувствительных элементов, т. е. разбаланс мостовой схемы измерительного моста, который регистрируется электронным потенциометром или показывающим стрелочным прибором. Запись сигналов детектора на ленте потенциометра представляет собой хроматограмму, причем каждому компоненту смеси соответствует определенный пик.

Для автоматического определения содержания оксида углерода предложены оптико-акустические газоанализаторы серии ГИАМ, дей-

ствие которых основано на измерении инфракрасной радиации анализируемого газа. По области применения к методу измерения аналогичными ГИАМ является серия оптико-акустических газоанализаторов (ГМК-3; ОА2109; ОА0304). Для одновременного определения содержания $\text{CO} + \text{H}_2$ используются приборы АСТ-2, действие которых базируется на термохимическом методе. Принцип действия прибора основан на определении суммарной теплоты сгорания CO и H_2 , содержащейся в дымовых газах, на катализаторе. Повышение температуры служит мерой суммарной теплоты сгорания CO и H_2 и приводит к разбалансу мостовой схемы, преобразующейся в электрический сигнал постоянного тока. Информация о содержании CO , H_2 и O_2 в дымовом газе обеспечивается двухканальным датчиком, в котором проводится измерение тепловых эффектов раздельного окисления в двух параллельных каналах равных потоков контролируемых проб дымового газа с равными потоками вспомогательных реагентов: одной пробы с кислородом, другой — с газообразным горючим.

Окись углерода имеет характерную только для нее полосу поглощения в инфракрасном диапазоне частот. По этому принципу действия работают приборы типа ГИАМ-14; ГИАМ-15. Из веществ, которые могут влиять на показания концентрации CO , H_2 , O_2 , следует отметить углекислый газ и пары воды. Для устранения влияния углекислого газа в этих приборах применяют дополнительные оптические фильтры (кюветы, заполненные 100% углекислого газа), что позволяет практически устранить его влияние.

В отдельную группу адсорбционных методов выделяют лазерные. Перспективность метода обусловлена специфическими особенностями лазерного излучения: монохроматичностью, высокой энергетической плотностью, направленностью и др. Поглощение на отдельной линии позволяет повысить избирательность и чувствительность газового анализа.

7.5. ГАЗОАНАЛИЗАТОРЫ

Приборы, применяемые для определения концентрации загрязняющих веществ в продуктах сгорания топлив, в большинстве своем основаны на принципе газовой хроматографии, инфракрасного поглоще-

ния, а также хемилюминесцентных и электрохимических методов. Обычно перечень приборов и методик, допускаемых к применению на энергетических объектах, согласовывается с Госстандартом. Этот перечень постоянно обновляется с исключением из него приборов несовершенных и устаревших конструкций. Все газоанализаторы выполняются переносными либо для установки в стационарных условиях.

На каждом этапе развития средств измерительной техники в энергетике применялись разные типы приборов с различными функциональными возможностями. В настоящей работе приводятся сведения только о некоторых газоанализаторах, конструкции которых постоянно совершенствуются.

Для анализа дымовых газов широкое применение получили переносной и стационарный варианты газоанализаторов «Бекман» (США) и «Хориба» (Япония). Газоанализатор «Хориба» модели МЕХА-16, предназначенный для непрерывного отбора проб и записи результатов на ленту, включает пять анализаторов с инфракрасным и один с ультрафиолетовым излучением и настольный самописец. Содержания оксида углерода (0–12%), диоксида углерода (0–16%), оксидов азота (0–0,2%) определяются с помощью инфракрасного излучения. Погрешность определения всех компонентов — $\pm 1\%$ при времени срабатывания 1 с.

В бывшем Советском Союзе был освоен автоматический хемилюминесцентный газоанализатор 645 ХЛ-01, предназначенный для непрерывного измерения концентрации оксидов азота в воздухе. Затем для автоматического измерения содержания окиси азота в дымовых газах котельных агрегатов был освоен выпуск газоанализаторов ГХЛ-201. В последующем был налажен выпуск хемилюминесцентного газоанализатора 344 ХЛ-01. Он служит для измерения объемной доли оксида и суммы оксида и диоксида азота, состоит из блока анализа и устройства пробоподготовки. Основные технические данные: диапазон измерений: оксида азота — 0...200, 0...500, 0...1000, 0...2000, 0...5000 млн^{-1} ; суммы оксида и диоксида азота (NO_x) — 0...200, 0...500, 0...1000, 0...2000, 0...5000 млн^{-1} . Основная приведенная погрешность: для NO на всех диапазонах — $\pm 15\%$; для NO_x на диапазоне 0...2000 млн^{-1} $\pm 25\%$; для NO_x на остальных диапазонах $\pm 20\%$. Время прогрева 1 ч. Время установления выходного сиг-

нала — 20 с. Масса прибора — 60 кг; температура окружающего воздуха — 10...35° С.

В Институте прикладной физики РАН (г. Нижний Новгород) разработан газоанализатор АДГ-02, предназначенный для непрерывного прямого контроля в потоке дымовых газов концентраций оксида азота, диоксида азота и диоксида серы. Прибор в максимальной степени приспособлен к работе в трудных эксплуатационных условиях: резкая смена климатических условий, наличие загрязняющих веществ в потоке отходящих газов, присутствие сильных источников помех и т. п.

Основные технические характеристики прибора

Диапазоны измерения массовой концентрации

(для диаметра газохода, приведенного к диаметру 1 м), г/м³

оксида азота 0,005–4

диоксида азота 0,05–0,5

диоксида серы 0,05–8

Точность измерений, %,

не менее 15

Выходные сигналы, мА:

унифицированный электрический выход

на сопротивление 2,5 Ом для подключения

самописца

0–5

цифровой электрический кодированный сигнал

в соответствии
со стандартом
последовательного
интерфейса
RS-232C

Габаритные размеры элементов газоанализатора, мм:

блок питания 160×400×480

блок излучателей 190×240×360

блок детекторов 170×170×460

блок заслонок 200×210×30

Масса газоанализатора, кг,

не более 20

Напряжение питания от сети переменного

однофазного тока, В,

200–240

Частота тока, Гц,

49–50

Мощность, потребляемая газоанализатором, кВт,

не более 0,5

Параметры анализируемой газовой смеси:

температура газа, °С,

0–400

давление, кПа,	50,7–152
Температура эксплуатации, °С,	5–40
Атмосферное давление, кПа,	86,6–107
Влажность, %,	до 95

Принцип работы газоанализатора — дифференциальное поглощение. Прибор производит автоматическое считывание показаний детекторов с периодом 5–20 мин с последующей обработкой полученной информации и подготавливает ее по выбору пользователя к выводу на стандартный регистрирующий прибор (самописец) или дисплей персонального компьютера. Запоминающее устройство прибора обеспечивает хранение в памяти электронного блока информации о результатах последних 256 измерений (в течение 3 суток при интервале между измерениями 20 мин). Программное обеспечение позволяет непрерывно контролировать рабочие параметры прибора: напряжение питания на фотоэлектронных умножителях, уровень регистрируемых сигналов в рабочих пределах, проводить диагностику сбосв в работе прибора и т. д. Для защиты оптических элементов от загрязнения в процессе эксплуатации механические заслонки открываются только на время измерений, кроме того, предусмотрен обдув оптических элементов потоком воздуха за счет естественного разрежения в газоходе. При значительном загрязнении оптических окон в процессе длительной эксплуатации происходит автоматическое переключение напряжения питания детекторов, что повышает их чувствительность. Перед каждым циклом измерений выполняется автоматическая калибровка «на ноль», исключая дрейф, связанный с изменением внешних условий или загрязнением оптических элементов.

Оригинальные технические решения позволили обеспечить сходные с аналогичными приборами параметры анализатора АДГ-02 при существенно меньшей цене.

Как показали исследования, на точность измерений прибора не влияют ни геометрическое расположение луча в сечении газопровода, ни количество водяных паров в уходящих газах, ни воздух, поступающий для обдувки оптической системы, ни температура уходящих газов.

Во время испытания прибора получена хорошая сходимость результатов измерений с показаниями таких известных переносных приборов, как TESTOTERM и IMR-3000.

В Республике Беларусь налажен выпуск стационарных газоанализаторов типа АГТ, которые предназначены для непрерывного автоматического контроля содержания кислорода (АГТ- O_2) и оксида углерода (АГТ-СО) в подуктах сгорания.

Приборы включены в Госреестр Республики Беларусь и выпускаются научно-техническим центром энергооптических технологий (НТЦ ЭНОТЕХ).

В основу работы анализатора АГТ- O_2 положено использование концентрационного по кислороду гальванического элемента с твердым электролитом. В анализаторе АГТ-СО установлен сенсор-измеритель, использующий термохимический принцип измерения содержания СО в газах.

Приборы не нуждаются в постоянном обслуживании, а требуют лишь периодической проверки работоспособности. Анализаторы могут быть оснащены диагностической системой, позволяющей локализовать неисправность. Применение цифровых методов обработки повышает точность и надежность измерения параметров.

Газоанализаторы имеют следующие эксплуатационные преимущества:

- измерительный зонд-датчик устанавливается непосредственно в газоходе котла, вследствие чего не нужна система отбора и подготовки газа;
- высокое быстродействие, что особенно важно при использовании в системах регулирования;
- надежность в работе при незначительном техническом уходе;
- имеется унифицированный выходной сигнал и цифровой канал;
- предусмотрена система самодиагностики неисправностей.

Технические характеристики газоанализаторов АГТ

Диапазон измерения: АГТ- O_2	— 0,0–10,0% об. O_2
АГТ-СО	— 0,0–1,0% об. СО
Относительная погрешность, %	— не более 4
Быстродействие, с	— не более 30
Напряжение питания, В	— 220
Выходной аналоговый сигнал, мА	— 0,5
Выходной цифровой сигнал	— RS-232 (RS-485)
Срок службы, лет	— не менее 5

На Украине разработан и серийно выпускается стационарный многокомпонентный газоанализатор МАРС-5. Он предназначен для непрерывного одновременного автоматического измерения и регистрации массовой концентрации четырех загрязняющих веществ: NO , NO_2 , CO , SO_2 в отходящих газах котлов ТЭС и выбросах промышленных предприятий.

Принцип действия газоанализатора — фотоабсорбционный в инфракрасной области спектра с применением узкополосных интерференционных фильтров и микропроцессорного устройства.

Различные варианты исполнения прибора позволяют устанавливать его вблизи точки отбора пробы либо на расстоянии до 100 м от нее. Расстояние до регистрирующих приборов до 500 м.

Диапазоны измерения устанавливаются по заказу в следующих пределах (в скобках указаны диапазоны серийного прибора), г/м^3 :

NO	от 0–0,7	до 0–2,0	(0–1,5)
NO_2	от 0–0,2	до 0–0,7	(0–0,3)
CO	от 0–1,0	до 0–15,0	(0–1,0)
SO_2	от 0–2,0	до 0–10,0	(0–5,0)

Предел основной приведенной погрешности ± 10 .

Выходной сигнал по каждой измеряемой газовой компоненте 0–5 мА.

Газоанализатор аттестован Госстандартом Украины и внесен в Госреестр за № У1307-00.

Необходимо отметить, что в энергетике РБ и стран СНГ преимущественно применяются приборы зарубежных фирм.

Большинство переносных приборов зарубежных фирм, как правило, основаны на использовании электрохимических ячеек и работают по общей принципиальной схеме: отбираемая проба газов насосом прокачивается через фильтр и направляется в электрохимические ячейки. В зависимости от концентрации анализируемого газа изменяются электрохимические характеристики ячеек, которые воспринимаются электронной схемой прибора, преобразуются и выдаются в виде концентраций данного вещества в ppm или мг/м^3 . Приборы снабжены дисплеями и могут быть укомплектованы принтерами для выдачи протокола измерений. В электронную схему входит процес-

сор, что позволяет запоминать и обрабатывать данные, пересчитывать их и находить производные и сопряженные величины, что является большим удобством.

Приборы измеряют целый ряд параметров, в том числе:

- температуру анализируемых газов;
- температуру окружающего воздуха;
- концентрации кислорода, оксида углерода, оксида азота, диоксида азота, диоксида серы;
- давление (разрежение) в газоходе, разность давления;
- относительную влажность среды;
- скорость газового потока.

Вычисляют:

- концентрацию диоксида углерода;
- коэффициент избытка воздуха;
- тепловые потери с уходящими газами;
- коэффициент использования топлива (под коэффициентом использования топлива здесь подразумевается величина $100 - q_2 - q_3 \approx 100 - q_2$, поскольку величиной q_3 во многих случаях при сжигании газа и мазута можно пренебречь).

Каждая фирма-производитель выпускает несколько модификаций приборов, которые отличаются набором функциональных возможностей (от наиболее простого и дешевого до сложных универсальных систем).

Приборы типа «Testo» обеспечены в Республике Беларусь сервисом, инженерной и метрологической поддержкой (имеется сервисно-ремонтный центр). Госповерка осуществляется Госстандартом на базе этого центра, межповерочный интервал — 6 месяцев.

Приборами «Testo» и MSI оснащены многие предприятия энергетики и областные комитеты по охране природных ресурсов и окружающей среды. Газоанализаторы типа «Testo» моделей 360, 350, 346 и 342 включены в Госреестр средств измерений РБ. Приборы и технологии их производства сертифицированы по международному стандарту ISO 9001.

Сведения о некоторых типах газоанализаторов приведены в табл. 7.2.

Сведения о некоторых газоанализаторах

Наименование прибора	Основные измеряемые параметры	Область применения
1	2	3
«Testo-350»	Концентрация O ₂ , CO ₂ , CO, NO, NO ₂ , SO ₂ , температура, давление (разрежение), коэффициент избытка воздуха, потери теплоты с уходящими газами, коэффициент использования топлива, влажность и скорость газов	Для периодического контроля выбросов, наладки и контроля режимов работы котлоагрегатов, печей, сушил, турбин, теплогенераторов и т. д.
MSI 150-Compact	Концентрация O ₂ , CO ₂ , CO, NO, SO ₂ , температура, давление (разрежение), коэффициент избытка воздуха, потери теплоты с уходящими газами, коэффициент использования топлива, скорость газов	- // -
АГТ-СО	Концентрация СО	Для непрерывного контроля выбросов СО, наладки и контроля режимов работы котлоагрегатов
АГТ-O ₂	Концентрация O ₂	Для наладки и непрерывного контроля режимов работы котлоагрегатов
FGA 950. Англия. Фирма «Land combustion»	Концентрация СО, NO, SO ₂	Для непрерывного контроля выбросов, наладки и контроля режимов работы котлоагрегатов
OP SIS	Концентрация NO, SO ₂ , CO и других (более 20 компонентов)	- // -
MRU (SWG-300)	Концентрация O, O ₂ , CO, NO, NO ₂ , SO ₂ , температура, давление (разрежение), коэффициент избытка воздуха, потери теплоты с уходящими газами, коэффициент использования топлива	Для контроля выбросов, наладки и контроля режимов работы котлоагрегатов и другого теплоэнергетического оборудования

Наименование прибора	Основные измеряемые параметры	Область применения
1	2	3
Perkin Elmer (MCS 100 CD)	Концентрация O_2 , CO, NO, NO_2 , SO_2 , температура, давление (разрежение), коэффициент избытка воздуха, потери теплоты с уходящими газами	Для контроля выбросов, наладки и контроля режимов работы котлоагрегатов
ENDA-212	Концентрация NO и NO_x	Для непрерывного контроля
Beckman-951A	Концентрация NO и NO_x	- // -
KM9006 QVINTOX	Концентрация O_2 , CO, CO_2 , NO, NO_2 , SO_2 ; разрежение, избыток воздуха, температура воздуха и уходящих газов	Для периодического контроля

В энергетике получили распространение только несколько типов приборов зарубежных фирм. Описание по некоторым из них приведено ниже.

Приборы типа «Draeger» (MSI)

Газоанализаторы «Draeger» (MSI) представлены несколькими модификациями, отличающимися между собой количеством выполняемых функций. В число функций входит измерение C_{O_2} , C_{CO} , C_{NO} , C_{SO_2} , скорость и расчет C_{CO_2} , α , q_2 , K_m .

Измерения скорости. Прибор измеряет давление и дифференциальное давление. Используя трубку Прандтля, можно определить скорость топочных газов в м/с. В памяти прибора могут храниться до 60 результатов измерений скорости; возможно автоматическое усреднение значений.

Документирование результатов. Встроенный принтер позволяет на месте распечатать протокол результатов измерений.

Защита сенсоров. Инструмент снабжен надежным насосом для пробоотбора. Второй насос обеспечивает защиту сенсоров, продувая их воздухом в случае превышения диапазона измерения. При этом продолжаются измерения концентрации O_2 и все соответствующие вычисления.

Подключение к компьютеру. Простое подключение к компьютеру через интерфейс RS232. Универсальное программное обеспечение передает данные в РС или портативный компьютер для обработки.

Блок памяти. 100 полных блоков данных, каждый из которых включает один набор измеренных и рассчитанных значений, а также 60 значений скорости потока могут быть сохранены в памяти прибора. Записанные в памяти значения можно передать компьютеру для проведения необходимых расчетов.

Система осушки газа. Comrast может быть снабжен встроенной системой осушки газа, основанной на принципе мембранного разделения.

Имеются различные датчики для измерения температуры и скорости топочных газов, концентрации газов, а также давления в газоходе. Для работы в условиях высокой концентрации сажи имеется металлокерамический фильтр предварительной очистки, уменьшающий загрязнение измерительной системы частицами сажи.

Основные характеристики прибора MSI-150 (Comrast)

	Диапазон	Разрешение
t_a	0–1200° С	1° С
t_g	0–100° С	1° С
$P/\Delta P$	–50–(+50) мбар	0,01 мбар
ω	2–70 м/с	1 м/с
C_{O_2}	0–21 об. %	0,1 об. %
C_{CO}		
Компенс. на H_2	0–4000 ppm	1 ppm
C_{CO} (высокие концентрации)	2000–9000 ppm 1–2 объемн. %	=> 1 ppm => 0,01 объемн. %
C_{NO}	0–2000 ppm	1 ppm
C_{NO_2}	0–200 ppm	1 ppm
C_{SO_2}	0–4000 ppm	1 ppm
Дата/время	—	1 мин
Погрешность (для газов)	Не более 1% от шкалы в диапазоне 0–20% шкалы, не более 5% от текущего значения в диапазоне 20–100% шкалы.	
Вычисления	C_{CO} в об. %, q_2 , α , K_m Значения выводятся в ppm и об. %. Кроме того, распечатываются значения в мг/м ³ , откорректированные по отношению к содержанию O_2 .	

Срок службы ячейки	Типичное значение: > 2 года для ячейки O ₂ и 2–3 года для других ячеек.
Тип топлива	Выбор любого из 15 различных стандартных типов топлива.
Точка отсчета O ₂	Устанавливается пользователем.
Память данных	100 полных блоков, каждый может включать 60 значений скорости.
Принтер	Термопринтер, 20 символов в строке, скорость печати около 0,8 строк/с.
Калибровка	Автоматическая калибровка нуля после включения, калибровка чувствительности примерно 1 раз/год.
Прочка газа	Надежный мембранный насос, около 0,9 л/мин.
Интерфейс	Дополнительный насос для продувки ячеек Последовательный, двухнаправленный, V24, 9-выводной D-соединитель.
Аккумулятор	Не требующий обслуживания свинцовый аккумулятор, 6 В, 6,5 А-4, автономная работа 8 часов, состояние аккумулятора показано индикаторной полосой на дисплее.
Зарядное устройство	Штекерное зарядное устройство с защитой от перезарядки и светодиодным индикатором
Электропитание	Сетевое зарядное устройство 230 В, 50 Гц (возможно 110 В, 60 Гц).
Габариты	380×170×260 мм.
Вес	Без принадлежностей — 5 кг, с принадлежностями — 6 кг.
Температура окружающего воздуха	Хранение — -20-(+50)° С; работа — 0-(+45)° С.

Газоанализаторы типа «Testo» (342, 346, 350, 360)

Газоанализаторы типа «Testo» (моделей 360, 350, 346 и 342) испытаны Госстандартом и включены в Госреестр средств измерений (СИ) РФ. Имеются утвержденные методики измерения концентраций. Решены проблемы поставки приборов и запчастей к ним. Приборы производятся в Германии фирмой «Testo» и поставляются в европейские страны, США, Японию и др.

Газоанализатор «Testo 350»

Прибор обладает высокой точностью измерений, короткой фазой подготовки к эксплуатации, возможностью распечатки результа-

тов измерений на месте и обработки данных на персональном компьютере.

Конструктивно анализатор дымовых газов состоит из:

- бокса-анализатора;
- ручной части;
- различных датчиков и зондов.

Бокс-анализатор является основным узлом прибора и состоит из ряда унифицированных модулей и узлов (электрохимические ячейки, фильтры, блок электронной защиты, аккумуляторные батареи).

Главное назначение бокса-анализатора — подготовить газовую смесь и осуществить измерение концентрации анализируемых веществ, а также произвести замеры и расчеты целого ряда дополнительных параметров топливосжигающего оборудования (температуры, влажности, скорости, тепловых потерь и т. д.).

Анализируемая газовая смесь из газозаборного зонда при помощи побудителя расхода (насоса) поступает в бокс-анализатор, предварительно пройдя два фильтра грубой очистки (основной и дополнительный) и конденсатоуловитель. Очищенная таким образом от пыли и влаги газовая смесь подается на электрохимические ячейки, в которых происходит преобразование каждого анализируемого химического соединения (элемента) в независимые электрические сигналы.

В данном газоанализаторе установлено пять электрохимических ячеек, с помощью которых можно производить измерение концентраций O_2 , NO , NO_2 , SO_2 , а также CO .

Дополнительно к перечисленному бокс-анализатор может производить измерение следующих параметров анализируемой газовой смеси:

- температуру уходящих газов и окружающей среды;
- давление, перепад давления;
- скорость газового потока;
- влажность газов.

Корпус бокса-анализатора изготовлен из ударопрочного материала.

Вес бокса-анализатора — 2,6 кг.

Электрический сигнал с выхода бокса-анализатора через соединительный спиральный кабель подается в блок индикации (ручная часть). Этот блок производит обработку и преобразование полученных электрических сигналов, выдачу цифро-буквенной информа-

ции на русском языке, сохранение в памяти полученных результатов измерений.

Блок индикации состоит из дисплея размером 50×60 мм, аналого-цифрового преобразователя, процессора, оперативной памяти, интерфейса, генератора ИК-лучей.

С помощью заложенных в память компьютера коэффициентов и формул блок индикации определяет дополнительные характеристики режимов работы топливосжигающего оборудования для конкретного вида топлива: коэффициент использования топлива, потери теплоты с уходящими газами, среднее значение сажевого числа, концентрацию CO_2 , производит пересчет полученных результатов из одних единиц измерений в другие. Объем памяти позволяет сохранять до 500 результатов измерений с указанием порядкового номера и даты их проведения.

В блоке индикации имеется стандартный интерфейс RS-232, с помощью которого полученные результаты могут быть переданы на компьютер совместимого с IBM типа для их последующей профессиональной обработки.

Для распечатки результатов на месте с помощью ИК-принтера, входящего в комплект прибора, в блоке индикации установлен генератор ИК-лучей с дальностью действия до 2 м.

Блок индикации выпускается в двух версиях: стандартной и профессиональной. Профессиональная версия имеет большой объем памяти и позволяет измерять скорость и влажность газов.

В состав прибора входят следующие датчики и зонды:

1) промышленный зонд для отбора дымовых газов длиной 715 мм, диаметром 8 мм с диапазоном измеряемых температур до 1000°C . Датчик температуры выполнен из сплавов NiCr — NiAl. Зонд имеет два ответвления, снабжен высококачественным шлангом длиной 2,2 м. В комплект зонда входят два независимых конденсатоуловителя, основной и дополнительный, с двумя фильтрами грубой очистки каждый. Подключается зонд к боксу-анализатору с помощью кабеля с 8-контактным разъемом в специальное гнездо, обозначенное символом газозаборного зонда, в строгом соответствии с цветовой маркировкой: красный — шланг передачи газа, синий — шланг передачи давления;

2) зонд для измерения перепада давления до 100 гПа работает по принципу вычитания меньшего давления из большего. Датчик зонда защищен от перегрузок до 150 гПа;

3) трубки Пито длиной 1000 мм и 2000 мм при температуре до 500° С. Подключение их производится через специальные соединительные штуцера к датчику дифференциального давления с помощью силиконовых трубок;

4) зонд для измерения относительной влажности газов.

Газоанализатор укомплектован двумя устройствами пробоподготовки: «Testo 339» или компактным блоком осушки.

Питание прибора может осуществляться как от сети переменного тока напряжением 220 В, частотой 50 Гц, так и от встроенных аккумуляторных батарей. Время непрерывной работы анализатора от автономного источника питания составляет 4 часа, после чего необходимо провести подзарядку батарей с помощью блока питания, имеющегося в комплекте данного прибора. Для увеличения срока службы аккумуляторов рекомендуется раз в месяц их полностью разрядить.

Результаты измерений могут выдаваться на дисплей в различных системных единицах измерений:

- температура — °С, °F;
- концентрация газа — ppm, мг/м³;
- дифференциальное давление: Мбар, гПа, Па, мм в. ст.;
- скорость потока — м/с.

Первичная информация выводится на дисплей через 40–60 секунд после поступления анализируемого газа на электрохимические ячейки. Основные правила проведения измерений и получение первичной информации даны в специальной инструкции, прилагаемой к данному прибору.

Газоанализатор «Testo 350» обладает высокими метрологическими характеристиками.

В приведенных ниже технических данных для ряда измеряемых величин (O₂, CO, NO, NO₂, SO₂, температура и давление) показаны диапазоны измерений и погрешности, утвержденные органами стандартизации Германии и Республики Беларусь.

По данным фирмы «Testo» По данным Белстандарта

Измерение температуры

Диапазон измерений	-40...1200° С	0...300° С 300...1200° С
Погрешность	±0,5° С (0...99,9° С)/ ±0,5% от изм.знач. (выше +100° С)	±1,5° С ±0,5% отн.

Измерение тяги, давления

Диапазон измерения	±50 гПа	±2500 Па ±(2500–5000) Па
Разрешающая способность	0,01 гПа	±0,2% отн.

Измерение O₂

Диапазон измерения	0...21 об. %	0–5 об. % 5–21%
Погрешность	±0,2 об. %	±4% прив. ±4% отн.
Тип датчика	Электрохимическая ячейка	
Быстродействие	около 20 сек.	

Определение CO₂

Диапазон измерения	0...CO ₂ max	0–CO ₂ max ±4% прив.
--------------------	-------------------------	------------------------------------

Определение Расчет из O₂

Измерение CO (без компенсации H₂)

Диапазон измерения	0...20000 ppm	0...500 ppm 500...2000 ppm
Погрешность	±20 ppm (до 400 ppm) ±5% от изм. зн. (до 2000 ppm) ±10% от изм. зн. (до 20000 ppm)	±10% прив. ±10% отн.

Быстродействие около 40 сек.

Диапазон измерения	0...40000 ppm ±50 ppm (0...1000 ppm) ±5% от изм. зн. (1000...10000 ppm) ±10% от изм. зн. (>10000 ppm)
--------------------	--

Быстродействие около 40 сек.

Измерения CO (с компенсацией H₂)

Диапазон измерения	0...10000 ppm	0–500 ppm 500–2000 ppm
Погрешность	±20 ppm (до 400 ppm) ±5% от изм. зн. (до 2000 ppm) ±10% от изм. зн.	±10% прив. ±10% отн.

Быстродействие	(до 10000 ppm) около 40 сек.	
Измерения NO		
Диапазон измерения	0...3000 ppm	0...500 ppm 500...2000 ppm
Погрешность	±5 ppm (до 100 ppm) ±5% от изм. зн. (до 2000 ppm) ±10% от изм. зн. (до 3000 ppm)	
Тип датчика	Электрохимическая ячейка	
Быстродействие	около 20 сек.	
Измерения NO₂		
Диапазон измерения	0...500 ppm	0...100 ppm 100...500 ppm
Погрешность	±10 ppm (до 100 ppm) ±10% прив. ±10% отн. ±5% от изм. зн. (выше 100 ppm)	
Тип датчика	Электрохимическая ячейка	
Быстродействие	около 40 сек.	
Измерения SO₂		
Диапазон измерения	0...5000 ppm	0...500 ppm 500...2000 ppm
Погрешность	±20 ppm (до 400 ppm) ±10% прив. ±10% отн. ±5% от изм. зн. (до 3000 ppm) ±10% от изм. зн. (до 5000 ppm)	
Тип датчика	Электрохимическая ячейка	
Быстродействие	около 40 сек.	
Измерения относительной влажности		
Диапазон измерения влажности	0...100% относительной влажности	
Диапазон измерения температуры	-20...+140	
Измерения скорости потока газов/воздуха		
Диапазон измерения скорости	1...40 м/с	
Диапазон измерения температуры	0...500	

Измерения разности давлений

Диапазон измерения	100 гПа
Погрешность	$\pm 0,1$ гПа (0...20 гПа) $\pm 0,5\%$ от изм. зн. (20...100 гПа)
Разрешающая способность	0,01 гПа
Диапазон измерения	10 гПа
Погрешность	$\pm 0,03$ гПа
Разрешающая способность	0,01 гПа

Габариты

Блок индикации	197×55×45 мм
Бокс-анализатор	294×163×158 мм

Вес

Блок индикации	около 0,24 кг
Бокс-анализатор	около 2,8 кг

Общие данные

Материал корпуса	Пластик (ABS)
Допускаемая температура	+4...+40° С
Допускаемая температура хранения и транспортировки	-20...+50° С
Электропитание	Блок питания, встроенный блок аккумулятора

Блок пробоподготовки

Принцип работы	холодильник Пелетье
Электропитание	прибор 90...260 В, 47...63 Гц. 110 В или 230 В
Максимальная пылестойкость	20 г/м ³
Максимальная влажность	+60° С температуры точки росы на входе
Дополнительная рабочая температура	+5...+40
Максимальный расход	1,8 л/мин.
Дополнительная температура хранения и транспортировки	-20...50° С
Корпус	алюминиевый, 180×170×300 мм (с ручкой)
Шланг	+170° С
Вес	прибор — около 4,8 кг шланг — около 1,2 кг, длиной 2,2 м

Принтер

Тип принтера	термопринтер на инфракрасных лучах,
Объем печати	регулируемая контрастность изображения около 300 блоков измерений на 1 бумажном ролике
Расстояние при приеме	до 2 м
Габариты	186×91×61 мм
Вес	0,43 кг (включая батареи)
Дополнительная рабочая температура	0...+50° С
Дополнительная температура хранения и транспортировки	-40...+60
Электропитание	4 батареи типа АА 1,58 или аккумуляторы NiCd

Газозаборные зонды

Длина	300...700 мм
Максимальная температура	500/1000° С
Вес	газозаборный зонд 0600.8520 — 0,9 кг газозаборный зонд 0600.8720 — 0,8 кг газозаборный зонд 0600.9522 — 0,4 кг

Для повышения эффективности атмосфероохранных мероприятий постоянно ведутся разработки по созданию автоматических или автоматизированных систем контроля выбросов ТЭС. В качестве примера на рис. 7.1 приведена система контроля выбросов в атмосферу. В ней использовано измерительное оборудование производства фирмы SICK AG, состоящее из пяти оптоэлектронных газоанализаторов, трех твердотельных кислородомеров и одного ультразвукового измерителя расхода дымовых газов.

Техническое обслуживание приборов, установленных на дымовой трубе, заключалось в периодической очистке от пыли (1 раз в три месяца) фильтров со стороны узлов подачи атмосферного воздуха на обдув. Применялись приборы GM31-2 (измерение концентрации NO, SO₂ и температуры), GM910 (измерение концентрации CO) и VELOS500 (измерение объемного расхода дымовых газов).

Информационно-измерительная система контроля выбросов в атмосферу функционирует следующим образом. Аналоговые сигналы измерительных приборов преобразуются в цифровую форму и посту-

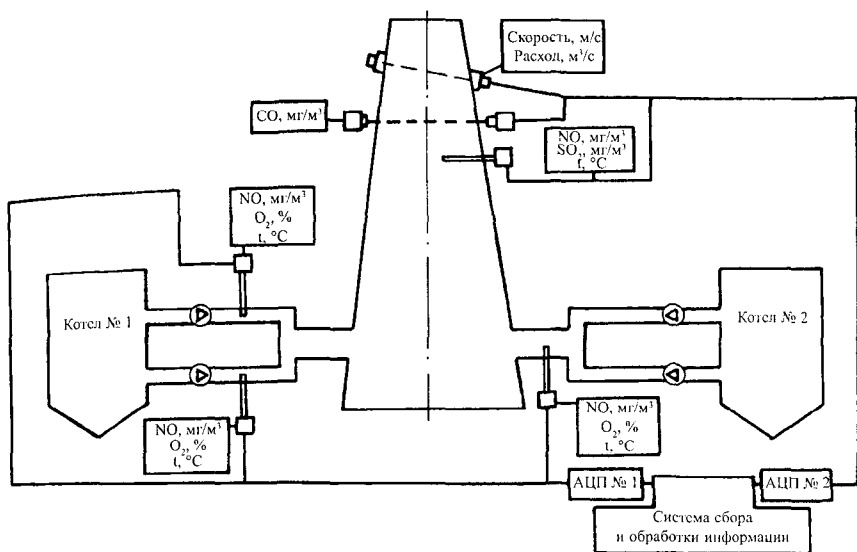


Рис. 7.1. Схема АСКВ ТЭЦ

пают в автономную систему сбора и обработки экологической информации. Туда же подаются все сигналы состояния от измерительного оборудования. В алгоритм обработки данных за отчетные 20-минутные интервалы заложен критерий достоверности, равный 60%. Это означает, что массив, накопленный за 20 минут измерительной информации, должен содержать не менее 60% достоверных данных по каждому измеряемому параметру. Сигналы поступают в систему с интервалом в 10 секунд и сохраняются во временном архиве в течение текущей двадцатиминутки. Затем производится расчет средних значений измеряемых компонентов за текущий растр времени, после чего эти данные сохраняются в основном архиве. С помощью специальной программы измерительная информация из основного архива обрабатывается математически и логически для получения систематических данных о среднем значении выброса за любой отчетный 20-минутный интервал (г/с), суммарном значении выброса контролируемого загрязняющего вещества за длительный период времени (тонны) и режиме работы источника загрязнения атмосферы (дымовой трубы).

Измерительная информация используется персоналом станции как для оперативного контроля работы котлов по текущим концентраци-

ям NO_x и CO , так и для соблюдения установленных природоохранных нормативов по выбросам оксидов азота, диоксида серы и оксида углерода, поступающим в атмосферу через дымовую трубу. Отчетность по измеряемым компонентам можно получать за любой необходимый период времени в виде цветных графиков, таблиц, диаграмм и итоговых рапортов о валовых выбросах.

Результаты эксплуатации системы контроля выбросов подтвердили возможность осуществления непрерывного контроля экологических нормативов на электростанциях и экономическую целесообразность такого контроля с точки зрения платы за выбросы.

7.6. ПОДСИСТЕМА «ЭКОЛОГИЯ» В СОСТАВЕ ЗАДАЧ АСУ ТП ТЭС

7.6.1. Общие сведения

Автоматизированная система контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от ТЭС должна создаваться для повышения оперативности и достоверности информации о фактических выбросах, а также возможности регулирования уровней этих выбросов в зависимости от загрязненности окружающей местности, заданных нормативов выбросов и метеословий.

Значительные успехи в части создания и внедрения АСУ ТП с решением экологических задач достигнуты в ряде развитых зарубежных стран, включая США, Великобританию, ФРГ, Японию и др.

Разрабатываются и внедряются АСУ ТП ТЭС, в которых, наряду с задачами расчета технико-экономических показателей и контроля общестанционных систем, решаются вопросы контроля за выбросами загрязняющих веществ в окружающую среду. В системах применяется распределенная иерархическая структура с накоплением информации от блочных и общестанционных АСУ и отображением информации на дисплеях, используются графопостроители.

Как правило, разрабатываются и осваиваются системы непрерывного контроля за выбросами в атмосферу загрязняющих веществ. Контроль за выбросами осуществляется для управления технологическим процессом сжигания топлива. Контролируется выброс CO , NH_3 , SO_2 , NO_x . Наблюдается тенденция расширения перечня контролируемых параметров.

Задачи по контролю экологического воздействия ТЭС входят в состав целого ряда задач по контролю, расчету и анализу ТЭП, оборудования ХВО, топливоподачи. Широкое применение за рубежом находят промышленные газоанализаторы, не требующие предварительного отбора и подготовки проб при контроле за выбросами.

Работы по созданию и внедрению задач АСУ «Экология» должны выполняться как для блочного, так и общестанционного уровня. На основании этого нужно установить очередность их решения.

К числу загрязняющих веществ, содержащихся в газовых выбросах ТЭС, которые подлежат обязательному контролю, относятся в первую очередь:

- при сжигании природного газа — оксиды азота;
- при сжигании мазута — оксиды азота, сернистый газ;
- при сжигании твердого топлива — оксиды азота, сернистый газ, твердые частицы.

Поскольку выброс оксидов азота и пыли во многом определяется совершенством технологии сжигания топлива, снижение загрязнения воздуха этими веществами в первую очередь должно осуществляться за счет оптимизации параметров процесса горения топлива, при котором должен уменьшаться валовой выброс загрязняющих веществ.

Для создания технологического алгоритма автоматизированной системы контроля выбросов с продуктами сгорания топлив нужно установить минимум необходимых исходных параметров. Важнейшим параметром является концентрация примесей в дымовых газах при разных режимах работы котла (последние нужны для организации управляющих воздействий на объект).

Как известно, в газовом тракте котлов происходит изменение концентраций оксидов (оксида и диоксида) азота. Существуют поля концентраций по сечению газоходов, в которых продукты сгорания распределяются неравномерно. Поэтому выбор места отбора проб на анализ имеет решающее значение для представительности результатов измерений содержания оксидов азота в дымовых газах.

Необходимо учитывать, что экологическое воздействие на окружающую среду любой тепловой электростанции определяется не только валовым выбросом загрязняющих веществ с продуктами сгорания

топлив, а и условиями рассеивания этих выбросов в соответствии с метеорологическими параметрами среды и структурой местности. Распространение факела дымовых газов в атмосфере в значительной степени зависит от температурного градиента в инверсионных слоях. Инверсия может иметь различную толщину слоя, быть приподнятой или приземной. Это существенно сказывается на подъеме факела над устьем дымовой трубы и на результатах его рассеивания. Поэтому при построении автоматизированной системы экологического воздействия ТЭС на окружающую среду нужно исходить не только из необходимости контроля выбросов, а и учитывать необходимость создания системы контроля загазованности атмосферы этими выбросами с осуществлением управляющих воздействий на источники выбросов.

Исходными параметрами является концентрация токсичных компонентов в дымовых газах. По ним можно оценить валовые выбросы загрязняющих веществ. Подсистема сбора данных должна базироваться на автоматической аппаратуре получения значений концентраций основных токсичных компонентов, содержащихся в продуктах сгорания топлив, в частности SO_2 , NO_x и взвешенных частиц.

Для определения концентраций токсичных веществ, содержащихся в дымовых газах котельных установок, предпочтительнее устанавливать приборы, позволяющие осуществлять многокомпонентный анализ. Комплексные аналитические системы позволяют получить ценную информацию для оптимизации параметров процесса сжигания топлива и минимизации выбросов токсичных веществ в атмосферу.

Энергетика РБ и стран СНГ пока не располагает в достаточном количестве надежными средствами автоматического сбора информации и концентрации перечисленных выше загрязняющих веществ в продуктах сгорания топлив. Поэтому создание АСУ «Экология» может быть ориентировано на два направления: первое — получение исходных данных на базе прямых измерений с помощью приборов, второе — на основе косвенных измерений режимных параметров источников выбросов и последующего расчета содержания загрязняющих веществ в продуктах сгорания топлив. Оба подхода к определению экологических показателей источников выбросов не равноценны по представительности данных.

Особую сложность при создании АСУ «Экология» представляют задачи по управлению технологическим процессом сжигания топлив с минимальными выбросами загрязняющих веществ. На стадии разработки математического обеспечения задачи нужно решить вопрос выбора оптимального способа подавления оксидов азота применительно к конструкции котельной установки. Необходимо отметить, что однозначных решений по этому вопросу нет, и он в каждом конкретном случае требует специальной проработки.

Известные способы подавления выбросов оксидов азота в паровых котлах основываются на поддержании соответствующих значений двух определяющих параметров: избытка воздуха в зоне горения и температурного уровня в зоне образования оксидов азота. Необходимо отметить, что существующие САР котлов ориентированы на достижение максимальной экономичности. В то же время работа котлов с пониженными выбросами оксидов азота преимущественно связана с ухудшением экономических показателей. Поэтому необходимо решать компромиссную комплексную и оптимизационную задачу, обеспечивая максимально возможное сокращение выбросов оксидов азота с минимальной потерей экономичности работы котлов.

7.6.2. Функциональная структура

Подсистема «Экология» должна разрабатываться с учетом передовых достижений мировой науки и техники и рассчитываться на длительную перспективу, а также одновременно она должна учитывать современный уровень эксплуатации отечественных ТЭС с тем, чтобы использоваться на работающих электростанциях. Однако необходимо учесть, что именно в области экологии энергетики наблюдается значительный разрыв между фактическим уровнем эксплуатации тепловых электростанций и мировыми достижениями, внедренными в энергетике передовых зарубежных стран.

По своему назначению подсистема «Экология» должна осуществлять учет и контроль выбросов вредных веществ, а также вести управление технологическими процессами, направленными на снижение величины этих выбросов на блочном и общестанционном уровне. В зависимости от наличия средств прямого контроля и принятых технологических схем очистки структура подсистемы ИАСУ ТЭС

«Экология» (рис. 7.2) может быть образована в соответствии с рядом перечисленных функций:

- 1) учет и контроль выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котлоагрегата энергоблока, а также трубами ТЭС;
- 2) контроль и управление процессом горения топлива с учетом экологических характеристик котла;
- 3) контроль и управление очисткой дымовых газов от твердых частиц;
- 4) контроль и управление работой установки азото- и сероочистки;
- 5) контроль и учет качества сбросных вод и управление их очисткой;
- 6) контроль концентрации вредных веществ в окружающей среде;
- 7) управление распределением нагрузок с учетом экологических характеристик энергоблоков;
- 8) управление топливоиспользованием по экологическим характеристикам энергоблоков.

В настоящем пособии в рамках подсистемы «Экология» рассматриваются вопросы, связанные только с охраной атмосферного воздуха.

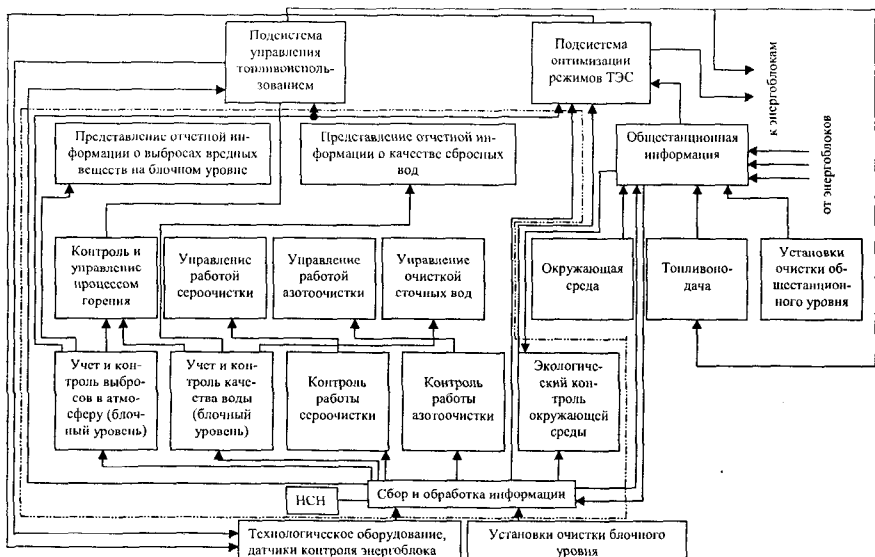


Рис. 7.2. Функциональная структура подсистемы «Экология» ИЛСУ

7.6.3. Требования к качеству реализации функций и обеспечению

Подсистема «Экология» должна обеспечить возможность автономного функционирования задач блочного уровня, а также контроля и учета выбросов загрязняющих веществ на общестанционном уровне при отключении одного из звеньев технологической цепочки очистки дымовых газов.

Периодичность решения задач — 20 мин.

Периодичность опроса датчиков — 2–10 с.

Функции подсистемы должны быть связаны между собой каналами обмена информацией. При отключении одного из звеньев технологической цепи очистки дымовых газов соответствующая входная информация для функционирования задач контроля и учета величины выбросов вредных веществ должна поступать независимо от задачи автоматизированного контроля и управления соответствующего вида очистки дымовых газов.

Оперативная информация о недопустимом превышении величины выбросов вредных веществ и управляющие сигналы о необходимости проведения мероприятий по профилактическому обслуживанию очистных установок, снижению нагрузки котла из-за неудовлетворительных экологических показателей и другие сообщения должны выдаваться на дисплей оперативного персонала.

Задачи учета величины выбросов вредных веществ должны обеспечивать накопление выходной информации, которая может быть выдана на печать по требованию руководящего персонала КТЦ, ПТО ТЭС и представлена в виде отчетов по форме 2-ТП воздух.

Оперативная информация, содержащая экологические показатели работы энергоблока и ТЭС в целом за последний оперативный интервал, должна выводиться на дисплей руководящего и оперативного персонала КТЦ, ТЭС.

Подсистема «Экология» должна быть обеспечена каналами обмена информацией с подсистемами «Управление топливоснабжением» и «Оптимизация режимов ТЭС».

Качество информационного обеспечения подсистемы АСУ Э определяет эффективность ее функционирования, а, следовательно, оказывает влияние на состояние окружающей среды. Поэтому основное требование к техническим средствам измерения и информационным

каналам — это обеспечение точности измерения контролируемых параметров на уровне, соответствующем наиболее современным разработкам отечественной и мировой науки и техники.

Основные требования к организационному обеспечению связаны с возможным несовершенством средств технического контроля и заключаются в своевременном обеспечении ручного ввода периодически обновляемой информации. К таким данным относятся результаты лабораторных исследований качества топлива и содержания некоторых токсичных компонентов в уходящих дымовых газах и сбросных водах ТЭС, автоматическое измерение которых не обеспечено средствами технического контроля в принятом к реализации варианте функционирования подсистемы.

7.6.4. Характеристика комплекса задач

В зависимости от технической оснащенности объекта управления датчиками прямого контроля содержания вредных компонентов в дымовых газах эта функция может быть реализована с использованием различных алгоритмов.

Предпочтительным вариантом, характеризующимся высокой точностью и простотой программного обеспечения, является осуществление учета величины выбросов по результатам непосредственного прямого замера концентрации токсичных компонентов в дымовых газах.

При отсутствии необходимых средств технического контроля содержания всех вредных составляющих в продуктах сгорания функция может быть реализована с использованием косвенных режимных параметров, получаемых от штатных средств технического контроля, с учетом экологических характеристик энергоблоков, определенных экспериментальным путем.

Кроме того, независимо от наличия средств контроля, в соответствии с требованиями по составлению отчетов по форме 2-ТП воздух в подсистеме должна функционировать задача расчета валовых выбросов вредных веществ, основу алгоритма которой составляет «Методика определения валовых выбросов в атмосферу от котлов ТЭС». Эта задача осуществляет обработку информации как на блочном, так и на общестанционном уровне и обеспечивает оперативный

и руководящий персонал ТЭС оперативной и статистической отчетной информацией.

Среди функций управления подсистемы важными и в то же время универсальными, не зависящими от принятых технических решений по очистке дымовых газов, являются функции контроля и управления процессом горения топлива и распределения нагрузок между энергоблоками с учетом их экологических характеристик. Функция контроля и управления процессом горения реализуется на блочном уровне и предназначена для контроля выбросов вредных веществ и поддержания режимных параметров котла на уровне, обеспечивающем минимальные выбросы оксидов азота при данной нагрузке. В качестве регулируемых параметров, на которые оказывается управляющее воздействие, используются коэффициент избытка воздуха в топке, доля рециркуляции дымовых газов, расход воды или водяного пара, впрыскиваемых в топочную камеру, соотношение «топливо–воздух» для каждого горелочного устройства и по отдельным каналам горелки. Функция распределения нагрузок между котлоагрегатами определяет оптимальный вариант нагрузки для каждого энергоблока с учетом его экологических характеристик, определенных предварительно экспериментальным путем и обработанных в виде эмпирических зависимостей, включенных в базу нормативно-справочной информации.

Организационно-техническая сущность функций контроля и управления установками очистки дымовых газов полностью определяется технологической схемой применяемого способа очистки, однако обязательными элементами этих функций является контроль состава газов на входе и выходе из установки, управление работой регулирующих органов и дозирующих устройств, осуществляющих подачу химического реагента для восстановления NO_x и поглощения окислов серы и соответствующий вывод продуктов химической реакции из цикла очистки, а также диагностический контроль технического состояния оборудования установок с выдачей рекомендаций оперативному персоналу о необходимости своевременного проведения профилактического обслуживания.

Снижение выбросов оксидов азота энергетическими котлами представляет собой довольно сложную задачу. Возможности относительно дешевых первичных методов подавления оксидов азота ограниче-

ны. Внедрение денитрификационных установок, реализующих химические методы, сдерживается их дороговизной, а во многом вследствие этого — неотработанностью технологий самой очистки. В последние годы разрабатываются и проходят опытно-промышленную проверку установки по очистке дымовых газов паровых котлов от сернистого газа и оксидов азота озонным методом, а по очистке только от оксидов азота — аммиачно-каталитическим методом путем восстановления окиси азота до молекулярного азота с применением катализаторов из пятиоксида ванадия и окиси титана.

В качестве возможных вариантов рассмотрены наиболее распространенные и технически апробированные схемы восстановления оксидов азота аммиачно-каталитическим (рис. 7.3) и сероочистка дымовых газов мокрым известковым способами (рис. 7.4).

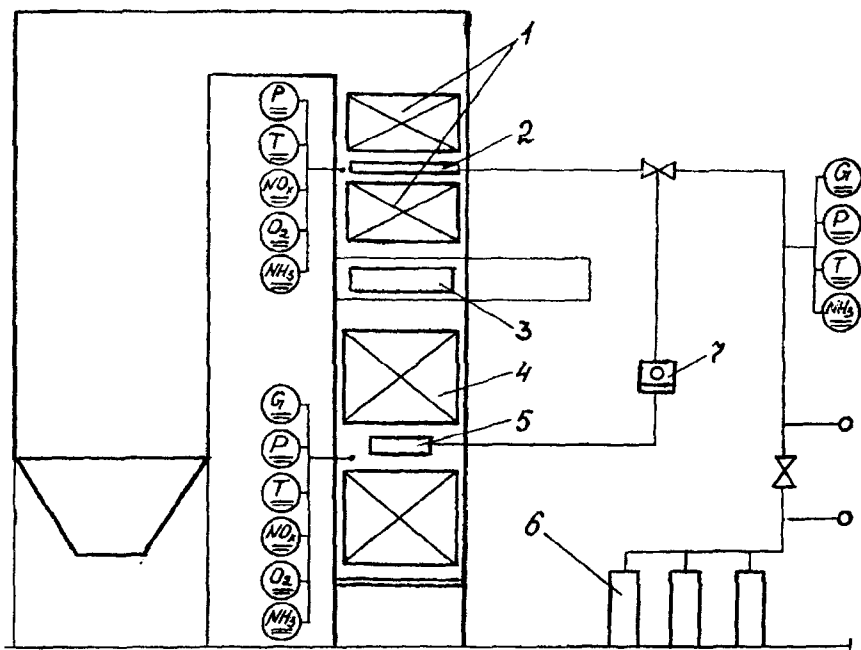


Рис. 7.3. Аммиачно-каталитическая очистка дымовых газов от NO_x .
 1 — экономайзер; 2 — распределитель аммиака; 3 — катализатор;
 4 — воздухоподогреватель; 5 — датчик концентрации NO_x ;
 6 — аммиачное хозяйство; 7 — вторичный прибор

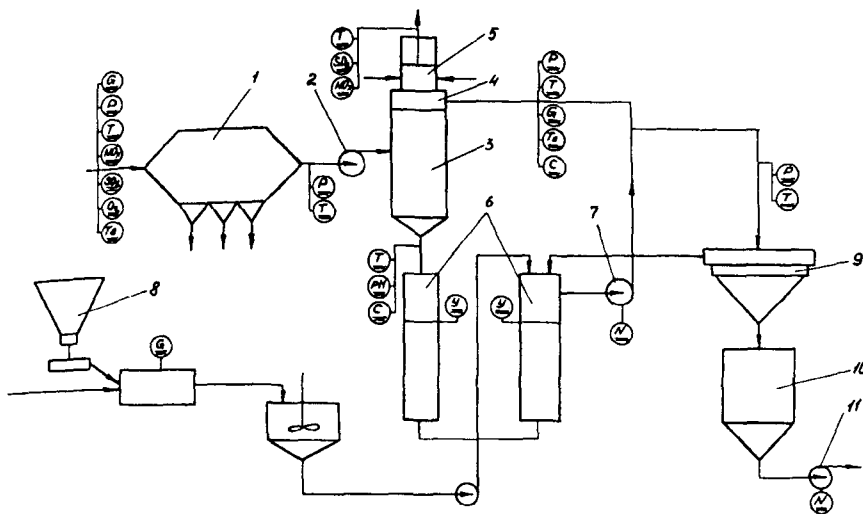


Рис. 7.4. Принципиальная технологическая схема очистки дымовых газов от двуокиси серы известняковым способом. 1 – золоуловитель; 2 – дымосос; 3 – скруббер; 4 – брызгоуловитель; 5 – подогреватель; 6 – емкость; 7 – циркуляционный насос; 8 – установка для приготовления суспензии известняка; 9 – сгуститель; 10 – емкость для шлама; 11 – сброс шлама на золоотвал

Каталитическое восстановление азота из оксидов удовлетворительно протекает в интервале температур 300–400° С, поэтому ввод аммиака осуществляют непосредственно в уходящие дымовые газы в зоне установки водяного экономайзера. После этого дымовые газы проходят через решетку катализатора, где каталитический эффект проявляется при диффузии NO_x и NH_3 , к поверхности катализатора. В результате реакции оксидов азота с аммиаком образуются молекулярный азот и водяные пары. При правильной организации процесса концентрация оксидов азота может быть снижена на 75–90%. Проскок аммиака приводит к забиванию воздухоподогревателя или решетки самого катализатора.

Для поддержания оптимального режима каталитического восстановления азота функция управления азотоочисткой должна обеспечить точную дозировку аммиака с таким расчетом, чтобы мольное отношение NH_3/NO_x поддерживалось в диапазоне 0,75...0,95 в зависимости от отношения расхода газов и объема катализатора. Эта дозировка оп-

ределяется по определенному ранее количеству оксидов азота в продуктах сгорания с учетом остаточной концентрации аммиака, которая измеряется на выходе из котла и не должна превышать допустимого значения $C_{\text{NH}_3}^{\text{ост}} \approx 5 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Кроме того, для качественной работы установки и всего котла необходимо обеспечить своевременное профилактическое обслуживание, в частности своевременную очистку поверхности катализатора и воздухоподогревателя от отложений. В этой части назначение функции управления азотоочисткой тесно смыкается с задачами автоматизированной системы технической диагностики оборудования. Функция управления формирует сигнал на включение очистки при достижении сопротивления контролируемой поверхности (катализатора или воздухоподогревателя) предельного значения, которое определяется возможностями тягодутьевых устройств.

Существует много вариантов известнякового метода очистки газов от окислов серы. Они отличаются применением для нейтрализации серы известняка, доломита или извести. Двуокись серы может поглощаться совместно с золой или отдельно, для чего перед скруббером устанавливается золоуловитель, схемы установок могут отличаться местом расположения дымососов, способом подогрева очищенных газов, аппаратным оформлением, фильтрацией отходов или направлением их в виде пульпы в золоотвал.

Принципиальная техническая схема одного из вариантов очистки дымовых газов от двуокиси серы известняковым способом представлена на рис. 7.4.

Дымовые газы после воздухоподогревателя поступают в золоуловитель, который, предохраняя дымосос от износа, очищает газы от золы (при сжигании твердого топлива). Затем газы направляются в скруббер для очистки от двуокиси серы, который орошается водой, содержащей мелко размолотый известняк и продукты нейтрализации. Очищенные газы освобождаются от брызг раствора в брызгоуловителе, подогреваются и выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу. К вытекающей из скруббера закисленной жидкости добавляется свежая известняковая суспензия для нейтрализации кислоты. Жидкость, пересыщенная сульфитом кальция, выдерживается в течение предельного времени в емкости для завершения процесса кристаллизации сульфита кальция. Когда концентрация твердых частиц достигает 10...15% массы жидко-

сти, часть суспензии выводится из цикла с таким расчетом, чтобы концентрация твердых частиц в циркулирующем растворе была постоянной. Удаляемая из цикла орошения суспензия совместно или отдельно с золовой пульпой из бункера золоуловителя направляется на золоотвал. Сульфит CaSO_3 , образующийся в результате нейтрализации двуокиси серы известняком, имеет очень низкое значение предела растворимости и выпадает в виде кристаллов. Эти кристаллы образуются как в объеме жидкости, так и на поверхности аппаратуры и коммуникаций, уменьшая их проходное сечение.

Управление работой сероочистки осуществляется для поддержания оптимального режима работы установки, обеспечивая дозировку известняка в соответствии с количеством окислов серы на входе и выходе из установки, своевременный вывод суспензии из цикла при достижении концентрации твердых частиц предельного значения, а также определении оптимальных сроков профилактического обслуживания установки, в частности очистку ее поверхностей при достижении предельного значения аэродинамического сопротивления отдельных ее участков.

Входная информация должна поступать автоматически, цикл опроса датчиков — 2–10 с, оперативный интервал функционирования задач — 20 мин. Контроль достоверности измеряемых параметров осуществляется путем сравнения измеренных величин с заданными допустимыми пределами. При выявлении недостоверности измерений выдается сообщение о неисправности в системе сбора информации, а ошибочное значение заменяется соответствующей величиной предыдущего оперативного интервала или средним значением измеряемого параметра. При обнаружении недостоверных значений концентрации вредных веществ расчет их валовых выбросов производится по косвенным параметрам, характеризующим режим горения, расход и качество сжигаемого топлива.

Выходная информация функций подсистемы «Экология» (табл. 7.3) используется руководящим персоналом станции и ПТО для представления отчетов о валовых выбросах вредных веществ контролирующим органам, оперативным персоналом ТЭС для получения своевременной информации об оптимальных сроках проведения профилактического обслуживания оборудования и поддержания параметров работы котла на уровне, обеспечивающем минимальные выбросы вредных веществ.

Таблица 7.3

№ п/п	Наименование показателя	Период			
		20 мин	Час	Сутки	Месяц
1	2	3	4	5	6
Блочный уровень					
1.	Выбросы газообразных и жидких веществ, от энергоблока № _____, т				
2.	Выбросы окислов серы, от энергоблока, т				
3.	Выбросы оксидов азота, от энергоблока, т				
4.	Выбросы диоксида азота, от энергоблока, т				
5.	Выбросы оксида углерода, от энергоблока, т				
6.	Выбросы твердых веществ от энергоблока, т				
7.	Выбросы пятиоксида ванадия, т				
8.	Выбросы золы, т				
9.	Выбросы бенз(а)пирена, т				
10.	Суммарные выбросы твердых веществ от энергоблока, т				
Общестанционный уровень					
11.	Выбросы газообразных и жидких веществ от ТЭС, т				
12.	Выбросы окислов серы от ТЭС, т				
13.	Выбросы оксидов углерода от ТЭС, т				
14.	Выбросы оксидов азота от ТЭС, т				
15.	Выбросы диоксидов азота от ТЭС, т				
16.	Выбросы твердых веществ трубами ТЭС, т				
17.	Выбросы золы, т				
18.	Выбросы пятиоксида ванадия, т				
19.	Выбросы бенз(а)пирена, т				
20.	Суммарные выбросы вредных веществ трубами ТЭС, т				

Решение комплекса задач блочного уровня автоматизированным способом прекращается при остановке энергоблока.

Комплекс задач подсистемы «Экология» связан с задачами сбора и проверки достоверности информации, задачей управления топливоснабжения и оптимизацией режимов ТЭС, задачей расчета ТЭП. Она использует данные о структуре топливного баланса ТЭС и качестве топлива, а также учитывает экономические характеристики энергоблоков при распределении нагрузок.

Время получения оперативной (за последний оперативный интервал) и отчетной выходной информации определяется сотрудниками ПТО и КТЦ ТЭС.

Входная информация, используемая подсистемой, включает в себя аналоговую информацию (табл. 7.4), дискретные сигналы, фиксирующие положение запорной арматуры и включение насосов, тягодутьевых и дозирующих устройств. Кроме того, подсистема использует нормативно-справочную информацию, в которую включены коэффициенты, характеризующие степень улавливания вредных компонентов в очистных установках, и коэффициенты аппроксимации зависимостей, характеризующих влияние различных режимных параметров на образование вредных веществ, а также показатели качества топлива.

Таблица 7.4

Аналоговая информация

№ п/п	Наименование параметра	Разм.
1	2	3
Показатели режима работы котла		
1.	Нагрузка котлоагрегата	т/ч
2.	Содержание O ₂ на выходе из топки	%
3.	Содержание O ₂ на выходе из котла	%
4.	Расход топлива на котел	т/ч
5.	Расход топлива на горелку	т/ч
6.	Расход воздуха на котел	м ³ /ч
7.	Расход воздуха на горелку	м ³ /ч
8.	Температура уходящих газов	°С
9.	Температура рециркулирующих газов	°С
10.	Расход рециркулирующих газов	м ³ /ч
Перечень параметров задачи контроля работы установки сероочистки		
11.	Расход дымовых газов на входе в установку сероочистки	м ³ /ч
12.	Разрежение дымовых газов на входе в установку	кгс/м ²

1	2	3
13.	Температура дымовых газов на входе в установку	°С
14.	Содержание оксидов азота на входе в установку сероочистки	мг/м ³
15.	Содержание двуокиси серы в уходящих дымовых газах на входе в установку сероочистки	мг/м ³
16.	Содержание O ₂ в уходящих дымовых газах на входе в установку	%
17.	Содержание твердых частиц на входе в золоуловитель	мг/м ³
18.	Разрежение дымовых газов на выходе из золоуловителя	кгс/м ²
19.	Температура дымовых газов на выходе из золоуловителя	°С
20.	Концентрация твердых частиц в дымовых газах на выходе из золоуловителя	мг/м ³
21.	Температура уходящих дымовых газов на выходе из подогревателя	°С
22.	Содержание окислов серы на выходе из подогревателя	мг/м ³
23.	Содержание оксидов азота на выходе из подогревателя	мг/м ³
24.	Давление среды в тракте подачи известкового молока	кгс/м ²
25.	Температура известковой суспензии на входе в скруббер	°С
26.	Расход известкового молока, подаваемого в установку сероочистки	т/ч
27.	Концентрация бенз(а)пирена на выходе из котла	мг/м ³
28.	Концентрация известняка в суспензии, подаваемой на сероочистку	%
29.	Температура воды на выходе из абсорбера	град
30.	Показатель рН воды на выходе из абсорбера	—
31.	Концентрация известняка в растворе после абсорбера	
32.	Давление отработанного раствора на входе в сгуститель	кгс/м ²
33.	Температура отработанного раствора на входе в сгуститель	град
34.	Расход известняка, подаваемого в установку (на один блок при сжигании высокосернистого мазута с S ^p = 3%)	т/ч
35.	Мощность циркуляционного насоса для подачи известковой суспензии	кВт
36.	Мощность насоса для перекачки шлама	кВт
37.	Уровень известковой суспензии в емкости	м
Показатели качества топлива		
38.	Теплота сгорания топлива	ккал/кг (кДж/кг)
39.	Влажность твердого топлива	%

1	2	3
40.	Содержание серы в топливе	%
41.	Содержание азота в топливе	%
42.	Зольность топлива	%
Аналоговая информация для задачи контроля азотоочистки		
43.	Температура дымовых газов на входе в водяной экономайзер	град
44.	Температура дымовых газов на выходе из воздухоподогревателя	град
45.	Температура в тракте подачи реагента	град
46.	Расход дымовых газов на выходе из котла	м ³ /ч
47.	Расход аммиака	т/ч
48.	Разрежение дымовых газов на входе в водяной экономайзер	кгс/м ²
49.	Разрежение дымовых газов на выходе из воздухоподогревателя	кгс/м ²
50.	Давление в тракте подачи аммиака	кгс/см ²
51.	Содержание O ₂ в дымовых газах на входе в водяной экономайзер	%
52.	Содержание O ₂ в дымовых газах на выходе из воздухоподогревателя	%
53.	Концентрация оксидов азота в дымовых газах котла на входе в водяной экономайзер	мг/м ³
54.	Концентрация оксидов азота на выходе из котла	%
55.	Концентрация аммиака в дымовых газах котла на входе в водяной экономайзер (азотоочистку)	мг/м ³
56.	Концентрация аммиака в тракте подачи реагента	мг/м ³
57.	Концентрация аммиака в дымовых газах на выходе из котла	мг/м ³

Соотношения между единицами измерений концентраций газообразных загрязняющих веществ в продуктах сгорания топлив

	ppm	%	мг/м ³	мг/т у.т.	$\frac{\text{г}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$	$\frac{\text{г}}{\text{МВт}}$	$\frac{\text{кг}}{\text{Гкал}}$
ppm	1	10^{-4}	K_1	$7 \cdot K_1 K_2$	$0,86 \cdot K_1 K_2$	$0,239 \cdot K_1 K_2$	$K_1 K_2$
%	10^4	1	$K_1 \cdot 10^4$	$7 \cdot 10^4 K_1 K_2$	$0,86 \cdot 10^4 K_1 K_2$	$0,239 \cdot 10^4 K_1 K_2$	$10^4 K_1 K_2$
мг/м ³	$\frac{1}{K_1}$	$\frac{1}{K_1} \cdot 10^{-4}$	1	$7 K_2$	$0,86 K_2$	$0,239 K_2$	K_2
$\frac{\text{кг}}{\text{т у.т.}}$	$\frac{0,143}{K_1 K_2}$	$\frac{0,143 \cdot 10^{-4}}{K_1 K_2}$	$\frac{0,143}{K_2}$	1	0,123	0,034	0,143
$\frac{\text{г}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$	$\frac{1,163}{K_1 K_2}$	$\frac{1,163 \cdot 10^{-4}}{K_1 K_2}$	$\frac{1,163}{K_2}$	8,14	1	0,278	1,163
$\frac{\text{г}}{\text{МДж}}$	$\frac{4,186}{K_1 K_2}$	$\frac{4,186 \cdot 10^{-4}}{K_1 K_2}$	$\frac{4,186}{K_2}$	29,302	3,6	1	4,186
$\frac{\text{кг}}{\text{Гкал}}$	$\frac{1}{K_1 K_2}$	$\frac{10^{-4}}{K_1 K_2}$	$\frac{1}{K_2}$	7	0,86	0,239	1

Примечание.

$$K_1 = \frac{m_i}{22,4}; \quad K_1^{\text{NO}_x} = \frac{46}{22,4} = 2,05; \quad K_1^{\text{CO}} = \frac{28}{22,4} = 1,25;$$

$$K_1^{\text{SO}_2} = \frac{64}{22,4} = 2,86; \quad K_2 = \frac{V_r}{Q_{\text{нр}}};$$

$$V_r = (V_r^0 - V_{\text{H}_2\text{O}}^0) + (\alpha - 1) \cdot V^0 \cdot 0,984; \quad \left(\frac{\text{НМ}^3}{\text{КГ}} \right).$$

8. ОЧИСТКА УХОДЯЩИХ ГАЗОВ ОТ ТВЕРДЫХ ВЫБРОСОВ

8.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Показателем эффективности работы золоулавливающего оборудования является степень очистки уходящих газов. Он зависит от типа газоочистных устройств, а также физико-химических свойств золы (уноса) и отводимых газов.

На ТЭС, сжигающих твердые топлива, применяются следующие типы золоуловителей: механические (инерционные), мокрые, электрофильтры и рукавные фильтры. Классификация способов очистки газов от твердых частиц приведена в табл. 8.1.

Степень очистки (степень улавливания или эффективность золоулавливания) определяется по одной из формул:

$$\eta = \frac{G_{\text{ул}}}{G_{\text{вх}}} = \frac{G_{\text{ул}}}{G_{\text{ул}} + G_{\text{вых}}} = \frac{G_{\text{вх}} - G_{\text{вых}}}{G_{\text{вх}}} = \frac{z_{\text{вх}} Q_{\text{вх}} - z_{\text{вых}} Q_{\text{вых}}}{z_{\text{вх}} Q_{\text{вх}}},$$

где $G_{\text{ул}}$, $G_{\text{вх}}$, $G_{\text{вых}}$ — соответственно количество золы, уловленной в аппарате, входящей или выходящей (неуловленной) из него, кг/с;

$Q_{\text{вх}}$, $Q_{\text{вых}}$ — объем газов соответственно на входе и выходе из аппарата, м³/с;

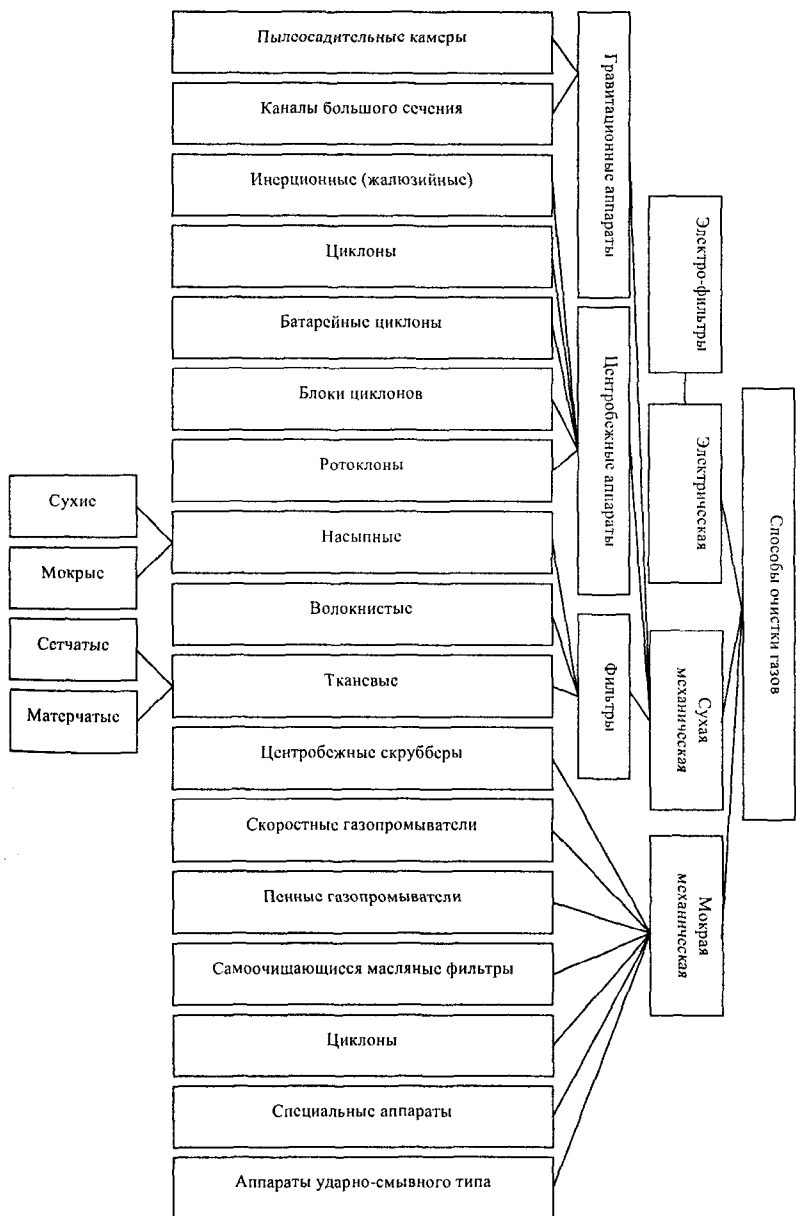
$z_{\text{вх}}$, $z_{\text{вых}}$ — концентрация золы в газах соответственно на входе и выходе из аппарата, кг/м³.

Концентрация золы (запыленность газа) показывает массу или число твердых частиц в единице объема газа.

Степень очистки η выражается в долях единицы.

Улавливающую способность очистных аппаратов удобнее характеризовать коэффициентом или степенью уноса (проскока) ϵ , учитывающим величину выноса золы из аппарата:

Классификация способов очистки газов от твердых частиц



$$\varepsilon = \frac{G_{\text{вых}}}{G_{\text{вх}}} = 1 - \eta; \text{ или } \varepsilon = 100 - \eta, \%$$

Для всех типов газоочистных устройств при постоянной скорости дрейфа частиц σ , м/с в канале под действием сил осаждения к его поверхности A , м² и объема потока газов V , м³/с определяется параметр золоулавливания по выражению:

$$P = \frac{\sigma A}{V}$$

Для турбулентного движения частиц пыли в потоке

$$\varepsilon = \exp(-P).$$

Для ламинарного потока

$$\varepsilon = 1 - P \text{ или } \eta = P.$$

Степень очистки любого газоочистного устройства можно рассчитать, если известны его фракционные степени очистки и *дисперсный* (*фракционный, гранулометрический*) состав золы на входе в аппарат, показывающий, какую долю по массе (объему или числу) составляют частицы в любом диапазоне их размеров. В этом случае с достаточной для практических целей точностью можно воспользоваться следующей формулой:

$$\eta = \frac{\sum \eta_{\text{фр}} \Phi_{\text{фр}}}{100} = \frac{\eta_{0-5} \Phi_{0-5}}{100} + \frac{\eta_{5-10} \Phi_{5-10}}{100} + \dots + \frac{\eta_i \Phi_i}{100},$$

где η_{0-5} , η_{5-10} , η_i — фракционные степени очистки соответственно для частиц 0–5, 5–10 мкм, i мкм, определенные опытным путем, %; Φ_{0-5} , Φ_{5-10} , Φ_i — содержание массы фракций золы с размерами 0–5, 5–10 мкм, i мкм на входе в аппарат, %. В отличие от $\eta_{\text{фр}}$, η называют общей степенью очистки газов.

Степень очистки для каждой фракции золы можно определить, если известны общая степень очистки газов аппаратом, дисперсный состав золы перед аппаратом, а также уловленной или вынесенной из аппарата:

$$\eta_{\text{фр}} = \frac{\Phi'_{\text{фр}} \eta}{\Phi_{\text{фр}}} = \frac{\Phi_{\text{фр}} - \Phi''_{\text{фр}}}{\Phi_{\text{фр}}} = \frac{\Phi'_{\text{фр}} \eta}{\Phi'_{\text{фр}} \eta + \Phi''_{\text{фр}}},$$

где $\Phi_{\text{фр}}$, $\Phi'_{\text{фр}}$, $\Phi''_{\text{фр}}$ — содержание массы данной фракции золы соответственно перед аппаратом, в улове и уносе, %.

Дисперсный состав золы наиболее удобно изображать графически на *логарифмически вероятностной координатной сетке*, отображающей логарифмически нормальный закон распределения частиц по их размерам. В этой сетке достигается наибольшее приближение точек, характеризующих фракционный состав золы, к прямым линиям. В логарифмически вероятностной координатной сетке по оси абсцисс откладываются логарифмы диаметров частиц (проставляются значения диаметров), а ось ординат размечается на основе нормированной функции нормального распределения, показывающей содержание частиц, %, определенного диаметра (больших или меньших). При использовании логарифмически вероятностной сетки дисперсный состав золы характеризуется двумя величинами: *медианным размером (медианой распределения)* δ_{50} и показателем *полидисперсности* δ , определяемым по формуле

$$\sigma = \frac{\delta_{50}}{\delta_{15,9}} = \frac{\delta_{84,1}}{\delta_{50}},$$

где $\delta_{15,9}$, $\delta_{84,1}$ — диаметры частиц, при которых масса всех частиц, меньших $\delta_{15,9}$ и $\delta_{84,1}$, составляет соответственно 15,9 и 84,1% от общей массы частиц золы;

δ_{50} — медианный размер, характеризующий размер частиц, количество которых, большее или меньшее δ_{50} , составляет 50%.

При помощи δ_{50} весьма удобно характеризовать средний размер частиц анализируемой золы.

На логарифмически вероятностной координатной сетке δ_{50} равен диаметру частиц в точке пересечения прямой распределения с абсциссой, соответствующей 50-процентному содержанию частиц.

Показатель полидисперсности δ характеризует диапазон размеров содержащихся в золе частиц: чем меньше δ , тем более однородна (менее полидисперсна) зола по фракционному составу.

В зависимости от размеров содержащихся частиц золу разделяют на: крупно- (до 100 мкм), средне- (от 10 до 100 мкм) и тонкодисперсную (до 10 мкм).

Для эффективной работы электрофильтров определяющим фактором является увеличение электрического сопротивления ρ золы. По этому признаку золу уноса углей можно разделить на три группы.

I группа характеризуется $\delta < 10^2$ Ом·м. Отличаясь высокой электропроводностью, при касании осадительного электрода зола этой группы быстро теряет отрицательный заряд и, получая положительный заряд осадительного электрода, может от него отгаливаться и снова попадать в газовый поток. Такими свойствами обладает зола, имеющая большое количество недогоревшего углерода, например, зола донецкого АШ.

II группа золы имеет электрическое сопротивление в пределах $10^2 < \rho < 10^8$ Ом·м и наиболее полно улавливается в электрофильтрах. К этой группе относится зола ряда каменных углей — донецкий Т, ГСШ и некоторые другие.

III группа золы характеризуется $\rho > 10^8$ Ом·м и является электрическим изолятором, уменьшает напряженность поля в электрическом пространстве. При золе с высоким электрическим сопротивлением могут возникнуть явление обратной короны и вторичный унос осевшей золы. К золе третьей группы относятся некоторые сорта каменных углей, в частности экибастузские, кузнецкие и др.

Для инерционных золоуловителей существенное значение имеет свойство слипаемости золы уноса. По слипаемости зола делится на четыре группы: не- (I), слабо- (II), средне- (III) и сильнослипающаяся (IV).

Зола с высокой слипаемостью забивает циклоны и мокрые золоуловители и плохо удаляется из бункеров. Это относится к золе АШ и в меньшей степени к золе бурых углей с малым количеством недожога.

Для мокрых золоуловителей большое значение имеет содержание в золе свободной СаО. При большом содержании СаО их работа становится невозможной из-за цементации золы.

Использование золы тепловых электростанций представляет сложную народнохозяйственную проблему. Под золоотвалы мощной ТЭС отводится площадь от 300 до 800 га, а для некоторых до 1500 га. В среднем объем используемой золы в РФ не превышает 10%.

В РФ постоянно проводятся работы по расширению областей применения золы ТЭС. Перспективным направлением в использовании золы ТЭС является производство на ее основе пористых заполнителей (зольного гравия и аглопорита) при производстве легких бетонов. Одно из важных направлений — использование в дорожном строительстве золы-уноса и шлака в качестве наполнителя асфальтобетона. Зола некоторых каменных углей может применяться как сырье при производстве концентратов железа; в сельском хозяйстве — в качестве добавки к минеральным удобрениям.

8.2. ЦИКЛОНЫ И БАТАРЕЙНЫЕ ЦИКЛОНЫ

В ряду золоуловителей циклоны и батарейные циклоны относятся к группе сухих инерционных аппаратов центробежного типа, в которых для отделения пыли от газа используется центробежная сила, возникающая вследствие вращательного движения газа в корпусе цилиндрической, цилиндро-конической и конической формы. По схеме движения газа (потока) циклонные аппараты можно разделить на *противоточные*, в которых газ изменяет направление движения на 180° , и *прямоточные*, сохраняющие направление движения.

В свою очередь оба типа этих циклонных аппаратов в зависимости от способа подвода газа и конструктивного оформления устройства, закручивающего поток, можно разбить на циклоны с *боковыми патрубками* ввода газа и *аксиальные* циклоны, в которые газ вводится вдоль оси, а для закрутки потока используются *лопаточные завихрители* (обычно в виде *винта* или *розетки*).

На рис. 8.1 показаны противоточные циклоны с различными способами закрутки потока. Важной характеристикой боковых патрубков является угол их наклона к поперечному сечению циклона, β . Для циклонов СДК-ЦН-33 и СК-ЦН-34 $\beta = 0^\circ$.

Параметр золоулавливания в циклоне определяется из выражения

$$\Pi = \frac{\tau_p U}{R} \cdot \frac{2\pi n}{1 - D_0},$$

где τ_p — время релаксации (разгона частицы от нулевого значения скорости до скорости дрейфа), с;

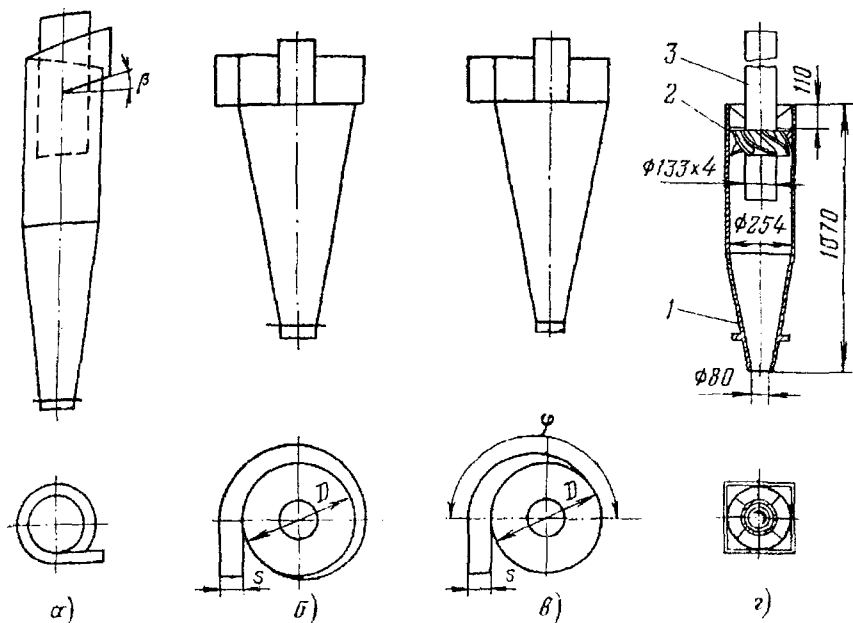


Рис. 8.1. Циклоны с различными конструкциями завихрений потока: а — циклон типа ЦН-11 с тангенциальным завихрителем (β — угол наклона патрубка к поперечному сечению циклона); б — циклон типа СДК-ЦН-33 со спиральным завихрителем (s — ширина входного патрубка, D — диаметр корпуса циклона); в — циклон типа СДК-ЦН-34 с полуспиральным завихрителем (φ — угол охвата корпуса циклона входной спиралью); г — аксиальный элемент батарейного циклона типа БЦ-254Р: 1 — корпус, 2 — завихритель розеточного типа, 3 — выпускная труба

U — скорость потока газов, м/с;

R, D — радиус и диаметр циклона, м;

n — число оборотов потока до выхода из циклона;

D_0 — соответственно диаметр внутреннего цилиндра циклона, м.

С уменьшением диаметра эффективность циклонов возрастает, причем наиболее заметно это проявляется при улавливании относительно мелких частиц. Попытка использовать циклонные аппараты для улавливания тонкодисперсных пылей привела к созданию *групповых циклонов*, которые состоят из нескольких циклонов, соединенных общим пылесборным бункером и камерой для выхода очищенных газов,

но имеют индивидуальный подвод пылегазовой смеси к каждому из циклонов группы.

Эффективность золоулавливания групповых циклонов, особенно для мелких частиц, существенно меньше эффективности улавливания одиночного циклона. Это явление объясняется неравномерной загрузкой группы циклонов пылегазовой смесью. Через золовыводные отверстия циклонов аэродинамическая неравномерность (аэродинамическая разверка) распространяется и на общий бункер, вследствие чего возникают перетоки газов по бункеру от золовыводных отверстий циклонов, имеющих большее давление или меньшее разрежение, к золовыводным отверстиям с меньшим давлением или большим разрежением. Перетоки воздействуют в основном на мелкие частицы, способствуя их выносу через выхлопные трубы менее нагруженных циклонов группы.

Несмотря на недостаточно высокую эффективность, групповые циклоны нашли широкое применение во всех отраслях промышленности, в том числе и в промышленной теплоэнергетике, где они устанавливаются для улавливания твердых частиц уноса (золы и продуктов механического недожога) из дымовых газов котельных установок малой мощности — как правило, со слоевыми топками.

Типовая компоновка блока из шести циклонов приведена на рис. 8.2, а в табл. 8.2 приведены данные блок-циклонов для улавливания сухой золы. Сведения о блочных батарейных циклонах приведены в табл. 8.3.

На ТЭС, которые в отличие от котельных установок малой мощности характеризуются более мелкими (тонкодисперсными) фракциями уноса в дымовых газах, групповые циклоны используются крайне редко.

Установка группы циклонов, соединенных общим бункером и камерой очищенных газов, но имеющих индивидуальный подвод пылегазовой смеси к каждому циклону, не позволила реализовать возможность повышения эффективности очистки газов за счет применения циклонных элементов малого диаметра. В дальнейшем метод параллельной работы циклонов малого диаметра был осуществлен в конструкции батарейных циклонов, имеющих общие для всех циклонных элементов бункер, камеру запыленных газов (входную) и камеру очищенных газов (выходную). Таким образом, батарейный циклон — это

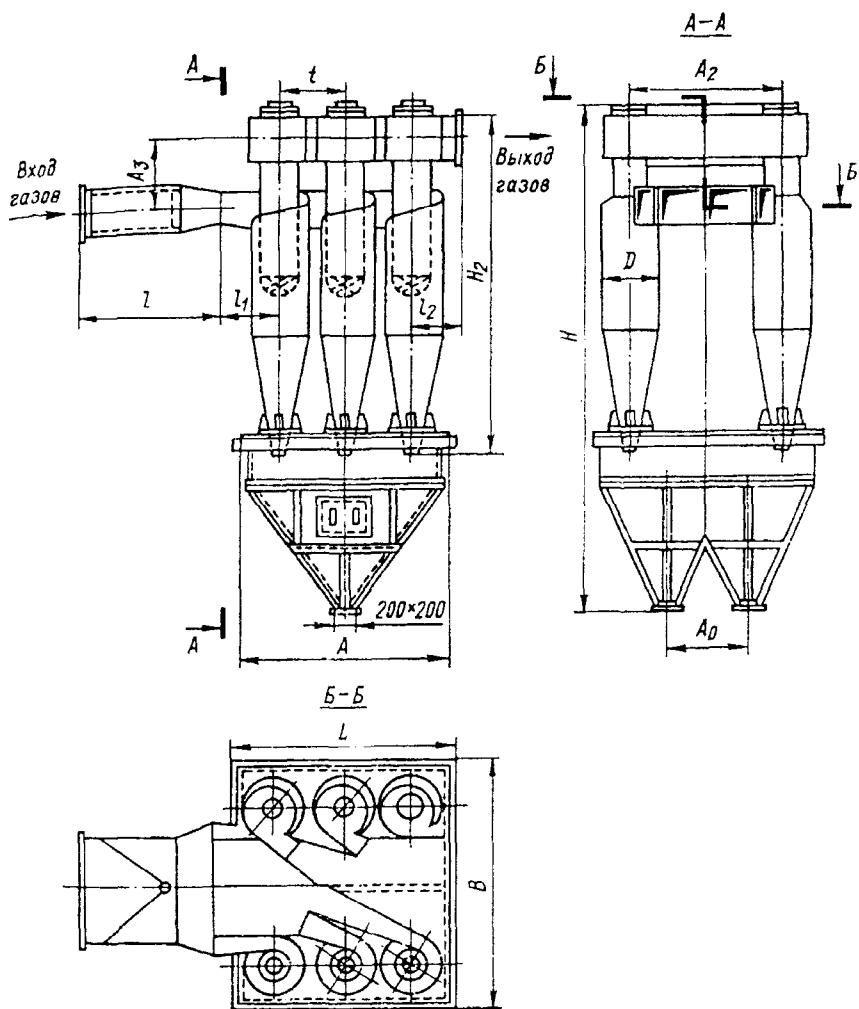


Рис. 8.2. Типовая компоновка блока из шести циклонов

Сухие золоуловители типа ЦН (НИИОгаз)

Типоразмер циклона	Диаметр циклона, мм	Количество циклонов в блоке, шт.			Условное сечение в блоке, м ²	Расход газа при температуре 150 °С, тыс. м ³ /ч и сопротивление кПа (кгс/м ²)		Габаритные размеры, мм			Масса блока, т*
		По глубине	По ширине	Всего		0,35 (35)	0,50 (50)	Длина	Ширина	Высота*	
ЦН-2х2х400	400	2	2	4	0,5	5,80	6,76	1248	1380	<u>3995</u> 4235	<u>0,97</u> 1,07
ЦН-2х2х450	450	2	2	4	0,63	7,34	8,56	1340	1528	<u>4275</u> 4490	<u>1,14</u> 1,23
ЦН-2х2х500	500	2	2	4	0,79	9,08	10,58	1486	1676	<u>4480</u> 5070	<u>1,2</u> 1,47
ЦН-3х2х500	500	3	2	6	1,18	13,62	15,87	2068	1922	<u>5060</u> 5445	<u>2,1</u> 2,23
ЦН-3х2х550	550	3	2	6	1,42	16,44	19,2	2265	2115	<u>5741</u> 6005	<u>2,32</u> 2,71
ЦН-3х2х600	600	3	2	6	1,69	19,57	22,86	2424	2276	<u>6028</u> 6280	<u>2,91</u> 3,09
ЦН-3х2х650	650	3	2	6	1,98	22,95	26,76	2594	2436	<u>6314</u> 6575	<u>3,38</u> 3,75
ЦН-3х2х700	700	3	2	6	2,3	26,4	31,08	2787	2635	<u>7100</u> 7320	<u>3,9</u> 4,2
ЦН-4х2х750	750	4	2	8	3,51	40,8	47,6	3787	3722	<u>8225</u> 8770	<u>4,29</u> 4,44
ЦН-4х2х800	800	4	2	8	4,02	46,4	54,1	4002	3990	<u>8587</u> 9175	<u>4,96</u> 5,61

Примечание. Циклоны применяются при разрежении до 2,5 кПа (250 кгс/м²) правого и левого исполнения для входного патрубка. Допускаемая запыленность газа при слабослипающейся золе для циклонов с $D = 400$ мм — 200 г/м³, с $D = 600$ мм — 300 г/м³, с $D = 800$ мм — 400 г/м³. Для среднеслипающейся золы запыленность газов снижается в 2 раза, для сильнослипающейся — в 4 раза. Очищенные газы имеют запыленность при слоевом сжигании 0,2 — 0,6 г/м³. Коэффициент гидравлического сопротивления циклона ЦН-15 $\epsilon \approx 105$. Степень очистки газов при слоевом сжигании 80–90%, при пылевидном 70–80%.

* В числителе указаны высота и масса при боковом отводе газов, в знаменателе — высота и масса при верхнем отводе газов.

Блочные батарейные циклоны для улавливания сухой золы

Марка циклона	Количество секций, шт.	Количество циклонов в батарее, шт.			Расход газа при температуре 150 °С, тыс. м ³ /ч, при сопротивлении, кПа (кгс/м ²)		Размер патрубка, подводящего газы, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, т
		По глубине	По ширине	Всего	0,45 (45)	0,6 (60)		Длина	Ширина	Высота	
БЦ2-4х(3+2)	2	4	3+2	20	15,05	17,42	800х450	2020	1500	4170	3,51
БЦ2-5х(3+2)		5	3+2	25	18,9	21,85	800х700	2300	1500	4670	4,12
БЦ2-5х(4+2)		5	4+2	30	22,61	26,1	1000х550	2600	1780	4370	4,83
БЦ2-6х(4+2)	2	6	4+2	36	27,2	31,4	1000х700	2880	1780	4670	5,60
БЦ2-6х(4+3)		6	4+3	42	31,57	36,54	1100х750	2880	2060	4770	6,36
БЦ2-7х(5+3)		7	5+3	56	42,19	48,8	1300х900	3410	2340	5070	7,95

Примечание. Размеры циклона, отлитого из чугуна: внутренний диаметр — 254 мм, высота — 1020 мм, диаметр опорного фланца — 230 мм, диаметр выхлопной трубы — 133х4 мм. Направляющий аппарат типа «Розетка» имеет восемь лопаток, наклоненных к горизонту под углом 25° с коэффициентом перекрытия 15, что дает коэффициент гидравлического сопротивления $\xi = 90$. При словом сжигании топлива степень очистки 85–95, при камерном 80–90% в зависимости от фракционного состава золы. Размер выпускных отверстий из каждого бункера 200х200 мм. Имеются модификации циклонов, кроме розетки: «Винт» и с безударным направляющим инструментом. Первый («Винт») дает меньшую степень очистки дымовых газов по сравнению с типом «Розетка» с восемью лопатками и безударным входом. Аппараты применяются для улавливания слабо- и неслипающейся золы. Максимально допускаемая запыленность дымовых газов при диаметре элемента составляет: $d = 100$ мм — у элемента «Винт» — 25 г/м³, у элемента «Розетка» — 15 г/м³; при $d = 150$ мм — соответственно 50 и 53 и при $d = 250$ мм — 100 и 75 г/м³. При неслипающейся золе содержание в газах последней может быть увеличено вдвое. Батарейные циклоны могут работать под разрежением или давлением до 2,5 кПа (250 кгс/м²). На крышке выходной части батареи имеется лаз и ставят взрывной клапан; на входном коробе языковой шибер. Поставляют батарейный циклон собранным в корпусе с входным коробом, бункером для золы и шибером.

аппарат для улавливания твердых частиц из газа, состоящий из циклонов небольшого диаметра (обычно до 250 мм), сообщающихся между собой общими бункером, камерами запыленного и очищенного газа.

Примеры конструктивного выполнения батарейных циклонов приведены на рис. 8.3, 8.4. Сведения о некоторых типах батарейных циклонов приведены в табл. 8.4, 8.5, 8.6.

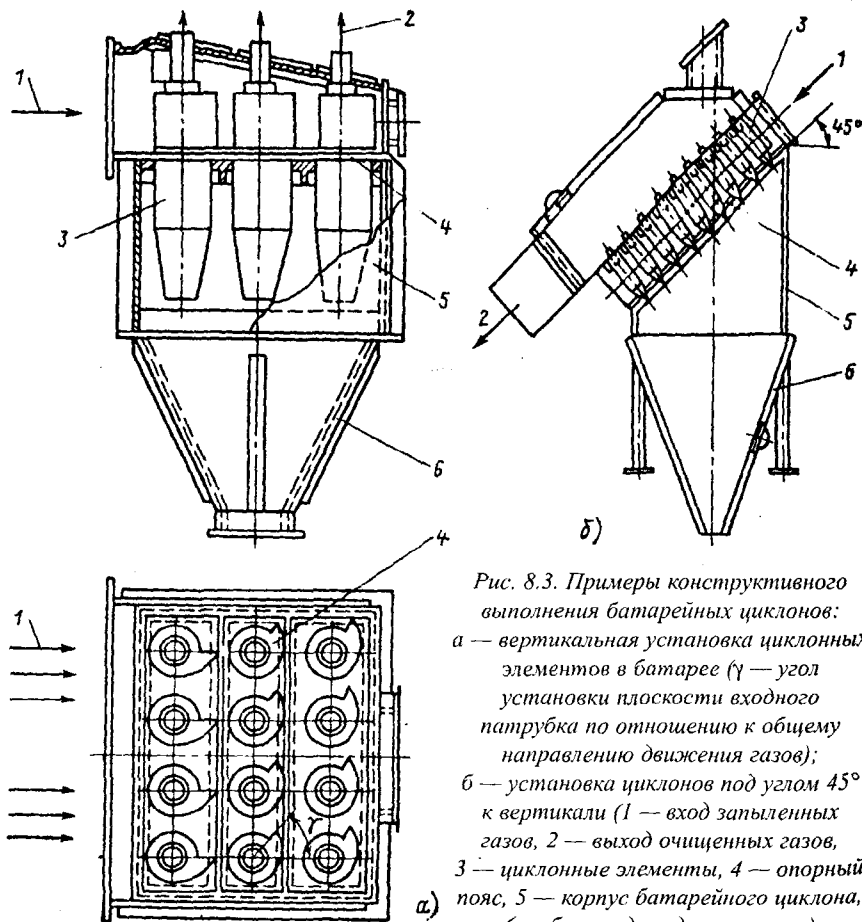


Рис. 8.3. Примеры конструктивного выполнения батарейных циклонов:
 а — вертикальная установка циклонных элементов в батарее (γ — угол установки плоскости входного патрубка по отношению к общему направлению движения газов);
 б — установка циклонов под углом 45° к вертикали (1 — вход запыленных газов, 2 — выход очищенных газов, 3 — циклонные элементы, 4 — опорный пояс, 5 — корпус батарейного циклона, 6 — бункер для удаления золы)

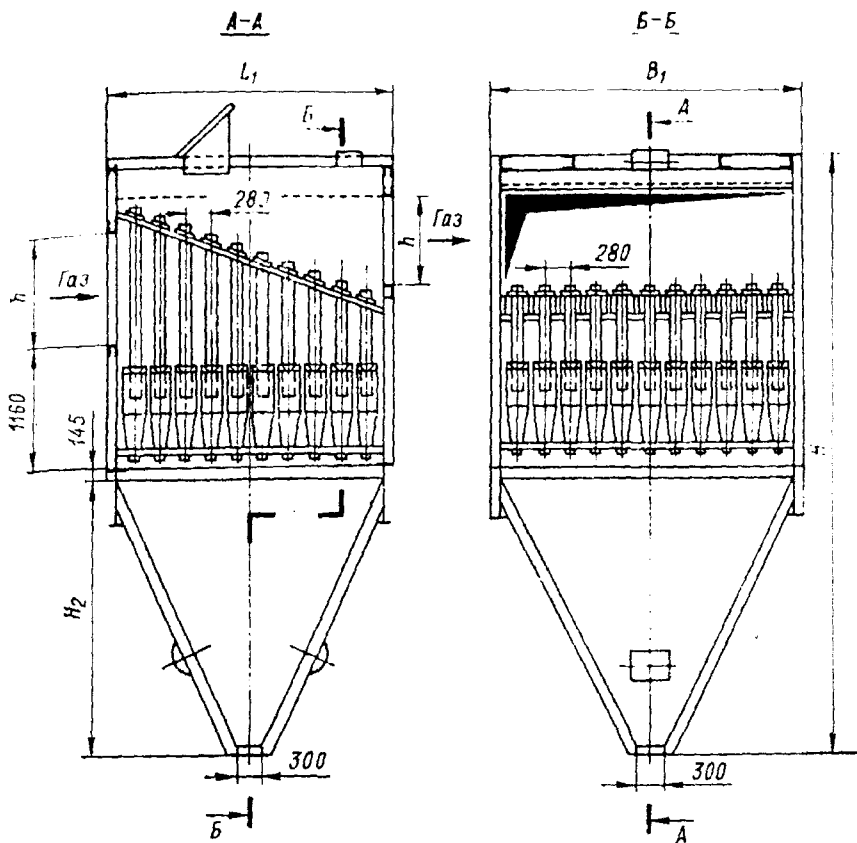


Рис. 8.4. Батарейный циклон для парогенераторов
производительностью 25–320 т/ч

Таблица 8.4

Типоразмер батарейного циклона	Производительность бата- рейного циклона, тыс.м ³ /ч	Количество пропускае- мых газов тыс.м ³ /ч, при t = 150 °С и сопротивле- нии, кПа (кгс/м ²)		Основные размеры, мм					Мас- са, т
				Наибольшие			Подводя- щего патрубка	Отводяще- го патруб- ка	
		Вы- сота	Ши- рина	Дли- на					
					0,45 (45)	0,6 (60)			
БЦ-2-4х(3+2)	6,5	15,2	17,4	4020	1330	2120	800х450	1990х450	3,8
БЦ-2-5х(3+2)		18,9	21,9	4120	1610	2400	800х600	1990х600	4,7
БЦ-2-5х(4+2)	10,0	22,6	26,1	4120	1610	2600	1000х550	1990х550	5,1
БЦ-2-6х(4+2)		27,2	31,4	4220	1890	2880	1000х700	1990х700	6,1
БЦ-2-6х(4+3)	15	31,6	36,5	4220	1890	2880	1100х700	1990х700	7,0
БЦ-2-6х(5+3)	15, 16	36,2	42,0	4420	1890	3180	1300х700	1990х700	7,9
БЦ-2-6х(5+3)	20	36,2	42,0	4420	1890	3180	1300х700	1990х700	7,9
БЦ-2-7х(5+3)	16,20	42,2	48,9	4520	2170	3460	1300х800	1990х800	9,0

Примечание. В обозначении типоразмера первая цифра — количество секций, вторая — число рядов циклонов по ходу газов; в скобках первая цифра — число циклонов поперек хода газов в большей секции, вторая — то же в меньшей. Переключение секций осуществляется с помощью шиберов, установленного во входном патрубке. Уловленная зола удаляется из каждой секции бункера через отверстие 200×200 мм. Батарейный циклон используют для улавливания золы углей, не содержащих СаО, с КПД до 82–90%.

Таблица 8.5

Батарейные циклоны ЦБ-254Р

Марка батарей- ного циклона	Расход дымовых газов, при скорости газов 4,5 м/с, м ³ /ч	Масса циклона, т
ЦБ-254Р-25	20580	3,63
ЦБ-254Р-30	24630	4,17
ЦБ-254Р-40	32900	5,21
ЦБ-254Р-50	41100	6,58
ЦБ-254Р-60	49350	7,7
ЦБ-254Р-80	65750	10,0
Изготовитель	Семибратовский экспериментальный завод газооч- нительной аппаратуры (Ярославская обл.)	

Примечание. Батарейные циклоны односекционные, с внутренним диаметром цилиндрической части циклонов 254 мм, направляющим аппаратом типа «Розетка» и числом элементов от 25 до 80 (указано после буквы Р). Батарейные циклоны используются для котлов производительностью от 6,6 до 25 т/ч при

температуре газов до 400° С и запыленности для неслипающейся и слабослипающейся пыли — до 400 г/м³, среднеслипающейся — 100 г/м³. Степень очистки газов — около 85%.

Таблица 8.6

**Батарейные циклоны ЦБР-15ц с рециркуляцией,
улиточным подводом газов**

Наименование	Марка циклона							
	ЦБР-150ц-240	ЦБР-150ц-320	ЦБР-150ц-400	ЦБР-150ц-480	ЦБР-150ц-640	ЦБР-150ц-800	ЦБР-150ц-1280	ЦБР-150ц-1600
Производительность (при t=135 °С), тыс м ³ /ч	70	95	120	140	190	240	385	480
Количество циклонных элементов, шт.	240	320	400	480	640	800	1280	1600
Количество секций, шт.	6	8	10	12	16	20	32	40
Количество циклонов ЦН-15 в системе рециркуляции, шт.	4	4	4	6	8	2	4	4
Диаметр циклона рециркуляции, мм	400	500	500	500	500	1000	1000	1000
Марка дымососа рециркуляции	ДН-9	ДН-9	ДН-12,5	ДН-12,5	ДН-12,5	ДН-12,5	ДН-19	ДН-19
Масса (включая корпус) ориентировочная, т	28	33	38	45	63	75	126	140
Предельная температура применения, °С	240	320	400	480	640	800	1280	1600

Примечание. Циклоны батарейные предназначены для улавливания не сильно слипающейся золы из дымовых газов при сжигании угля и торфа. Дымовые газы с запыленностью до 100 г/м³ поступают в раздающий короб, расположенный над секциями циклонов, и, пройдя последний, выходят в короб очищенного газа, находящийся внизу. Уловленная зола ссыпается вниз в бункеры, число которых равно количеству секций, деленному на три. В каждой секции 4 циклонных элемента с внутренним диаметром 150 мм, расположенных наклонно. Габариты каждой унифицированной секции: высота 2425 мм, ширина 600 мм, глубина 750 мм. Из верхней секции около 8% газов отсасывается на рециркуляцию в газодод подводом газов с помощью

дымососа, перед которым установлен одиночный или групповой циклон ЦН-15. В комплект поставки входят секции и люки, которые изготавливает Семибратовский экспериментальный завод газоочистительной аппаратуры. Корпус аппарата, циклоны, газоходы, системы рециркуляции, дымосос комплект поставки не входят.

Циклонные элементы завод изготавливает из серого чугуна, их каркас и листы жесткости — из углеродистой стали. Разрежение в корпусе допускается от 2,5 до 5 кПа (250–500 кг/см²). Очистка газов от золы может достигать 93...96%, так как она зависит от фракционного состава.

Батарейные циклоны применяются для улавливания золы за котлами умеренной паропроизводительности — от 2,5 до 500 т/ч, степень улавливания находится на уровне 0,88–0,92 при гидравлическом сопротивлении 500–700 Па. Для энергетических установок рекомендуется применение элемента с тангенциальным подводом газа типа «Энерг уголь» с внутренним диаметром 231 мм. Нормальный ряд таких циклонов для котлов паропроизводительностью от 20 до 500 т/ч представлен в табл. 8.7. В маркировке циклонов содержатся основные данные по типоразмерам; например, 4×14×*m* означает четырехсекционный аппарат с 14 элементами в глубину и с *m* элементами по ширине.

Таблица 8.

Типоразмеры батарейных циклонов БЦУ-М

Типоразмер	Число элементов по ширине <i>m</i>	Предельные числа элементов <i>m</i>	Предельные площади сечения, м ²
1×10× <i>m</i>	7–15	70–150	2,93–6,28
2×10× <i>m</i>	7–15	140–300	5,87–12,57
4×10× <i>m</i>	7–15	280–600	11,73–25,14
2×12× <i>m</i>	7–15	168–360	7,04–15,08
4×12× <i>m</i>	7–15	336–720	14,08–30,17
2×14× <i>m</i>	7–24	196–672	8,21–28,15
4×14× <i>m</i>	7–24	392–1344	16,42–56,31

Примечание. Расчетное сечение элемента $\omega_{\text{ц}} = 0,042 \text{ м}^2$.

Используемые в батарейных пылеуловителях маленькие циклоны принято называть *циклонными элементами*, отдельные схемы которых приведены на рис. 8.5. Батарейные циклоны с элементами диаметром меньше 100 мм иногда называют *мультициклонами*.

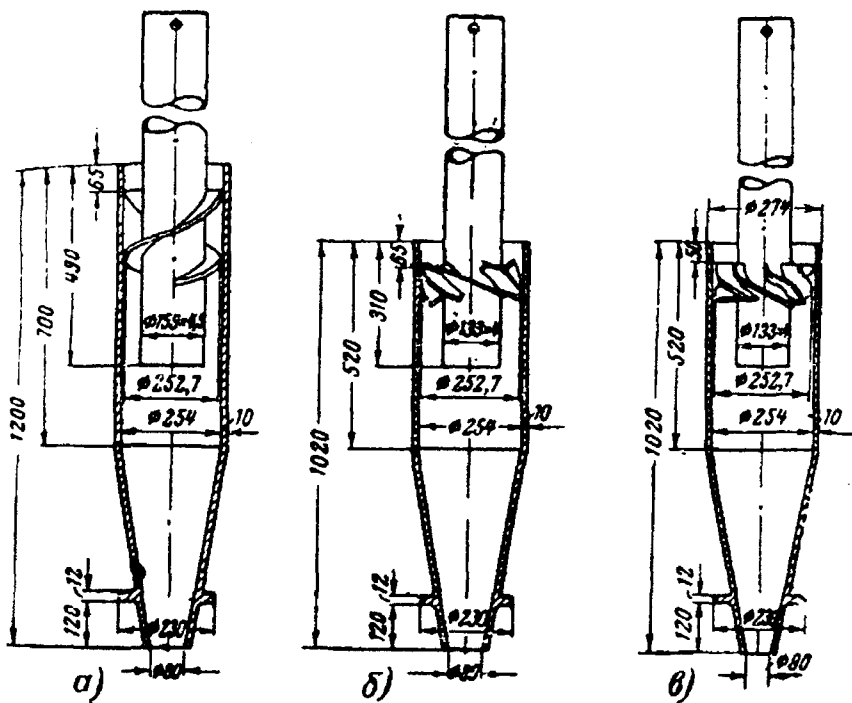


Рис. 8.5. Циклонные элементы батарейных циклонов с направляющими аппаратами типа: а — «Винт», б — «Розетка», в — «Розетка» с безударным входом

Примером перехода от групповых циклонов к батарейным является изображенный на рис. 8.6 «Мультиаэродин». В аппарате на двух разных по вертикали уровнях установлено 80 циклонных элементов, сообщающихся между собой по общему бункеру и отводящему газоходу. В отличие от батарейных циклонов к «Мультиаэродину» газы подводятся не одним общим, а четырьмя отдельными газоходами, каждый из которых подает газы к группе из 10 элементов верхнего и 10 элементов нижнего рядов. Зола, уловленная в элементах верхнего ряда, ссыпается по расположенным под углом 45° металлическим листам, которые отделяют пространство над выхлопными трубами элементов нижнего ряда от верхней части аппарата.

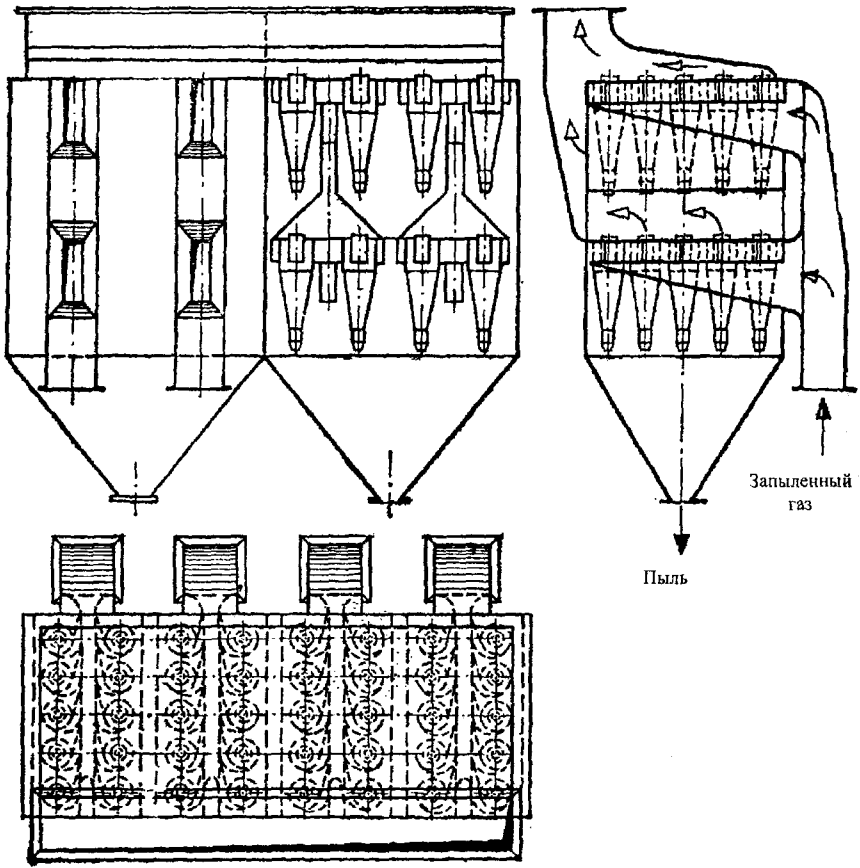


Рис. 8.6. Пылеуловитель «Мультиаэродин»

Важным параметром циклонных аппаратов является гидравлическое сопротивление, определяемое по формуле

$$\Delta p_n = \zeta \frac{W_{\text{усл}}^2}{2g} \gamma_r = \zeta \frac{W_{\text{усл}}^2}{2} \rho_r,$$

где γ_r — удельный вес газов, Н/м³;
 ρ_r — плотность газов, кг/м³;

ζ — условный коэффициент гидравлического сопротивления циклонного аппарата;

g — ускорение свободного падения;

$W_{\text{усл}}$ — условная скорость газов.

Условная скорость газов определяется как отношение секундного объемного расхода газов к поперечному сечению корпуса циклона или циклонного элемента. Для батарейного циклона

$$W_{\text{усл}} = \frac{4Q_{\text{ср}}}{n\pi D^2},$$

где $Q_{\text{ср}}$ — расход газов через батарейный циклон, м³/с, $Q_{\text{ср}} = 0,5(Q_{\text{вх}} + Q_{\text{вых}})$;

n — количество элементов в батарейном циклоне;

D — внутренний диаметр корпуса циклонного элемента, м.

Обычно ζ определяется опытным путем при продувке циклонов или циклонных элементов на чистом воздухе. При работе на запыленном газе ζ уменьшается. В расчетах ζ принимают постоянным, тогда как в действительности он несколько повышается с увеличением расхода газов.

Пример расчета батарейного циклона

Для расчета батарейных циклонов должны быть заданы: количество очищаемого газа при номинальной нагрузке котла V , м³/с, дисперсный состав пыли, требуемая эффективность очистки газов.

1. Необходимое сечение всех элементов батарейного циклона определяется по выражению

$$\omega = V/u,$$

где u — скорость газа, отнесенная к поперечному сечению циклона, м/с. Рекомендуемое значение $u = 4,5$ м/с.

2. Число элементов батарейных циклонов на один котел

$$Z = \omega/\omega_{\text{ц}},$$

где $\omega_{\text{ц}}$ подбирается по табл. 8.7 с учетом типоразмера батарейных циклонов и их количества на котел.

3. Определяется параметр улавливания для каждой фракции по выражению

$$\Pi_i = k \sqrt{\frac{u}{4,5}} \cdot \sqrt[3]{d_i^2},$$

где d_i — средний диаметр частиц данной фракции, мкм; k — коэффициент, учитывающий тип циклона: для багаторейных циклонов с циклонами типа розетки БЦ $k = 0,3$, для циклонов с улиточным подводом типа БЦУ $k = 0,5$.

4. По параметру Π_i с помощью формулы $p = \exp(-\Pi)$ определяется степень «проскока» для каждой фракции p_i , а затем общая степень проскока для золоуловителя по формуле

$$p = \sum_{i=1}^n p_i \frac{\Phi_i}{100},$$

где p_i — степень проскока для i -й фракции, которой соответствует скорость осаждения v_i и параметр золоулавливания Π_i , Φ_i — доля i -й фракции при входе в золоуловитель, %.

5. Аэродинамическое сопротивление циклонов определяется по выражению

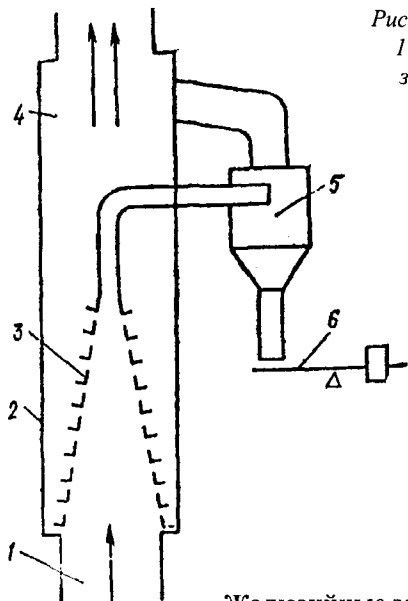
$$\Delta p = \xi \frac{\rho u^2}{2},$$

где $\xi = 90$ для циклонов БЦ; $\xi = 115$ для циклонов БЦУ.

8.3. ЖАЛЮЗИЙНЫЕ ЗОЛОУЛОВИТЕЛИ

Жалюзийные золоуловители из-за низкой степени очистки применяются в основном как встроенные в котлах, сжигающих топлива с высокоабразивной золой (например, экибастузские), и предназначены для защиты последующих поверхностей нагрева от истирания и повышения надежности их работы. Схема жалюзийного золоуловителя (ЖЗУ) приведена на рис. 8.7. Принцип улавливания золы основан на разности сил инерции твердых частиц и газов. Газы проходят между лопастями решеток, увлекая с собой лишь небольшое количество мелких фракций золы, а более крупные частицы улавливаются в циклоне. Достоинствами ЖЗУ являются малые габариты, небольшое гидравлическое сопротивление, возможность установки

Рис. 8.7. Схема жалюзийного золоуловителя:
 1 — вход загрязненных газов, 2 — корпус
 золоуловителя, 3 — жалюзи, 4 — выход
 очищенных газов, 5 — циклон,
 6 — затвор-мигалка



в вертикальных и горизонтальных газоходах. Недостатки — частая замена решеток по причине их стирания (через 6–10 месяцев) и недостаточная степень очистки (70–80%). Сведения о ЖЗУ ВТИ приведены в табл. 8.8.

Таблица 8.8

Жалюзийные золоуловители ВТИ

Наименование	Количество
Элементы жалюзийного золоуловителя	Жалюзийная решетка, отсосная щель, циклон с мигалкой, входная и выходная камеры
Элементы жалюзийной решетки	Лопасты из углового железа 40×40 мм, собранные в виде жалюзи
Количество жалюзийных решеток в прямоугольном газоходе*, шт.	2
Количество сборок жалюзийных решеток, шт.	6
Количество сборок, отсасывающих газы в циклоны, шт.	2
Диаметр мигалок, мм	33, 76, 159
Доля газа, отсасываемого через циклоны, % общего количества дымовых газов	10, 20
Наибольшее значение КПД, %, для топки:	
с ручными колосниковыми и цепными решетками	80–90
с молотковыми мельницами для бурых углей	70–75
с молотковыми мельницами для фрезерного торфа	75–80

Наименование	Количество
с шаровыми барабанными мельницами	60–65
Концентрация золы в дымовых газах после золоуловителя при слоевом сжигании, г/м ³ :	
подмосковного угля	Больше 1
днецкого угля АРШ	0,26
То же при пылевидном сжигании	5–7
Наивысш. допустимая температура дымовых газов, °С	450–500
Область применения	Защита дымососов и хвостовых поверхностей от износа при слоевом сжигании угля, фрезерного и кускового торфа
Масса золоуловителя на 1000 м ³ дымовых газов, кг	40–50

Примечание. Оптимальное гидравлическое сопротивление жалюзийного золоуловителя при слоевом сжигании всех видов твердого топлива и расположении решеток в горизонтальных газоходах — 200–250 Па (20–25 кгс/м²), при расположении решеток в вертикальных газоходах — 100–500 Па (10–50 кгс/м²), при камерном сжигании: каменных и бурых углей 200 Па (20 кгс/м²), фрезерного торфа — 250 Па (25 кгс/м²), сланцев — 100 Па (10 кгс/м²). Улавливание частиц меньше 20 мкм не обеспечивается.

Решетки устанавливаются под углом 9° к оси газохода с центральной отсосной щелью и боковыми щелями.

8.4. МОКРЫЕ ЗОЛОУЛОВИТЕЛИ

В мокрых золоуловителях улавливание золы и других твердых частиц, находящихся в газах, производится путем осаждения этих компонентов на пленку жидкости, создаваемую на внутренней поверхности аппарата. При этом объем золоуловителя заполнен капельками воды в виде тумана. При толщине пленки, большей поперечного размера частицы, работа отрыва частицы значительно превосходит работу, необходимую для ее погружения в слой жидкости.

Для котлоагрегатов малой и средней производительности (до 100 т/ч) в настоящее время применяются центробежные скрубберы (рис. 8.8).

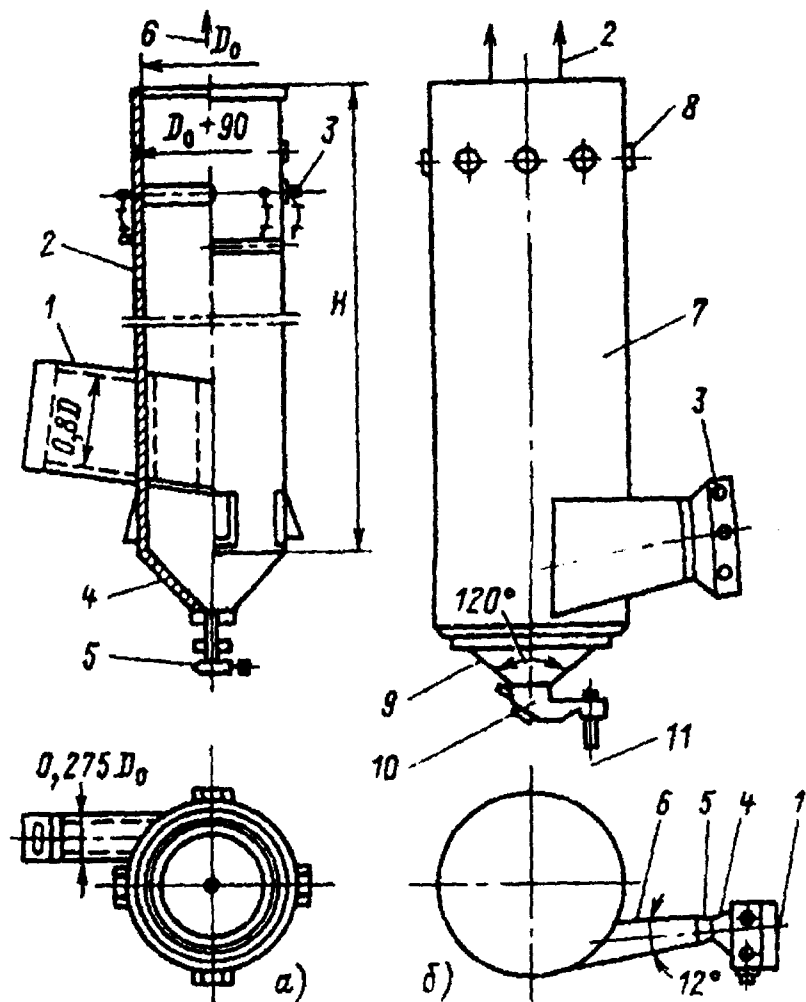


Рис. 8.8. Мокрые золоуловители: а — центробежный скруббер (1 — входной патрубок; 2 — корпус скруббера; 3 — подвод орошающей воды; 4 — бункер; 5 — гидрозатвор; 6 — выход очищенного газа); б — скоростной золоуловитель с трубой Вентури (1 — вход запыленного газа; 2 — выход очищенного газа; 3 — подача распыленной воды через форсунки; 4, 5, 6 — конфузор, горловина, диффузор трубы Вентури; 7 — корпус каплеуловителя (мокрого скруббера); 8 — сопла, орошающие стенки скруббера; 9 — золовый бункер; 10 — гидрозатвор; 11 — удаление пульпы в канал гидрозолоуловителя)

Скруббер МС-ВТИ (рис. 8.8) состоит из сварного вертикального цилиндра с толщиной стенок 5–6 мм с коническим днищем, входного патрубка, оросительной системы и гидравлического затвора для удаления уловленной золы. Входной патрубок приваривается тангенциально к внутренней поверхности корпуса и имеет уклон в его сторону 10° . Внутренние поверхности корпуса и конического днища футеруются кислотоупорной и износоустойчивой плиткой из керамического материала.

Внутренняя поверхность корпуса аппарата непрерывно орошается из сопел, установленных по окружности на расстоянии 500 мм друг от друга, при этом струи воды направлены в сторону вращения газов тангенциально к внутренней футерованной поверхности корпуса. Диаметры сопел определяют, принимая скорость дымовых газов в свободном сечении скруббера 4–5 м/с. Высота орошаемой части от сопел до входного патрубка должна составлять три–четыре диаметра скруббера.

Расход воды на орошение $G_{\text{ж}}$, кг/с, находится из соотношения

$$G_{\text{ж}} = 0,14\pi D,$$

где D — внутренний диаметр аппарата, м.

При этом обеспечивается толщина пленки на стенках скруббера не менее 0,3 мм. Степень улавливания в простейших скрубберах 0,82–0,90 при гидравлическом сопротивлении 300–400 Па для диаметров циклонов 0,6–1,7 м.

Максимальная скорость газов во избежание срыва водяной пленки и образования брызг не должна превышать 6 м/с, а скорость газов во входном патрубке — 23 м/с. Давление воды, подаваемой на орошение, — 0,2 МПа, а на смыв — 2,5 МПа. Температура газов после очистки снижается на 40–60 градусов. Увеличение высоты смоченной части повышает степень улавливания до определенного предела, а при высоте скруббера свыше $3D$ степень улавливания остается постоянной.

Основное отличие мокропрутковых золоуловителей (МП) от центробежных скрубберов (ЦС) — наличие во входном патрубке прутковой решетки, орошаемой водой, где и улавливается основная часть золы. На долю скруббера приходится 20–30% уловленных частиц. Прутковая решетка типовой конструкции состоит из трех двухрядных пучков, расположенных в шахматном порядке. Расстояние между пучками по ходу газов составляет 120 мм.

Прутки изготавливаются из стальных труб с деревянными заглушками. Для защиты от коррозии на трубы одеваются резиновые трубки ($d_{\text{в}} = 12$ мм). Поперечный шаг прутков — 31 мм. Расстояние по осям труб между рядами в двухрядных пучках — 18 мм.

Прутки расположены горизонтально (с уклоном 0,5% к наружной стене подводящего патрубка). Прутковая решетка непрерывно орошается водой из форсунок. Отложения золы во входном патрубке удаляются с помощью смывных сопел периодической промывки, установленных на четырех горизонтальных и двух вертикальных вращаемых коллекторах. В среднем промывку проводят один раз в смену в течение пяти минут. Струи воды в верхней части корпуса вытекают из сопел касательно поверхности в сторону вращения газов.

Расход воды на орошение решетки и стенок золоуловителя определяется как

$$G = 0,5F + 0,14\pi D, \text{ кг/с,}$$

где F — площадь поперечного сечения входного патрубка, м^2 .

Степень улавливания золы в МП-ВТИ составляет 91–95%, гидравлическое сопротивление — 650–800 Па.

Основные данные о золоуловителях типа МП-ВТИ приведены в табл. 8.9.

Таблица 8.9

Мокрые золоуловителя МП-ВТИ

Марка золоуловителя	Производительность, тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$	Расход воды на орошение, $\text{т}/\text{ч}$	Размеры корпуса каплеуловителя, мм		Масса, т
			Внутренний диаметр	Полная высота	
МП-ВТИ-2300	65	1,02	2300	7960	—
МП-ВТИ-2600	80	1,12	2600	8600	—
МП-ВТИ-2700	82	1,21	2700	9240	—
МП-ВТИ-3100	120	1,40	3100	10530	—
МП-ВТИ-3300	130	1,50	3300	11160	—

Примечание. Золоуловители МП-ВТИ состоят из входного патрубка, в котором перед входом в сварной стальной цилиндр установлена многорядная из прутков решетка, орошаемая водой. Число рядов шахматно расположенных песочно-бакелитовых прутков $\text{Ø}19$ мм обычно четыре. Газы из ре-

шетки поступают в нижнюю часть вертикально стоящего цилиндра — корпуса золоуловителя. Внутренние поверхности корпуса и его конического днища футеруются кислотоупорной керамической плиткой на диабазовой замазке и окрашиваются кислотоупорным лаком. Внутренняя поверхность корпуса непрерывно орошается водой из специальных форсунок, размещенных в верхней части корпуса с расстоянием 500 мм друг от друга. Количество форсунок меняется от 18 до 24. Уловленная зола с водой стекает в коническое днище и через гидрозатвор удаляется в золошлаковые каналы. Количество уловленной золы составляет 89–93% поступившей. Температура газов в золоуловителях этого типа снижается до 94–96° С. Для повышения степени улавливания золы вместо решетки в газоход встраивают коагулятор капель с трубкой Вентури, что повышает степень улавливания до 95–97%. Аппарат с такой вставкой называют мокрым скоростным золоуловителем МС-ВТИ.

Одним из недостатков золоуловителей МП-ВТИ является сильное забивание прутковых решеток, особенно при улавливании золы, содержащей свободную СаО. Жесткость применяемой воды не должна быть выше $15 \frac{\text{МГ-ЭКВ}}{\text{КГ}}$.

Для котлоагрегатов производительностью 120–640 т/ч в основном применяется золоуловитель с турбулентными коагуляторами Вентури (рис. 8.86) и типа МС-ВТИ (табл. 8.10).

Таблица 8.10

Золоуловители МС-ВТИ

Марка золоуловителя	Производительность, тыс. м ³ /ч	Расход воды на орошение, т/ч	Размеры корпуса каплеуловителя, мм		Сечение каплеуловителя, м ²	Сечение горловины трубы Вентури, ω, м ²	Масса, т
			Внутренний диаметр	Полная высота			
МС-ВТИ-2800	90	4,4	2800	9660	5,72	0,455	15,3
МС-ВТИ-3000	108	4,7	3000	10320	6,60	0,530	17,2
МС-ВТИ-3200	125	5,0	3200	10980	7,54	0,644	20,1
МС-ВТИ-3800	180	5,7	3800	12200	9,62	0,810	24,6
МС-ВТИ-4000	200	6,3	4000	13610	11,93	1,000	29,9
МС-ВТИ-4500	250	7,0	4500	15250	15,20	1,300	37,8

Труба Вентури состоит из короткого диффузора с углом раскрытия 60°, горловины и длинного диффузора с углом раскрытия 12°. В конфузоре трубы Вентури происходит увеличение скорости газов с 20 до 50–70 м/с. За счет большой разницы скоростей газов и капелек воды

достигается интенсивное смачивание частиц уноса (коагуляция). Более крупные капли воды поглощают мелкие частицы золы, что обеспечивает их лучшее улавливание в центробежном скруббере, который выполняет роль каплеуловителя. Гидравлическое сопротивление золоуловителя — 700–1150 Па, в том числе трубы Вентури 350–550 Па. Степень улавливания золы составляет 92–98%. Расход воды, подаваемой в горловину трубы, принимается 0,15–0,20 кг/м³ газов. Золоуловители МС-ВТИ в отличие от МП-ВТИ не забиваются золой.

Основным недостатком мокрых золоуловителей всех типов является их негативное влияние на работу дымососа из-за отложений мокрой золы на рабочих лопатках. Значительные золовые отложения наблюдаются во внешних газоходах нижней части дымовой трубы за счет брызгоуноса. В обоих случаях это сказывается на надежности работы указанных устройств (разбаланс ротора дымососа и коррозия газоотводящих стволов дымовых труб).

Кроме того, в мокрых золоуловителях температура уходящих газов снижается и приближается к температуре точки росы, что способствует, как отмечалось, интенсификации коррозии оборудования и уменьшению эффективной высоты дымовой трубы. Поэтому на мощных блоках мокрые золоуловители не устанавливаются. При движении дымовых газов через золоуловитель в воде растворяется значительная часть SO₂, SO₃, NO₂, CO₂, образуя соответствующие кислоты. Это требует защиты металла золоуловителя от коррозии и принятия мер, предотвращающих загрязнение природных водоемов, куда сбрасывается отфильтрованная на золоотвалах вода. По существующим нормам мокрые золоуловители разрешается применять для очистки газов при содержании серы в сжигаемом топливе не более 1% на 4,2 МДж/кг теплоты сгорания и температуре уходящих газов не выше 200° С.

Пример расчета золоуловителя с трубой Вентури

1. Необходимое сечение всех каплеуловителей определяется по выражению

$$\omega = \frac{V}{u}, \text{ м}^2,$$

где u — скорость газов, отнесенная к поперечному сечению каплеуловителя. Рекомендуется принимать $u = 5$ м/с.

V — количество очищаемых газов при номинальной нагрузке котла, м³/с.

2. По табл. 8.10 определяют типоразмер золоуловителя и их количество на котел

$$Z = \frac{\omega}{\omega_{\text{ц}}},$$

где $\omega_{\text{ц}}$ — сечение центробежного скруббера (каплеуловителя), м².

3. По формуле $p = \exp(-\Pi)$ в зависимости от требуемой степени «проскока» находят параметр золоуловителя Π .

4. Затем подбирают значения $Q_{\text{ж}}$ и $u_{\text{г}}$ таким образом, чтобы параметр Π численно соответствовал величине, полученной по эмпирической формуле без учета получаемой размерности

$$\Pi = \sqrt{Q_{\text{ж}} u_{\text{г}}},$$

где $Q_{\text{ж}}$ — удельный расход воды на 1 м³ очищаемых газов. Рекомендуемый диапазон значений $Q_{\text{ж}}$ равен 0,12–0,20 кг/м³;

$u_{\text{г}}$ — скорость газов в горловине трубы Вентури, м/с. Рекомендуемые пределы $u_{\text{г}}$ составляют 50–70 м/с.

5. Сечение горловины трубы Вентури определяют по формуле

$$\omega_{\text{г}} = \frac{V_1}{u_{\text{г}}}.$$

Здесь V_1 — расход газов на один золоуловитель, м³/с.

6. Общее гидравлическое сопротивление золоуловителя рассчитывают по выражению

$$\Delta p = (0,25 + 0,01 Q_{\text{ж}} u_{\text{г}}) \frac{\rho u_{\text{г}}^2}{2} + 2,7 \rho \frac{u_{\text{вх}}^2}{2}, \text{ Па},$$

где ρ — плотность газов перед золоуловителем, кг/м³;

$u_{\text{вх}}$ — скорость газов на входе в каплеуловитель, $u_{\text{вх}} = 20$ м/с.

8.5. ЭЛЕКТРОФИЛЬТРЫ

Процесс обеспыливания газов в электрофильтре протекает следующим образом: газы, содержащие взвешенные частицы, равномерным потоком проходят через неоднородное электрическое поле постоянного направления и высокой напряженности, которое создается между осадительными и коронирующими электродами.

Осадительные электроды присоединяются к положительному полюсу выпрямителя и заземляются, а коронирующие — изолируются от земли и к ним присоединяется провод от отрицательного полюса выпрямителя.

При подаче на электроды тока высокого напряжения в пространстве электрофильтра между электродами возникает электрическое поле, напряженность которого можно изменять путем регулирования напряжения. При увеличении напряжения до определенной величины в пространстве между электродами образуется коронный разряд. В зоне короны происходит ударная ионизация газа с образованием большого количества ионов. Положительные ионы быстро достигают коронирующего электрода, а отрицательные ионы и электроны, двигаясь под действием электрического поля, а также участвуя в беспорядочном тепловом движении газовых молекул, сталкиваются со взвешенными в газах частицами золы, адсорбируются ими, в результате чего частицы приобретают электрический заряд.

Заряженные частицы под действием электрического поля движутся к электродам и оседают на них, выделяясь таким образом из газового потока.

Наибольшая часть золы двигается к осадительным электродам и осажается на их поверхности, меньшая же часть оседает на коронирующих электродах. Последнее происходит потому, что только небольшая часть золы вблизи коронирующих электродов заряжается положительно.

Электроды периодически встряхиваются, слой осажженной золы разрушается и она осыпается в бункера, откуда ее периодически или непрерывно удаляют.

Эффективность улавливания золы в электрофильтре определяется двумя основными факторами — скоростью дрейфа частиц золы σ и удельной поверхностью осаждения.

Скорость дрейфа частиц золы зависит от электрических характеристик электрофильтра (напряженность электрического поля зарядки осаждения), а также от электрического сопротивления пылегазового потока (диэлектрической проницаемости вещества частицы и вакуум

Процесс электрогазоочистки можно разделить на следующие стадии

- зарядка взвешенных частиц в газе;
- движение заряженных частиц к электродам под действием электрического поля;
- осаждение частиц на электродах;
- удаление осажденных частиц из электрофильтра.

В энергетике используются электрофильтры различных конструкций. Большинство энергоблоков тепловых электростанций, работающих на твердом топливе, снабжаются электрофильтрами типа УГ и ЭГ.

Эти аппараты относятся к однозонным сухим низкотемпературным горизонтальным пластинчатым электрофильтрам, выпускаемым в односекционном исполнении.

Однозонными называются такие электрофильтры, в которых зарядка частиц и их осаждение происходит в одной конструктивной зоне. Этим однозонные электрофильтры отличаются от двухзонных, в которых процессы зарядки и осаждения протекают в двух зонах — ионизаторе и осадителе.

В сухих электрофильтрах удаление осевших на электродах частиц производится сухим способом, например отряхиванием. Этим сухие фильтры отличаются от мокрых, в которых уловленная зола или пыль смывается с электродов водой или другой жидкостью.

Низкотемпературными считаются электрофильтры, предназначенные для очистки газов с температурой до 250°C .

Горизонтальные и вертикальные электрофильтры различаются соответствующим направлением потока газов в активной зоне аппарата.

В пластинчатых электрофильтрах осадительные электроды выполнены в виде параллельных поверхностей, набранных из пластин того или иного сечения или из отдельных прутков. Этим пластинчатые электрофильтры отличаются от трубчатых, в которых осадительные электроды выполнены в виде труб круглого, шестигранного или

овального сечения. Трубчатые электрофильтры всегда являются вертикальными, а пластинчатые могут быть либо вертикальными, либо горизонтальными.

Односекционные электрофильтры не разделены внутренними перегородками на самостоятельные, параллельно работающие секции в отличие от двух- и трехсекционных.

Электрофильтры, применяемые для очистки различных объемов газа за единицу времени, отличаются друг от друга активной высотой электродов, активной длиной электрических полей по ходу газа, размерами площадей активных сечений. Эти параметры тесно связаны с такими характеристиками, как площадь осаждения и длина коронирующих элементов в электрофильтре.

Активной высотой электродов называется высота электрического поля, в котором происходит ионизация газа и зарядка улавливаемых частиц. Активная высота электродов или поля равна высоте коронирующего электрода.

Площадью активного сечения электрофильтра называется площадь его поперечного сечения, в которой происходит ионизация газа и зарядка частиц. По высоте эта площадь ограничивается активной высотой электродов, а ее ширина представляет собой сумму расстояний в свету между осадительными электродами.

Исходя из особенностей электрической очистки газов и конструктивных возможностей, горизонтальные электрофильтры выпускаются с различным количеством самостоятельных электрических полей, которые располагаются последовательно одно за другим по ходу газа. При наличии нескольких самостоятельных полей электрофильтры называются многопольными.

Наиболее распространенные электрофильтры типа УГ и ЭГ.

По конструктивному решению электрофильтры типа УГ имеют два габарита, которые отличаются активной высотой коронирующих электродов: УГ1 — электрофильтры первого габарита с активной высотой коронирующих электродов 4200 мм; УГ2 — электрофильтры второго габарита с активной высотой коронирующих электродов 7460 мм.

Длина электрических полей (иногда ее называют шириной поля) в аппаратах УГ1 и УГ2 унифицирована и составляет 2510 мм.

Электрофильтры ЭГЗ выпускаются третьего габарита с активной высотой коронирующих электродов 11900 мм. Длина электрических полей в аппаратах ЭГЗ составляет 4000 мм.

Электрофильтры типа УГ1 выполнены в двух- и трехпольном исполнении с площадью активного сечения 10 и 15 м², УГ2 — в трех- и четырехпольном исполнении с площадью активного сечения 26, 53 и 74 м²; ЭГЗ выполнены в трех- и четырехпольном исполнении с площадью активного сечения 177 и 265 м².

На рис. 8.9 показана схематически конструкция электрофильтра типа ЭГА.

Электрофильтры УГ и ЭГ применяются для очистки газов в температурах не ниже температуры точки росы (кислотной или во

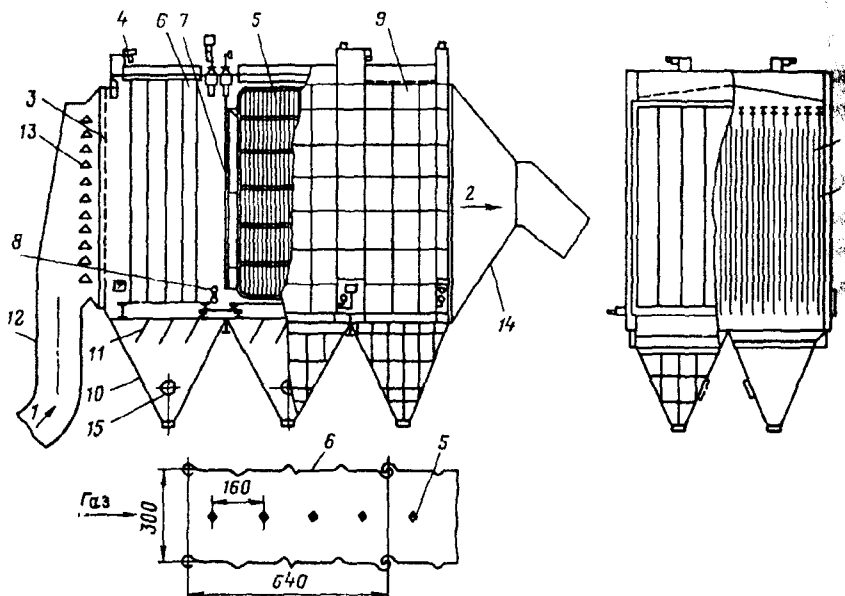


Рис. 8.9. Электрофильтр типа ЭГА: 1 — вход запыленного газа; 2 — подъемная шахта; 3 — встряхивающий механизм осадительных электродов; 4 — газораспределительные объемные элементы МЭИ; 5 — газораспределительная решетка; 6 — подвод тока высокого напряжения; 7 — осадительный электрод; 8 — встряхивающий механизм коронирующих электродов; 9 — коронирующий электрод; 10 — корпус; 11 — выход очищенного газа; 12 — выходной конфузор; 13 — смотровые люки в бункерах; 14 — бункер; 15 — наклонные перегородки МЭИ для уменьшения перетоков газа через бункер

ной), но и не выше 250° С при давлении внутри корпусов не более 0,5 кПа или разрежении не более 3,5 кПа. В зависимости от типоразмера эти электрофилтры способны обеспечивать необходимую степень очистки газов при их расходе от 25000 до 1000000 м³/ч и более.

В табл. 8.11–8.16 приведены сведения о конструкциях и технических характеристиках некоторых типоразмеров электрофилтров.

Таблица 8.11

Техническая характеристика электрофилтров ЭГ

Показатели		ЭГ3-3-177	ЭГ3-4-177	ЭГ3-3-265	ЭГ3-4-265
Площадь активного сечения, м ²		177		265	
Производительность, м ³ /ч при скорости 1 м/сек		647000		954000	
Площадь осаждения, м ²		18000	23964	27354	36472
Общая длина коронирующих элементов, м		48960	65280	73440	97920
Максимальная температура газов, °С		250			
Допустимое разрежение, мм вод. ст.		350			
Допустимое давление, мм вод. ст.		50			
Шаг установки электродов, мм		275			
Масса внутреннего оборудования, кг		356300	490700	556650	737300
Габариты электро-филтра, мм	Ширина	20250		29870	
	Длина (без форкамеры)	18800	24800	18800	24800
	Длина (с форкамерой)	21800	27800	21700	27800
	Высота	21600			

Таблица 8.12

Электрофилтры типов УГМ и УГ1М

Марка электро-филтра	Площадь, м ²		Габаритные размеры, мм			Масса, т	
	Активного сечения	Осаждения	Длина	Ширина	Высота	Общая	Оборудования
УГМ-2-3,5	3,5	190	7200	3650	8305	15,9	6,9
УГМ-2-7	7	320	7200	4500	9430	29	11,2
УГМ1-2x2,5-10	10	462	7200	4500	10350	31,2	12,2
УГМ1-2x2,5-15	15	672	7200	6000	11352	40,5	16,4
УГМ1-2x4-10	10	726	10100	4500	10350	45,2	17,6
УГМ1-2x4-15	15	1056	10100	6000	11352	55,5	24
Изготовитель	Семибратовский экспериментальный завод газоочистительной аппаратуры (Ярославская обл.)						

Примечание. Электрофилтры унифицированные малогабаритные односекционные прямоугольной формы из двух электрических полей, установленных последовательно, с горизонтальным ходом газов при температуре до

Техническая характеристика электрофильтров УГ

Показатели	Тип электрофильтра												
	УГ1-2-10	УГ1-3-10	УГ1-2-15	УГ1-3-15	УГ2-3-26	УГ2-4-26	УГ2-3-37	УГ2-4-37	УГ2-3-53	УГ2-4-53	УГ2-3-74	УГ2-4-74	
Площадь активного сечения, м ²	10		15		26		37		53		74		
Производительность, м ³ /ч при скорости 1 м/сек	3600		54000		93500		133000		196000		266000		
Площадь осаждения, м ²	420	633	633	949	1685	2247	2359	3146	3370	4494	4719	6291	
Общая длина коронирующих элементов, м	1120	1680	1680	2520	4536	6048	6350	8467	9072	12096	12701	16934	
Максимальная температура газов, °С	250				250								
Допустимое разрежение, мм вод.ст.	350				350								
Допустимое давление, мм вод.ст.	50				50								
Шаг установки электродов, мм	275				275								
Масса внутреннего оборудования, кг	19500	28700	26000	38750	50300	66800	65550	88800	96550	128350	126650	172400	
Габариты электрофильтра, мм	Ширина	5180		6540		6540		8190		10680		13980	
	Длина (без форкамеры)	9600	14100	9600	14100	14100	18600	14100	18600	14100	18600	14100	18100
	Длина (с форкамерой)	10620	15120	10620	15120	15120	19620	15120	19620	15120	19620	15120	19620
	Высота	11965				15345							

250° С и их запыленности (концентрации) 60 г/м³ при разрежении до 4 кПа или давлении до 0,05 кПа. Расстояние между осадительными электродами — 275 мм; исполнение I — с пирамидальными бункерами, исполнение II — со щелевыми. Корпуса стальные. Рассчитаны на сейсмичность до 6 баллов, снаружи покрыты тепловой изоляцией.

Таблица 8.14

Электрофильтры вертикальные типов УВ и УВВ

Марка электрофильтра	Площадь, м ²		Количество секций, шт.	Габаритные размеры, мм			Масса, т	
	активного сечения	осаждения		Длина	Ширина	Высота	общая	в т. ч. оборудования
Электрофильтры УВ унифицированные								
УВ2х10	21,6	1200	2	5600	6690	20150	66,4	35,4
УВ3х10	32,4	1800	3	5600	9690	20150	103,1	52,1
УВ1х16	16	900	1	5600	5190	20150	45,1	25,1
УВ2х16	32	1800	2	5600	9690	20150	86,3	48,3
УВ2Х24	48	2640	2	8000	9690	21700	129,8	76,8
УВ3Х24	72	3960	3	8000	14190	21700	190,1	114,1
Электрофильтры типа УВВ унифицированные								
УВВ-8-1	8	285	—	5095	4975	20000	23,99	10,9
УВВ-8-11	8	285	—	5095	4975	18600	23,49	10,9
УВВ-12-1	12	432	—	5095	6025	20000	32,9	15
УВВ-12-11	12	432	—	5095	6025	1930	32,63	15
УВВ-16	16	575	—	5095	7125	20000	42,18	19,05
УВВ-24-1	24	864	—	5095	11205	20000	59,58	28,5
УВВ-24-11	24	864	—	5095	11205	19300	59,68	28,5
Изготовитель	Семибратовский экспериментальный завод газоочистительной аппаратуры (Ярославская обл.)							

Примечание. Электрофильтры унифицированные вертикальные применяются при низких скоростях газов в активном сечении (0,8–1,0 м/с) и разрежении в фильтре до 3,5 кПа (350 кгс/м²), концентрации пыли в газах до 30 г/м³, температуре газов до 250° С, направлении потока газов снизу вверх. Расстояние между осадительными электродами — 275 мм, удаление пыли механическое — встряхивание ударами молотков.

Фильтры предназначены для улавливания угольной пыли из газов и газоздушных смесей в процессах сушки твердого топлива и воздуха после циклонов пылесистем с шаровыми барабанными мельницами при температуре до 130°С, разрежении в электроfiltре до 0,1 кПа (10 кгс/м²) и концентрации пыли до 60 г/м³. Направление потока снизу вверх; расстояние между осадительными электродами — 350 мм; удаление пыли механическое — встряхивание ударами молотков. Для снижения давления при взрывах часть корпуса аппарата выполнена в виде открытых в атмосферу шахт с дополнительными

откидными клапанами. Корпуса рассчитаны на сейсмичность 6 баллов и покрыты тепловой изоляцией.

Таблица 8.15

Электрофильтры типа ЭГА

Типоразмер электрофильтра	Площадь активного сечения, м ²	Площадь осадения, м ²	Количество, шт.				Номинальная высота электродов, м	Габаритные размеры, мм			Масса, т									
			секций	проходов газа	элементов в осадительном электроде	электрических полей по длине		Длина	Ширина	Высота	общая	оборудования (не болес)								
ЭГА1-10-6-4-2-330-5	16,5	634	1	10	4	3	6	9260	4890	12400	38,9	15,9								
ЭГА1-10-6-4-3-330-5		952											3	6	13440	4890	12400	55,3	23,5	
ЭГА1-10-6-6-2-330-5		952											2	6	11820	4920	13400	48,6	20,6	
ЭГА1-10-6-6-3-330-5		1428											6	3	6	17280	4920	13400	69,8	30,6
ЭГА1-14-7,5-4-3-330-5	28,7	1656	1	14	4	3	7,5	13440	6120	13900	73,3	33,3								
ЭГА1-14-7,5-4-4-330-5		2208											4	4	7,5	17620	6120	13900	95,2	44,2
ЭГА1-14-7,5-6-2-330-5		1656											2	7,5	11820	6190	14900	66,8	30	
ЭГА1-14-7,5-6-3-330-5		2484											3	7,5	17280	6190	14900	95,9	44,6	
ЭГА1-20-7,5-4-3-330-5	41	2360	1	20	4	3	7,5	13440	7920	15400	95,2	44,5								
ЭГА1-20-7,5-4-4-330-5		3150											4	4	7,5	17620	7920	15400	124	58,9
ЭГА1-20-7,5-6-2-330-5		2366											2	7,5	11820	7990	15400	84,8	40,6	
ЭГА1-20-7,5-6-3-330-5		3549											6	3	7,5	17280	7990	15400	121,3	60,3
ЭГА1-20-9-6-2-330-5	49	2826	1	20	6	3	9,0	11820	7990	16900	99	46,8								
ЭГА1-20-9-6-3-330-5		4239											6	3	9,0	17280	7990	16900	142,1	69,6
ЭГА1-20-9-6-4-330-5		5652											4	9,0	22740	7990	16900	185,3	92,4	
ЭГА1-30-7,5-4-3-330-5	61,4	3549	1	30	4	3	7,5	13440	10950	14900	139,9	65,5								
ЭГА1-30-7,5-4-4-330-5		4732											4	4	7,5	17620	10950	14900	181,8	86,8
ЭГА1-30-7,5-6-2-330-5		3549											6	2	7,5	11820	10990	14900	122,5	59,8
ЭГА1-30-7,5-6-3-330-5		5322											6	3	7,5	17280	10990	14900	176,5	88,9
ЭГА1-30-9-6-2-330-5	73,4	4240	1	30	6	2	9,0	11820	10990	16400	139,8	69,2								
ЭГА1-30-9-6-3-330-5		6360											6	3	9,0	17280	10990	16400	201,3	102,9
ЭГА1-30-9-6-4-330-5		8480											6	4	9,0	22740	10990	16400	262,7	136,6
ЭГА1-30-12-6-3-330-5	97,4	8433	1	30	6	3	12,0	17280	10990	19400	240,2	128								
ЭГА1-30-12-6-4-330-5		11244											6	4	12,0	22740	10990	19400	313,5	170
Изготовитель	Семибратовский экспериментальный завод газоочистительной аппаратуры (Ярославская обл.)																			

Примечание. Электрофильтры с горизонтальным ходом предназначены для обеспыливания неагрессивных газов с температурой до 330° С при разрежении в фильтре до 5 кПа (500 мм вод. ст.) и напряжении на коронирующих электродах 50–60 кВ выпрямленного тока. Расстояние между соседними осадительными электродами — 300 мм и составляет ширину одного прохода газов с пыленностью (концентрацией пыли) не более 50 г/м³. Удаление пыли механическое посредством молотков, периодически ударяющих по электродам. Поставляются электрофильтры (внутреннее оборудование) транспорта-

белыми блоками; дополнительные решетки для распределения газов, механизмы для встряхивания решеток, люки и пр. — по специальному требованию. Корпус стальной, покрыт снаружи тепловой изоляцией, изготавливают на заводе или на месте. Электрофильтры рассчитываются на сейсмичность не более 7 баллов. Эффективность очистки — в пределах 97–99%.

Таблица 8.16

Техническая характеристика электрофильтров серии ЭГА

Марка электрофильтра	Площадь активного сечения, ω , м ²	Активная длина поля L_n , м	Общая площадь осаждения A , м ²	Габаритные размеры, м			Масса, т
				Длина	Ширина (по осям опор)	Высота	
ЭГА 1-30-7,5-4-3	61,4	2,56	3550	13,44	9,2	14,9	139,9
ЭГА 1-30-7,5-4-4		2,56	4730	17,62	9,2	14,9	181,8
ЭГА 1-30-7,5-6-2		3,84	3550	11,82	9,2	14,9	122,5
ЭГА 1-30-7,5-6-3		3,84	5320	17,28	9,2	14,9	176,5
ЭГА 1-30-9-6-2	73,4	3,84	4240	11,82	9,2	16,4	139,9
ЭГА 1-30-9-6-3		3,84	6360	17,28	9,2	16,4	201,3
ЭГА 1-30-9-6-4		3,84	8480	22,74	9,2	16,4	262,7
ЭГА 1-30-12-6-3	97,4	3,84	8440	17,28	9,2	19,4	240,2
ЭГА 1-30-12-6-4		3,84	11250	22,74	9,2	19,4	313,5
ЭГА 1-40-7,5-4-3	81,9	2,56	4730	13,44	12,2	15,4	172,2
ЭГА 1-40-7,5-4-4		2,56	6310	17,62	12,2	15,4	223,8
ЭГА 1-40-7,5-6-2		3,84	4730	11,82	12,2	15,4	150
ЭГА 1-40-7,5-6-3		3,84	7100	17,28	12,2	15,4	217,3
ЭГА 1-40-9-6-2	97,9	3,84	5650	11,82	12,2	16,9	170,5
ЭГА 1-40-9-6-9		3,84	8480	17,28	12,2	16,9	244
ЭГА 1-40-9-6-4		3,84	11310	22,74	12,2	16,9	322,9
ЭГА 1-40-12-6-3	1298	3,84	11250	17,28	12,2	19,9	296,5
ЭГА 1-40-12-6-4		3,84	15000	22,74	12,2	19,9	387,7
ЭГА 2-48-12-6-3	155,8	3,84	13500	17,28	15,2	19,9	364,5
ЭГА 2-48-12-6-4		3,84	18000	22,74	15,2	19,9	476,4
ЭГА 2-56-12-6-3	181,7	3,84	15750	17,28	17,6	19,9	413,8
ЭГА 2-56-12-6-4		3,84	21000	22,74	17,6	19,9	544,4
ЭГА 2-76-12-6-3	246,6	3,84	21400	17,28	23,6	19,9	532,1
ЭГА 2-76-12-6-4		3,84	28500	22,74	23,6	19,9	696,1
ЭГА 2-88-12-6-3	285,6	3,84	24750	17,28	27,2	19,9	623,7
ЭГА 2-88-12-6-4		3,84	33000	22,74	27,2	19,9	817,3

Примечание. Расстояние между коронирующим и осадительным электродом $B = 0,15$ м, длина осадительного электрода 0,64 м.

Подбор типов электрофильтров по их сечениям и количеству полей для установки в комплексе того или иного котлоагрегата осуществляется специализированными проектными организациями. При этом учитывают не только расход подлежащих очистке газов, но также их состав, температуру, влажность, сорт сжигаемого топлива и его зольность, свойства золы по химическому и дисперсному составу, ее электропроводность и такие свойства, как слипаемость, схватываемость, сыпучесть и т. д. Все эти факторы оказывают большое влияние на эффективность очистки дымовых газов электрофильтрами.

Питание электрофильтра импульсным напряжением. Питание электрофильтра импульсным напряжением осуществляется наложением на постоянное напряжение импульсов малой длительности. Увеличение амплитуды импульсов напряжения влечет за собой рост максимальной напряженности поля в межэлектродном промежутке, а также предельного заряда, получаемого частицами. Снижение средней плотности тока у поверхности осажденного слоя ведет к значительному снижению интенсивности обратной короны. В результате влияния приведенных факторов эффективность работы электрофильтра при улавливании высокоомной золы увеличивается. При питании импульсным напряжением проскок частиц снижается в 1,2–3 раза по сравнению с проскоком частиц через электрофильтр при питании его промышленным выпрямленным напряжением. Питание импульсным током оказывает положительное влияние на улучшение очистки дымовых газов за счет повышения отряхиваемости электродов.

При питании электрофильтра импульсным напряжением наибольший эффект наблюдается при $\rho = 10^{10} - 10^{12}$ Ом·м. Для других ρ применение импульсного напряжения не дает существенного эффекта.

Питание электрофильтра знакопеременным напряжением. Для улавливания высокоомной золы применяется способ питания электрофильтра знакопеременным напряжением низкой частоты прямоугольной формы, позволяющий устранить обратную корону. При этом полярности приложенного напряжения меняются, когда напряженность в слое приближается к своему пробивному значению. После переключения полярности слой на электроде перезаряжается, заряд частиц в межэлектродном промежутке также меняет свой знак, и сила, действующая на частицы, по-прежнему оказывается направленной к осадимой

тельному электроду. Слой золы оказывается электрически нейтральным, значительно ослабляются силы, удерживающие его на электроде, и при достижении определенной толщины слоя он может обрушиться под действием силы тяжести. При питании знакопеременным напряжением частица тогда движется к осадительному электроду, когда полярность приложенного напряжения совпадает со знаком заряда частицы. Время, в течение которого знак заряда противоположен знаку питающего напряжения, и сила, действующая на частицу, направлена от осадительного электрода, определяется временем перезарядки частицы и скоростью нарастания напряжения. Для снижения времени перезарядки частиц необходимо увеличить амплитуду напряжения, так как при этом возрастает ток, а значит, и плотность объемного заряда в промежутке.

Режим работы электрофилтра, когда регенерация электродов осуществляется без механического воздействия на осажденный слой золы, т. е. отключенных механизмах отряхивания электродов (режим самоочистки), позволяет повысить надежность работы электрофилтра.

При улавливании высокоомной пыли электрофилтром, питаемым знакопеременным напряжением, устраняется основная причина, препятствующая нарастанию осаждаемого слоя — обратный коронный разряд. В этом случае толщина слоя определяется силами адгезии, силой тяжести и электрическими силами, действующими на осажденный слой.

При использовании знакопеременного питания на слой действует периодически отрывающая и прижимающая электрическая сила, что способствует образованию более рыхлой структуры слоя по сравнению со структурой, получающейся при питании униполярным напряжением. В результате суммарного воздействия на осажденный слой золы отрывающей электрической силы и силы тяжести по мере накопления слоя происходит его самообрушение.

Однако имеется ряд причин, препятствующих эффективной работе электрофилтра при осуществлении режима самоочистки. Основные из них: повышенный вторичный унос частиц с поверхности осажденного слоя потоком газа из-за его рыхлой структуры, распыление слоя при его самообрушении, а также залповый выброс частиц с поверхности слоя в момент переключения полярностей.

Для повышения эффективности работы электрофильтров работы ведутся по двум основным направлениям. Первое направление включает работы по созданию соответствующих электрофизических условий, при которых обеспечивается полная реализация возможности самого процесса очистки. Второе направление охватывает работы по достижению максимальной эффективности и стабильности электрогазоочистки, когда требуемые для этого условия уже созданы.

На эффективность работы электрофильтров существенное влияние оказывают состав топлива, а также параметры и электрофизические свойства продуктов его сгорания.

Важнейшим условием для обеспечения высокой эффективности работы электрофильтров является предотвращение обратной короны, сопровождающейся выбросом в межэлектродное пространство положительных ионов. Это приводит к частичной нейтрализации отрицательно заряженных частичек золы и снижению степени их улавливания. Обратное коронирование обычно возникает при сжигании малосернистых углей с относительно невысоким содержанием влаги в топливе. С увеличением зольности топлива вероятность обратного коронирования повышается.

При установке электрофильтров перед воздухоподогревателем котла (при $t_r = 350\text{--}400^\circ\text{C}$) возникают эксплуатационные затруднения, связанные с возможной нестабильностью процессов газоочистки при низком уровне рабочих напряжений, усложнением оборудования и снижением экономичности котла. Поэтому в бывшем Советском Союзе велись разработки электрофильтров, предназначенных для установки их за котлами. Задачи повышения работы электрофильтров в основном решались путем выбора рациональной конструкции с учетом температуры газов и их влагосодержания, а также состава и дисперсности золы.

8.6. КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ ПЕРЕД ЭЛЕКТРОФИЛЬТРАМИ

Эффективность работы электрофильтров в значительной степени зависит от удельного электрического сопротивления золы ρ . При эксплуатации электрофильтров с импульсным напряжением улавливание

зола наиболее эффективно при $\rho = 10^{10} - 10^{12}$ Ом. Повышение степени очистки дымовых газов от зола электрофильтрами может быть достигнуто различными способами кондиционирования отводимых газов.

Существуют следующие способы кондиционирования дымовых газов:

- температурно-влажностное кондиционирование (охлаждение и увлажнение потока газов путем впрыска воды в газоход перед электрофильтром). При реализации этого способа требуется значительное количество воды (до 150 т/ч для энергоблока мощностью 300 МВт), усиливается интенсивность процессов низкотемпературной коррозии газоходов и электрофильтров;
- температурное кондиционирование (предварительное охлаждение дымовых газов в безконтактном теплообменнике). Для внедрения этого способа требуется пропуск дополнительного количества воздуха через воздухоподогреватель;
- химическое кондиционирование, основанное на добавке в пылегазовый поток соответствующих добавок, снижающих удельное электрическое сопротивление зола до приемлемых уровней.

Системы впрыска воды и бесконтактные теплообменники не получили распространения в энергетике. Способ химического кондиционирования получил распространение в энергетике многих стран мира. Эффективность его применения во многом зависит от кондиционирующей присадки. Исследования показали, что в зависимости от состава зола углей в качестве добавок могут эффективно использоваться разные присадки. Удельное электрическое сопротивление зола практически не зависит от наличия сернистого ангидрида в дымовых газах. При вводе аммиака эффективность золоулавливания повышается в присутствии соляной кислоты или серного ангидрида. Наиболее эффективно это проявляется при содержании хлора в углях более 0,5%. Существуют низкотемпературный (при $t = 150 - 180^\circ \text{C}$) и высокотемпературный (при $t > 400^\circ \text{C}$) ввод присадок. За рубежом получил широкое распространение способ кондиционирования дымовых газов серным ангидридом или соединениями, содержащими его, в частности серной кислотой и сульфатом аммония.

Ниже приведены сведения об относительной стоимости применения некоторых присадок.

Добавка	Относительная стоимость
Серный ангидрид (SO_3)	1
Серная кислота (H_2SO_4)	1,1
Сульфат аммония $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$	2,4
Бисульфат аммония (NH_4HSO_4)	11,1
Сульфаниловая кислота ($\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$)	11,4

По экономическим показателям наиболее эффективно для кондиционирования дымовых газов применение серного ангидрида, получаемого из жидкой серы или сернистого газа. Однако в связи с достаточно высокой стоимостью и сложностью устройств для получения, транспортировки и ввода этого газа его заменяют серной кислотой либо сульфатом аммония. Последний имеет преимущества перед серной кислотой из-за нейтральности при нормальных условиях и проявления кислотных свойств только после термического разложения. Высокотемпературный ввод сульфата аммония эффективней в 1,5 раза, чем низкотемпературный. Это объясняется тем, что при температуре выше 400°C сульфат аммония разлагается с образованием паров серного ангидрида, воды и серной кислоты, которые обладают высокой реакционной способностью при взаимодействии с частичками золы. При низкотемпературном вводе сульфата аммония он превращается в бисульфат, который имеет удельную электропроводность в 2,5–3 раза ниже, чем серная кислота.

Механизм влияния кондиционирующих добавок в дымовые газы на эффективность золоулавливания в электрофильтрах проявляется в:

- снижении электрического сопротивления золы и повышении пробойного напряжения;
- сокращении вторичного уноса золы за счет увлажнения;
- образовании заряженного аэрозоля вблизи поверхности частиц золы;
- агломерации мелких и образовании более крупных частиц.

Электрическое сопротивление золы в значительной степени зависит от содержания в ней горючих. При значении этого показателя более 15–20% механическое кондиционирование неэффективно. Для каменных и бурых углей с $S^{\text{сп}} \geq 0,075\% \cdot \text{кг/МДж}$ химическое кондиционирование не требуется.

Минимальная величина добавок в значительной степени зависит от приведенной зольности топлив и может быть определена из соотношения:

$$P_{\text{SO}_3}^{\text{доб}} = 7,5 - P_{\text{SO}_3} = 7,5 - 100S^{\text{пр}}.$$

Для некоторых углей с высоким содержанием кислотных компонентов ($\text{SiO}_2 + \text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{Al}_2\text{O}_3 > 90\%$) эффективен метод двойного кондиционирования (серным ангидридом и аммиаком). Повышение эффективности золоулавливания в электрофильтрах при двойном химическом кондиционировании достигается за счет улучшения электрической характеристики межэлектродного пространства из-за образования в дымовых газах мельчайшего тумана с частицами сульфата аммония менее 1 мкм. Кроме того, повышается абсорбция влаги, что сопровождается улучшением когезии частиц летучей золы. При этом снижается унос золы при встряхивании электродов. При двойном кондиционировании место ввода аммиака и серного ангидрида практически не влияет на эффективность работы электрофильтра.

Первые испытания метода химического кондиционирования дымовых газов перед электрофильтрами в энергетике бывшего Советского Союза были проведены на Каширской ГРЭС-4 при сжигании кузнецкого угля. Кондиционирование осуществлялось водным раствором сульфата аммония. В обычных условиях из-за высокого удельного электрического сопротивления золы кузнецкого угля, а также относительно высокой скорости дымовых газов степень золоулавливания не превышала 90–92%.

Во время испытания впрыск раствора сульфата аммония осуществлялся на котле паропроизводительностью 950 т/ч в количестве 1–1,4 т/ч с концентрацией 0,5 моль/л, что обеспечивало концентрацию серного ангидрида в дымовых газах перед электрофильтром до $10 \cdot 10^{-6}$ ч. Степень золоулавливания повысилась до 97%. При повышении концентрации серного ангидрида до $(20-25) \cdot 10^{-6}$ ч за счет подачи раствора сульфата аммония степень улавливания золы повысилась до 99%, ее пропуск в электрофильтре снизился в 3 раза. Выходная запыленность дымовых газов составляла не более 0,2 г/м³.

Выбор и расчет электрофильтров

Целью расчета является выбор типа электрофильтров и определение их числа в зависимости от расхода газов и допустимых скоростей в сечении аппарата с определением степени очистки газов. Расчет завершается выбором способа питания электрофильтра выпрямленным током.

1. Выбор типа электрофильтра.

Параметром, определяющим степень очистки электрофильтра, является время пребывания газов в активной зоне электрофильтра $t_{эф}$, с. Его можно определить по формуле

$$\tau_{эф} = LF_{ак} N/V, \text{ с,}$$

где L — длина активной зоны электрофильтра, м;

$F_{ак}$ — площадь активного сечения, м^2 ;

N — число полей;

V — объемный расход газов, проходящих через электрофильтр, $\text{м}^3/\text{с}$.

Зависимость степени улавливания золы в электрофильтре (при ее благоприятных электрофизических свойствах) от времени пребывания газов в активной зоне представлена на рис. 8.10. Видно, что элек-

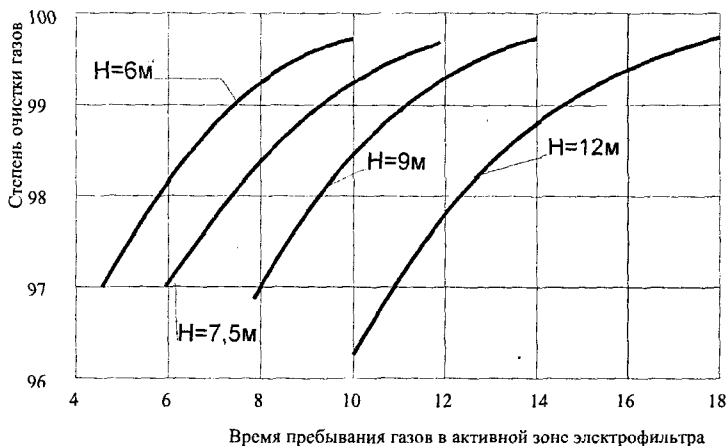


Рис. 8.10. Зависимость степени очистки газов в электрофильтрах от времени их пребывания в активной зоне электрофильтров; H — номинальная высота электродов, м

трофилтры с высотой электродов 12 м по сравнению с электрофилтрами с электродами меньшей высоты при равном времени $\tau_{\text{эф}}$ имеют значительно меньшую степень очистки. Поэтому при подборе типоразмера электрофилтра следует в первую очередь использовать те из них, высота которых менее 12 м.

Некоторое представление об электрофизических свойствах золы даст предложенный ВТИ критерий

$$K_{\phi} = \frac{(Al_2O_3 + SiO_2)A^p}{(W^p + 9H^p)S^p},$$

где Al_2O_3 и SiO_2 — содержание этих соединений в золе, %; A^p , W^p , H^p , S^p — зольность, влажность, содержание водорода и серы на рабочую массу топлива, %.

Для наиболее характерных топлив K_{ϕ} приведен ниже

Месторождение и марка топлива	Значение K_{ϕ}
Кузнецкий Т	160–175
Экибастузский СС	177
Подмосковный Б	15
Донецкий АШ, ГСШ	12
Канско-Ачинский Б	16

Для топлив с $K_{\phi} > 46$ время пребывания газов в активной зоне электрофилтра должно быть увеличено в 1,5 раза.

Гидравлическое сопротивление вертикальных и горизонтальных двухпольных электрофилтров составляет порядка 150 Па, горизонтальных трех- и четырехпольных — 200 Па.

2. Выбор числа электрофилтров.

Для обеспечения высокой степени улавливания золы скорость газов в активном сечении электрофилтра должна быть $W = 1,0–1,5$ м/с — для карманных электродов и $2,0–2,5$ м/с — для желобчатых (меньшие значения принимаются для сухих топлив, большие — для влажных).

Число параллельно устанавливаемых электрофилтров определяется по формуле

$$n = \frac{V}{F_{\text{ак}} W}.$$

3. Критическая напряженность электрического поля электрофилтра.

Критическая напряженность электрического поля определяет устойчивый коронный разряд, при котором напряженность электрического поля у коронирующего электрода максимальна, а у осадительного электрода ее значение невелико. Такое распределение напряженности электрического поля в электрофилтре возможно, если коронирующий электрод имеет отрицательный заряд, т. е. корона отрицательная.

Критическая напряженность электрического поля определяется по приближенной формуле

$$E_{кр} = 3,1 \left(\beta + 0,0308 \sqrt{\frac{\beta}{r}} \right) \cdot 10^6, \text{ в/м,}$$

где β — отношение плотности газов при рабочих условиях к их плотности при стандартных условиях ($t = 20^\circ \text{C}$, $p = 1,013 \cdot 10^5 \text{ Па}$); r — радиус коронирующего электрода, м, для провода ромбического сечения принимается равным половине стороны ромба ($r = 0,5a$).

При работе электрофилтра под разрежением

$$\beta = \frac{B - S_p}{1,013 \cdot 10^5} \cdot \frac{273 + 20}{273 + t_{yx}},$$

а при работе под наддувом

$$\beta = \frac{B + p_r}{1,013 \cdot 10^5} \cdot \frac{273 + 20}{273 + t_{yx}},$$

где B — барометрическое давление, Па;

S_p — величина разрежения, Па;

p_r — избыточное давление, Па.

4. Критическое напряжение коронного разряда.

Критическое напряжение зависит от формы поля электрофилтра.

Для пластичного электрофилтра определяется по формуле

$$U_{кр} = E_{кр} r \left(\frac{\pi B}{S} - \ln \frac{2\pi r}{S} \right), \text{ В,}$$

где B — расстояние от коронирующих электродов до осадительных пластин, м;

S — расстояние между коронирующими электродами, м.

Для достижения устойчивой короны рабочее напряжение U должно быть больше критического

$$U > U_{кр}$$

5. Рабочие ток и напряжение короны.

Ток короны пластинчатого электрофильтра определяется по формуле

$$i = \frac{4\pi^2 k \varphi}{9 \cdot 10^9 S^2 \left(\frac{\pi B}{S} - \ln \frac{2\pi r}{S} \right)} U(U - U_{кр}), \text{ а/м,}$$

где i — плотность тока на погонный метр длины коронирующего электрода, а/м;

φ — величина, зависящая от взаимного расположения коронирующих и осадительных электродов. Для пластинчатых электрофильтров φ определяется из следующего ряда:

$\frac{\pi B}{S}$	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
φ	0,08	0,05	0,035	0,025	0,02

k — подвижность ионов в дымовых газах, (м/с)/(в/м) для отрицательных ионов ориентировочно можно принимать $k = 1,0 \cdot 10^{-4}$ (м/с)/(в/м).

Рабочее напряжение U должно обеспечивать плотность тока $i = (0,08-0,1) \cdot 10^{-3}$ а/м — для электрофильтров с желобчатыми электродами. Задаваясь величиной i , можно из приведенной формулы определить U . Меньшие значения токов принимаются для сухих топлив, большие — для влажных.

6. Напряженность электрического поля работающего электрофильтра.

Для пластинчатого электрофильтра с достаточной точностью напряженность электрического поля определяется по формуле

$$E = \sqrt{\frac{2i}{4\pi\epsilon_0 k} \left[1 - \left(\frac{r}{B} \right)^2 \right] + \left(E_{кр} \frac{r}{B} \right)^2}, \text{ В/м,}$$

где ϵ_0 — диэлектрическая проницаемость вакуума;

$$\epsilon_0 = \frac{1}{4\pi \cdot 9 \cdot 10^9}, \text{ Ф/м.}$$

7. Зарядка частиц золы.

Число элементарных зарядов, приобретаемых частицей размером более 1 мкм за время $t_{\text{эф}}$, определится

$$m = \frac{4\pi\epsilon_0 \left(1 + 2 \frac{\epsilon - 1}{\epsilon + 2}\right) E \delta}{e_0} \tau,$$

где ϵ — относительная диэлектрическая проницаемость частицы; для золы $\epsilon = 4$;

d — диаметр частицы, м;

e_0 — величина элементарного заряда электрона, равная $1,6 \cdot 10^{-19}$ Кл;

t — фактор времени, принимаемый в расчетах равным 1,0.

8. Движение заряженных частиц в поле электрофильтра.

Скорость осаждения частиц в электрическом поле определяется по формуле

$$v = \frac{E m e_0}{3\pi r_r v_r \delta} = \frac{\left(1 + 2 \frac{\epsilon - 1}{\epsilon + 2}\right) E^2 \delta}{34 \cdot 10^{10} \rho_r v_r}, \text{ м/с,}$$

где ρ_r — плотность газов, кг/м³;

v_r — кинематическая вязкость газов, м²/с.

При температуре газов 100° С $v_r = 21,5 \cdot 10^{-6}$ м²/с, при 200° С — $32,8 \cdot 10^{-6}$ м²/с. В интервале этих температур v_r можно определять интерполяцией.

9. Теоретическая степень очистки газов в электрофильтре.

Определяется по формуле

$$\eta = 1 - e^{-\left(\frac{v\beta L_{\text{ак}}}{WB}\right)} = 1 - e^{-\left(\frac{v}{B}\beta\tau_{\text{эф}}\right)},$$

где v — скорость осаждения частиц данного размера, м/с;

W — скорость газов в электрофильтре, м/с;

$L_{\text{ак}}$ — длина активной зоны электрофильтра, м;

B — расстояние между коронирующими и осадительными электродами, м;

$\tau_{\text{эф}}$ — время пребывания очищаемых газов в электрофилт্রে, с.

Коэффициент β является функцией в основном средней продолжительности падения уловленной золы в бункер и зависит от высоты электродов. Значение β при увеличении высоты электродов с 7,5 до 12,0 м составляет 0,65–0,80, в остальных случаях он в расчетах не учитывается.

Формула для определения η справедлива при улавливании частиц размером 30–35 мкм. Для частиц большего размера следует вносить поправку на снижение η около 2% на каждые 10 мкм увеличения диаметра частиц свыше 35 мкм.

10. Потребляемая мощность и источники питания электрофилтров. Электрическая мощность короны определяется по формуле

$$N_{\text{кор}} = uiL_{\text{ак}}, \text{ Вт.}$$

Суммарная мощность, необходимая для создания короны и привода механизмов очистки, определяется следующим образом:

$$N = N_{\text{кор}}(1 + v), \text{ Вт,}$$

где v — доля мощности, идущей на привод механизмов очистки. Для расчетов можно принять $v = 0,2$.

8.7. ТКАНЕВЫЕ ФИЛЬТРЫ

Тканевые фильтры из-за особенностей их конструкции получили и другое название — рукавные фильтры (РФ). В качестве материала фильтров применяется стекловолокно, полиэфир, стекловолокно с графитом и т. п. Скорость фильтрации для стекловолокна составляет 1,0–1,78 м/с, улавливаются частицы размером до 0,0025 мкм. При этом эффективность работы фильтров практически не зависит от состава дымовых газов и электрофизических свойств золы, что, как отмечалось в разделе 8.5, существенно для электрофилтров. Рукавные фильтры в настоящее время применяют в котлоагрегатах небольшой производительности (от 25 до 90 т/ч). Они различаются между собой по следующим признакам: по форме фильтров (плоские, рукавные), на-

личию опорных устройств (каркасные, рамные). Принципиальная схема плоских каркасных и рукавных фильтров приведена на рис. 8.11. Рукава чаще всего имеют диаметры от 127 до 300 мм и длину от 2,4 до 10–12 м. Плоские каркасные фильтры могут иметь следующие размеры: высота от 600 до 1200 мм, глубина от 300 до 500 мм, толщина от 25 до 50 мм.

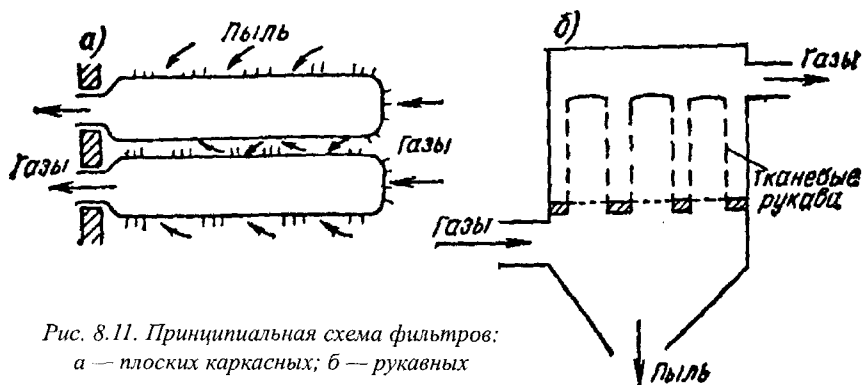


Рис. 8.11. Принципиальная схема фильтров:
а — плоских каркасных; б — рукавных

По месту расположения вентилятора или дымососа РФ делятся на всасывающие, работающие под разрежением, и нагнетательные, работающие под давлением. По числу секций РФ разделяют на одно- и многосекционные. При очистке рукавных фильтров производится механическое встряхивание закрепленных на общей жесткой раме рукавов. При продольном встряхивании происходит быстрое изнашивание их нижних частей. Перспективными, в том числе и с точки зрения повреждаемости рукавов, являются каркасные фильтры с обратной продувкой. Схема такого РФ приведена на рис. 8.12, а эффект очистки рукавов продемонстрирован на рис. 8.13 (а — процесс фильтрации, б — процесс очистки фильтрующего материала, в — регенерированный фильтрующий слой). Рукавные фильтры из стекловолоконистой ткани с тефлоновым покрытием выдерживают температуру 130–220° С, сопротивление фильтров между циклами обратной продувки меняется от 0,5 до 1,5 кПа, степень улавливания может достигать 99,99%. Затраты по установке тканевых фильтров равны или несколько ниже, чем затраты на установках с электрофильтрами при

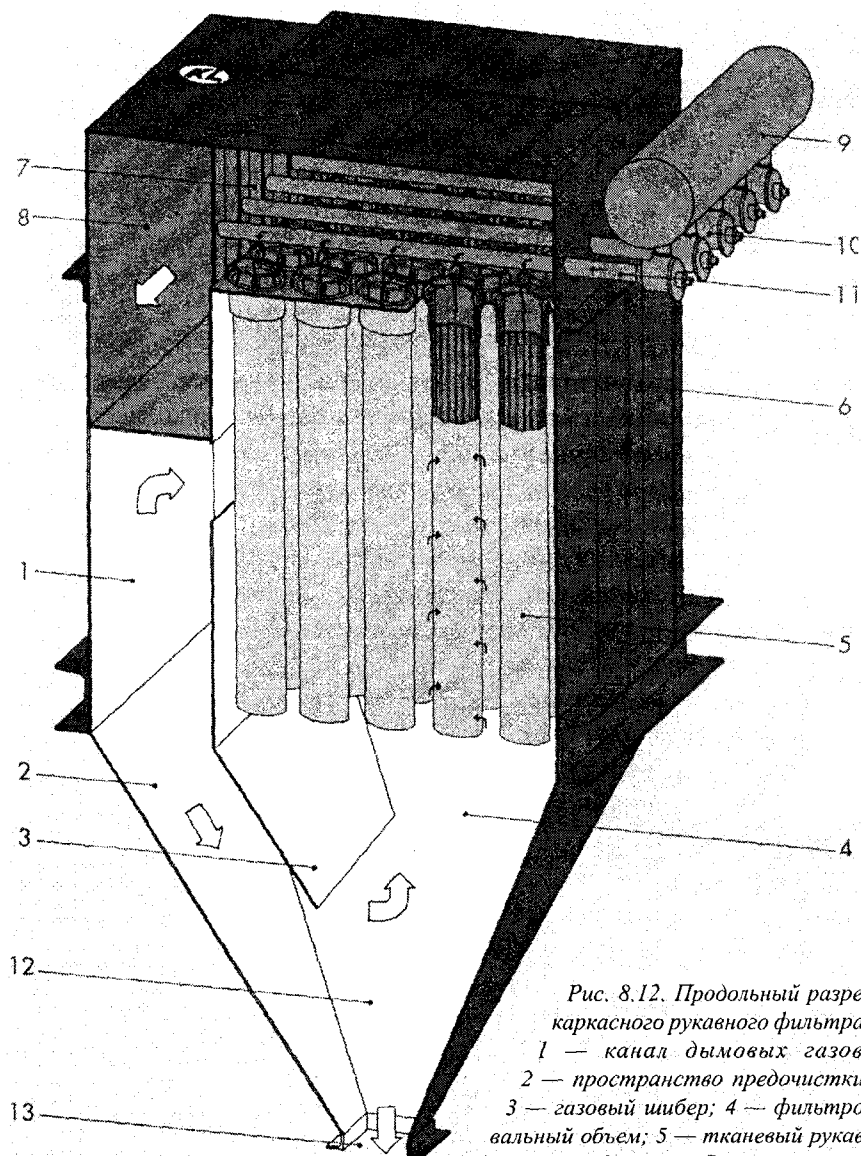


Рис. 8.12. Продольный разрез каркасного рукавного фильтра:
 1 — канал дымовых газов;
 2 — пространство предочистки;
 3 — газовый шибер; 4 — фильтровальный объем; 5 — тканевый рукав;
 6 — каркас фильтра; 7 — камера очищенных газов; 8 — канал очищенных газов;
 9 — ресивер сжатого воздуха; 10 — мембранный вентиль; 11 — продувочные трубы;
 12 — сборный золовый бункер; 13 — выход золы

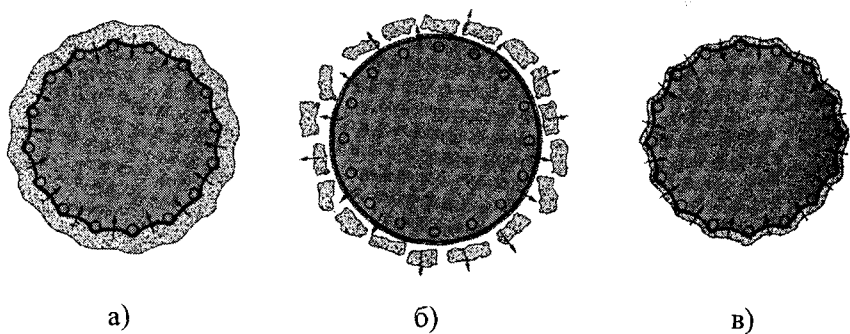


Рис. 8.13. Процесс восстановления фильтрующей способности элемента

равенстве эксплуатационных затрат. Главными недостатками РФ являются их громоздкость и малый срок службы. Для продолжения срока их службы можно применить предочистку для удаления наиболее крупных фракций и снижения нагрузки на тканевые фильтры. Такая схема комбинированного золоуловителя, в котором роль первой ступени очистки выполняет блок циклонов, а улавливание остатка осуществляется РФ, приведена на рис. 8.14.

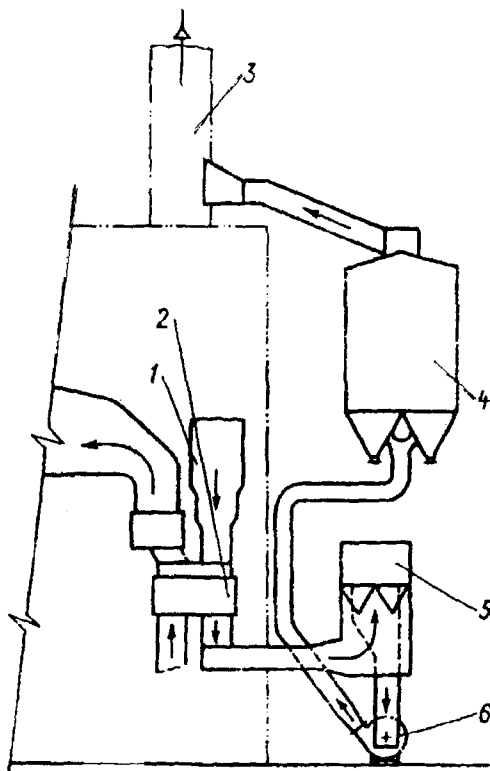


Рис. 8.14. Комбинированная золоулавливающая установка — тканевый фильтр с циклонами:

- 1 — воздухоподогреватель;
- 2 — экономайзер; 3 — дымовая труба; 4 — блок тканевых фильтров; 5 — блок циклонов;
- 6 — дымосос

8.8. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗОЛОУЛОВИТЕЛЕЙ

Максимально допустимое содержание золы в дымовых газах для перспективных, экологически чистых ТЭС в настоящее время принято 50–100 мг/м³. Такой уровень выброса золы может обеспечить пыле- и золоулавливающее оборудование с высокой степенью пылеулавливания, приближающейся к теоретически возможной. Так, для экибастузского угля ($Q_{\text{н}}^{\text{p}} = 12689\text{--}14600$ кДж/кг; $W^{\text{p}} = 5\text{--}8\%$; $A^{\text{p}} = 45,6\text{--}49,0\%$) этот показатель должен составлять не менее 99,9%.

В табл. 8.17 приведены данные об эффективности золоуловителей различных типов в зависимости от размеров осаждаемых частиц. Для частиц размером меньше 1 мкм ни один из существующих типов аппаратов не обеспечивает степень пылеулавливания, приближающуюся к теоретически возможной. Наиболее высокими показателями эффективности обладают рукавные фильтры. За рубежом они довольно широко используются на ТЭС. Срок их службы достигает 4 лет. Фильтровальным материалом, как правило, служит стеклоткань с силиконографитовой пропиткой и тефлоновым покрытием. Имеются перспективы использования импульсно очищаемых фильтров из тканевого фибергласа.

Таблица 8.17

Пылеуловитель	Эффективность улавливания, %, частиц золы, мкм		
	5	2	1
Циклон	73,0	46,0	27,0
Мультициклон	89,0	77,0	40,0
Скруббер	94,0	87,0	55,0
Электрофильтр	98,8	99,0	98,4
Рукавный фильтр	99,9	99,9	99,0

В энергетике стран СНГ рукавные фильтры нашли ограниченное применение. На одной из ТЭС РФ рукавные фильтры типа РФ15-МО используются в качестве второй ступени очистки дымовых газов от золы смеси углей ($A^{\text{p}} = 13\text{--}20\%$) за котлами ТС-35У. Фильтровальные элементы выполнены из нитрона. Эффективность улавливания лсту-

чей золы при ее концентрации на входе в рукавный фильтр после багетных циклонов до 2 г/м^3 составляет более 99,5%.

С июня 1988 г. на экспериментальной ТЭЦ СибВТИ за котлом ТП-35У установлен пылезолоуловитель, выполненный на базе серийного рукавного фильтра типа ФРО-2400. Фильтровальной тканью является лавсан. При начальной концентрации золы на входе в пылеуловитель до 6 г/м^3 концентрация в выходном сечении не превышает 30 мг/м^3 . Основной недостаток данных фильтров — небольшой срок службы вследствие прожогов ткани, обусловленных значительным механическим недожогом и плохо регулируемым удалением золы.

Основными факторами, сдерживающими распространение рукавных фильтров на ТЭС, являются слабая текстильная база и недостаточный ассортимент волокон.

Широкое распространение рукавных фильтров в отечественной энергетике сдерживается также высокими капитальными и эксплуатационными затратами.

Сравнительный анализ капитальных вложений и расчеты вариантов эксплуатационных затрат при использовании в качестве газоочистных аппаратов электрофильтров и рукавных фильтров, выполненные на основе опубликованных данных по экономике газоочистки, показали, что при сроке службы рукавных фильтров 1 год, удельной газовой нагрузке в рукавных фильтрах $1 \text{ м}^3 (\text{м}^2 \cdot \text{мин})$, расходе газа меньше 100 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ удельные приведенные затраты для установок рукавных фильтров ФРКДИ близки к таким затратам для установок электрофильтров УГ и ЭГА при скорости газа 1 м/с . Для установок рукавных фильтров типа ФРО они несколько ниже. Однако при расходе газа выше 100 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ данный показатель для установок электрофильтров значительно ниже, чем для установок рукавных фильтров. Капитальные затраты на установку зарубежного рукавного фильтра значительно ниже (на 61%), а эксплуатационные — несущественно выше (на 3,5%), чем на установку электрофильтра. Это связано с высокой удельной газовой нагрузкой на зарубежных рукавных фильтрах, низкой стоимостью фильтровальных материалов, составляющей 10–20% от стоимости фильтра, в то время как в отечественных установках она достигает 40–80%.

Существуют полярные мнения по вопросам целесообразности использования на угольных ТЭС тканых фильтров из фибергласа с

импульсной очисткой и электрофильтров. Отмечается, что затраты на импульсно очищенные фильтры из тканого фибергласа выше, чем на электрофильтры; для котлов большой мощности требуется значительное количество фильтрующих секций из фибергласа (для блока 200 МВт — 20000 секций); сложным является вопрос обеспечения надежности обслуживания большого количества клапанов для подачи воздуха на импульсную продувку. Характерно, что на ряде зарубежных ТЭС даже на низкосортных углях отдают предпочтение применению электрофильтров по сравнению с фильтрами из фибергласа с импульсной очисткой.

Необходимо учитывать в каждом конкретном случае все условия работы электрофильтра и рукавного фильтра для обоснованного выбора типа золоуловительного устройства.

Выбор основного оборудования золоуловителей диктуется совокупностью таких факторов, как характеристика сжигаемого топлива (зольность, влажность), мощность энергоблоков, требуемая степень очистки газов, уровень затрат на газоочистку. Электрофильтры, как правило, устанавливаются на мощных энергоблоках 300 МВт и выше. Аппараты этого класса при определенных условиях отличаются сравнительно высокой степенью очистки газов.

Результаты испытаний на энергоблоках стран СНГ электрофильтров с высокими электродами ЭГЗ-3-177 (СССР), «Лурги» (ФРГ), «Эдгар Андре» (ГДР), СФ (Швеция) при очистке продуктов сгорания смеси ГСШ, ГР, Г, Д, ДСШ, а также экибастузского угля и АШ (сушонки) показали, что степень очистки газов в перечисленных электрофильтрах составила соответственно 98,0–98,6; 94,0–97,0; 97,5–98,4 и 97,1–99,7% в зависимости от скорости газов и их температуры. Эффективность золоулавливания в каждом из трех электрофильтров ЭГД 2-128-9-6-4-200, установленных за котлом П-67 блока 800 МВт Березовской ГРЭС-1, работающем на березовском буром угле ($A^p = 5,0-9,4\%$; $W^p = 32,5-35,1\%$), составляет: $\eta_{1cp} = 96,3\%$; $\eta_{2cp} = 97,5\%$; $\eta_{3cp} = 97,0\%$ при проектном значении $\eta = 99\%$. Разница в степени очистки дымовых газов каждым электрофильтром вызвана неравномерной раздачей газов как по ярусам, так и между аппаратами. Скорость газов в активной зоне менялась по ярусам от 0,75 до 2,39 м/с (проектное значение $v_{np} = 1,55$ м/с).

Следует отметить, что довольно высокая степень очистки, полученная при испытаниях электрофильтров, не может считаться отвечающей ее среднеэксплуатационному значению вследствие недостаточной надежности аппаратов. Как правило, она снижается из-за возникающих между коронирующими и осадительными электродами коротких замыканий, а также вследствие обрыва или перегорания коронирующих элементов. Неисправности в работе электрофильтров могут также возникать из-за разрушения изоляторов, на которых подвешены системы коронирующих электродов. Особенно это характерно для крупных электрофильтров с высокими электродами, где изоляторы несут большие нагрузки. Эффективность улавливания снижается также при неисправностях в механизмах отряхивания электродов, загрязнении изоляторов токопроводящими отложениями.

Значительное влияние на степень очистки оказывает точность монтажа электродной системы, в частности строгое соблюдение норм ее центровки. Так, отклонение одного из элементов коронирующего электрода более чем на 5 мм приводит к нарушениям нормальной работы всего поля электрофильтра. Децентровка в 20 мм на всех полях электрофильтра может сопровождаться снижением эффективности золоулавливания на 3%. Эксплуатационная степень очистки дымовых газов от золы в электрофильтрах зависит и от электрофизических свойств продуктов сгорания, т. е. удельного электрического сопротивления золы. В качестве критерия электрофизических свойств дымовых газов используется безразмерный коэффициент K_{ϕ}

$$K_{\phi} = \frac{(Al_2O_3 + SiO_2)A^p}{(W^p + 9H^p)S^p}.$$

Как следует из приведенного выше выражения, использование электрофильтров предпочтительно для высокосернистых влажных углей, например, таких как донецкие. Наименьшее значение $K_{\phi} = 11,5$ характерно для донецкого угля марки Т.

Эффективная очистка продуктов сгорания экибастузских, кузнецких углей в электрофильтрах вследствие высокого поверхностного сопротивления слоя золы ($K_{\phi} = 160-177$) не может быть осуществлена без дополнительных мероприятий, повышающих степень очистки, например, путем температурно-влажностного кондицио-

нирования (ТВК) дымовых газов за счет распыла в газоходе перед электрофильтром.

Высокодисперсный распыл воды с помощью акустических форсунок использовался на Черепетской и Каширской ГРЭС. При этом степень очистки газов в электрофильтрах повышалась, но возникал ряд затруднений, связанных с надежностью эксплуатации оборудования. Это вызвано, в частности, необходимостью размещения в пылегазовом потоке большого числа форсунок для высокодисперсного распыла воды, которые весьма чувствительны к изменениям геометрических размеров вследствие эрозионного износа с течением времени. Высокодисперсный распыл, кондиционирование также способствуют усилению коагуляции капель с частицами золы, что может привести к образованию отложений влажного слоя золы в самом электрофильтре. Эти затруднения несколько уменьшаются при использовании грубодисперсного распыла воды в газоходе перед непосредственным поступлением дымовых газов в электрофильтр, как, например, на Ермаковской ГРЭС для блока 300 МВт на экибастузском угле. В данной установке применялись обычные механические форсунки, размещенные на боковой стенке газохода заподлицо с ней, что позволило исключить эрозионный износ распыливающего устройства. Коагуляция капель воды с частицами золы при этом уменьшается. Кроме того, большая часть скоагулированных частиц поступает вместе с пульпой в систему гидрозолоудаления, снижая тем самым вероятность отложений слоев влажной золы в электрофильтре.

Промышленные испытания установки ТВК показали, что степень золоулавливания повысилась при ее использовании с 97,0% до 99,0–99,4% при нормально работающих электрофильтрах. При этом дымовые газы охлаждали до 100–105° С и в них испарялось 16–18 г воды на 1 м³ газов. Общий расход воды через установку ТВК определялся с учетом расчетной концентрации 40 г/м³ газов.

Для повышения эффективности золоулавливания в электрофильтрах используется также предварительная зарядка золowych частиц перед поступлением в аппарат. Результаты испытания электрофильтра 5Б2 на энергоблоке № 5 Назаровской ГРЭС при работе на назаровском угле с усредненной характеристикой показали существенное повышение степени очистки дымовых газов с 97,8–98,3% до 99,0–99,3% при установке встроенного в электрофильтр ионизатора. Это позволяет рекомендовать

использование ионизаторов для повышения эффективности работы электрофильтров на ТЭС, сжигающих канско-ачинские угли.

Для малозольных видов топлива, главным образом бурых углей, а также фрезерного торфа иногда применяется сухая очистка дымовых газов в батарейных циклонах. Преимущества батарейных циклонов по сравнению с электрофильтрами отмечаются при росте скорости движения газов, тогда как в этом случае степень очистки газов в электрофильтрах снижается.

До середины 70-х гг. системы сухого пылезолоулавливания ТЭС оснащались, как правило, батарейными циклонами с аксиальным подводом дымовых газов. Эффективность золоулавливания в таких аппаратах составляла всего 60–75%. При замене батарейных циклонов этого типа аппаратами новых модификаций БЦУ-М, БЦ-512 с улиточным подводом газов эффективность золоулавливания существенно повысилась. На Добротворской ГРЭС (львовско-волынский уголь, котлы ПК-19), Алексинской ТЭЦ (подмосковный бурый уголь, котлы КО-У1), Аргаяшской ТЭЦ (челябинский бурый уголь, котлы ПК-14) степень пылеулавливания в батарейных циклонах БЦУ-М составляла 88,2–90,3%. На Северодвинской ТЭЦ (интинский уголь, котлы ТКЗ-120) степень очистки дымовых газов в батарейных циклонах БЦ-512 была 90,4–90,7%. Однако использование циклонов данных модификаций допускается только для малозольных видов топлива с приведенной зольностью $A^n < 5\%$ на 1000 ккал вследствие значительного износа циклонных элементов.

Для очистки дымовых газов ТЭС средней и малой мощности широкое распространение получили схемы мокрого золоулавливания, отличающиеся простотой и невысокими капитальными затратами.

Наиболее подходящим принципом для очистки дымовых газов ТЭС в системах мокрого золоулавливания явилось использование центробежного эффекта в чистом виде или в сочетании с инерционным осаждением взвешенных частиц на орошаемых решетках или капелях распыленной жидкости при обтекании их запыленным потоком. К этой группе мокрых золоуловителей относятся аппараты типа ЦС-ВТИ, отличающиеся простотой изготовления, надежностью и стабильностью работы при очистке дымовых газов от золы ряда твердых видов топлива, но недостаточной эффективностью. Степень очистки, как

правило, не превышает 90%, причем с увеличением диаметра корпуса она существенно снижается. Это вызывает необходимость установки дополнительного числа аппаратов при повышении мощности котлоагрегатов с тем, чтобы сохранить требуемую степень очистки газов, что соответственно усложняет эксплуатацию.

По этой причине аппараты ЦС-ВТИ были заменены мокрыми золоуловителями типа МП-ВТИ, в которых улавливание золы происходит в два этапа: за счет инерционного осаждения частиц золы на орошаемых решетках и за счет центробежной силы на внутренней орошаемой поверхности скруббера. Это позволяет сохранить более высокую степень очистки — 94–95% при установке не более 4–6 аппаратов с увеличенным диаметром. Однако мокрый скруббер типа МП-ВТИ может надежно работать с указанной степенью очистки в течение всей кампании котла при очистке от летучей золы топлива с приведенной сернистостью не выше 1,0–1,2% на 1000 ккал, содержанием СаО в золе не выше 15–20%, так как на прутковых решетках и во входных патрубках золоуловителя образуются отложения, а это резко ухудшает показатели работы скруббера.

Более совершенными являются схемы мокрого улавливания типа МВ, МС с трубами-коагуляторами Вентури (ТКВ), которыми оборудовано около половины всех котлоагрегатов в странах СНГ, сжигающих пылеугольное топливо. Такие аппараты просты по конструкции, сочетают в себе обычный циклонный скруббер-каплеуловитель с предвключенной трубой-коагулятором Вентури. Преимуществом их является возможность работы на оборотной воде, так как площадь зарастающих трудноудаляемыми минеральными отложениями поверхностей невелика и локализуется в основном на стенках коагулятора Вентури. В коагуляторе происходит интенсивное абразивное разрушение отложений грубыми частицами летучей золы (более 40–50 мкм) вследствие их высоких скоростей (примерно 20 м/с). Для уменьшения брызгоуноса в таких аппаратах РСПП Казтехэнерго разработал проект их реконструкции, предусматривающий замену цилиндрических скрубберов коническими с углом наклона образующей 3–5°, также увеличение технологической высоты за счет безопорного исполнения корпуса, т. е. установки его непосредственно на фундамент. Кроме практически полного отсутствия брызгоуноса, конические скрубберы имеют пре-

имущества по сравнению с цилиндрическими по сопротивлению, степени очистки газов от золы, аэродинамическому сопротивлению и расходу электроэнергии на пылеулавливание.

Эффективность золоулавливания в аппаратах с ТКВ составляет 95–96%. Дальнейшее повышение КПД этих установок до 99% возможно лишь на основе интенсификации режима орошения. Однако это связано с понижением температуры очищенных дымовых газов практически до точки росы, что является недопустимым во избежание конденсации влаги в газоходах, дымососах, боровах и т. д. Для повышения температуры дымовых газов используется их дополнительный подогрев.

На котлоагрегатах ПК-14 и БКЗ-420-140 были опробованы опытно-промышленные установки с ТКВ с интенсивным режимом орошения (ИРО) для очистки продуктов сгорания экибастузского каменного угля и промпродукта обогащения карагандинских углей с последующим их подогревом избыточным горячим воздухом, отбираемым после второй ступени воздухоподогревателя. Испытания проводились Уралтехэнерго на Верхне-Тагильской ГРЭС и РСПП Казтехэнерго при участии КазНИИэнергетики на Алма-Атинской ТЭЦ-2. Степень очистки дымовых газов составляла соответственно 99,1 и 99,2% при начальной запыленности 45,7 и 49,0 г/м³, температура очищенных дымовых газов — 75 и 70° С, скорость в горловинах ТКВ — 62 и 70 м/с, удельный расход воды на орошение — 0,48 и 0,36 л/м³, аэродинамическое сопротивление установки — 1100 и 1300 Па.

Имеется также положительный опыт промышленной эксплуатации полномасштабной пылезолоуловительной установки мокрого типа с интенсивным режимом орошения за котлом ПК-14 на экибастузском угле (Ниже-Туринская ГРЭС). Использование ИРО позволило повысить эффективность очистки с 96,5 до 99,2–99,3%.

Вместе с тем повышение степени пылеулавливания в установках с ИРО приводит к увеличению в 1,2–1,3 раза затрат электроэнергии на тягу (избыточный воздух и повышение сопротивления) и дутье (избыточный воздух), росту в 2,6–2,8 раза расхода воды на орошение установки и снижению на 1,1–1,4% КПД котла брутто. Кроме того, перевод работы мокрого золоуловителя в режим интенсивного орошения в процессе длительной эксплуатации, когда присосы возрастут, может

привести к некоторому снижению паропроизводительности за счет использования запасов по тяге и дутью.

Иногда для повышения степени пылеулавливания проводят доочистку дымовых газов после мокрых золоуловителей с трубами Вентури. Разработана конструкция сухого ротационного золоуловителя лопаточного типа для доочистки дымовых газов за золоуловительной установкой, состоящей из четырех золоуловителей МВ-УО ОРГРЭС с каплеуловителем диаметром 3100 мм. Доочистка в таком золоуловителе осуществлялась за счет сепарации частиц диаметром до 50–60 мкм из закрученного потока дымовых газов на вращающихся лопатках. Эффективность пылеулавливания в ротационном золоуловителе после скруббера с трубой Вентури составляла 20–30%, аэродинамическое сопротивление — 130–150 Па, удельный расход воды на орошение снизился до 0,08 кг/м³. Однако и степень золоулавливания в целом по котлу при такой схеме нельзя считать достаточно высокой — 94,6%.

Одним из методов повышения КПД мокрых золоуловителей с ТКВ является использование двухступенчатой обработки запыленного газового потока водой. Такой принцип осуществлен в мокром многовводном кольцевом золоуловителе типа ММК, разработанном и внедренном Сибтехэнерго при участии КазНИИЭ, НОТЭП и Приморской ГРЭС. Данный аппарат представляет собой кольцевой орошаемый скруббер с равномерно распределенными по периметру подводами дымовых газов, в каждом из которых последовательно установлены две ступени предварительной коагуляции: пучок-турбулизатор и труба-коагулятор Вентури. В первой ступени происходит турбулизация запыленных дымовых газов. За счет возникающих при этом интенсивных пульсаций мелкие частицы золы с размерами менее 5 мкм коагулируют с впрыскиваемой водой. Далее поток поступает в ТКВ, где происходит процесс инерционной коагуляции частиц.

По данным Сибтехэнерго, эффективность золоулавливания в аппаратах типа ММК, установленных за котлами БКЗ-220 на бикинском буром угле (Приморская ГРЭС) и ТП-170 на кузнецком угле (Новосибирская ТЭЦ-4), составляет 98,2–99,0% при сравнительно невысоких удельных расходах воды на орошение — 0,07–0,13 кг/м³.

Недостатком аппаратов этого типа является повышенное аэродинамическое сопротивление установки — 1400–1600 Па, в то время как

рекомендуемые значения не должны быть более 1000–1500 Па, чтобы удовлетворять общим гидравлическим характеристикам газового тракта котлоагрегата. Необходимо отметить, что высокое сопротивление является основным недостатком всего класса установок с ТКВ.

В этом отношении из других известных типов мокрых золоуловителей (полые, насадочные, тарельчатые газопромыватели, ротоклоны, механические газопромыватели) конкуренцию установкам с ТКВ могли бы составить полые газопромыватели, выполненные в виде промывных камер с размещенными внутри в несколько рядов форсунками. Для повышения эффективности очистки на пути движения газов устанавливаются отбойные пластины, перфорированные листы, сетки и т. д. В конце камеры расположен брызгоуловитель. Аэродинамическое сопротивление таких установок не более 300–500 Па.

Однако в настоящее время аппараты этого класса мокрых золоуловителей практически не используются для очистки дымовых газов ТЭС вследствие присущих им недостатков — низких экологических показателей для защиты воздушного бассейна от загрязнений после котлов, ограниченной производительности из-за пониженной скорости движения газов (1,5–2,5 м/с) и значительного времени пребывания газов в камере (не менее 3 с), больших габаритов, металлоемкости, высоких капитальных и эксплуатационных затрат.

9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ ОКСИДА АЗОТА ОТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОТЛОВ

9.1. ОБРАЗОВАНИЕ ОКСИДОВ АЗОТА

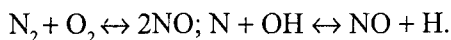
В результате взаимодействия азота, содержащегося в топливовоздушной смеси и топливе, с кислородом и другими компонентами в топочной камере котлов образуются оксиды азота. Среди них различают тепловые (термические) или воздушные оксиды азота, топливные и «быстрые». Физико-химические свойства оксидов азота приведены в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Физико-химические свойства оксидов азота

Свойства	Оксид					
	N ₂ O	NO	N ₂ O ₃	NO ₂	N ₂ O ₄	N ₂ O ₅
Молекулярная масса, а. е. м.	44,01	30,01	76,01	46,00	92,02	108,01
Плотность, кг/м ³	1,980	1,340	—	1,491	1,491	—
Критическое давление, МПа	7,0	6,35	—	98	—	0,14
Критическая температура, °С	36,4	-93,2	—	158	—	41
Температура кипения при нормальных условиях, °С	-89,5	-151,8	3,5	21,15	—	45,0
Температура плавления, °С	-102,4	-163,6	-102	—	-11,2	29-30

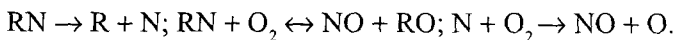
Тепловые (термические) оксиды азота образуются за счет окисления молекулярного азота воздуха при максимальных температурах по схеме:



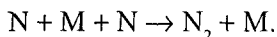
Определяющими факторами при образовании термических NO_x являются:

- *температура в зоне горения.* При температуре в зоне горения выше 1500°C процесс образования NO интенсифицируется. Воздействие на уровень температуры в зоне горения можно оказывать разными способами (рециркуляция продуктов сгорания, ступенчатое сжигание и т. п.). В топках с жидким шлакоудалением уменьшение максимальной температуры ограничивается условиями надежного удаления шлаков в рабочем диапазоне нагрузок котлов. В топках с твердым шлакоудалением по мере снижения температуры факела ухудшается стабильность его воспламенения, уменьшается интенсивность его выгорания. Кроме того, выход тепловых оксидов азота для пылеугольных котлов по сравнению с топливными относительно невысокий;
- *избыток воздуха в факеле.* Выход оксидов азота в зависимости от избытка воздуха в топке имеет экстремальный характер. В определенной области значений избытков воздуха повышение концентрации кислорода в продуктах сгорания топлива приводит к интенсификации окисления азота воздуха, росту равновесной концентрации окиси азота. При увеличении избытка воздуха сверх экстремального значения снижается максимальная температура факела за счет его охлаждения, что приводит к сокращению выбросов оксидов азота. Уровень экстремального значения избытка воздуха зависит от условий смесеобразования, условий горения. При кинетическом горении $\alpha > 1$, в диффузионном факеле экстремальное значение избытка воздуха возрастает по мере ухудшения смесеобразования;
- *время пребывания в зоне горения.* Для условий протекания процессов образования тепловых оксидов азота в топках котлов и камер сгорания ГТУ время достижения равновесной их концентрации находится в прямой зависимости от времени пребывания взаимодействующих компонентов в зоне реакции. Чем больше время пребывания газовой смеси и промежуточных продуктов реакции в зоне максимальных температур факела, тем выше концентрация оксидов азота в продуктах сгорания топлив.

Образование **топливных оксидов азота** происходит за счет реакций окисления азотсодержащих соединений топлива. Для мазута этот процесс можно представить в соответствии со следующей схемой:



На начальном участке факела при наличии в нем частиц, не вступающих в реакцию, образуется и молекулярный азот



При сжигании угольной пыли в топках с твердым шлакоудалением топливные оксиды азота в общем их объеме выбросов составляют порядка 90%. Для мазутных котлов выход топливных оксидов азота относительно невысокий, а для котлов, работающих на природном газе, вообще отсутствует.

Процесс образования топливных оксидов азота происходит с разной интенсивностью как на начальном участке факела при сгорании летучих, так и за счет окисления азота, содержащегося в коксовых остатках. Вклад последней стадии процесса в общий выход оксидов азота незначительный. При догорании коксовых частиц выделяется не более 20–25% общего выхода топливного азота. В молекулярный азот переходит до 70–80% топлива азота.

Интенсивность процессов перехода связанного азота в его оксиды определяется следующими факторами:

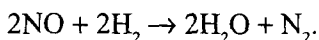
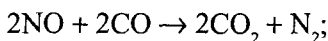
– *температурой в зоне горения.* Процесс окисления азота воздуха в зависимости от температуры факела протекает более интенсивно, чем процесс образования топливных оксидов азота. Выход топливных оксидов азота зависит от количества образовавшихся таких азотсодержащих компонентов, как аммиак и цианиды водорода, выделяющихся вместе с летучими на начальном участке факела. В первичной зоне при $t = 1000^\circ \text{C}$ с летучими выделяется около 50% азота, содержащегося в топливе, в области температур $700\text{--}1100^\circ \text{C}$ происходит рост выхода оксидов азота, а затем при $t > 1200^\circ \text{C}$ преобладает процесс термических оксидов азота. Чем выше скорость выделения летучих, тем меньше избыток воздуха в этой зоне и тем ниже выход топливного азота.

Доля азота топлива, перешедшего в газообразное состояние в диапазоне температур T до 1500°C при разном содержании летучих V^p , может быть определена по эмпирической зависимости

$$\Psi = \frac{0,4861 + 0,01V^p + 3545 \exp(-20460/RT)}{1 + 3545 \exp(-20460/RT)}$$

Степень газификации азота топлива в объеме топочной камеры в зависимости от вида твердого топлива может достигать 90%. Необходимо отметить, что определение степени влияния только температуры в зоне горения на процесс образования оксидов азота представляется сложной задачей, поскольку одновременно в этих процессах проявляется влияние других факторов, обуславливающих восстановление окиси азота продуктами неполного горения топлив, реагирование с углеродом недогоревших частиц топлива и т. п. Выход топливных оксидов азота снижается при предварительном подогреве угольной пыли перед подачей ее в горелку;

– *избытком воздуха в факеле*. В результате разрушения сложных азотсодержащих молекул топлива образовавшиеся цианиды и амины вступают в реакции с кислородом, что приводит к выходу оксида азота. Эти реакции протекают интенсивно только в окислительной среде, в восстановительной – образуется молекулярный азот. Кроме того, NO восстанавливается на поверхности углеродных частиц с образованием N_2 . Восстановление образовавшегося оксида азота при наличии продуктов химнедожога осуществляется по схеме:



Зависимость выхода топливных оксидов азота от избытка воздуха имеет экстремальный характер. При его повышении уменьшается температура в зоне обратных токов, снижается подогрев частиц топлива, в область повышенных избытков воздуха смещается зона газификации и выделения азотных соединений топлива. Путем снижения концентрации кислорода на начальном участке можно подавлять процесс образования оксидов азота.

В интервале значений максимальной температуры факела T_m $1200 \text{ K} < T_{\max} < 1800 \text{ K}$ для расчета выхода оксидов азота можно применять эмпирическую зависимость

$$\text{NO} = 7 \cdot 10^{-5} K_1 (\bar{O}_2)^2 \sqrt[3]{T_{\max} - 1025} \text{NO}_{\max}, \text{ мг/м}^3,$$

где \bar{O}_2 — среднеинтегральная концентрация кислорода на участке образования топливных оксидов азота, % (об);

K_1 — коэффициент, учитывающий степень метаморфизма угля;

NO_{\max} — предельно возможная концентрация топливных оксидов азота, мг/м³;

– *содержанием связанного азота в топливе*. Степень конверсии азота топлива в оксиды увеличивается с понижением его содержания в топливе с одновременным ростом валового выхода оксидов азота;

– *видом азотсодержащих соединений*. Конверсия азота топлива в оксиды зависит от степени метаморфизма самого топлива, определяющей устойчивость азотных соединений. Для торфов и бурых углей степень конверсии наиболее высокая. Для полукоксов в процессе полукоксования выделяются наименее термостойкие азотные соединения, поэтому степень конверсии связанного азота в его оксиды находится на уровне 10–12%.

«Быстрые» оксиды азота образуются на начальном участке факела в области относительно низких температур. Определяющее влияние на процесс образования быстрых оксидов азота оказывают радикалы, образующиеся в процессе термического разложения топлива (СН, HCN, NH, NH₂ и др.). Уровень выхода этих оксидов азота практически не зависит от рассмотренных выше режимных мероприятий и указывает на технический предел снижения оксидов азота без применения способов их восстановления и связывания.

В результате рассмотрения приведенных выше особенностей механизма образования оксидов азота в энергетических котлах необходимо отметить, что на их выход одновременно оказывают влияние режимные параметры процессов горения, а также свойства топлива. Важнейшие из них: содержание связанного азота в топливе и форма азотсодержащих соединений, интенсивность смесеобразования, температурный уровень процесса.

При разработке технологических методов подавления оксидов азота в топках котлов необходимо учитывать то, что зона их образования может быть локализована на начальном участке факела в области мак-

симальных температур. Средства воздействия на топочный процесс выбираются в зависимости от преобладания степени влияния отдельных режимных параметров. В частности, для высококалорийных топлив при подавлении оксидов азота эффективным будет снижение температуры и выравнивание температурных полей в топочной камере, уменьшение избытков воздуха в топливовоздушной смеси и сокращение времени пребывания в высокотемпературной зоне. Для низкотемпературного сжигания топлив, содержащих связанный азот, наиболее эффективным является снижение избытка воздуха в начальном участке факела. Целесообразно осуществлять локальное воздействие на начальный участок факела для создания и интенсификации восстановительных процессов с переводом образовавшихся оксидов азота в молекулярный азот.

Одним из основных направлений в реализации технологических методов снижения выбросов оксидов азота энергетическими котлами является разработка соответствующих конструкций топочно-горелочных устройств и оптимизация режимов их эксплуатации с учетом эколого-экономических показателей.

В зарубежной и отечественной энергетике разработано большое количество технических решений, реализующих технологические методы сокращения выбросов оксидов азота. Классификация этих методов приведена на рис. 9.1.

Эффективность внедрения одних и тех же технологических мероприятий на котлах современных конструкций существенно различается. Газомазутные котлы, объединенные по конструктивным признакам, можно разделить на две группы: с открытой и полуоткрытой топкой. Для I группы котлов характерна односторонняя и встречная компоновка с одно-, двух-, трех-, четырехъярусным расположением горелок. Котлы II группы выполняются, как правило, с фронтальной одноярусной и встречной компоновкой горелок.

Как было показано, процесс образования оксидов азота в основном завершается в зоне активного горения (ЗАГ). Поэтому в зависимости от характера воздействия различных технологических мероприятий изменяются характеристики ЗАГ, что приводит к разным значениям формирующихся экологических показателей работы котла. К числу основных характеристик ЗАГ относятся: величина отра-

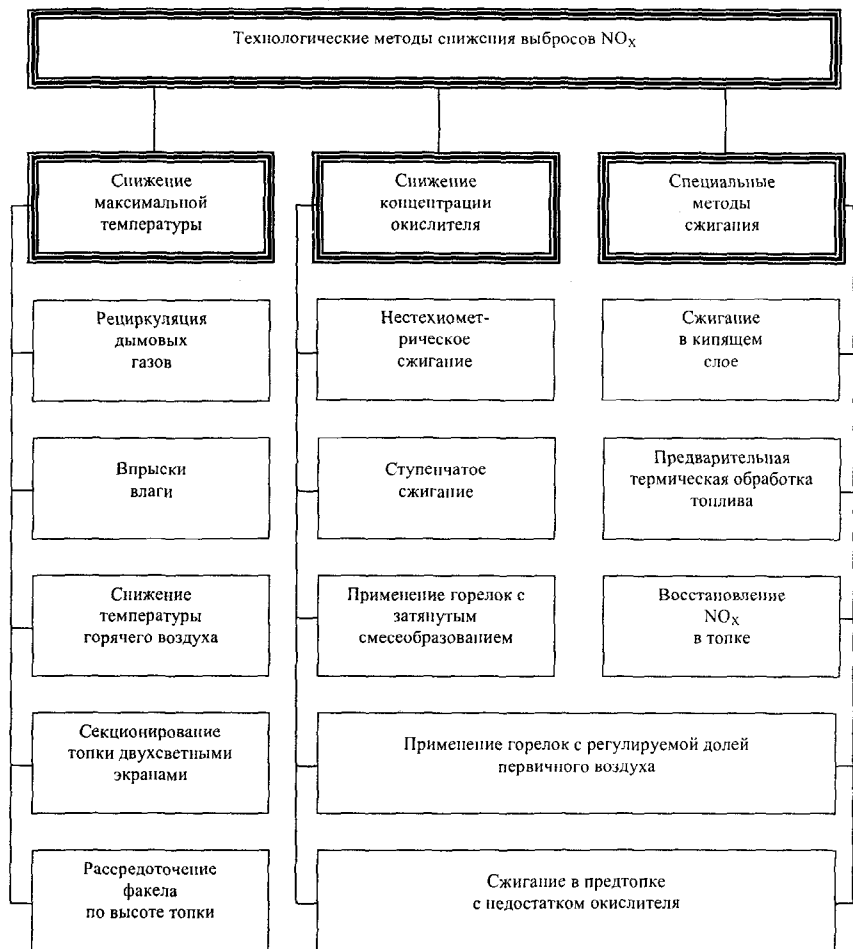


Рис. 9.1. Классификация технологических методов снижения выбросов оксидов азота

женного теплового потока $q_{\text{ЗАГ}}^{\text{отр}}$, среднеинтегральная температура факела $\bar{T}_{\text{ЗАГ}}$, время пребывания продуктов сгорания топлива в зоне высоких температур ($\tau_{\text{ЗАГ}}$) и коэффициент избытка воздуха $\alpha_{\text{ЗАГ}}$. Эффективность влияния различных способов сжигания оксидов азота на характеристики ЗАГ и суммарный их выход иллюстрируются данными табл. 9.2.

**Влияние различных внутритопочных мероприятий
на основные характеристики ЗАГ**

Мероприятие	$q_{ЗАГ}^{отр}$	$\bar{T}_{ЗАГ}$	$\tau_{ЗАГ}$	$\alpha_{ЗАГ}$	Влияние на NO_x
Рециркуляция $K = 20\%$	Уменьшается на 10–15%	Уменьшается на 100–120° С	Уменьшается на 5–7%	Немного увеличи- вается	Снижение на 40–60%
Впрыск влаги $d_{вл} = 8\%$	Уменьшается на 2–5%	Уменьшается на 60–100° С	Практически не меняется	Практи- чески не меняется	Снижение на 15–25%
Двухступен- чатое сжига- ние $\delta = 20\%$	Уменьшается на 15–40% (в зависимо- сти от спосо- ба реализа- ции)	Уменьшается	Увеличива- ется на 10– 50%	Уменьша- ется $\alpha < 1$	Снижение на 20–40%
Нестехиомет- рическое сжигание	Уменьшается	То же	Увеличива- ется	$\alpha < 1$ $\alpha > 1,25$	Снижение на 20–50%
Двухцветный экран	Уменьшается на 15–20%	Немного сни- жается	Практически не меняется	Не меня- ется	Снижение на 15–30%

Для большинства типоразмеров газомазутных котлов основные характеристики ЗАГ изменяются в следующих пределах: $\tau_{ЗАГ} = 0,3 \dots 1,2$ с; $\alpha_{ЗАГ} = 0,8-1,1$; $q_{ЗАГ}^{отр} = 0,8-1,3$ МВт/м². Характеристики ЗАГ в значительной степени определяют выход оксидов азота, и их влияние является преобладающим по сравнению с конструктивными признаками топочных камер.

Предложенная в Московском энергетическом институте классификация газомазутных котлов по характеристикам ЗАГ приведена на рис. 9.2.

Приведенная классификация газомазутных котлов позволяет в значительной степени облегчить выбор эффективных способов снижения выбросов оксидов азота для конкретных типов котлов с учетом их конструктивных особенностей.

При совместном сжигании газа и мазута для снижения выбросов оксидов азота важное значение имеет выбор оптимального соотношения этих топлив, а также расположение горелок. Для пылеугольных котлов на выход оксидов азота существенное влияние оказывает доля первичного воздуха и разность скоростей первичного и вторичного

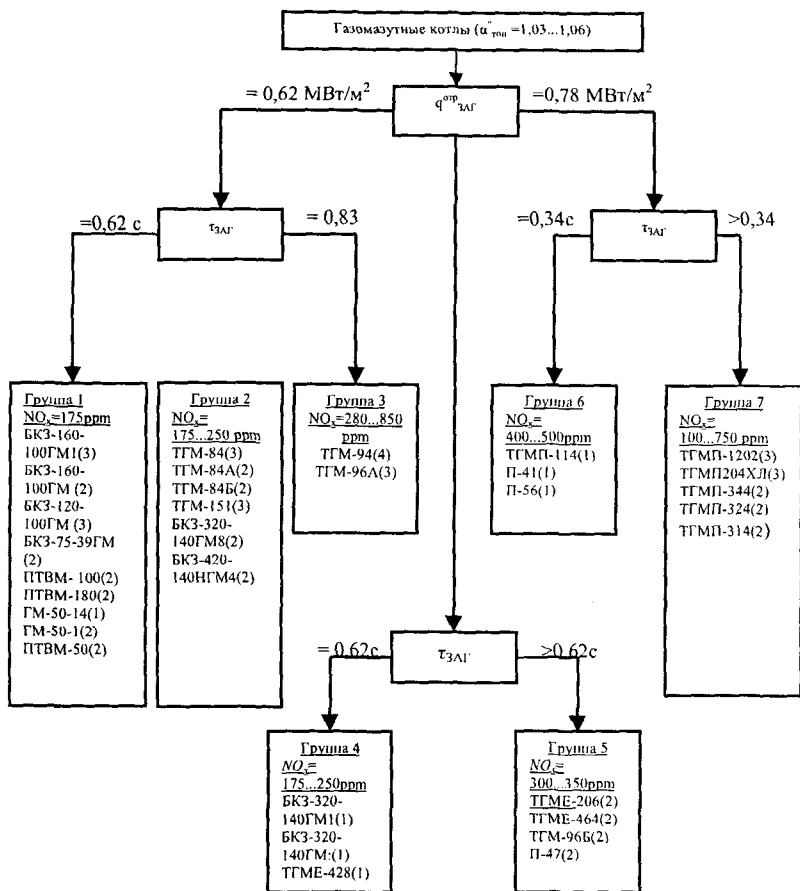


Рис. 9.2. Деление газомазутных котлов по характеристикам ЗАГ (в скобках указано количество ярусов горелок)

воздуха в горелках, а также тонкость помола пыли. При сжигании твердого топлива эффективно могут быть использованы вихревые и прямоточные горелки разных модификаций, различные варианты двух- и трехступенчатого сжигания с вводом азотсодержащих соединений. В ряде случаев могут быть рекомендованы перевод топков с жидкого на твердое шлакоудаление, переход от факельного сжигания к факельно-слоевому, к топкам с циркулирующим кипящим слоем и др. Необходи-

димо широко использовать возможности изменения структуры топливного баланса, распределения нагрузок между котлами. Для газоплотных котлов с рециркуляцией дымовых газов предпочтительно внедрение более совершенных по экологическим показателям горелочных устройств.

9.2. ЗАВИСИМОСТЬ ВЫХОДА ОКСИДОВ АЗОТА ОТ ИЗБЫТКОВ ВОЗДУХА В ТОПОЧНОЙ КАМЕРЕ

В энергетических котлах в практически реализуемом интервале изменения избытка воздуха в топке от 1,01 до 1,08 и по мере его повышения удельный выброс оксидов азота увеличивается. В тех же условиях при сжигании мазута снижается выброс твердых частиц вследствие уменьшения органической составляющей аэрозолей и высокотоксичного бенз(а)пирена.

Наиболее резко увеличение выброса твердых частиц происходит при минимальных значениях избытков воздуха. Поскольку мазутные котлы, как правило, не оборудованы пылезолоуловителями, выбор оптимальных значений избытков воздуха в топке должен осуществляться по результатам технико-экономических расчетов с учетом экологических последствий воздействия ТЭС на окружающую среду. Несмотря на то, что по экономическим соображениям и условиям надежности сжигание мазута на энергетических котлах наиболее выгодно осуществлять при предельно низких избытках воздуха ($\alpha''_{\max} = 1,01-1,02$), с учетом экологических факторов, например, для городских ТЭС этот показатель может быть оптимальным на уровне $\alpha''_{\max} = 1,05$.

Для котлов, работающих на природном газе, с точки зрения уменьшения выбросов оксидов азота снижение избытков воздуха в топке до предельно низких значений вполне оправдано. Это связано со значительно меньшим, чем на мазуте выбросом бенз(а)пирена и сажи (на 1-2 порядка) и отсутствием химнедожога при $\alpha_{\min} \geq 1,03$.

Установлено, что для газомазутных котлов мощностью менее 300 МВт в большинстве условий удельные выбросы оксидов азота при работе на газе ниже, чем на мазуте. Для котлов мощностью более 300 МВт значения выбросов оксидов азота на газе выше, чем на мазуте. Для газомазутных котлов это различие объясняется тем,

что в котлах мощностью до 300 МВт по сравнению с котлами большей мощности ниже подогрев воздуха, относительно крутая зависимость темпа охлаждения факела, пониженная максимальная температура горения. Для котлов $N > 300$ МВт применяется более высокий подогрев воздуха, более пологий характер кривой темпа охлаждения факела.

Для пылеугольных котлов с жидким шлакоудалением для снижения выбросов оксидов азота эффективно могут применяться некоторые технологические методы в сочетании с методами очистки дымовых газов. Снижение избытков воздуха в топочной камере позволяет снизить интенсивность образования оксидов азота, однако нижний предел избытка воздуха в топке относительно высокий (порядка $\alpha = 1,17$) из-за неизбежного появления продуктов неполного сгорания.

При работе котлов на газе снижение избытков воздуха более эффективно, чем на мазуте. При этом уровень избытка воздуха в топке устанавливается на уровне, обеспечивающем минимальный химнедожог. Например, на котле ТГМ-84Б (420 т/ч) за счет снижения избытка воздуха с 1,14 до 1,06, при $c_{CO} = 200$ ppm концентрация оксидов азота сокращена на 25%. При добавке к мазуту 5–15% (по тепловыделению) в горелки нижнего яруса природного газа, удастся сократить выбросы оксидов азота не менее чем на 25% без увеличения химического недожога. Это достигается за счет более быстрого воспламенения природного газа вокруг мазутного факела и создающего недостаток кислорода в этой зоне. Этот способ может быть эффективным при непрерывном контроле химнедожога в дымовых газах.

При оптимизации эколого-экономических показателей котлов по избыткам воздуха в САР котлов сигнала по кислороду недостаточно. Для оптимизации процессов горения необходимо вводить внешний контур управления с анализатором состава дымовых газов и контролем в них компонентов химнедожога, а также значений концентраций токсичных веществ, выход которых зависит от режимных параметров. Такая система требует разработки и внедрения непрерывно действующих газоанализаторов с высокой чувствительностью и точностью измерений.

9.3. СТУПЕНЧАТОЕ СЖИГАНИЕ ТОПЛИВ

Для улучшения экологических характеристик котлов широко применяют двух- или трехступенчатое сжигание топлив. Наибольшее распространение в энергетике получил способ двухступенчатого сжигания, реализуемый как в факелах горелок, так и в топочной камере в целом. Двухступенчатое сжигание топлива может осуществляться преимущественно без реконструкции горелок и основано на использовании особенностей механизма образования оксидов азота: создании восстановительной среды путем подачи части воздуха ниже стехиометрического его количества, например, в нижнюю зону топки и образования при этом продуктов химнедожога с последующим дожиганием топлива в верхнем ярусе горелок при расчетном избытке воздуха. Воспламенение и формирование ядра факела происходит в условиях недостатка кислорода (окислителя) в топливовоздушной смеси, а завершающая стадия горения происходит при подаче требуемого количества воздуха через верхний ярус горелок или специальные сопла. Реализация этого способа может осуществляться и по «перевернутой» схеме. Этот способ может применяться как для газомазутных, так и пылеугольных котлов. Наиболее высокая эффективность его использования достигается при работе крупных энергетических котлов на природном газе. Для мазутных и пылеугольных котлов возможно увеличение потерь с недожогом топлива, повышение температуры газов на выходе из топки, шлакование и коррозия поверхностей нагрева. Экономичность работы котлов сохраняется практически без изменений, либо КПД котлов снижается до 1%, а уровень выбросов оксидов азота уменьшается на 40–50%. Эффективность применения этого метода тем выше, чем ниже эксплуатационные избытки воздуха на котлах. Требуется система контроля состава газов в пристенных зонах топочного объема. Схема двухступенчатого сжигания топлив рекомендуется к применению на котлах всех типов, работающих на бессернистом топливе. При сжигании сернистых мазутов и сероводородных газов этот способ можно применять на барабанных и водогрейных котлах.

При сжигании серосодержащих топлив более эффективным является метод трехступенчатого сжигания, который может применяться

в сочетании с одним из методов очистки дымовых газов, например, селективным каталитическим восстановлением оксидов азота. Образование трех ступеней сжигания топлива осуществляется за счет: горения топлива в первой зоне с избытком или некоторым недостатком воздуха, создания восстановительной зоны благодаря вводу вторичного топлива, подачи дополнительного воздуха для дожигания несгоревшего топлива. Один из вариантов трехступенчатого сжигания топлива реализован на котле ТП-92 (500 т/ч), работающем на угле. Сущность реализованного метода состоит в том, что 75–85% топлива сжигается в основных горелках с $\alpha = 0,95-1,0$, остальное — в дополнительных горелках с $\alpha = 0,6$ и с образованием продуктов неполного сгорания, которые восстанавливают оксиды азота до молекулярного азота. Выше дополнительных горелок подают третичный воздух в количестве 15–20% с обеспечением нормативного избытка воздуха за топкой и дожиганием продуктов неполного сгорания, оставшихся в факеле.

В последние годы за рубежом предложены и опробованы способы снижения выбросов NO_x при сжигании органических, главным образом, твердых топлив, отличные от известных методов каталитического селективного восстановления NO_x вводом аммиака или аминоксодержащих соединений в дымовые газы и пропуском их через специальный реактор, заполненный катализаторами. Эти альтернативные способы требуют существенно меньших капитальных затрат, но несколько дороже по эксплуатационным затратам и не столь гибки в работе, что создает помехи при сезонных колебаниях нагрузки, особенно на установках малой мощности. Тем не менее, две модификации таких альтернативных методов получили достаточное для подтверждения их достоинств распространение на установках большой мощности. Суть этих методов заключается в подаче сравнительно небольшой доли топлива в виде природного газа в верхнюю часть топки в стехиометрическом соотношении с воздухом или в несколько ниже стехиометрического для создания там восстановительной среды и восстановления ранее образовавшихся в нижней части топки NO_x . Второй модификацией такого способа является ее дополнение вводом вместе с природным газом аминоксодержащих соединений. Эти методы успешно применены на ряде мощных пылеугольных блоков на ТЭС

с блоками 150, 326, 340, 600 МВт, оборудованными топками твердого топлива *U*-образной компоновки горелок, горизонтально-вихревой и циклонными предтопками. Обращается внимание на необходимость оперативного контроля за воздушным режимом процесса горения, так как в ряде случаев возможно повышенное содержание СО в продуктах сгорания.

Принципиальные схемы реализации двух- и трехступенчатого сжигания топлив приведены на рис. 9.3 и рис. 9.4.

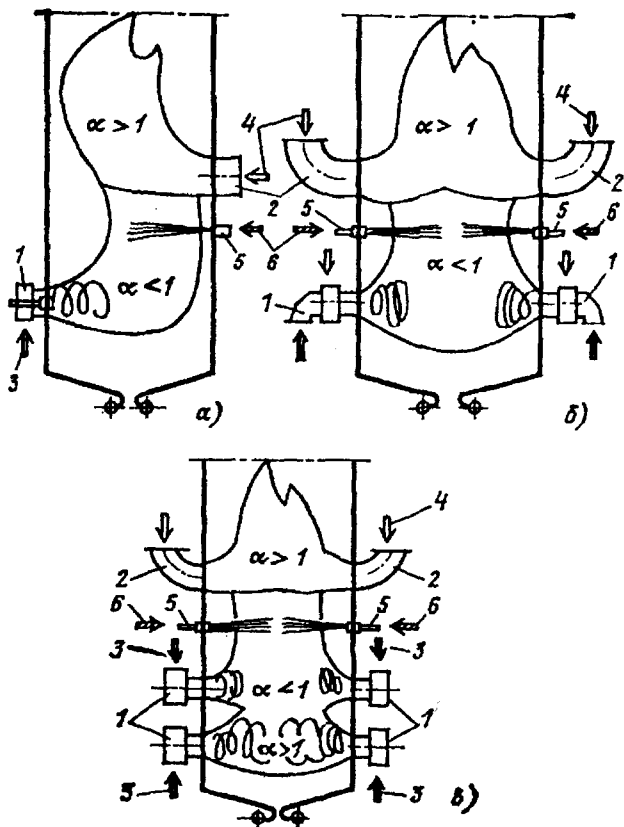


Рис. 9.3. Схема реализации метода при двухступенчатом (а, б) и трехступенчатом (в) сжигании топлив: 1 — горелки; 2 — воздушные щлицы; 3 — топливо/воздух; 4 — воздух; 5 — устройство для подачи азотсодержащего вещества; 6 — азотсодержащее вещество

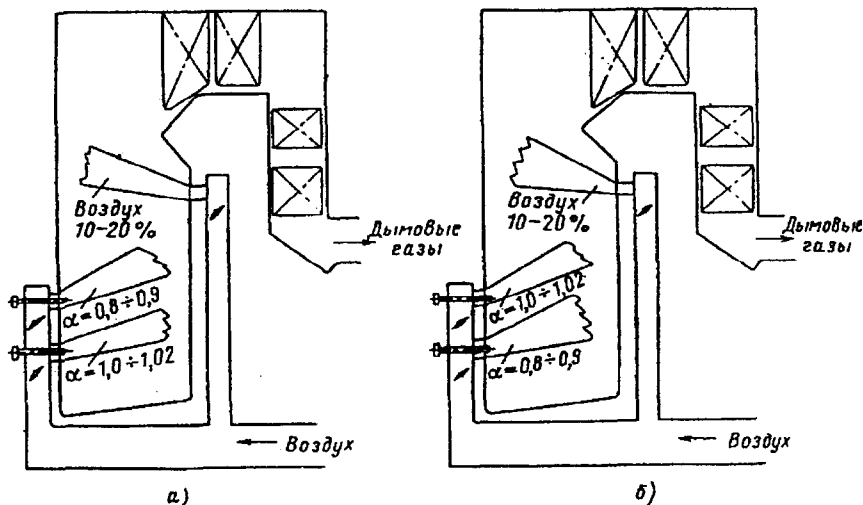


Рис. 9.4. Схемы трехступенчатого сжигания топлива

Следует отметить, что для каждого из типоразмеров котлов в зависимости от его конструктивных особенностей, конструкции топочно-горелочных устройств при организации ступенчатого сжигания различных видов топлива необходим индивидуальный подход. По вопросам выбора оптимального способа универсальных рекомендаций пока не разработано. Сравнительная эффективность применения различных способов организации ступенчатого сжигания топлив приведена в табл. 9.3.

Из всего многообразия разработанных и реализованных на котлах разных типоразмеров способов и средств двухступенчатого сжигания топлива ниже рассмотрены только некоторые из них.

Повышение эффективности работы котлов за счет снижения содержания токсичных компонентов в продуктах сгорания топлив может быть достигнуто следующим образом: во встречно расположенных и сгруппированных по парам горелках воздух подается в одинаковом количестве, а топливо в одну из встроенных горелок поступает в количестве, ниже стехиометрического соотношения, создавая бедную смесь, а в другую — выше стехиометрического соотношения, создавая богатую смесь. При таком распределении топлива и

Сравнительная эффективность различных способов организации ступенчатого сжигания

Способ организации ступенчатого сжигания	Конструкция топочно-горелочного устройства	Вид топлива	$\Delta C_{\text{но}}, \%$	Примечание
1	2	3	4	5
1. Отключение (по топливу) верхнего яруса горелок	Вихревые горелки	Газ	50	При включении рециркуляции ($r = 16-20\%$; $\Delta C_{\text{но}} = 80\%$)
2. Отключение по топливу отдельных горелок	Вихревые горелки (ПВК) со сбросом сушильного агента над горелками	Кузнецкий уголь	15	
	Вихревые	Челябинский уголь	23	
	Вихревые в два яруса	Газ, мазут	20	
3. Перераспределение топлива между ярусами горелок с увеличенной подачей топлива в горелки нижнего яруса	Прямоточные тангенциальные ЖЩУ (пылеконцентратор)	Уголь	55	
	Плоскофакельные горелки ($b_1 = 0,8$; $b_2 = 1,10$)	Кузнецкий уголь	40	
4. Перераспределение воздуха между ярусами горелок	Вихревые в два яруса (увеличение расхода воздуха в нижний ярус)	Экибастузский уголь	12-15	
5. Сброс части воздуха в топку над горелочным поясом (при одинаковых избытках воздуха во всех горелках)	Прямоточные тангенциальные	Кузнецкий уголь	30-35	
	прямоточные тангенциальные (ПВК)		40	
	Вихревые в два яруса с фронта	Кузнецкий, карагандинский, пром-продукт	30-40	
6. Трехступенчатое сжигание (сброс части воздуха над горелками верхнего яруса)	Прямоточные тангенциальные в два яруса	Природный газ	50	
7. Сброс части вторичного воздуха в нижнюю часть топки помимо горелок	Вихревые горелки в два яруса	Уголь	15-18	

воздуха по горелкам в каждой из них образуется самостоятельный факел с относительно невысоким содержанием оксидов азота из-за

снижения его температуры и уровня теплового напряжения топочного объема. Затем факелы встречно расположенных пар горелок сливаются в один, где происходит дальнейшее сгорание топлива без увеличения содержания оксидов азота.

При организации ступенчатого сжигания топлива достигается снижение температурного уровня и в ядре факела. При этом происходит раздельное сжигание бедной и богатой топливовоздушных смесей, для которых температура горения всегда ниже, чем при одноступенчатом сжигании топлива с оптимальным избытком воздуха по условиям отсутствия химнедожога. Так, при сжигании углеводородных топлив с оптимальным избытком воздуха 1,05–1,1 теоретическая температура горения наивысшая и отличается от аналогичных значений при избытках воздуха $\alpha''_{\max} = 0,8$ и $\alpha''_{\max} = 1,3$ примерно на 200° С. Эффект снижения температуры горения при избытках воздуха ниже и выше стехиометрических практически одинаков. Поэтому разделение процесса сжигания топлива на две стадии – с низкими (богатые смеси) и высокими (бедные смеси) избытками воздуха позволяет достичь экономичного сжигания топлива с пониженной генерацией оксидов азота.

Для каждой тепловой нагрузки котла известно оптимальное значение, при котором достигается экономичное сжигание топлива при отсутствии продуктов неполного сгорания — оксидов углерода и водорода. Обычно избыток воздуха на выходе из топки устанавливают на уровне 1,05–1,1. Меньшее значение избытка воздуха относится к номинальной тепловой нагрузке, большее — к нагрузке ниже номинальной.

Основная задача при реализации этого способа — распределить топливо по каждой из встречно расположенных пар таким образом, чтобы обеспечить наибольшее снижение температуры факела по сравнению с одностадийным сжиганием топлива. Например, при избытке воздуха в топке $\alpha''_{\max} = 1,05$ на одной горелке нужно иметь $\alpha''_{\max} = 0,8$, на другой $\alpha''_{\max} = 1,3$. Тогда по сравнению с одностадийным сжиганием с $\alpha''_{\max} = 1,05$ температура факела при сжигании метана снизится на 180° С, что повлечет за собой снижение выбросов оксидов азота. При росте избытка воздуха в одной из горелок до $\alpha''_{\max} = 0,9$ во второй горелке потребуется поддерживать $\alpha''_{\max} = 1,2$, температура факела по сравнению с одностадийным сжиганием будет отличаться на 85° С,

что приведет к меньшему эффекту сокращения выбросов оксидов азота. Таким образом, чем ниже избыток воздуха стехиометрического уровня в одной из горелок, тем выше эффект двухступенчатого сжигания топлива в части сокращения выбросов оксидов азота.

Поскольку устойчивая работа горелочного устройства зависит от конструктивных характеристик самого устройства и топочной камеры, то избыток воздуха выше стехиометрического задается по условиям отсутствия обрыва факела и отсутствия продуктов неполного сгорания на выходе из топки. Избыток воздуха в другой горелке той же пары устанавливается ниже стехиометрического тем значительнее, чем выше избыток воздуха в другой горелке, с тем чтобы обеспечить оптимальный для котла при определенной нагрузке избыток воздуха. Эффективность этого способа проверена на водогрейных котлах.

Известны конструкции горелочных устройств, позволяющие реализовать двухступенчатое сжигание топлива с использованием только одной горелки. К ним следует отнести, например, горелочное устройство с тангенциальным и осевым подводом воздуха. К недостаткам этого горелочного устройства, в части возможностей снижения выбросов оксидов азота с продуктами сгорания топлива, следует отнести:

- высокое аэродинамическое сопротивление, вызываемое тангенциальным подводом воздуха;
- сложность конструкций, предусматривающих комбинированный подвод воздуха;
- взаимодействие прямого и закрученного потоков на ограниченной длине факела, что не позволяет обеспечить стабильное снижение выбросов оксидов азота;
- затруднения с поддержанием оптимального соотношения расходов воздуха по тангенциальному подводу и по осевой трубе.

Существуют конструкции горелочных устройств, в которых двухступенчатое сжигание топлива обеспечивается перераспределением потоков топлива и воздуха внутри горелки с подачей богатой топливовоздушной смеси закрученным потоком по периферийному каналу, а остального воздуха — прямоточно по оси горелки с последующим окончательным смешением двух потоков за ее пределами в топочном объеме.

Недостатками этих конструкций горелочных устройств являются:

- относительно невысокая рабочая кампания котла из-за недопустимого нагрева и разрушения амбразур и устья горелок;
- высокое аэродинамическое сопротивление горелки;
- трудно реализуемое концентрически соосное расположение топливоздушного и воздушного каналов, образуемых корпусом и трубой. В случае смещения осей и образования эллипсности каналов наступает неустойчивость процесса горения топлива.

В приведенной ниже конструкции горелки двухступенчатое сжигание газообразного топлива организуется за счет конструкции горелочного устройства, позволяющего все топливо сжигать с избытком воздуха $0,7 \dots 0,8$ и подавать остальной воздух ($20\text{--}30\%$) выше входа в нее топливо-воздушной смеси. Расстояние между осями воздуховода ввода недостающего воздуха и корпуса горелки принимается равным $3 \dots 4$ диаметра последнего.

При вводе части воздуха выше выхода топливоздушной смеси из горелочного устройства обеспечивается двухстадийное сжигание топлива. Из-за недостатка воздуха в ядре факела снижается его температура. При этом формируется зона горения первой стадии со значительным содержанием продуктов неполного горения и относительно небольшой концентрацией оксидов азота в продуктах сгорания топлива. По мере подвода недостающего количества воздуха из расположенной выше оси потока топливоздушной смеси происходит их перемешивание и завершается процесс горения топлива во второй стадии. При этом общий выход оксидов азота снижается как по сравнению с одноступенчатым сжиганием топлива, так и в сопоставлении с двухступенчатым сжиганием, реализуемым в приведенных выше конструкциях горелок.

Эта конструкция описанного горелочного устройства позволяет независимо от ее тепловой нагрузки сохранять заданное соотношение расходов первичного и вторичного воздуха. При этом достигается устойчивый результат сокращения выбросов оксидов азота.

Двухступенчатое сжигание топлив может быть организовано в горелках, оснащенных двухсопловыми форсунками.

Известны механические форсунки, содержащие корпус, внутри которого установлены два сопла для распыления жидкого топ-

лива. Одно из сопел выполнено в виде набора подвижных клиньев, установленных вокруг выходного сопла. Эта форсунка применяется для повышения качества распыла при снижении нагрузки путем увеличения диапазона регулирования. При работе форсунки образуется один топливный факел. Горелки, оснащенные такими форсунками, не позволяют достичь снижения выбросов оксидов азота, так как на выходе из них топливовоздушной смеси невозможно получить два независимых топливных факела с резко отличающимися углами раскрытия.

Имеются конструкции форсунок, предназначенные для распыления топлива из двух компонентов, выполненные с общим выходным соплом. Они также не позволяют разделить топливные струи на два независимых факела и обеспечить сниженный выход оксидов азота с продуктами сгорания топлива.

Более совершенной с точки зрения экологических показателей по сравнению с приведенными выше является двухконтурная (двухсопловая) форсунка, которая применяется в установках, где требуется широкий диапазон регулирования производительности. Сопло второй ступени таких форсунок выполнено в виде кольца. Топливные потоки обеих ступеней, взаимодействуя между собой, образуют общий факел.

При одновременной работе обеих ступеней двухсопловой форсунки каждая ступень имеет полностью независимый контур. Обычно соотношения размеров в двухсопловых форсунках таковы, что угол раскрытия факела первой ступени больше угла раскрытия факела второй ступени, т. е. топливные струи пересекаются. В результате образуется общий факел со средним значением удельных потоков топлива и общей толщиной пленки.

Конструктивно форсунки имеют обобщающий показатель – геометрическую характеристику, которая в общем случае определяется по формуле

$$A = \frac{\pi R_k \tau_c}{m f_{вх}} \sin \beta \cos \theta,$$

где R_k — расстояние от оси входного отверстия до оси форсунки;
 τ_c — радиус сопла;

- β — угол между направлением входного канала и осью сопла;
 θ — угол между направлением входного канала и тангенциальным направлением к камере закручивания;
 m — число входных каналов;
 $f_{\text{вх}}$ — сечение входного канала.

По величине геометрической характеристики A судят о значении угла раскрытия факела. При $A > 4$ он практически не увеличивается. Отмечается относительно резкое увеличение угла факела в пределах значений геометрической характеристики от 0 до 2. Это обстоятельство использовано при разработке конструкции форсунки для выбора необходимой величины соотношений между геометрическими характеристиками внутреннего и внешнего сопла.

В упомянутых выше конструкциях двухконтурных двухсопловых форсунок геометрическая характеристика вторых ступеней (наружное распыливающее сопло) принимается обычно равной 1...2,5. Геометрическая характеристика первых ступеней (внутреннее распыливающее сопло) всегда выше вторых в 3...5 раз. Таким образом, угол раскрытия топливных струй первой ступени всегда выше аналогичного угла второй ступени.

Кроме того, конструктивно принимаемое отношение наружного диаметра первого сопла (выполненного неподвижным) к диаметру второго сопла составляет $D_{\text{II}}/d_{\text{сн}} \leq 0,75...0,77$.

Такое выполнение двухконтурной форсунки (геометрические характеристики сопел и соотношение диаметров $D_{\text{II}}/d_{\text{сн}}$) позволяет получить устойчивый факел из каждого сопла при раздельной работе сопел и перемешивание топливных струй с образованием одного факела при одновременной работе двух ступеней.

Наличие независимых двух контуров подачи топлива и сопла, превышение геометрической характеристики внутреннего сопла по сравнению с внешним, неподвижность внутреннего сопла не позволяют обеспечить условия снижения выбросов оксидов азота при регулировании характеристик топливного факела. Эти условия характеризуются состоянием поля, концентрацией реагирующих веществ в объеме факела. В рассмотренных выше конструкциях форсунок предусмотрено образование топливного факела с более-менее равномерным распределением топливных потоков в объеме.

Для существенного снижения выбросов оксидов азота путем разделения выходящих из двухсопловой форсунки факелов на два независимых топливных потока и организации двухступенчатого сжигания топлива внутреннее сопло двухсопловой форсунки выполнено подвижным вдоль оси. Причем в любом положении внутреннего сопла его выходной торец выступает за пределы внешнего сопла, а геометрическая характеристика внутреннего сопла в 2–3 раза меньше, чем у внешнего сопла. Для обеспечения стабильности характеристик факела и одинаковых исходных условий при распылении топлива подачу его в сопла форсунки предусмотрено осуществлять по общему топливному патрубку.

Эта форсунка за счет ее конструктивных особенностей позволяет независимо от режимных параметров обеспечить получение факела распыляемого топлива из двух конусов — наружного и внутреннего. Причем угол раскрытия факела внутреннего сопла значительно ниже угла раскрытия факела внешнего сопла. Разделение топливного факела на два независимых топливных потока создает условия для осуществления двухступенчатого сжигания топлива.

Выполнение внутреннего сопла форсунки подвижным вдоль оси позволяет изменять угол конуса распыления топлива внешнего сопла. Это особенно важно для условий его работы. Угол конуса распыления топлива зависит от скорости топливных потоков, которая определяется количеством пропускаемого топлива через сопло и его живым сечением. Последнее можно изменять за счет перемещения внутреннего сопла.

При работе двухсопловой форсунки, установленной в горелочном устройстве с организованным подводом воздуха, в прикорневой зоне факела создается зона, обогащенная топливом за счет его перемещения при поступлении из двух конусов с частью воздуха, при этом избыток воздуха в этой зоне ниже стехиометрически необходимого. Горение топлива затягивается со снижением температуры факела и образованием в прикорневой зоне компонентов химического недожога топлива CO , H_2 , CH_4 , C_τ , H_n .

Остальной воздух, выходящий из периферийной зоны амбразуры горелки, взаимодействует с частью топлива, поступающего из внешнего сопла. В периферийной части факела образуется зона, обед-

ненная топливом, с избытком воздуха больше стехиометрически необходимого.

В результате этого сгорание топлива происходит по ступенчатой схеме с образованием двух зон горения: прикорневая зона с $\alpha < 1,0$ и периферийная зона дожигания с $\alpha > 1,0$. По этой схеме сжигания топлива происходит подавление процессов образования оксидов азота за счет снижения температуры факела и восстановления уже образовавшихся оксидов азота за счет наличия в прикорневой зоне факела компонентов химнедожога топлива.

Для изменения режимов работы форсунки внутреннее сопло перемещают с помощью установленных регулирующих шайб (регулирующей гайки или другим путем) вдоль оси форсунки, изменяя входное сечение внешнего сопла и обеспечивая нужный угол раскрытия факела.

При применении рассмотренной конструкции форсунки обеспечивается полное сгорание топлив с минимальным выходом оксидов азота. Это достигается за счет распыления топлива с созданием двух независимых конусов и неодинаковым перемешиванием топливных струй с воздухом. Конструкция форсунки позволяет обеспечить выход топливных струй с разной скоростью и толщиной пленки, что дает возможность управлять процессом подавления оксидов азота.

В табл. 9.4 и 9.5 представлены сведения о результатах внедрения отдельных технологических методов снижения выбросов оксидов азота на котлах разных типоразмеров некоторых тепловых электростанций бывшего Советского Союза.

Как следует из приведенных данных, эффективность ступенчатого сжигания топлив при работе котлов на газе и на мазуте более высокая, чем при работе на твердом топливе. Анализ уровня экологических показателей пылеугольных котлов после реализации мероприятий показывает, что для соблюдения устанавливаемых нормативных уровней ПДВ оксидов азота использования только технологических методов недостаточно. Требуется как разработка более совершенных технологических методов, так и способов денитрификации дымовых газов. В то же время возможности уже известных технологических методов не исчерпаны и в соответствующих эксплуатационных условиях эффективность их может быть существенно повышена.

**Результаты внедрения технологических методов снижения
оксидов азота на газомазутных котлах**

Методы подавления образования оксидов азота	Тип и паропроизводительность котла	Топливо	Содержание NO_x при $\alpha = 1,4$, мг/м^3		Котлы, на которых осуществлены мероприятия по снижению NO_x
			до реализации методов	после реализации методов	
1	2	3	4	5	6
Применение горелок с пониженным выходом NO_x и подачей дымовых рециркулирующих газов	ТМ-104 670 т/ч	Газ, мазут	335 510	120 250	Два котла ТМ-104 Шатурской ГРЭС
Трехступенчатое сжигание и подача рециркулирующих газов в горелки	ПК-33 670 т/ч	Газ	300	90	Два котла ПК-33 Щекинской ГРЭС
Двухступенчатое сжигание топлива	ТГМ-84 420 т/ч	Газ, мазут	260 425	140 240	Котлы ТГМ-84 ТЭЦ-9 Мосэнерго
Трехступенчатое сжигание топлива	ТГМ-96Б 480 т/ч	Газ, мазут	470 370	230 220	Четыре котла Северной ТЭЦ Ленэнерго и три – ТЭЦ-8 Мосэнерго
Двухступенчатое сжигание, рециркуляция газов с впрыском 10% воды в горелки	ТГМП-204 2500 т/ч	Газ	1200	160	Котлы ТГМП-204 Сургутской ГРЭС
Подача рециркулирующих газов в воздухоподогреватель перед горелками	КВГМ-180 494 ГДж	Газ, мазут	220 400	60 150	Котлы КВГМ-180 ТЭЦ-21, ТЭЦ-23, ТЭЦ-25 Мосэнерго
Горелки ГДС с пониженным выходом NO_x и двухступенчатое сжигание	ПТВМ-100 419 ГДж	Газ, мазут	220 350	120 260	Котлы ПТВМ-100 Каунасской ТЭЦ
Двухступенчатое сжигание топлива	КВГМ-100 419 ГДж	Газ	220	65	Котлы КВГМ-100 Курской ТЭЦ-1
Ввод рециркулирующих дымовых газов на всас дутьевых вентиляторов	ТГМ-84 420 т/ч	Газ	300	125	Котлы ТГМ-84 Ново-Рязанской ТЭЦ
Рециркуляция дымовых газов ($r = 15\%$), прямоточные горелки, малые избытки воздуха	ПК-41 475 т/ч	Мазут	850	240	Котлы ПК-41 Кармановской ГРЭС
Рециркуляция дымовых газов ($r = 27\%$), ступенчатое сжигание топлива	ТГМП-344 950 т/ч	Газ, мазут	1500 1320	100 210	Котлы ТГМП-344 ТЭЦ-26 Мосэнерго
Трехступенчатое сжигание топлива и ввод рециркулирующих дымовых газов на всас дутьевого вентилятора	ТГМ-96Б 480 т/ч	Газ	470	135	Котел ТГМ-96Б ТЭЦ-8 Мосэнерго

1	2	3	4	5	6
Горелки с пониженным выходом NO_x , ступенчатое сжигание топлива	ТГМ-114 475 т/ч	Газ, мазут	950 850	85 130	Котлы ТГМП-114 Средне- уральской ГРЭС
Подовые горелки, рециркуляция дымовых газов, ступенчатое сжигание	ТГМП-314П 950 т/ч	Газ, мазут	1400 1300	90 250	Котлы ТГМП-314П ТЭЦ-26 Мосэнерго
Рециркуляция дымовых газов, ступенчатое сжигание	ТПЕ-430 500 т/ч	Газ	300	65	Котел ТПЕ-430 Астраханской ТЭЦ-2
Многоступенчатое сжигание топлива, рециркуляция дымовых газов на всас дутьевых вентиляторов ($r = 30\%$)	ТГМ-96Б 480 т/ч	Газ	470	30	Котел ТГМ-96Б ТЭЦ-8 Мосэнерго

Таблица 9.5

Результаты внедрения технологических методов снижения концентрации оксидов азота в дымовых газах пылеугольных котлов

Методы подавления оксидов азота	Паропроизводительность котла, т/ч	Тепловая мощность котла, МВт	Топливо, способ шлакоудаления (ТШУ, ЖШУ) ¹	Содержание NO_x при $\alpha = 1,4$, мг/м ³		Котел, на котором реализованы мероприятия
				исходное состояние	после реализации мероприятий	
1	2	3	4	5	6	7
Двухступенчатое сжигание	210	155	Кузнецкий марки Г и промпродукт, ТШУ			Котел БКЗ-210-140Ф Западно-Сибирской ТЭЦ
Ступенчатое сжигание	170	130	Донецкий тощий, ЖШУ	960	640	Котел ТП-170 Ярославской ТЭЦ-2
Упрощенное ступенчатое сжигание	500	372	Львовско-волынский, ТШУ	840	540	Котел ТП-92 Добротворской ГРЭС
Трехступенчатое сжигание с использованием 12% газа	950	812	Донецкий марок Г, Д, ЖШУ	1100-1200	500-570	Котел ТПП-312 Ладыжинской ГРЭС
Упрощенная схема трехступенчатого сжигания с заменой горелок	420	314	Азейский уголь, ТШУ	1100	650	Котел ТП-85 Иркутской ТЭЦ-9

1	2	3	4	5	6	7
Концентрическое сжигание и ступенчатый ввод воздуха	420	314	Смесь азейского бурого и черемховского каменного	1100–1400	700–770	Котел ПК-24-82СП Иркутской ТЭЦ-10
Подача пыли высокой концентрации в горелки	475	406	Экибастузский уголь, ТШУ	800	400	Котел ПК-39 дубль-блок (два котла по 475 т/ч Троицкой ГРЭС)
Предварительный подогрев угольной пыли	420	314	Тоший уголь, ЖШУ	1300	800–850	Котел ТП-87 Ижевской ТЭЦ-2
Двухступенчатое сжигание	220	155	Кузнецкий марки Г, ТШУ	830	430	Котел БКЗ-220-100 Кузнецкой ТЭЦ
Упрощенное трехступенчатое сжигание	187	140	Подмосковный бурый, ТШУ	750	450	Котел ТП-230 Ступинской ТЭЦ

Примечание.

¹ ТШУ, ЖШУ — твердое и жидкое шлакоудаление соответственно.

9.4. РЕЦИРКУЛЯЦИЯ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ

Одним из наиболее эффективных и распространенных способов снижения выбросов оксидов азота в энергетических котлах является рециркуляция дымовых газов (РДГ), т. е. возврат их части в топочную камеру. РДГ имеет многофункциональное назначение и применяется не только для улучшения экологических показателей работы котлов, но и для обеспечения их режимных параметров (температура газов на выходе из топки, перегрев пара, сушка топлива и т. п.).

Экологический эффект применения РДГ в котлах достигается в основном из-за снижения максимальной и средней температуры факела как за счет балластирования топливовоздушной смеси, так и за счет выравнивания полей температур, а также снижения концентрации окислителя (кислорода) в зоне горения. Применение способа РДГ позволя-

ет в газомазутных котлах снизить выход оксидов азота на 50% (в ряде случаев и выше) от исходного уровня. РДГ оказывает существенное влияние на выход тепловых (термических) оксидов азота и незначительное — на выход топливных.

Способы сжигания топлива с вводом рециркулирующих дымовых газов в воздушный тракт горелочных устройств позволяют снизить тепловые нагрузки экранов и перераспределять тепловосприятости поверхностей нагрева котлов, а также уменьшать выход оксидов азота. Однако для сокращения выхода оксидов азота при таком способе сжигания топлива газы рециркуляции нужно подавать в значительных объемах, что может привести к снижению устойчивости процесса горения топлива. При вводе газов рециркуляции в воздушные короба появляется опасность загазованности помещения котельной газозвоздушной смесью через неплотности воздушных коробов.

При одновременном сжигании жидкого и газообразного топлива в вихревых горелках воздух подается центральным и периферийным кольцевыми потоками, а газы рециркуляции подают между потоками воздуха со скоростью, в 1,08–1,5 раза превышающей среднюю скорость центрального потока воздуха. Жидкое топливо распыляется в центральном потоке форсункой, расположенной по оси горелки, а газообразное топливо подается из кольцевого коллектора в периферийный поток воздуха.

Этому способу присущи следующие недостатки:

- чрезмерное охлаждение газами рециркуляции периферийной зоны факела для достижения требуемой температуры по условиям подавления оксидов азота в ядре горения, что приводит к неустойчивости горения;
- требуются значительные объемы газов рециркуляции, что влечет за собой рост энергетических затрат на собственные нужды;
- увеличение потерь теплоты с уходящими газами.

Для снижения выхода оксидов азота при совместном или раздельном сжигании жидкого и газообразного топлива газы рециркуляции целесообразно делить на два потока. Один из них, составляющий от 20 до 35% от общего объема газов рециркуляции, подают закрученным в корень горения топливного факела по дополнительному каналу, а второй — между кольцевым и периферийным потоками воздуха.

Особенностью этого способа является деление газов рециркуляции на два потока в приведенном выше соотношении и подача одного из потоков в ядро горения топливного факела по специальному центральному каналу.

Разделением газов рециркуляции на два потока можно сократить их общий объем, поскольку ввод части газов рециркуляции в ядро горения факела позволяет более эффективно снизить его температуру и обеспечить пониженный выход оксидов азота и одновременно решить перечисленные выше задачи.

Рециркуляция части продуктов сгорания топлива в зону ядра горения за счет ввода дымовых газов с более низкой температурой и снижения содержания окислителя в них позволяет достичь значительно уменьшения температуры ядра факела.

Как известно, воздействие на течение топочных процессов путем понижения избытков воздуха и температуры в ядре факела позволяет существенно снизить концентрацию оксидов азота в дымовых газах. Для достижения этого эффекта достаточно ввести в ядро горения топливного факела газы рециркуляции в количестве не более 20–35% от их общего объема. Поскольку зона факела, в составе которой ядро горения, занимает не более 1/3 объема факела, то объем рециркулирующих газов, подаваемых в ядро горения, не должен превышать указанной выше величины. Остальная часть газов рециркуляции подается в периферийные зоны факела для их охлаждения и обеспечения условий двухстадийного сжигания топлива за счет разделения воздушных потоков. В зоне ядра горения обеспечивают условия для протекания реакций восстановления азотистых соединений в молекулярный азот.

При вводе газов рециркуляции в рассечку между двумя потоками в горелке за счет замедления смесеобразования и снижения локальной концентрации кислорода на начальном участке факела появляется возможность влиять на процесс окисления связанного азота топлива и тем самым уменьшать выход оксидов азота.

В зависимости от способа ввода рециркулирующих газов в топку по-разному проявляется роль отдельных факторов в процессе образования оксидов азота? и эффективность РДГ неодинакова. С позиций повышения экологического эффекта целесообразно предусматривать возможность подачи газов рециркуляции в котлах до 25 вместо 15–20%

на существующих типах котлов для поддержания соответствующих теплотехнических параметров.

На многочисленных типах энергетических котлов была проверена эколого-экономическая эффективность разных схем реализации РДГ. Установлена низкая эффективность РДГ при повышенных исходных значениях избытков воздуха в топке. Это связано с ростом концентраций кислорода в рециркулирующих газах. Снижение эффективности РДГ происходит при пониженных нагрузках котлов. Увеличение степени РДГ выше 20–25% практически не приводит к сокращению выбросов оксидов азота. Применение РДГ приводит к снижению КПД котлов в среднем на 0,03–0,06% на каждый 1% кратности рециркуляции и требует, как правило, реконструкции топочно-горелочных устройств, а также установки специальных дымоходов.

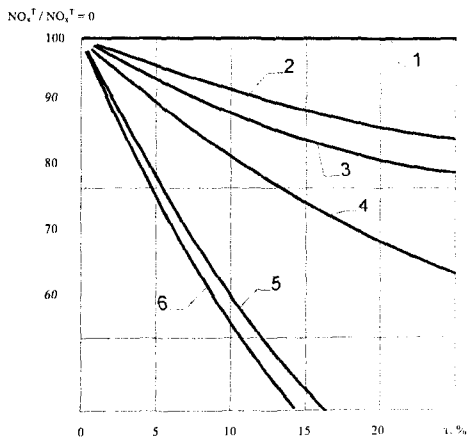
Для пылеугольных котлов с твердым шлакоудалением способ РДГ малоэффективен из-за сравнительно низких температур в топках, а для котлов с жидким шлакоудалением и малореакционных топлив — вообще не применим из-за ухудшения условий выхода жидкого шлака. Наибольшее распространение способ РДГ получил на газомазутных котлах.

Эффективность способа РДГ для некоторых типов котлов с разной схемой ввода рециркулирующих газов приведена на рис. 9.5.

В результате проведенных испытаний установлена относительно невысокая экологическая эффективность подачи рециркулирующих

Рис. 9.5. Влияние способа ввода и доли рециркуляционных газов на выход оксидов азота:

1, 2, 3 — ввод газов через шлицы в поду топок соответственно на котлах ТП-80, ТП-230 с двумя горелками Липинского, ТП-230 с шестью горелками ХФ-ЦКБ-ВТИ; 4 — котел ТГМП-114, ввод газов через шлицы, расположенные под горелками; 5 — котел ПК-41, ввод газов в воздуховод перед горелками; 6 — котел ТПП-200, ввод газов по отдельному периферийному каналу горелок со скоростью, равной скорости воздуха



газов через ограждения топки (под котла, отдельные шлицы под горелками и т. п.). Поэтому такие и им подобные технические решения применять не рекомендуется.

Эффективность применения РДГ в котлах может быть повышена путем совершенствования способов автоматического регулирования процессов горения топлива. Большинство способов автоматического регулирования процесса горения в топке газомазутного парового котла ориентированы на снижение выбросов оксидов азота путем корректировки расхода воздуха и рециркулирующих газов по сигналам, поступающим от датчиков концентрации азота и топлива в топке. При значительном снижении концентрации оксидов азота в топке котла, как известно, образуются продукты неполного сгорания топлива (например, оксид углерода) и канцерогенные вещества, представленные в основном бенз(а)пиреном. Выход продуктов неполного сгорания топлив и канцерогенных веществ особенно проявляется при применении получившего распространение двухступенчатого сжигания топлив. Поэтому при сжигании топлив для устранения приведенных выше недостатков требуется минимизировать не только концентрацию оксидов азота в дымовых газах, но и суммарную токсичность выбросов загрязняющих веществ, поскольку снижение выхода одних токсичных веществ влечет за собою в ряде случаев повышение содержания других, в частности окиси углерода.

За условную токсичность выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух с продуктами сгорания топлив обычно принимают суммарное значение приведенной массы выброса загрязнений

$$M = \sum_{i=1}^n M_i = \sum_{i=1}^n A_i m_i,$$

где M_i — приведенная масса выброса i -го токсичного вещества, у. т.;
 A_i — показатель относительной агрессивности примеси i -го вида (у.т/т);
 m_i — масса выброса примеси i -го вида за принятый промежуток времени, т.

Ниже рассмотрен способ автоматического регулирования процесса горения топлива (рис. 9.6), в котором по дополнительно измеренным концентрациям оксидов азота, окиси углерода и бенз(а)пирена

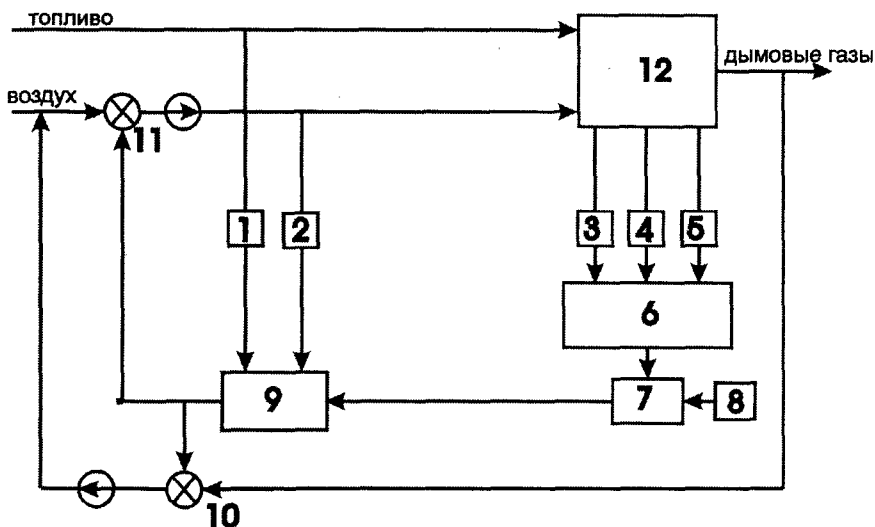


Рис. 9.6. Система автоматического регулирования процесса горения в тепловых агрегатах: 1, 2 — датчики расхода топлива и воздуха; 3–5 — газоанализаторы; 6 — сумматор условной токсичности; 7 — блок расчета разностей; 8 — задатчик; 9 — регулятор; 10, 11 — направляющие аппараты; 12 — котел

находят суммарную токсичность выбросов этих загрязняющих веществ и сравнивают с заранее определенным для заданной тепловой нагрузки значением нормативной токсичности выбросов. Для каждой из нагрузок котла при нормативных параметрах режимов работы предполагается заранее определять условную токсичность выбросов, которую принимают за нормативное значение. По измеренным сигналам разности между фактической и нормативной токсичностью выбросов формируется сигнал, по которому осуществляется регулирование подачи рециркулирующих газов.

Особенностью этого способа является определение суммарной токсичности выбросов загрязняющих веществ с продуктами сгорания топлив и минимизация их уровня по сравнению с заданным значением. При этом количество рециркулирующих газов для заданной тепловой нагрузки котла устанавливается не по содержанию кислорода и топлива в топке, а по разности между фактической и нормативной токсичностью выбросов.

Система содержит датчики расхода топлива и воздуха, газоанализаторы для определения содержания в дымовых газах таких токсичных веществ, как оксиды азота, окись углерода, бенз(а)пирен и др. В ее состав входит сумматор условной токсичности выбросов, подключенный по входному сигналу к выходам газоанализаторов, а по выходному сигналу он сообщен с входом блока расчета разности превышений условной токсичности выбросов над допустимым ее значением. На вход блока подается сигнал от задатчика нормативной токсичности выбросов, а выход блока сообщен с входом регулятора, который получает сигналы с датчиков топлива и воздуха, а затем передает управляющий сигнал на направляющие аппараты, и таким образом регулируется подача рециркулирующих газов и воздуха в топку котла.

Этот способ автоматического регулирования процесса горения реализуется следующим образом. Для котельного агрегата составляют нормативную характеристику условной токсичности выбросов с учетом режимов работы в пределах маневренности по нагрузке. При этом для всех нагрузок с помощью газоанализаторов измеряют выбросы таких токсичных веществ, как оксиды азота, углерода и канцерогенных веществ. По уровню валовых выбросов для каждой нагрузки определяют суммарную допустимую условную токсичность выбросов. Задатчик условной токсичности выбросов настраивают по соответствующему уровню выбросов во всем интервале нагрузок теплового агрегата.

При изменении нагрузки котла от датчиков расходов топлива и воздуха поступает сигнал на регулятор, а от газоанализаторов поступает сигнал на сумматор токсичности, выход которого сообщен с блоком расчета разности превышения условной токсичности выбросов над допустимым уровнем, значение которого для соответствующей нагрузки агрегата устанавливают задатчиком. Сформировавшийся в блоке сигнал подается в регулятор, который дает управляющий сигнал на направляющие аппараты, обеспечивающие требуемую подачу рециркулирующих газов и воздуха в топку котла. Таким образом обеспечивается минимальный выброс загрязняющих веществ с продуктами сгорания топлива по условной токсичности. В качестве примера для реализации предложенного способа приведены такие ток-

сичные компоненты дымовых газов, как оксиды азота, окись углерода, канцерогенные вещества. В случае изменения состава токсичных выбросов система может быть настроена соответствующим образом на другие вещества.

Основное преимущество этого способа по сравнению с известными состоит в том, что при его реализации можно существенно снизить суммарную токсичность выбросов с продуктами сгорания топлив за счет одновременного учета токсичности нескольких токсичных веществ и управления подачей рециркулирующих газов в зависимости от уровня превышения фактической токсичности выбросов (при заданной нагрузке котла) нормативного ее значения.

9.5. ВВОД ВЛАГИ В ТОПКУ И СЖИГАНИЕ ВОДОМАЗУТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

К числу эффективных малозатратных экологических мероприятий по снижению выбросов оксидов азота газомазутными котлами относятся различные способы подачи воды и водяного пара в зону горения, а также сжигание водомазутных эмульсий (ВМЭ). Эти способы могут применяться в сочетании с другими (снижение избытков воздуха, рециркуляция дымовых газов). При реализации этого способа можно использовать загрязненные воды, что позволяет решать одновременно проблему защиты водного бассейна.

Локализованное зональное воздействие на факел воды или водяного пара позволяет сократить образование сажи, бенз(а)пирена и топливных оксидов азота, а также снизить концентрации тепловых оксидов азота и серного ангидрида. Сокращение выхода оксидов азота происходит в основном из-за ингибирующей роли влаги в процессах окислительных реакций; балластирования топливовоздушной смеси и замедления ее выгорания; снижения максимальной температуры факела вследствие растягивания процесса горения. Наиболее значительный эффект достигается при пониженных избытках воздуха и локализованном зональном впрыске воды и водяного пара. Ввод влаги в топку котла может осуществляться различными способами: через паровые каналы мазутных форсунок (водяными форсунками, размещенными на боковых стенках топки перпендикулярно либо встречно оси факелов горе-

лок); через воздушный канал. Экологическая эффективность этого метода иллюстрируется данными, приведенными на рис. 9.7.

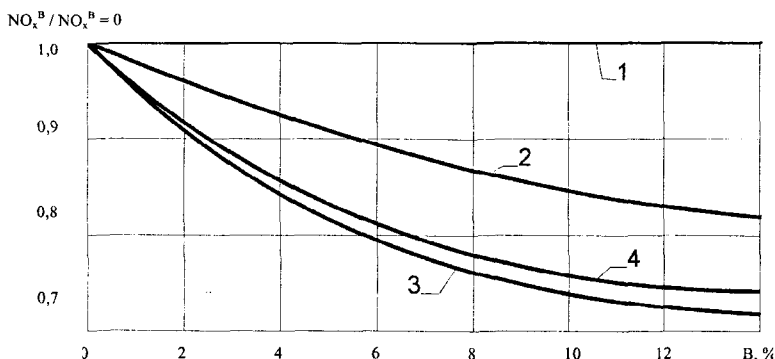


Рис. 9.7. Эффективность воздействия на выход оксидов азота воды, подаваемой в зону горения, при сжигании в котле ТГМП-314П мазута (1–3) и газа (4) при $D=D_{\text{н}}$, $a''_{\text{кпп}} = 1,03$, $r = 0$: 1 — ввод воды через паровые каналы форсунок без подачи пара; 2 — через отдельные целевые форсунки, установленные в горелках; 3 — через паровые каналы механических форсунок совместно с паром; 4 — через отдельные центробежные форсунки, установленные в горелках

В результате экспериментальных и аналитических исследований установлено, что при вводе влаги в топочную камеру происходит снижение экономичности котла. Эффективность этого способа зависит от водотопливного отношения и места ввода воды или водяного пара в топку. Наибольший экологический эффект достигается при впрыске воды или водяного пара в воздушные каналы горелок либо локализованно в отдельные зоны факела. Впрыск влаги в количестве до 8–10% (по отношению к топливу) позволяет снизить выход оксидов азота до 25–30% с одновременным сокращением выброса канцерогенных веществ. Дополнительные тепловые потери, связанные с затратами теплоты на испарение влаги и подготовку водяного пара, находятся на уровне 0,5–0,6%. Наименьшие потери тепла имеют место при поступлении воды непосредственно в факел, на начальном его участке, где может происходить диссоциация паров воды.

Вопрос определения оптимальных значений водотопливных отношений и мест ввода влаги для конкретных типоразмеров котлов решается по результатам технико-экономических расчетов.

В условиях эксплуатации мазутных котельных установок на ТЭС и котельных происходит обводнение мазутов на разных стадиях их выгрузки, хранения и подготовки к сжиганию. Эффективное использование естественно обводненных мазутов в котельных установках обеспечивается сжиганием их в виде водомазутных эмульсий, приготовленных в эмульгаторах различных конструкций. Установлена связь между степенью обводненности мазутов и экологическими показателями котлов в части выбросов оксидов азота. Сокращение выхода оксидов азота связано в первую очередь со снижением максимальной температуры факела, проявлением химической активности воды в процессах газификации несгоревших сажистых частиц и возможностью снижения избытков воздуха в зоне горения.

Для обводненных мазутов вследствие снижения содержания горючих в рабочей массе сокращается теплота их сгорания, объем продуктов сгорания, соотношение между отдельными их составляющими.

При сжигании обводненных мазутов в виде водомазутных эмульсий снижается теоретическая температура сгорания в топочной камере тем больше, чем выше обводненность мазута. В пределах обводненности мазута от 0 до 30% теоретическая температура сгорания топлива уменьшается в среднем на 4–4,5° С на каждый 1% роста обводненности. Эффективность использования обводненного мазута по сравнению с необводненным снижается за счет затрат теплоты топлива на испарение дополнительной влаги.

Относительная потеря теплоты на испарение влаги топлива может быть найдена по выражению

$$\Delta q_w = \frac{600W^p}{Q_{II}^p}, \%$$

В энергетических котлах возможности снижения избытков воздуха весьма ограничены. В результате исследований, выполненных на мощных котлах современных конструкций, обводненность мазута, при которой достигается максимальное сокращение выбросов оксидов азота (до 20%), не должна превышать 7–10%. Экологический эффект (уменьшение платы за выбросы) при сжигании ВМЭ ниже дополнительных затрат на топливо, связанных со снижением КПД котла, которое составляет порядка 0,3–0,5%. При повышении влагосодержания

ВМЭ сверх приведенного уровня отмечается ухудшение процесса горения, сопровождающееся растягиванием факела, неудовлетворительным распылением топлива и т. п.

В сложившихся условиях эксплуатации энергетических котлов использование ВМЭ с естественным обводнением мазута является мало-затратным и эффективным экологическим мероприятием. Использование ВМЭ с искусственным обводнением мазута для энергетических котлов с относительно высоким уровнем организации топочных процессов не приводит к положительным эколого-экономическим результатам.

Эффективность снижения генерации оксидов азота технологическими методами, по данным зарубежных авторов, приведена в табл. 9.6.

Таблица 9.6

Эффективность снижения NO_x

Метод	Уменьшение выбросов NO_x %		
	Природный газ	Мазут	Уголь
Рециркуляция продуктов сгорания	60	20	Неэффективно
Уменьшение подогрева воздуха	50	40	Не применимо
Впрыск пара или воды	60	40	Не применимо
Ступенчатое сжигание	55	40	40
Малый избыток воздуха	20	20	20
Снижение теплового напряжения топочного объема	20	20	20
Комбинация ступенчатого сжигания, малого избытка воздуха и сниженного теплового напряжения	50	35	40
Переход на топливо с малым содержанием химически связанного азота	Неэффективно	40	20

9.6. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК МЕЖДУ КОТЛАМИ

Зависимость выхода некоторых токсичных веществ от нагрузки котлов и других их режимных параметров используется при частичных нагрузках ТЭС. Существует возможность сокращать их выбросы путем распределения нагрузок между котельными агрегатами на ТЭЦ с параллельными связями либо между энергоблоками на КЭС. Вынужденное снижение нагрузки котлов в периоды неблагоприятных

метеоусловий, если это не вызвано производственной необходимостью, не позволяет существенным образом сокращать уровень концентраций загрязняющих веществ в атмосфере. Это связано, в первую очередь, со значительным изменением условий распространения дымового факела. В результате сокращения объема отводимых продуктов сгорания уменьшается эффективная высота выброса, что не способствует снижению концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы. В некоторых условиях преобладающим в формировании наземных концентраций загрязняющих веществ является величина самих выбросов.

Таким образом, появляется потребность в создании системы управления нагрузкой каждого из котлоагрегатов или энергоблоков (без снижения суммарной их нагрузки) с учетом экологических ограничений и экономических показателей. При этом должны исходить из того, что нужно соблюдать ограничения по выбросам загрязняющих веществ с минимальными эксплуатационными затратами. Изменением нагрузки и других режимных мероприятий в первую очередь можно снижать выход оксидов азота, окиси углерода и углеводородов.

Распределять нагрузку между совместно работающими котлоагрегатами нужно не по их относительным приростам расхода топлива, а по относительным приростам условной токсичности выбросов. При таком подходе к решению задачи снижения валовых выбросов загрязняющих веществ котлами потребление ими топлива будет несколько выше, чем при распределении нагрузок между ними по топливным расходным характеристикам. Экономическая целесообразность предложенного способа распределения нагрузок между котлами в обычных условиях их эксплуатации устанавливается при превышении предотвращаемого экологического ущерба, причиняемого окружающей среде, над стоимостью перерасходованного топлива.

Следует иметь в виду, что при работе ТЭС с уровнем выбросов загрязняющих веществ, превышающим предельно допустимые значения и создающим концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы выше допустимых значений, обязательно должна ставиться задача доведения выбросов токсичных веществ до нормативных уровней с учетом ограниченных средств на финанси-

рование мероприятий и текущих затрат на эксплуатацию оборудования и систем контроля.

При распределении нагрузок между котлами по экономическим показателям и экологическим ограничениям нужно обеспечить максимально возможное снижение стоимости тепло- и электроэнергии, а также достигнуть минимального ущерба, причиняемого окружающей среде выбросами загрязняющих веществ. Это может быть получено путем оптимизации взаимодействующих между собой противоречивых целевых функций по двум критериям. При этом не существует решения, при котором достигается минимум затрат на топливо и минимальный экологический ущерб, поэтому требуется компромиссное решение. Оно может быть получено путем построения зависимостей затрат на топливо или стоимости вырабатываемой тепло- и электроэнергии, а также экологического ущерба от количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Вопросы оптимального распределения нагрузок между совместно работающими котлами актуальны не только для ТЭС, но и для котельных промышленных предприятий. В большинстве случаев считается, что распределением нагрузок между совместно работающими котлами можно сократить расход топлива в целом по котельной на 0,2–0,5%. В зависимости от состава котлов и их состояния уровень экономии топлива может быть более высоким. При распределении нагрузок между совместно работающими котлами обычно выделяют условно-постоянную составляющую годовых эксплуатационных расходов и капиталовложений и находят в составе приведенных затрат минимум топливной составляющей затрат или минимум суммарного расхода топлива. Для совместно работающих котлов на одном виде топлива по условиям минимального расхода топлива должно соблюдаться условие равенства характеристик относительных приростов расхода топлива

$$\frac{dB_1}{dQ_1} = \frac{dB_2}{dQ_2} = \frac{dB_3}{dQ_3} = \dots = \frac{dB_n}{dQ_n}.$$

Условие распределения нагрузки между совместно работающими котлами с соответствующим характером изменения экологических показателей, при котором обеспечивается минимум суммарной токсичности выбросов, запишется как

$$\frac{dT_1}{dQ_1} = \frac{dT_2}{dQ_2} = \frac{dT_3}{dQ_3} = \dots = \frac{dT_n}{dQ_n}.$$

Для многокомпонентной смеси продуктов сгорания топлив токсичность отдельных веществ суммируется. Следует отметить, что удельные выбросы оксидов серы для котлов, не оборудованных сероочистными установками, не зависят от режимов работы котлов, а однозначно определяются серосодержанием топлива. Поэтому в условиях сохранения неизменной структуры топливного баланса котельной ТЭС можно рассматривать токсичность выбросов оксидов азота, заменив относительный прирост токсичности приростом валового выброса оксидов азота, отнесенному к заданному интервалу нагрузки.

В соответствии с поставленной задачей для заданного состава включенных в работу котлоагрегатов находится такой режим их загрузки, который обеспечит выработку заданного количества теплоты при минимальных расходах топлива и выбросов в атмосферу вредных веществ с продуктами его сгорания. Решение задачи осуществляется с составлением функций Лагранжа без учета различий в затратах на собственные нужды котлов и других потерь в котельном цехе.

Уравнение цели

$$T = \sum_{i=1}^k T_i \Delta\tau_i \rightarrow \min; \quad T = \sum_{i=1}^k B_i^2 C_{ij} A_j \Delta\tau_i \rightarrow \min,$$

где T_i — условная токсичность выбросов;

B_i^2 — потребление топлива котлами при распределении нагрузок по экологическим характеристикам;

C_{ij} — удельный выброс токсичного вещества;

A_j — удельная токсичность вещества;

$\Delta\tau_i$ — интервал времени.

Уравнение связи — экологические характеристики каждого котла (по выбросам — M и токсичности T):

$$M_i = F(Q_i); \quad T_{ij} = f(Q_i).$$

Уравнения ограничений (по тепловой нагрузке Q_i и затратам):

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max}; \quad \sum_{i=1}^n Q_i < \sum Q_{ном};$$

$$C_T \sum_{i=1}^n (B_i^3 - B_i^T) \leq P_n,$$

где C_T — цена топлива;

B_i^T — потребление топлива котлами при распределении нагрузок по расходным характеристикам;

P_n — плата за выбросы (налог).

Суммирование токсичности выбросов с продуктами сгорания топлива в котлах при i -й нагрузке осуществляется по формуле

$$T_i = \sum_{j=1}^n M_{ij} A_j, \text{ у. т./ч},$$

где M — выброс рассматриваемых токсичных веществ от каждого из котлов;

A_j — показатель относительной токсичности выбрасываемого вещества.

Для интервала нагрузок котла в пределах его маневренности выброс загрязняющих веществ может быть найден по зависимости

$$M_j = C_{ij} v_i Q_i, \text{ кг/ч},$$

где C_{ij} — удельный выброс загрязняющего вещества при заданной нагрузке котла (кг/т у.т.);

v_i — удельный расход топлива на выработку теплоты, т у.т./ГДж;

Q_i — тепловая нагрузка котла, ГДж/ч.

С учетом удельного расхода топлива на выработку теплоты последнее выражение можно записать в виде

$$M_j = C_{ij} \frac{3,411}{\eta_i} Q_i, \text{ кг/ч}.$$

Как видим, для определения валового выброса загрязняющих веществ нужно иметь сведения об удельных выбросах этих веществ в кг/т у. т. при соответствующей нагрузке котла. Их можно получить расчетным путем, что не позволяет в достаточной степени учесть особенности генерации оксидов азота при работе каждого из котлов. Поэтому для всех котлов нужно получить экспериментальные зависимости удельных выбросов оксидов азота во всем рабочем интервале рабочих нагрузок.

Уровни удельных выбросов токсичных веществ для каждого из рассматриваемых условий сжигания топлива обычно имеют фиксированные значения и отражают состояние экологических показателей

котлов во время проведения испытаний. Для эксплуатационных условий, отличающихся от таковых во время проведения испытаний, вводится уточнение и корректировка значений удельных выбросов этих веществ и, как следствие, уровней загрузки котлов. При отклонении значений удельных выбросов загрязняющих веществ от принятого ранее уровня их величина корректируется по реальному состоянию эксплуатации котлов, а затем соответственно корректируются и характеристики относительных приростов выбросов загрязняющих веществ, а, следовательно, и режимы загрузки котлов с применением поправочных коэффициентов из условий эквидистантности изменения кривых графиков выбросов $\delta M_i = M_{\phi,i} - M_{н,i}$.

По результатам выполненных расчетов оптимальное распределение нагрузок между котлами с учетом экологических характеристик может обеспечить снижение, например, выбросов оксидов азота до 10%.

Предложенный способ определения оптимальных режимов загрузки котлов при многовариантности решения этой задачи может осуществляться как обычным графическим способом, так и с помощью ЭВМ с использованием специально разработанных программ.

Следует отметить, что в топках котлов и камерах сгорания ГТУ образуется порядка 90% NO и 10% NO₂. Поэтому, попадая в атмосферу, оксиды азота проходят ряд преобразований прежде чем превращаются в азотную кислоту (рис. 9.8) и выпадают в виде кислотных дождей.

Кроме того, NO_x активно воздействуют на фотохимические процессы в атмосфере (рис. 9.9), распространяясь на значительные расстояния из-за достаточно высокой продолжительности процесса трансформации (табл. 9.7).

Таблица 9.7

Рассеивание и трансформация некоторых веществ в атмосфере

Вещество	Масштабы трансформации	
	Расстояние	Время
NO	10 км	1 ч
NO ₂	100 км	2 сут.
ПАН	1000 км	4 сут.
HNO ₃	1000 км	4 сут.
SO ₂	100 км	2 сут.
H ₂ SO ₄	1000 км	5 сут.
CH ₄	В глобальном масштабе	
		10 лет

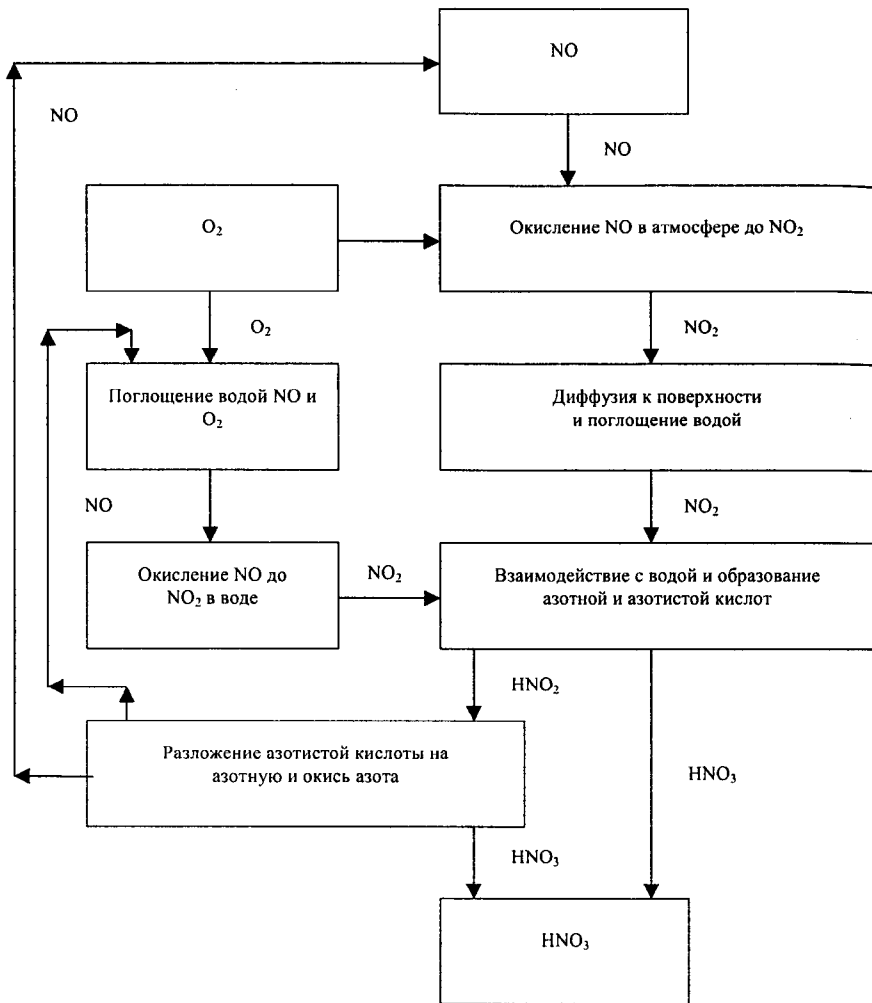


Рис. 9.8. Схема возможного превращения монооксида азота в азотную кислоту в атмосфере

10. ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИЯ И ДЕНИТРИФИКАЦИЯ ТОПЛИВ И ИХ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

10.1. ГАЗИФИКАЦИЯ СЕРНИСТЫХ МАЗУТОВ

Одним из методов, наиболее разработанных и подготовленных к внедрению на ТЭС, является *метод предварительной газификации высокосернистых мазутов под давлением* с последующей очисткой полученного газа. Сущность его заключается в следующем: мазут подвергается газификации путем неполного сжигания в воздухе под давлением при температуре около 1300°C . Количество подаваемого воздуха при этом составляет 40–45% теоретически необходимого для полного сгорания (5,8...6,0 кг на 1 кг мазута).

В результате топливо почти целиком превращается в газ, состоящий в основном из водорода, окиси углерода, азота. Кроме того, в процессе газификации образуется сажа (до 2% массы топлива). Сернистые соединения топлива превращаются в основном в сероводород. Зольная часть топлива может находиться в газе в виде механических примесей.

Состав газа, образующегося при газификации высокосернистых мазутов с содержанием серы порядка 3,7%: CO — 2,8%; H_2 — 15,0%; N_2 — 56,5%; CO_2 — 1,8%; H_2O — 3,48%; H_2S — 0,39%.

По технологической схеме в последующем получаемый газ охлаждается, причем теплота используется для генерации рабочего тела энергетической установки. Затем осуществляется очистка газа от сажи и золы путем промывки его водой. Извлечение сернистых соединений производится абсорбцией растворами аминов. Сажа, содержащая золу, извлекается из сажеводяной суспензии (методом грануляции или фильтрации) и вместе с исходным мазутом возвращается на газификацию. Поглотительный раствор, содержащий сероводород, регенерируется

и возвращается снова в абсорбёр для поглощения сернистых соединений. Получаемый при регенерации концентрированный сероводород перерабатывается в элементарную серу либо в серную кислоту. Осветленная после удаления сажи вода возвращается на промывку газа. Очищенный газ направляется в топочную камеру на сжигание.

Промежуточное охлаждение продуктов неполного окисления топлива приводит к снижению температуры горения в камерах сгорания энергетической установки. В результате достигается снижение выбросов оксидов азота. Таким образом, приведенный метод не только позволяет извлечь сернистые соединения и золу из топлива, но и существенно сократить выбросы в атмосферу оксидов азота. Экономические показатели процесса газификации топлива и очистки газа улучшаются с повышением давления. Для реализации этого метода на электростанциях нужен турбокомпрессорный агрегат, обеспечивающий установку газификации сжатым воздухом. В качестве привода для компрессора применяют газовую турбину, работающую на очищенных продуктах газификации, которые затем сжигаются в топках паровых котлов.

При газификации мазута воздухом в факеле он распыляется форсункой. Капли мазута испаряются в атмосфере горячего газа. В области стехиометрических концентраций паров углеводородов и кислорода протекают химические реакции горения. В пламени газификации мазута на воздушном дутье температура достигает 1800°C . Затем создается восстановительная зона, в которой температура снижается до 1300°C . В результате образуется горючий газ, содержащий следующие компоненты (в % об.): CO — 17,0%; H_2 — 15,0%; N_2 — 60%; H_2O — 4,0%; CO_2 — 3,7%; H_2S — 0,3%. Сера мазута в основном превращается в сероводород. Наряду с газообразными продуктами образуется сажа, массовая доля ее составляет 1–4%, в которой концентрируется вся зола. Далее газ из реактора с температурой 1300°C поступает в котел-утилизатор, где охлаждается до температуры $250\text{--}300^{\circ}\text{C}$. Время пребывания газа в окислительной зоне (факеле) — порядка 1 с, в восстановительной (реакторе и котле-утилизаторе) — до 8 с. Сажа и зола улавливаются из газа водой после котла-утилизатора, при этом образуется сажезоловая суспензия. В золе, образующейся в результате газификации мазута, содержатся такие компоненты, как пятиокись ванадия, окись никеля, окись натрия, трехокись железа, окись кальция и др.

Конверсионный метод подготовки топлив осуществляется при температурах 1300...1500° С в среде водяного пара и позволяет практически полностью *газифицировать органическую часть топлива* с получением горючего газа, имеющего теплоту сгорания до 11000 кДж/м³, без использования кислородного дутья. Для подогрева топлива применяются жидкие теплоносители, в частности для термической переработки сернистых мазутов — жидкометаллические теплоносители: расплавы железа, свинца, алюминия и других металлов. Контакт мазута с расплавом осуществляется при подаче топлива в слой расплава с помощью форсунок погружного типа. Пары мазута при этом барботируются через слой расплава, подвергаясь деструкции с образованием газа. Термическая переработка мазута происходила как в обогреваемом снаружи лабораторном реакторе, заполненном расплавленным металлом или солями с температурой до 1100° С в количестве до 80 кг, так и в аппарате укрупненного типа с расплавом металлического шлака с температурой до 1500° С. Температура шлака поддерживается на заданном уровне путем зонного его подогрева с помощью горелок погружного типа, работающих на природном газе.

При конверсии мазута практически вся среда может быть связана теплоносителем соответствующего состава. Оксиды азота образуются только в зоне разогрева теплоносителя, соединения серы — в зонах термической переработки топлива и разогрева теплоносителя. Количество образующихся оксидов азота находится на уровне как и при опытном сжигании исходного топлива. В отличие от газификации, протекающей за счет внутреннего подвода теплоты, конверсия требует непрерывного подвода энергии извне.

Значительный интерес представляет осуществление *процесса газификации мазутов непосредственно в топочно-горелочных устройствах* как средства совершенствования их сжигания в котлоагрегатах энергоблоков. Глубокая термическая подготовка, которой подвергается топливо при таком способе двухступенчатого сжигания, открывает широкие возможности регулирования топочных процессов в части сглаживания пиков тепловыделения в топке, а также сближения эмиссионных свойств факела при попеременном сжигании природного газа и мазута.

В конструкции этих горелок совмещены камеры газификации и дожигания продуктов процесса газификации, протекающего непосредственно в рабочих горелках.

Основные узлы установки — газогенератор с примыкающей к нему футеровочной шахтой, служащей для транспорта горячего газа к горелочному устройству, расположены последовательно вдоль геометрической оси, образуя перед фронтом котла на отметке его обслуживания единый технологический блок.

В корпусе газогенератора находится газификационная камера вихревого типа. Цилиндрическая часть которой выполнена из восьми профилированных сегментов. Особенностью конструкции камеры является применение системы воздушного охлаждения ее ограждающих поверхностей.

Часть горячего воздуха, участвующего в процессе газификации мазута, подводится тангенциально в газификационную камеру через линейные щели, образованные за счет некоторой взаимной перекрыши сегментов. При этом вдоль стенки сегментов создается завеса воздуха, снижающая температуру газов в пристенной области. Применение такой системы тепловой защиты ограждающих поверхностей газификационной камеры позволяет свести до минимума потери теплоты в газогенераторе от наружного охлаждения.

Для организации факельного процесса газификации мазута на воздушном дутье могут применяться обычные для условий электростанций методы подготовки к сжиганию жидких топлив. Распыление подогретого до 100–120° С мазута в турбулентном потоке горячего воздуха, подаваемого в газификационную камеру через радиально-конический регистр (параметр крутки $S = 0,46$), осуществляется паромеханической форсункой. Применение системы раздельной подачи газифицируемого топлива и воздуха позволяет интенсифицировать их последующее смешение, которое обеспечивается в реакционном объеме вихревой газификационной камеры.

Перед началом работы установки она разогревается сжиганием в газификационной камере природного газа. Затем включается мазутная форсунка, увеличивается производительность газогенератора, налаживается процесс газификации. Получаемый при этом горячий газ дожигается в топке котла.

Основные характеристики получаемого на опытной установке газа для режимов газификации, определяемых изменением значений α от 0,33 до 0,54, приведены в табл. 10.1.

Таблица 10.1

Показатель	Коэффициент расхода воздуха					
	0,34	0,38	0,42	0,46	0,50	0,54
Удельный расход воздуха на 1 кг мазута, м ³ /кг	3,47	3,88	4,28	4,69	5,10	5,51
Температура, °С	1280	1360	1435	1510	1580	1660
Состав сухого газа, % об.:						
CO ₂	5,45	5,68	5,90	6,20	6,40	6,60
CO	17,6	17,0	16,4	15,8	15,0	14,4
H ₂	19,2	18,2	17,1	16,0	15,0	14,0
CH ₄	3,2	2,0	1,3	—	—	—
H ₂ S	—	0,1	0,2	0,2	0,2	—
H ₂	54,5	57,0	59,1	61,8	63,4	65,0
Выход газа из 1 кг мазута, м ³ /кг	5,04	5,50	5,98	6,63	7,06	7,23
Концентрация сажи в газе, г/м ³	42,0	30,0	20,0	8,0	3,5	2,8
Теплота сгорания газа, кДж/м ³	4220	4086	3931	3784	3583	3374
Энтальпия газа, кДж/м ³	1913	2043	2164	2286	2403	2545

Примечание: Показатели даны по отношению к воздуху и газу, приведенным к нормальным условиям.

Результаты измерений показывают, что образование сернистого газа (по отношению к газу, приведенному к нормальным условиям) во всех режимах газификации было незначительным и не превышало 0,10 г/м³. Выход сероводорода при этом обеспечивался не менее 1,4 г/м³, что указывает на кондиционность получаемого газа для последующей очистки от сероводорода.

Высокий уровень температуры получаемого газа определяет его высокую реакционную способность. Как показали опыты, дожигание такого газа в топке котла не требует специальных устройств для стабилизации факела и характеризуется высокой эффективностью выгорания горючих газовых компонентов. Регулировать режим газификации удобно по температуре процесса.

Опыт эксплуатации горелочных устройств, использующих газификацию как первую стадию процесса сжигания мазута, показал, что

процесс газификации может протекать с высокой интенсивностью.

Перевод энергетического котельного агрегата на двухступенчатое сжигание с предварительной газификацией мазута практически сводится к замене существующих горелок предкамерными горелками. При этом, сохраняя высокую экономичность работы топки с предельно малыми коэффициентами избытка воздуха, удается существенно снизить локальные величины падающего теплового потока, уменьшить коррозионную агрессивность дымовых газов и выбросы оксидов азота. Меняя параметры процесса газификации, можно целенаправленно изменять эмиссионные свойства факела в топке котла.

10.2. ГАЗИФИКАЦИЯ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ

При работе энергетических котлов на твердом топливе снижение выбросов сернистого ангидрида можно осуществлять различными способами, включая добавку к топливу сухих аддитивных присадок, предварительную газификацию топлив, сжигание топлива в кипящем слое, мокрый или сухой способ десульфуризации и т. п.

Одним из перспективных направлений использования твердого топлива в энергетике с минимальным загрязнением воздушного бассейна оксидами серы и другими загрязняющими веществами является газификация угля с последующим сжиганием газообразных горючих продуктов в топках котлов.

Газификацию угля осуществляют с помощью газообразных реагентов: водяного пара, кислорода и водорода. При газификации с водяным паром происходит образование H_2 и CO . Этот процесс является эндотермическим, и теплоту, необходимую для реакции, можно получить, сжигая часть угля в реакторе (автотермический процесс). Необходимую для реакции теплоту можно подводить в реактор и снаружи (аллотермический процесс).

Технологическая схема процесса газификации угля по одному из способов представлена на рис. 10.1. Основными элементами установки являются блок подготовки угольной суспензии, включающий смеситель для добавок к угольному порошку с величиной фракций до 0,1 мм маслообразных присадок, подогреватель суспензии, реактор, радиационный холодильник 3, конвективный холодильник 4, промыш-

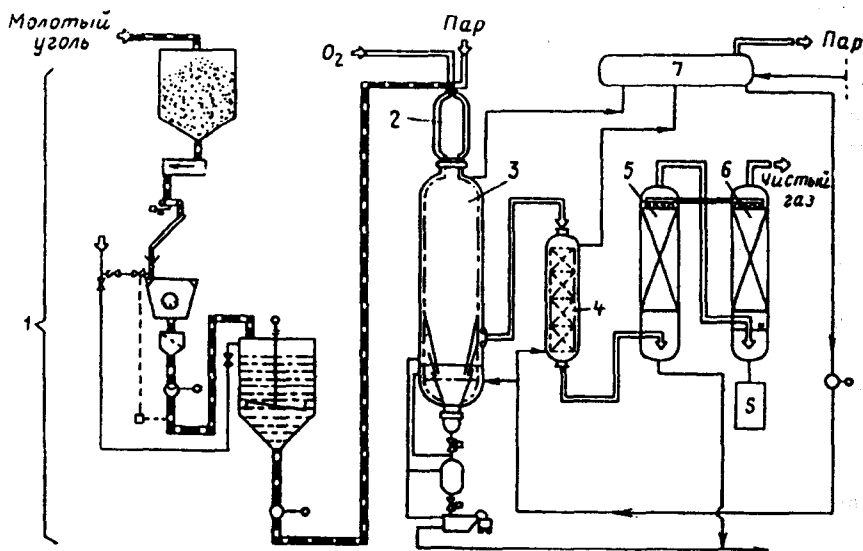


Рис. 10.1. Технологическая схема газификации угля: 1 — блок подготовки угольной суспензии; 2 — реактор; 3 — радиационный холодильник; 4 — конвективный холодильник; 5 — промывочная колонна; 6 — блок очистки от H_2S , CO , S CO_2 ; 7 — паросборник

вочную колонну для очистки газа от твердых частиц и блок очистки газа от H_2S , CO и CO_2 .

Водно-угольная суспензия с содержанием 60–70% свежемолотого угля и оборотной золы насосом под давлением 10 МПа подается из блока 1 в форсунку, установленную в верхней части реактора 2, представляющего собой цилиндрический резервуар, футерованный огнеупорным материалом. В объеме реактора 1 при $1500^\circ C$ происходит автотермический процесс газификации угля. Технологический газ, состоящий из CO , H_2 , CO_2 , пара и небольшой примеси CH_4 , N_2 и H_2S , поступает в холодильник 4 и колонну 5. При охлаждении газа в холодильнике 3 получают насыщенный пар, отводимый через паросборник 7; жидкие шлаки и зола застывают в потоке газа и оседают в воде на дне холодильника, откуда регулярно выгружаются в шлюзовой бункер под холодильником 3. Мелкие частички золы и охлаждающая вода перекачиваются из бункера для повторной подачи на угольную мельницу. Технологический газ из холодильников поступает в промывоч-

ную колонну 5, блок очистки 6 и далее отводится к потребителю или для дальнейшей переработки.

Принципиальная схема установки, в которой реализован способ газификации угля в расплаве железа, приведена на рис. 10.2. В конвертере с расплавом железа одновременно вдуваются угольный порошок, O_2 и небольшое количество известняка для связывания в шлак серы, содержащейся в угле. Продукты газификации ($CO + H_2$) пропускают через котел-утилизатор и два газоочистных блока: грубой очистки (циклон 3) и тонкой очистки (электрофильтр 4), после чего они поступают в газгольдер и далее подаются в котлы 6 электростанции. Шлак периодически удаляют из конвертера, рабочая температура в котором равна $1550^\circ C$, гранулируют и используют в качестве строительного материала или добавки при производстве цемента.

Технология сжигания твердого топлива в кипящем слое, начавшая свое развитие от слоевого сжигания, совершила качественный скачок с переходом к факельному сжиганию пылевидного топлива. Однако в настоящее время прогресс в топливосжигании связывается со слоевыми топочными устройствами, но уже в новом решении в виде топок с кипящим слоем. Реализуются существенно различные схемы сжигания в кипящем слое.

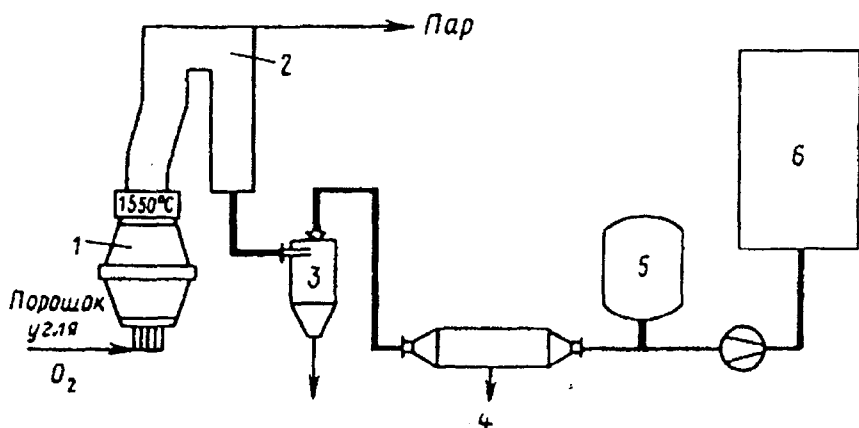


Рис. 10.2. Схема установки газификации угля в расплаве железа: 1 — конвертер; 2 — котел-утилизатор; 3 — циклон; 4 — электрофильтр; 5 — газгольдер; 6 — котлы ТЭС

Псевдооживленный слой — скорость фильтрации газов через слой, находящийся непосредственно над решеткой, до 2 м/с, размер частиц до 10 мм. Достижимая концентрация оксидов азота в дымовых газах 200–400 мг/м³, высота слоя 300–400 мм, гидравлическое сопротивление до 500 кгс/м². Температура в слое от 800 до 1100° С.

Циркулирующий кипящий слой — частицы топлива размером до 3 мм циркулируют во всем объеме топочной камеры при большой скорости газов (7–8 м/с), значительная часть его выносятся из топки и в виде возврата вновь поступает в топку над распределительной решеткой. Плотный слой из крупных частиц в нижней части топки способствует увеличению времени пребывания частиц топлива.

Факельно-кипящий слой, факельно-слоевое сжигание — полидисперсный поток топлива в виде аэросмеси поступает через горелки, мелкие фракции сгорают в факеле, крупные поступают в нижнюю часть топки на слой — кипящий или неподвижный.

Механизм подавления оксидов азота в кипящем слое (в различных его модификациях) связан в основном со снижением температурного уровня процесса, а также с восстановительными процессами в зоне контакта окислов азота с углеродсодержащими частицами.

При сжигании угля в кипящем слое также можно добавлять известняк, связывающий серу топлива. Однако вследствие сравнительно низких температур кипящего слоя (800–900° С) связывание серы происходит в меньшей степени, чем при сжигании угля с добавками известняка в топочном объеме. При сжигании угля в кипящем слое одновременно снижается интенсивность процессов образования NO_x. К недостатку метода сжигания угля в кипящем слое следует отнести необходимость использования большой поверхности кипящего слоя, что не позволяет применять топки с кипящим слоем в котлах традиционных конструкций мощностью свыше 150–180 МВт.

Более высокая мощность топок может быть достигнута при использовании циркулирующего кипящего слоя. Принципиальная схема установки для сжигания угля в циркулирующем кипящем слое при атмосферном давлении приведена на рис. 10.3. В нижнюю часть топки с кипящим слоем подают измельченные в мельницах 2 и 3 уголь и известняк, а из верхней части топки продукты сгорания вместе с твердыми частицами выносятся в циклон 4. Осажденные в нижней

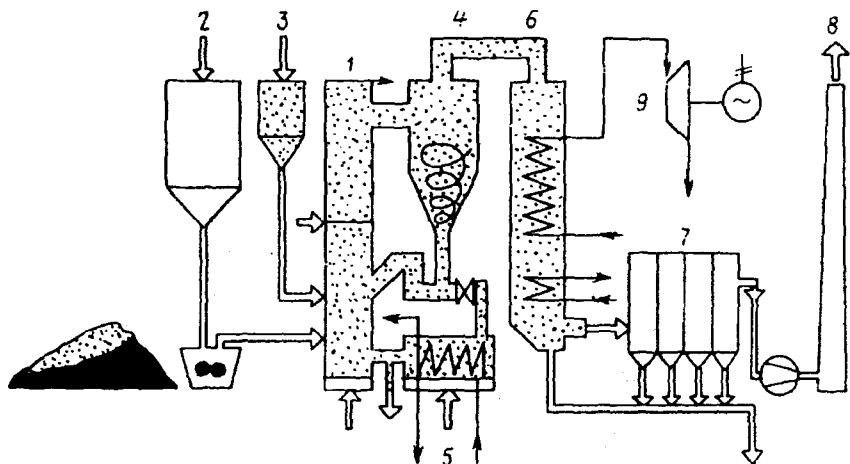


Рис. 10.3. Схема установки для сжигания угля в циркулирующем кипящем слое:
 1 — топка с кипящим слоем; 2 — угольная мельница; 3 — известняковая мельница;
 4 — циклон; 5 — теплообменник; 6 — трубчатка парогенератора; 7 — блок
 пылеочистки; 8 — дымовая труба; 9 — паровая турбина

части циклона твердые частицы через теплообменник вновь подаются в нижнюю часть топки, а продукты сгорания, поступающие из циклона, проходят трубчатку парогенератора и блок пылеочистки 7 и выбрасываются в дымовую трубу. Пар из парогенератора подводят к турбине. Использование установок с циркулирующим кипящим слоем возможно в энергетических блоках мощностью до 400 МВт.

Применение котлов с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС), например, для сжигания кузнецких углей и донецкого АШ может обеспечить снижение вредных выбросов в окружающую среду до нормативных величин при существенном повышении эффективности использования топлива и расширение рабочего диапазона регулирования электрической нагрузки. Низкотемпературное сжигание топлива и ввод известняка позволяют получить минимальные выбросы оксидов азота и серы на уровне не более 200 мг/нм^3 по каждому ингредиенту. Низкая (около 100°C) температура уходящих газов и их скорость менее 1 м/с обеспечивают запыленность газов после электрофильтров не выше 50 мг/нм^3 . За счет эффективного сжигания топлива в ЦКС и утилизации теплоты дымовых газов и золы достигается экономия условного топ-

лива по сравнению с пылеугольными котлами, оснащенными серо- и азотоочисткой. Энергоблоки с котлами ЦКС отличаются высокими маневренными характеристиками. Регулируемый диапазон нагрузок блока (без подсветки растопочным топливом) составит от 100 до 30% номинальной нагрузки.

В России (НПО «Гидротрубопровод») разработаны и реализуются технологии получения и использования водоугольного топлива («ЭКОВУТ») нового поколения — искусственного композиционного топлива, представляющего собой дисперсную топливную систему, создаваемую на основе твердых частиц каменного или бурого угля микронных фракций и воды.

Это топливо предназначено для использования вместо традиционных топлив на тепловых электростанциях, в паровых и водогрейных котлах, обжиговых и плавильных печах, в топках сушильных установок, теплогенераторах систем теплоснабжения и других агрегатах. Оно может успешно сжигаться в слоевых и камерных топках уже установленных и эксплуатируемых котлов и печей любой мощности (от 0,25 до 500 МВт (тепл.) и выше) вместо твердого, жидкого и газообразного топлива.

«ЭКОВУТ» является перспективной основой создания территориальных экологически чистых энергетических комплексов, включающих один завод по производству этого топлива и все топливопотребляющие объекты (тепловые электростанции, отопительные котельные, технологические печи и др.), расположенные в районе размещения комплекса. По физико-механическим характеристикам это топливо аналогично жидкому, поэтому процессы его транспортировки, хранения, ввода в топку котла или печи и сжигания также аналогичны. Важной особенностью топлива является строгое постоянство его состава и свойств (независимо от изменения качества исходных компонентов, в том числе угля), что позволяет эксплуатировать топливопотребляющие агрегаты в оптимальных режимах и производить конечный продукт с высокими технико-экономическими показателями.

Процесс горения «ЭКОВУТ» во всех случаях характеризуется высокой полнотой выгорания топлива (98–99,7%), резким снижением механической и полным отсутствием химической неполноты сгорания топлива, что позволяет существенно повысить эффективность его ис-

пользования, особенно в котлах со слоевым сжиганием угля. Сжигание этого топлива проводится при малых избытках воздуха (3–7%), что также способствует повышению КПД котла.

В зависимости от требований потребителя водоугольное топливо может иметь теплоту сгорания до 21 МДж/кг (из каменных углей) и до 16 (из бурых углей). В процессе производства при необходимости «ЭКОВУТ» может быть деминерализован (со снижением зольности до 1–5%); в него могут быть введены химические присадки, существенно улучшающие свойства этого топлива.

Водоугольное топливо — это экологически чистое топливо. Оно сгорает без образования монооксида углерода, вторичных углеводородов, сажи и канцерогенных веществ; резко сокращается образование оксидов серы (до 70–85%) и оксидов азота (до 80–90%). При сжигании водоугольного топлива летучая зола агломерируется, вследствие чего выбросы твердых частиц также сокращаются на 80–90%.

При сжигании этого топлива обеспечиваются допустимые уровни выбросов загрязняющих веществ с продуктами его сгорания без сооружения капитальных специальных установок по очистке продуктов сгорания от оксидов серы и азота, монооксида углерода, сажи и канцерогенных веществ.

Использование углей в виде водоугольных суспензий объективно переводит этот вид топлива в разряд экологически чистых и открывает путь расширения сферы их использования.

Это топливо производится из антрацитов, каменных и бурых углей любых марок и любой зольности (до $A^d = 50\%$) и из воды любого качества, включая шахтные и промсточные воды. При этом можно таким образом одновременно решить и проблему утилизации сточных вод.

Технология приготовления водоугольного топлива «ЭКОВУТ» включает стандартные процессы мокрого дробления и измельчения его твердой фазы, смешения и сгущения готового продукта, а также процессы деминерализации (если это требует потребитель). Технология не требует применения термических и химических процессов, и поэтому она не капиталоемка и не энергоемка.

Технология приготовления водоугольного топлива является полностью безотходной и экологически чистой; она реализуется путем

компоновки отдельных блоков с использованием серийного оборудования по заданию потребителя.

Реализация технологий производства, хранения, транспорта и энергетического использования угля в виде водоугольного топлива «ЭКОВУТ», разработанных в НПО «Гидротрубопровод» (РФ), позволяет резко сократить потери угля при его транспортировке и хранении, чем резко улучшает экологическую обстановку в районах его использования.

По выполненным оценкам стоимость 1 т у. т. «ЭКОВУТ» на 10–30% выше стоимости 1 т у. т. угля, на 30–50% ниже стоимости 1 т у. т. мазута и на 20–40% ниже стоимости 1 т у. т. природного газа.

Технология приготовления и использования «ЭКОВУТ» отработана в опытно-промышленных условиях на установках мощностью от 1 до 560 МВт. При этом только в России приготовлено и сожжено в котлах тепловых электростанций, промышленных и отопительных котельных разной мощности около 400 тыс. т водоугольного топлива. Блок-схемы приготовления «ЭКОВУТ» приведены на рис. 10.4, 10.5.

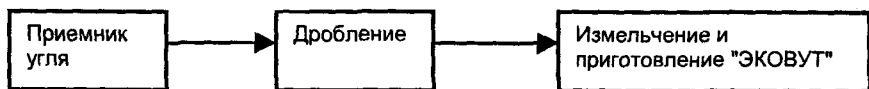


Рис. 10.4. Блок-схема приготовления «ЭКОВУТ» с зольностью, равной зольности исходного угля



Рис. 10.5. Блок-схема приготовления «ЭКОВУТ» пониженной зольности из каменных углей

Все больший интерес вызывает технология газификации углей в схеме ПГУ. По сравнению с паротурбинными энергетическими блоками такие ПГУ наряду с уменьшением удельного расхода топлива могут обеспечить сокращение в 2–10 раз выбросов вредных веществ в атмосферу и более чем в 2 раза — тепловое загрязнение водоемов. Отдельные результаты по газификации углей различными способами представлены в табл. 10.2.

Опытные показатели газификации углей разными способами

Наименование величин	Технология газификации и тип угля						
	В потоке	В кипящем слое		в насыпном слое			
	Бурый	Каменный	Бурый	Антрацит	АШ	Каменный	Бурый
Влажность подаваемого угля, %	10	8–32	–	4,4	2,56	2,2	11,0
Его зольность, %	8–10,5	10,6–32	–	6,8	23,2	16,4	4,1
Теплота сгорания, МДж/кг	21,5	17–27	–	29,4	21,1	27,5	21,7
Теплонапряжение сечения, МВт/м ²	–	6–13	–	22,2	20,24	20,3	25,5
Температура в ядре горения, °С	1800–2000	800–950	900	1780	1730	1730	1640
Температура газа на выходе из газификатора, °С	1400–1600	800–950	900	800	830	860	670
Состав сырого генераторного газа, %:							
СО ₂	10–12	12–15	13,8	1,7	2,2	2,5	4,3
СО	46–50	13–21	25,2	31,0	30,0	28,0	20,9
Н ₂	35–39	15–20	10,1	2,9	3,2	3,8	11,2
СН ₄	0–0,4	1,5–2,5	0,8	0,2	0,3	1,6	3,4
Теплота сгорания сухого газа, МДж/м ³	9,6–10,7	3,45–4,9	–	4,3	4,25	4,52	5,07
Расход угля при испытании, т/ч	35	0,9		2,5		0,1	
Максимальное давление, МПа	3,2	0,3		0,7		0,7	
Дутье	Кислород	Воздух					

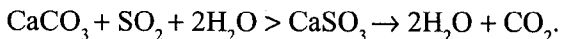
10.3. ОЧИСТКА ДЫМОВЫХ ГАЗОВ ОТ ОКСИДОВ СЕРЫ И АЗОТА

Для очистки дымовых газов тепловых электростанций от двуокиси серы в зарубежной энергетике накоплен значительный опыт применения десульфуризационных установок (ДСУ). Известно около 200 различных способов удаления сернистого ангидрида из дымовых газов, более 25 из них нашли промышленное применение.

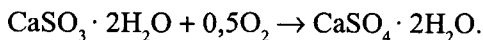
Методы мокрой десульфуризации дымовых газов делятся на нерегенеративные с использованием реагента 1 раз и регенеративные, в которых реагент может быть получен и использован многократно.

К нерегенеративным процессам, получившим широкое распространение, относятся известковые (известняковые) и аммиачные. Среди регенеративных процессов наиболее часто применяется метод двойного щелочения сульфата натрия.

Технологическая схема мокрой известняковой ДСУ предусматривает деление абсорбера на две ступени, что позволяет поддерживать кислотность пульпы на заданном уровне и вырабатывать гипс высокого качества. Процесс очистки по этому способу осуществляется следующим образом. Дымовые газы после золоуловителя охлаждаются в регенеративном подогревателе, а затем в нижней части первой ступени абсорбера орошаются известняковой суспензией с образованием сульфата кальция. При этом происходит реакция



На нейтрализацию 1 кг SO_2 расходуется 1,56 кг CaCO_3 . Для более полного использования в абсорбере нейтрализующих свойств известняка предусматривается рециркуляция промывочной жидкости (15–20 л/м³ газов). Степень очистки газов от SO_2 по этому способу составляет 90–95%. Дымовые газы после очистки и охлаждения в абсорбере до 45° С проходят зону брызгоуловителей, где отделяются капли воды. Затем дымовые газы частично подогреваются неочищенными газами, в результате чего испаряется оставшаяся влага и после дополнительного подогрева выбрасывается в атмосферу. После абсорбера известняковая суспензия в сборной емкости продувается воздухом, в результате чего сульфит кальция доокисляется до нейтрального сульфата — гипса по схеме



Для реализации способа мокрой десульфуризации дымовых газов требуется технологическое оборудование для приготовления тонкоразмолотого известняка и его подачи, получения и отвода пульпы, подачи окислителя, отвода гипса. Часть оборудования требует коррозионностойкого исполнения. Существует много разновидностей реализации приведенного выше способа, с разным количеством выхода товарного гипса. Для повышения эффективности работы ДСУ используется ввод в промывочный раствор тиосульфата, осуществ-

ляется предварительная очистка газов от хлора, разные схемы обезвоживания гипса и т. п.

В качестве примера приведена принципиальная схема установки, в которой реализован один из способов мокрого способа сероочистки для одного из энергетических блоков ТЭС в ФРГ (рис. 10.6). Основные элементы установки: блок подготовки рабочей суспензии (смеси известняка с водой), промывочная башня, блок подготовки гипса, включающий уплотнитель, гидроциклон, ленточный фильтр, сушилка и гранулятор, блок подогрева уходящих газов после промывочной башни и блок подготовки отработанной промывочной воды. Поступающие из промывочной башни уходящие газы после блока подогрева выбрасываются в дымовую трубу, а абсорбированные продукты подаются в башню-окислитель и далее направляются в блок подготовки гипса.

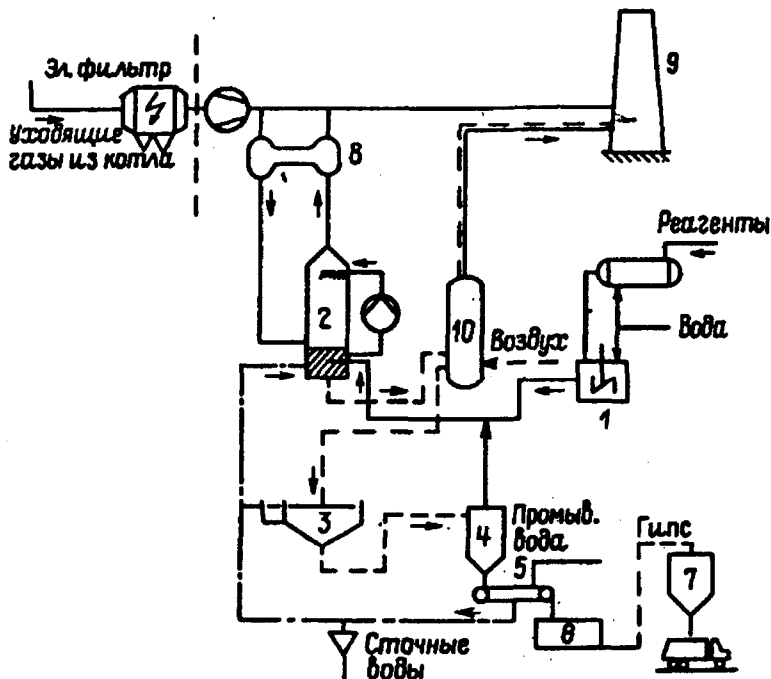


Рис. 10.6. Принципиальная схема установки жидкостной сероочистки уходящих газов: 1 — блок подготовки суспензии; 2 — промывочная башня; 3 — уплотнитель; 4 — гидроциклон; 5 — ленточный фильтр; 6 — сушилка; 7 — гранулятор; 8 — блок подогрева уходящих газов; 9 — дымовая труба; 10 — башня-окислитель

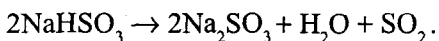
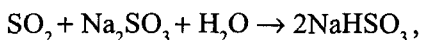
В методе квазисухой сероочистки также применяют добавки промывочной жидкости, однако процесс ведут таким образом, что отработанную промывочную жидкость испаряют и получают лишь твердые конечные продукты. Недостатком этого метода являются определенные трудности при использовании конечных продуктов.

Степень очистки уходящих газов от SO_2 , достигаемая на современных установках мокрого способа сероочистки, превышает 90%. Уходящие газы охлаждаются в промывочной башне до 50°C , их необходимо подогреть перед дымовой трубой до 72°C . Подогрев уходящих газов осуществляют с помощью пароперегревателя (для этой цели используют отработанный пар после турбины) или регенеративного газоподогревателя. При эксплуатации энергетического блока в режиме средней нагрузки для подогрева уходящих газов после промывочной башни установки сероочистки целесообразно использование регенеративного газоподогревателя. Недостатком этого метода является то, что до 5% горячего газа перетекает в чистый газ, в результате чего он загрязняется SO_2 . Для предупреждения этого в холодном тракте газа перед регенеративным газоподогревателем необходима установка отсасывающего вентилятора.

В аммиачном способе десульфуризации дымовых газов в качестве сорбента используется водный раствор аммиака, который вводится путем разбрызгивания перед воздухоподогревателем. В мокром скруббере после промывки водой и окисления промежуточных продуктов происходящих реакций образуется сульфат аммония, используемый в качестве минерального удобрения.

Из регенеративных методов очистки дымовых газов от сернистого ангидрида следует отметить метод, основанный на поглощении его раствором сульфита натрия. В ходе происходящих реакций образуется бисульфат натрия, который под воздействием подводимой теплоты разлагается с выделением водяных паров, сернистого ангидрида и сульфита натрия с последующим образованием его раствора.

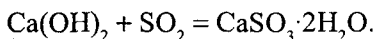
Процесс протекает по схеме



Протекающие процессы регенерации бисульфата натрия позволяют многократно использовать исходные реагенты, а также получать серу или серную кислоту. Аналогичный результат достигается применением регенеративного магнезитового метода. Получаемый сульфат магния на отдельном предприятии перерабатывается с получением высококонцентрированной серной кислоты.

Мокросухой (полусухой) метод распылительной абсорбции основан на применении в качестве реагента гидроксида кальция, разбрызгиваемого в абсорбционной колонке различными способами. Применяются паровой распыл, сжатым воздухом, центробежные распылители. Эффективность очистки по этому способу зависит от отношения Ca/S (1,2–1,5), температуры газов (на 10–30° С выше точки росы водяных паров) и содержания соляной кислоты. При применении этого способа получают побочный продукт ($CaSO_4$), который может использоваться в цементной промышленности. Для большинства углей в качестве золоуловителей можно использовать рукавные фильтры, эффективность работы которых снижается при сжигании углей, содержащих хлориды. В таких условиях более эффективны электрофильтры.

Сухой аддитивный известняковый метод предусматривает ввод в газовый тракт котла тонкоразмолотого известняка. Температура в зоне ввода равна 900–1100° С. При этом происходит обжиг известняка. Образующаяся негашеная известь при $t = 500–800^\circ\text{C}$ связывает (на 30–40%) оксиды серы. В зоне температур газов 130–160° С устанавливается реактор-увлажнитель с впрыскиванием в него воды. При этом негашеная известь переходит в гашеную, которая связывает сернистый ангидрид по схеме



После реактора-увлажнителя сухая смесь золы и сульфита кальция улавливается в золоуловителе и сбрасывается в золоотвал. Степень очистки достигает 70–80%. Наиболее эффективный этот метод для углей с тугоплавкой золой. Замена известняка негашеной известью позволяет сократить расход реагентов в 1,8 раза и эксплуатационные затраты на приготовление суспензии и орошение абсорбера.

Сухие методы могут использоваться в комбинации с другими (в частности, применяют дополнительный ввод раствора аммиака, предварительно увлажняют дымовые газы).

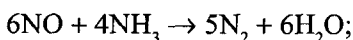
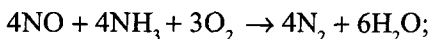
В энергетике стран СНГ ДСУ нашли ограниченное применение, во время как в ряде зарубежных стран они широко используются. Для газомазутных котлов в странах СНГ предпочтение отдано мокрому известняковому способу с получением гипса. Это связано, в первую очередь, с невысокой стоимостью известняка и возможностью получения товарного гипса по отечественной технологии.

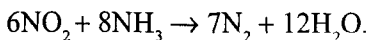
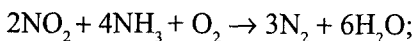
Денитрификация дымовых газов может осуществляться различными способами. Из наиболее известных заслуживают внимания селективное термическое или каталитическое восстановление оксидов азота, электронно-лучевой и абсорбционный способ, применение активированного угля.

Селективный термический метод восстановления оксидов азота основан на вводе аммиака в зону с $t = 870\text{--}1100^\circ\text{C}$ с переходом оксида азота в молекулярный азот. Повышение эффективности применения этого способа достигается путем одновременного ввода водорода, что существенно усложняет конструкцию установок. Применение этого способа сопряжено со значительными трудностями, связанными со строгой дозировкой аммиака. Замена аммиака мочевиной расширяет температурный интервал эффективного применения этого метода.

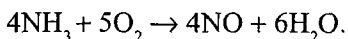
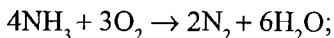
В Японии, ФРГ получил распространение метод (*селективного каталитического восстановления (СКВ)* оксидов азота. Область температур эффективного его применения — $320\text{--}400^\circ\text{C}$. Особенностью этого метода является применение селективно действующего катализатора, ускоряющего реакции взаимодействия аммиака с оксидами азота, сопровождающиеся образованием молекулярного азота и паров воды. Денитрификационные установки могут размещаться как за ДСУ, так и между нею и электрофильтрами.

Процесс каталитической очистки дымовых газов при взаимодействии с аммиаком реализуется за счет протекания реакций:





При неэффективном использовании катализаторов возможно протекание побочных процессов, которые приводят не только к увеличению расхода аммиака, но и дополнительному образованию оксида азота



Применяют пластинчатые и сотовые катализаторы из платины, триоксида вольфрама, молибдена, легированной стали, керамики. Катализаторы должны обладать противокоррозийными свойствами, не снижать каталитических свойств под воздействием сернокислых компонентов, выдерживать циклические температурные нагрузки.

Способ СКВ имеет ряд недостатков: создаются условия для забивания воздухоподогревателя, требуется относительно высокая температура дымовых газов, происходит термическая деформация катализатора, изменяются электрические свойства золы, что особенно важно при применении электрофильтров.

Срок службы катализаторов в денитрификационных установках (ДНУ) составляет для газовых котлов порядка 7 лет, мазутных — 5 и пылеугольных — 3 года. Стоимость катализаторов составляет порядка 50% от стоимости ДНУ. Высокая эффективность работы ДНУ достигается при отношении $\text{NH}_3/\text{NO}_x = 0,82-0,84$. Минимальный «проскок» аммиака обеспечивается при относительно высокой удельной поверхности катализатора в реакторе. Установка оборудования СКВ за сероочисткой облегчает условия работы катализатора, однако при этом требуются затраты на дополнительный подогрев очищаемых дымовых газов.

Одновременная очистка дымовых газов от оксидов серы и азота предполагает создание последовательных ступеней. По одному из способов, разработанному в ФРГ, осуществляется каталитическая очистка дымовых газов от сернистого ангидрида и оксидов азота. Дымовые газы после очистки в электрофильтре при $t = 450-500^\circ \text{C}$ поступают в верх-

нюю часть реактора, где происходит восстановление оксидов азота до N_2 , CO_2 и H_2O , в нижней части реактора осуществляется окисление сернистого ангидрида в серный с последующим образованием серной кислоты. Улавливание сернистого ангидрида достигает 90%.

Электронно-лучевой способ очистки дымовых газов от NO_x и SO_2 основан на возбуждении реакции под действием электронов высоких энергий. При взаимодействии с основными составными частями дымовых газов (азотом, кислородом, водяным паром и двуокисью углерода) образуются возбужденные радикалы и ионы, которые приводят в действие сложный механизм реакции с гомогенными газофазными и гетерогенными газ-жидкость и газ-твердое вещество реакциями, которые способствуют превращению NO_x и SO_2 в другие окислы. При этом образуются первичная серная и азотная кислоты, которые могут быть связаны добавкой нейтрализующих веществ. При использовании аммиака образуется твердый конечный продукт — смесь солей аммиака, используемых в сельском и лесном хозяйстве. Способ реализуется при температуре $80^\circ C$ в дымоходе между сепаратором пыли и дымовой трубой.

Эффективность применения способа подтверждается данными экспериментальных испытаний. При обработке дымовых газов $8000-24000 \text{ м}^3/\text{ч}$ использовался излучатель мощностью 80 кВт и ускоряющим напряжением 800 кВ. Степень улавливания составляла по SO_2 более 95% и по NO_x — выше 80%.

В опытных установках при расходе озона $0,18-0,24 \text{ г}/\text{м}^3$ очищаемого газа и суммарной плотностью орошения около $0,5 \text{ л}/\text{м}^3$ эффективность очистки газов составила по SO_2 — 90–94%, по NO_x — 60–70%. Содержание озона в дымовых газах на выходе из дымовой трубы не превышает $4 \cdot 10^{-5} \text{ г}/\text{м}^3$ при ПДК = $0,16 \cdot 10^{-3} \text{ мг}/\text{м}^3$ (в атмосферном воздухе).

Озонно-аммиачный метод позволяет одновременно осуществлять очистку дымовых газов от сернистого ангидрида и оксидов азота. Технологическая схема очистки газов включает: стадии охлаждения их до температуры $80^\circ C$, обработки в адсорбционном аппарате озоном и поглотительным раствором. Озон окисляет NO до NO_2 , поглотительный раствор позволяет перевести NO_2 и SO_2 в жидкую фазу. Реализация этого способа требует относительно высоких затрат элект-

троэнергии на производство озона. Широкого распространения в энергетике этот способ пока не получил.

Метод использования активированного угля или кокса. В технологической схеме этого метода дымовые газы после электрофильтров направляются в охладитель, где охлаждаются за счет впрыска воды до 120° С, а затем в верхней части абсорбера, заполненного активированным коксом, происходит сорбция SO₂ и частичное восстановление оксидов азота. В нижнюю часть абсорбера вводится аммиак для более полного восстановления оксидов азота и нейтрализации проскока SO₂. Степень десульфуризации газов достигает более 96%, а денитрификации порядка 70%.

В табл. 10.3 приведены ориентировочные стоимостные показатели различных технологий снижения выбросов SO₂ и NO_x в атмосферу с дымовыми газами угольных ТЭС.

Таблица 10.3

Технологии	Удельные расходы	
	на 1 кВт установленной мощности, долл./кВт	на 1 т снижения выбросов SO ₂ или NO _x , долл./т
Снижение серосодержания в исходном топливе	60–120	350–900
Мокрая десульфуризация	200–400	35–650
Сухая десульфуризация	50–100	450–900
Снижение NO _x режимными мероприятиями	5–35	100–450
Денитрификация дымовых газов угольных котлов	75–100	900–3600
Снижение загрязняющих веществ SO ₂ +NO _x при сжигании угля в кипящем слое:		
— при атмосферном давлении	600–1600	200–450
— при повышенном давлении	800–1500	200–400
Применение внутрициклового газификации угля	1300–1900	200–350

11. ТЕНДЕНЦИИ В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПУТЕМ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Развитие топливно-энергетического комплекса страны ориентировано на повышение эффективности использования энергоносителей путем энергосбережения и обеспечения соответствующей экологической обстановки во всех регионах. Основными направлениями работ в этой области являются: разработка и реализация высокоэффективных энергосберегающих и экологических мероприятий, структурно-технологическая перестройка как энергетических предприятий, так и энергоемких отраслей с прекращением роста энергоемкости внутреннего валового продукта (ВВП) и доведением ее до уровня развитых стран.

Научно-технический прогресс в энергетике стран мирового сообщества на перспективный период будет происходить в направлении совершенствования технологий ПГУ, роста эффективности и безопасности АЭС, увеличения объемов использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии как для РБ, так и других стран СНГ. Энергоемкость ВВП в Беларуси значительно превышает уровень, достигнутый индустриально развитыми зарубежными странами, поэтому возможности реализации энергосберегающей политики в РБ относительно высокие.

11.1. ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ

В основу программ энергосбережения в энергетике во всех странах положен принцип сокращения затрат на производство и транспорт тепловой и электрической энергии потребителям без увеличения экологического воздействия объектов энергетики на окружающую среду.

- Мероприятия по энергосбережению принято делить на два типа:
- организационно-технические, направленные в основном на сокращение нерационального использования энергоресурсов без значительных изменений в технической базе;
 - инвестиционно-технологические, ориентированные на освоение и совершенствование энергетического оборудования, по технико-экономическим и экологическим показателям.

Мировое потребление энергии до 2010 г. будет возрастать ежегодно на 1,6%, что ниже, чем за предшествующие 20 лет, когда этот показатель составлял 2,6%.

Развитие энергетики зарубежных стран происходит с преодолением трудностей, связанных с неравномерностью размещения запасов топлива. Энергетическую самообеспеченность имеет небольшое количество государств. В частности, на долю таких государств, как США, ФРГ, Великобритания, ЮАР и Австралия приходится более 80% доказанных запасов угля (без СНГ). Страны Ближнего и Среднего Востока имеют порядка 60% запасов нефти, 44% природного газа. Зависимость от импорта топлива оказывает существенное влияние на темпы развития и структуру энергетики во многих странах, включая Республику Беларусь.

Энергетическое хозяйство многих зарубежных стран характеризуется нестабильностью ресурсной обеспеченности разных отраслей ТЭКа, медленным осуществлением структурных сдвигов в энергобалансе, конъюнктурным подходом к формированию цен на топливные ресурсы, сильным влиянием монополий.

В перспективе в зарубежных странах и странах СНГ планируется проведение работы по совершенствованию техники и технологии добычи и транспорта преимущественно жидких и газообразных топлив. В угледобывающей промышленности намечается привлечение в энергобаланс низкокалорийного и высокозольного топлива с применением новых технических средств для их добычи и транспортировки, созданием экологически чистых технологий их сжигания.

Возрастает интерес к использованию солнечной энергии с применением способов и средств непосредственного преобразования ее в электрическую, а также на гелиоэлектростанциях как малой, так и относительно большой единичной мощности. Масштабы ее использования в

значительной степени зависят от использования технологии производства преобразователей и другого оборудования. Следует отметить, что работы в области гелиоэлектроэнергетики в зарубежных странах проводятся скачкообразно. Например, в 1982 г. на научные исследования в этой области в капиталистических странах было выделено более 1 млрд долл. США. В последние годы ассигнования на эти цели в ряде стран значительно уменьшились.

В структуре энергетики ряда зарубежных стран доля возобновляемых источников энергии неуклонно возрастает. В странах Европейского сообщества в середине 90-х гг. она составляла 5,3%; в Дании — 6,5; Финляндии — 18,3; Швеции — 5,6%. В Японии в 1998 г. на развитие научно-исследовательских работ в области энергетики выделялось 195 млрд иен, в том числе на разработку системных технологий для ЭЭС — 49,3, на новые источники — 12,6.

В Великобритании на ТЭЦ суммарной мощностью 4000 МВт действует порядка 1300 энергоустановок, 90% из них имеют мощность менее 10 МВт. Более 50% всех ТЭЦ используют газовые турбины. За 1990–1997 гг. количество альтернативных источников электроэнергии в Германии возросло втрое — с 5630 до 18221 ед. Количество ветроэнергетических установок увеличилось в 10 раз. Удвоилось количество установок, сжигающих мусор. Во Франции установленная мощность ветроэлектростанций к 2005 г. возрастет с 10 до 250 МВт. Намечается за три года реализовать 16 проектов стоимостью 60 млн долл. США.

Ниже приводятся некоторые сведения по развитию АЭС и освоению нетрадиционных источников энергии в ряде стран.

В Японии к 2000 г. намечалось довести общую мощность АЭС до 45600, а к 2010 г. — до 70500 МВт. Наиболее крупные энергоблоки будут иметь единичную мощность 1350 МВт. Вместе с тем ряд аварий на АЭС Японии усилил оппозицию общественности к ним.

Активно развиваются АЭС в Корее. По объему производимой на АЭС электроэнергии эта страна занимает восьмое место в мире. По надежности энергоблоков корейские АЭС занимают третье место в мире (после Японии и США). К 2010 г. установленная мощность АЭС Кореи должна была достигнуть 25 тыс. МВт. В стране интенсивно ведутся работы по созданию собственной ядерной промышленности,

сооружается энергоблок мощностью 1500 МВт. Корея намерена экспортировать свое оборудование для АЭС в Китай и в КНДР. Китай планирует иметь к 2010 г. АЭС общей мощностью 20 тыс. МВт (4% всей установленной мощности, или 553 тыс. МВт), к 2020 г. — 40–50 тыс. МВт. На Тайване эксплуатируется АЭС с шестью энергоблоками. Намечено еще сооружение АЭС с двумя блоками общей мощностью 1350 МВт. До 2010 г. намечены ввести в строй свои АЭС Индонезия, Таиланд, Филиппины и Вьетнам.

В Японии в 1998 г. построена комбинированная электростанция установленной мощностью 300 кВт, на которой для производства электроэнергии используется энергия солнца и ветра. Общая стоимость такой электростанции — 2,6 млн долл. США, а удельная стоимость 1 кВт мощности не больше, чем у тепловой электростанции. Введена в эксплуатацию мусоросжигающая электростанция мощностью 27 МВт, утилизирующая в день 1500 т мусора. Работает электростанция на топливных элементах, использующая горючий газ, полученный из сточных вод.

На северо-западе Китая имеются три ветряные электростанции общей мощностью 25 МВт (44% всех мощностей ветряных электростанций страны). Намечается сооружение еще 66 ветряных агрегатов, после чего суммарная мощность ВЭС достигнет 70 МВт. На Филиппинах сооружаются две ВЭС по 40 МВт. В Италии введены в эксплуатацию ВЭС мощностью по 9 и 11 МВт. Намечается строительство ВЭС общей мощностью 21,6 МВт, на которой будет установлено 36 ветряных турбин по 600 кВт каждая.

Правительство Греции объявило о поддержке сооружения солнечной электростанции мощностью 5 МВт на фотоэлементах. Подобная станция, по-видимому, будет самой крупной в мире. К 2003 г. ее мощность должна увеличиться до 50 МВт. Европейское сообщество предоставит кредит 10 млн долл. США (общая стоимость первоначально проекта — свыше 17 млн долл.). Самая крупная гелиостанция мощностью 3,3 МВт работает в Италии.

Для автономных систем энергоснабжения отмечается перспективность применения авиационных газовых турбин с выработкой электрической и тепловой энергии. Общий КПД установки может превышать 80%. Такие газотурбинные установки имеют ряд пре-

имущества перед ПГУ и конденсационными турбинами. Основные из них:

- простота конструкции (отсутствует паровая турбина, конденсатор и др.);
- на 15–25% снижен расход топлива;
- в 2–8 раз меньше выброс в атмосферу загрязняющих веществ;
- сокращенные сроки строительства;
- снижение численности обслуживающего персонала;
- в 2 раза по сравнению с ПГУ меньшая стоимость 1 кВт установленной мощности.

В выполнявшихся ранее прогнозах использования нетрадиционных видов источников энергии в энергоснабжении стран единого экономического комплекса предусматривалось, что к 2000 г. их вклад будет составлять 11–12% от первичной энергии. В структуре нетрадиционных источников энергии гидроэнергия должна составлять до 33%, древесина — 29%, нелесная биомасса — 12%, солнечная энергия — 10%, горючие сланцы — 8%, геотермальная энергия — 2%, битуминозные песчаники — 4%, торф — 1,5%, а все остальное — 1%. Видно, что нетрадиционные виды источников энергии могут служить лишь для локальной замены традиционных энергоресурсов.

Государственная политика многих стран в области энергетики ориентирована на поиск оптимальных соотношений темпов экономического роста замедления энергопотребления, на развитие научных исследований в области энергоэкономных технологий. В механизме государственного воздействия на энергетику повышается роль нормативно-правовых актов и непосредственного контроля, финансирования и субсидирования, стимулирования экономии энергоресурсов.

В зарубежных странах в развитии энергетики позиции государственного сектора постоянно укрепляются. Это проявляется во многих сферах. В ряде стран проводится реприватизация отдельных секторов экономики, создаются государственные организации по разработке и поддержке альтернативных энергоисточников, осуществляется гибкая политика цен на энергоресурсы и налогового режима. В большинстве развитых зарубежных стран принимаются меры для облегчения функционирования монополистического капитала в энергетике. В то же время государственная политика в области энергетики отличается гибкос-

тью с изменением подходов к финансированию отдельных направлений, отменой налоговых льгот и прекращением поддержки неэффективных проектов. В целом правительственные действия зарубежных стран также во многом зависят от интересов частных компаний.

Во многих зарубежных странах создана и функционирует система государственного стимулирования внедрения энергосберегающих мероприятий как производителями, так и потребителями энергии. Как известно, основной потенциал энергосбережения принадлежит потребителям топливно-энергетических ресурсов. Поэтому система государственной поддержки энергосберегающей политики ориентирована, в первую очередь, на потребителей энергии. Предусмотрен ряд мер по созданию условий заинтересованности потребителей энергии в повышении энергоэффективности производства. Эти меры включают пропаганду энергосберегающего стиля работы, предоставление информации об эффективности энергосберегающих мероприятий, финансовую поддержку энергоаудитов, выделение грантов на реализацию энергосберегающих мероприятий, введение дифференцированной налоговой политики, разработку стандартов энергоэффективности различного оборудования.

В энергетике ряда зарубежных стран осуществлен переход к моделям хозяйствования, допускающим конкурентные отношения в отрасли. Реализуются механизмы с частичным ограничением монополии электроснабжающих энергокомпаний, а также с организационным разделением естественно монопольных и конкурентных сфер деятельности компаний и созданием условий для появления независимых производителей энергии.

В России и ряде стран СНГ при переходе к рыночным отношениям происходят преобразования предприятий и организаций электроэнергетики в акционированные и частично приватизированные компании. В России активно реализуется система государственного регулирования тарифов на региональном и федеральном уровнях, создается федеральный оптовый рынок электрической энергии. В то же время сложившаяся ситуация в энергетике характеризуется недостаточной ее экономической эффективностью. Это связано с неплатежеспособностью потребителей энергии, ухудшением экономических показателей, недостатком инвестиций.

Основные направления развития электроэнергетики России и стран СНГ:

- техническое перевооружение и реконструкция действующих энергетических мощностей;
- замещение выбывающих основных фондов;
- развитие межсистемных электрических связей;
- демонополизация электроэнергетического рынка.

Значительную роль в развитии электроэнергетики стран СНГ, как и других государств, должна сыграть Европейская энергетическая хартия, которую подписали в Гааге 39 государств Европы, включая Республику Беларусь. Договор к энергетической хартии устанавливает долгосрочное международное сотрудничество в области энергетики, обеспечивает комплексный подход к решению проблем развития ТЭК стран-участниц.

Несмотря на достигнутые успехи в области расширения использования нетрадиционных видов энергоресурсов приоритетными направлениями развития работ в энергетике практически всех стран мира, включая СНГ, являются: энергосбережение в традиционной энергетике, экологически чистые технологии использования топлив, совершенствование ядерной энергетики.

В традиционной энергетике (на ТЭЦ и КЭС) возможности повышения эффективности преобразования энергии топлива в тепловую и электрическую энергию в значительной мере исчерпаны. В прогнозируемый период структура источников энергии в энергетике РБ сильно не изменится. Поэтому актуальными остаются работы по энергосбережению путем совершенствования технологических процессов и оборудования для получения и передачи энергии. Важное место в эффективном энергосбережении страны принадлежит международному сотрудничеству в развитии энергетики, объединении усилий по отдельным направлениям ее развития.

11.2. НАПРАВЛЕНИЕ И СОСТОЯНИЕ РАБОТ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ В ЭНЕРГЕТИКЕ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Результаты достигнутой эффективности политики энергосбережения во всех отраслях народного хозяйства принято оценивать по

динамике изменения энергоемкости ВВП, определяемой потребителями энергии.

Одной из задач, актуальных для энергетики при решении проблем энергосбережения, является возможность сдерживания темпов наращивания установленной мощности энергоисточников на перспективу. Постоянно меняющаяся ситуация с ценами на энергоресурсы, нестабильность развития энергоемких отраслей промышленности и другие факторы во многом обесценивают прогнозы развития отраслей топливно-энергетического комплекса страны, включая и энергетику.

Для снижения темпов наращивания объемов энергетических мощностей необходимо постоянно реализовывать энергосберегающие мероприятия как в энергетике (производителей энергии), так и у потребителей, где резервы экономии ТЭР особенно большие. Реализация потенциала энергосбережения должна сопровождаться определением целесообразности его использования и учетом финансовых средств в соответствии с состоянием экономики. Привлечение финансовых ресурсов из разных источников для реализации программ энергосбережения и охраны окружающей среды может активизироваться при создании условий, обеспечивающих взаимную заинтересованность в них как у производителей энергии, так и потребителей. Необходимо разработать систему государственной поддержки энергосбережения. При этом нужно предусмотреть возвратность средств на поддержку таких мероприятий, налоговые льготы на прибыль, используемую для целей энергосбережения и охраны окружающей среды; льготы на налог на имущество, технику и т. п.; кредитные и таможенные льготы; создать фонды энергосбережения, организовать тендеры на получение средств и т. п.

Особое место должно быть отведено созданию эффективной информационной системы по энергосберегающим и природоохранным мероприятиям, обеспечению соответствующих органов техникой энергетического и экологического аудита, внедрению системы энергетической и экологической экспертизы проектов, разработке системы энергетической и экологической стандартизации энергооборудования и применению санкций за нарушение стандартов и др.

Для достижения более высокой эффективности использования ТЭР в электроэнергетике в первую очередь необходимо:

- преодолеть нежелание производителей энергии вкладывать средства в энергосберегающие и природоохранные мероприятия;
- повысить уровень обеспечения информацией в части значимости энергосбережения и охраны окружающей среды при производстве энергии и во всех сферах ее потребления.

Состояние энергетики РФ характеризуется значительным физическим и моральным износом основного оборудования (в 2000 г. — 25%, к 2010 г. — 60%). Эксплуатируется значительная часть оборудования со средним удельным расходом топлива 440 г/кВт·ч, что существенно превышает технические нормативы. Аналогичная ситуация имеет место и в энергетике РБ. Несвоевременная замена устаревшего оборудования в РФ приводит к перерасходу более 1,2 млн т у. т. Потери электроэнергии в сетях, включая хищение, а также расход на собственные нужды электростанций постоянно растут и находятся на уровне 15–20%. Остаются высокими потери тепловой энергии в тепловых сетях систем централизованного теплоснабжения.

В энергетике РБ более 50% оборудования электроэнергетики исчерпали проектный ресурс работы. Аналогичное положение характерно и для оборудования топливной промышленности. В таких условиях только выбор и обоснование правильных путей развития ТЭК позволяет обеспечить эффективное энергообеспечение всех потребителей энергии и развитие экономики страны в целом.

В РБ, как и в других странах СНГ, существует проблема обновления основных фондов. К 2005 г. электропотребление в РБ должно достигнуть уровня 1990 г. При этом потребуются ввести 3 млн кВт генерирующих мощностей взамен выбывающих.

Освоение новых и возобновляемых источников энергии хотя технически возможно, но отличается высокой капиталоемкостью. Применение НВИЭ сдерживается из-за низкой степени концентрации в них энергии и невысокой эффективности ее преобразования. По этим и другим причинам и в особенности из-за недостаточной проработки и промышленного освоения технологий масштабы использования НВИЭ в перспективе относительно невысокие. В то же время существующее положение не может быть основанием для отказа от развития работ в этом направлении.

К вопросу использования нетрадиционных источников энергии в Беларуси существуют различные подходы. Сторонники НВИЭ ссыла-

ются на зарубежный опыт, где в ряде стран, как было показано выше, такие источники получили значительное развитие. В странах Европейского сообщества выработка энергии НВИЭ достигает 6% и достигнет 8% к 2005 г. К этому периоду, например, в Дании этот показатель составит 12%, а к 2030 г. — 35%. Оптимистично настроенные специалисты в вопросах освоения НВИЭ в Беларуси предлагают разработать программу выбора стратегии и тактики комплекса работ в этом направлении (табл. 11.1).

Таблица 11.1

Энергетический потенциал НВИЭ

Наименование НВИЭ	Значение НВИЭ, млн т у.т./год		
	Источники информации		
	ИПЭ АНБ Весці АНБ, сер. ФТН, № 4, 1992 г.	АНБ, БГУ Неман, № 9, 1993 г.	Международный семинар «Нетрадиционная энергетика, экология, энергосберегающие технологии», Минск, 1993 г.
1. Энергия ветра	2,17	3,0–4,0	1,9
2. Энергия малых рек	0,098	0,25–1,25	0,11
3. Энергия неиспользованного потенциала пара крупных котельных	–	–	0,32
4. Энергия редуцируемого природного газа	–	–	0,25
5. Энергия органических отходов (биомасса)	3,5	2,25–4,5	3,5–4,0
6. Собственные энергоресурсы (торф, дрова, бытовые отходы)	–	1,23	3,0–4,6
7. Солнечная энергия:			
– горячее водоснабжение	4,75	1,95–2,25	2,5–3,7
– электроэнергия	–	–	3,7–5,7
8. Низкопотенциальное тепло, вторичные энергоресурсы	2,0	–	3,5
ИТОГО:	12,52	8,68–13,23	18,8–24,1

По данным Института экономики НАН Беларуси, НВИЭ в республике могли бы сократить на 50% импорт всей потребности в топливе.

Пессимистичное отношение к НВИЭ в Беларуси основывается на результатах их освоения за рубежом, а также их незначительным влиянием на изменение структуры топливного баланса страны. В США Министерством энергетики в 1996 г. на освоение НВИЭ (без ГЭС) затраты составили 9, а за последние 20 лет — порядка 40 млрд долл США. Отмечено, что электроэнергия, получаемая на основе НВИЭ вдвое дороже, чем при сжигании ископаемых топлив. Обращается внимание не только на сомнительность экономики НВИЭ, но и на проблему с обеспечением условий по экологическим требованиям. Существующие или разработанные технологии использования НВИЭ (например энергия ветра, ГЭС) с точки зрения сохранности состояния окружающей среды пока имеют непреодолимые недостатки. Широкое освоение НВИЭ предполагает высокий уровень развития экономики страны, который в настоящее время в Республике Беларусь не достигнут. При ограниченных возможностях вовлечения нетрадиционных источников энергии в энергетический баланс страны (до 5%), они получают дальнейшее развитие за счет использования гидроэнергетических ресурсов, древесных и бытовых отходов.

Для финансирования проектов по нетрадиционной энергетике намечается привлечь средства частных инвесторов. Работы в этом направлении регламентированы Постановлением СМ РБ от 24.04.97 г. № 400 «О развитии малой и нетрадиционной энергетике». Работы по использованию экологически чистых возобновляемых источников энергии будут способствовать развитию собственных технологий и оборудования, которые впоследствии могут стать предметом экспорта.

Приемлемые сроки окупаемости затрат на нетрадиционную энергетiku должны обеспечиваться путем разработки и реализации наиболее простых технических решений и оборудования, выпускаемого на предприятиях республики с максимальным использованием местных материалов.

В целом по республике годовой объем централизованных заготовок дров и отходов лесопиления составляет до 1 млн т у. т. Часть дров поступает населению за счет самозаготовок, объем которых оценивается на уровне 0,3–0,4 млн т у. т. Возможности республики по использованию дров в качестве топлива определены исходя из естественного годового прироста древесины, который приближенно оценивается в

25 млн куб. м или 6,6 млн т у. т. в год. Согласно программе по использованию отходов древесины для производства тепловой энергии прогнозируемый в Республике Беларусь годовой объем древесного топлива к 2015 г. может возрасти до 1,9–2 млн т у. т.

Потенциальная мощность всех учитываемых водотоков Беларуси для строительства малых ГЭС составляет 850 МВт, в том числе технически доступны 520 МВт, а экономически целесообразны 250 МВт. За счет гидроресурсов к концу 2010 г. возможна выработка 0,8 млрд кВт·ч и соответственно вытеснены 250 тыс. т у. т.

Основными направлениями развития малой гидроэнергетики являются:

- восстановление ранее существовавших малых ГЭС (МГЭС) путем капитального ремонта и частичной замены оборудования;
- сооружения новых МГЭС на водохранилищах неэнергетического (комплексного) назначения;
- сооружение МГЭС на промышленных водосборах;
- сооружение бесплотинных (руслowych) ГЭС на реках со значительными расходами воды.

Единичная мощность гидроагрегатов будет находиться в диапазоне от 50 до 500 кВт. Предпочтение будет отдаваться быстро ремонтируемым гидроагрегатам капсульного типа. Все восстанавливаемые и вновь сооружаемые МГЭС в основном должны работать параллельно с энергосистемой, что позволяет значительно упростить схемные и конструктивные решения.

На территории республики выявлено 1840 площадок для размещения ветроустановок с энергетическим потенциалом 1600 МВт и годовой выработкой электроэнергии 6,5 млрд кВт·ч. Однако реализация существующих способов преобразования энергии ветра в электроэнергию с помощью традиционных лопастных ветроэнергетических установок (ВЭУ) в условиях Беларуси пока экономически не оправдана.

Основным направлением использования ВЭУ на ближайшую перспективу до 2005 г. будет их применение для перевода насосных установок небольшой мощности (5–8 кВт) и подогрева воды в сельскохозяйственном производстве. Эти области применения характеризуются минимальными требованиями к качеству электрической энергии, что

позволяет резко упростить и удешевить ВЭУ, а годовая экономия топлива за счет этого направления оценивается на уровне 3 тыс. т у. т.

Для получения объективной оценки возможности использования полного ветропотенциала с помощью новых ВЭУ требуется завершить цикл экспериментальных исследований и определить уровень необходимых инвестиций для развития названного направления.

Реализация работ по энергосбережению в энергетике РБ, как и в других странах СНГ, во многом сдерживается существующей тарифной и ценовой политикой, неплатежеспособностью потребителей энергии, недостатками законодательно-правовой базы в условиях естественных накоплений. В ближайшее время намечается установить цены на топливо и электроэнергию без перекрестного субсидирования с отражением в тарифах в полном объеме всех затрат на производство и распределение ТЭР.

В Республике Беларусь создана законодательно-правовая и нормативно-техническая база в области энергосбережения и охраны окружающей среды, приняты соответствующие постановления Правительства и Минэкономики, нормативные акты, создана иерархическая структура органов государственного управления энергосбережением и охраной окружающей среды, действует система финансовой поддержки путем создания целевых фондов для финансирования энергосберегающих и природоохранных мероприятий, а также ответственности субъектов хозяйствования за состояние использования ТЭР.

12. ШУМОВОЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ТЭС

В Законе об охране атмосферного воздуха шумовое воздействие рассматривается как один из компонентов, загрязняющих окружающую среду. С целью регламентации предельно допустимых шумов на предприятиях, улицах городов и поселков, в жилых районах, в частности находящихся вблизи особенно шумных источников, а также в помещениях производственного, культурно-бытового и жилого назначения разработаны специальные санитарные нормы. Так, уровень шума в производственных помещениях и непосредственно в рабочей зоне цехов, на монтажных площадках и т. п. не должен превышать 70–80 дБА; в жилых районах города днем — 60, а ночью — 50; на магистральных улицах днем в жилых помещениях при закрытых окнах — 45, а ночью — 40 дБА, в других районах городов — соответственно 35 и 30 дБА.

Принято считать, что территории с уровнем шума более 80 дБА относятся к дискомфортным, 40–60 дБА — к относительно дискомфортным, равным 40–60 дБА — к относительно комфортным и с уровнем шума до 40 дБА — к комфортным.

Борьба с шумовыми воздействиями в зонах шумового дискомфорта осуществляется следующими способами:

- путем снижения шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумного оборудования и т. д.);
- в результате снижения шума на пути его распространения (планировка строений, применение специальных искусственных сооружений, использование рельефа местности, озеленение);
- путем снижения шума на объекте;
- повышением звукоизоляционных свойств ограждающих конструкций.

Энергетическое оборудование ТЭС является источником значительного шума. Однако основные источники шума (паровые котлы,

турбины, генераторы, РОУ) расположены внутри помещения главного корпуса ТЭС, вследствие чего обычно не оказывают значительного влияния на прилегающую к ТЭС территорию. От оборудования, расположенного вне главного корпуса, шум может распространяться за пределы территории ТЭС. Это обстоятельство имеет наибольшее значение для ТЭЦ, которые располагаются обычно в городском массиве, и их влияние на район жилой застройки может оказаться существенным.

Воздействие звука характеризуется двумя параметрами — уровнем звукового давления (УЗД) L , дБ, и частотой f , Гц. Вместо УЗД на каждой частоте используют также обобщающую характеристику — уровень звука (УЗ) по шкале дБА. В табл. 12.1 приведены предельные значения уровня звукового давления и эквивалентные уровни звука в территории жилой застройки.

Таблица 12.

Допустимые уровни шума (дБ) и затухание шума в атмосфере

Зона	Среднегеометрические частоты, Гц								Уровень звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Территория жилой застройки	67	57	49	44	40	37	35	33	45
Затухание шума, дБ/км	0	0,7	1,5	3	6	12	24	48	

При расчетах распространения звука используют понятие *уровень звуковой мощности* (УЗМ), дБ, связанный с УЗД соотношением

$$L_p = L + 10 \lg S,$$

где S — площадь замкнутой поверхности вокруг источника, m^2 .

Источником постоянного шума, оказывающего существенное воздействие на окружающий район, являются тягодутьевые машины, газораспределительные пункты, трансформаторы, градирни. Сильными временными источниками являются сбросы продувки пара в атмосферу.

Уровень звукового давления для паровой струи на расстоянии $r = 1$ м определяется

$$L = 17 \lg G + 50 \lg T - 5,$$

где G — расход пара, т/ч;
 T — температура пара, К.

Уровень звукового давления на расстоянии $r = 15$ м равен

$$L_{15} = L - 32,5,$$

а на расстоянии более 15 м

$$L = L_{15} - 20 \lg r/15 - \Delta L_a,$$

где ΔL_a — поглощение звука в атмосфере;
 r — расстояние.

Для уменьшения шума сбросов пара могут применяться глушители шума. Для них УЗ на селитебной территории (жилой застройки) снижается примерно на 30 дБА, УЗД — на 15–35 дБ.

Уровень звуковой мощности для тягодутьевых машин определяется как

$$L_p = L + 10 \lg V + 25 \lg p,$$

где L — критерий шумности (для радиальных машин 20–25, осевых 25–30 дБ);

V — расход газов, м³/с;

p — развиваемое давление, Па.

При работе n одинаковых машин

$$L_p = L_{p1} + 10 \lg n,$$

где L_{p1} — УЗМ одной машины.

На окружающий район влияет шум в месте забора воздуха из атмосферы или на выходе из дымовой трубы. Уровень звуковой мощности на выходе из дымовой трубы

$$L_{p\text{тр}} = L_p - \Delta L_{\text{гт}},$$

где $\Delta L_{\text{гт}}$ — потери мощности в газовом тракте, определяемые по формуле

$$\Delta L_{\text{гт}} = 4,34 \alpha l/D_r,$$

где α — коэффициент звукопоглощения; для металлических газопроводов и дымовых труб $\alpha = 0,04$, для футерованных кирпичом $\alpha = 0,35$;

l — длина газохода (высота трубы), м;

D_r — гидравлический диаметр, м.

Потери мощности звука от поворота на 90° составляют в среднем 3 дБ.

Уровень звукового давления на территории вокруг ТЭС, дБ, на расстоянии r равен

$$L = L_{p, \text{тр}} - 10 \lg 4\pi r^2 - \Delta r/1000, \text{ м},$$

где Δ — затухание звука в воздушной среде (табл. 12.1).

При $f = 1$ кГц затухание $\Delta = 6$ дБ/км. Значение L должно быть не более допустимого для той или иной точки, в противном случае необходимо устанавливать шумоглушитель, снижающий уровень звукового давления на величину

$$\Delta L = L - L_d.$$

Для газоходов больших сечений наиболее эффективны пластинчатые глушители.

Для уменьшения шумового воздействия газотурбинной ТЭС действенной мерой будет такой выбор направленности всасывающего патрубка воздуха ГТУ, чтобы излучение шума на этом патрубке было ориентировано на 180° в противоположном от защищаемого объекта направлении.

Шум в помещении ГРП обусловлен течением газа, его гидродинамикой при дросселировании и образованием скачков уплотнения. Источниками шума являются газопроводы, регулятор, импульсные линии. Для снижения шума от ГРП предусматриваются такие меры, как установка глушителей на выходном коллекторе, изоляция трубопроводов между ГРП и главным корпусом. Шум от ГРП может быть снижен до предельно допустимого звукового давления 80 дБА за счет применения следующих мероприятий:

- строительства зданий ГРП кирпичными с толщиной стен не менее двух кирпичей;
- облицовки внутренних сторон стен и потолка звукопоглощающим материалом;
- покрытия звукоизоляцией газопроводов между ГРП и главным корпусом.

На действующих энергетических объектах необходимо проводить периодические измерения шумовых характеристик оборудования и разрабатывать соответствующие мероприятия. Необходимо шире использовать опыт предприятий судостроительной и авиационной промышленности.

К естественным электромагнитным полям относится магнитное поле Земли. Изменения в геомагнитном поле связаны в основном с солнечной активностью. Усиленный электромагнитный поток, порожденный Солнцем, возмущает магнитное поле Земли, и тогда возникают так называемые «магнитные бури». В период активного Солнца наблюдается увеличение сердечно-сосудистых заболеваний.

Уровень электромагнитных полей, созданных современной цивилизацией, в отдельных районах в сотни раз выше уровня естественных полей. В современном городе источниками электромагнитных полей являются теле- и радиопередающие установки, электрифицированные транспортные линии и линии электропередачи. Токи промышленной частоты (50 Гц) являются сильными источниками электромагнитных волн. Напряженность поля в районах прохождения высоковольтных линий электропередачи может достигать нескольких тысяч и даже десятков тысяч вольт на 1 м (В/м). Наибольшая напряженность наблюдается в месте максимального провисания проводов. Так, при ЛЭП 330 кВ напряженность достигает 5000 В/м, при ЛЭП 500 кВ — 8000 и ЛЭП 750 кВ — 15000 В/м. Однако электромагнитные волны хорошо поглощаются почвой, и уже на расстоянии от линии 50–100 м напряжение поля падает до нескольких сотен или десятков вольт на 1 м. Экранирующий эффект оказывают деревья, кустарники, здания, рельеф местности и т. д.

Действие электромагнитного поля радиочастот зависит от частоты колебания волны. При повышении частоты, т. е. уменьшении длины волны, отрицательное воздействие поля на человека становится более существенным. Электромагнитное поле длинных волн обладает меньшим негативным воздействием, чем поле коротких и ультракоротких волн. Для определения границ зон вредного воздействия электромагнитных колебаний в населенной местности установлены следующие предельно допустимые значения напряженности электромагнитного поля, В/м:

- длинноволновые высокочастотные — 20;
- средневолновые высокочастотные — 10;

- коротковолновые высокочастотные — 4;
- ультракоротковолновые высокочастотные — 2;
- промышленные низкочастотные — 1000.

Длительные или многократные воздействия электромагнитных волн слабой интенсивности приводят к нарушениям ритма сердечных сокращений и уровня кровяного давления, активности мозга, обменных процессов и иммунной активности человеческого организма.

Основными источниками негативного воздействия на человека высокочастотной энергии являются радио- и телепередающие центры и радиолокаторы. Интенсивность такого воздействия зависит от мощности объекта, конструктивных особенностей антенных систем, рельефа местности и т. д. Мощные коротковолновые радиостанции размещаются вдали от жилых застроек. Кроме того, создаются санитарно-защитные зоны, которые делятся на зону строгого режима и зону ограниченного пользования. Территория зоны строгого режима эксплуатируется только радиостанцией, и на ее границах напряженность поля не должна превышать 20 В/м; эта зона ограждается и охраняется. В зоне ограниченного пользования напряженность поля должна быть ниже 20 В/м, а ее периферии — не более 4 В/м. В указанной зоне не допускается жилищное строительство, но разрешается строительство промышленных объектов, гаражей, автостоянок и т. п., где люди находятся в течение не более 8 ч. Обычно ширина зоны строгого режима 50–100 м, а зоны ограниченного пользования — 500–600 м. Рекомендуется удалять границы территории коротковолновых передающих радиоцентров от городов с населением свыше 100 тыс. жителей при мощности передатчика до 5 кВт на расстояние не менее 2 км, 25 кВт — 7 км, 120 кВт и более — 15 км. Напряженность поля в зданиях радиостанций снижается в результате применения планировочных решений, специальных строительных конструкций и т. д.

Территория телецентра или ретранслятора входит в зону строгого режима, на границе которой напряженность поля не должна превышать 5 В/м. В зоне ограниченного пользования напряженность поля должна быть ниже 5 В/м, а на внешней границе — 2 В/м. В зоне строгого режима жилые здания не строят. В зоне ограниченного пользования в результате проведения планировочных и технических мероприятий напряженность поля внутри здания не должна превышать 0,2 В/м.

ЛИТЕРАТУРА

1. Блехцин И. Я., Минеев В. А. Производительные силы СССР и окружающая среда: Проблемы и опыт исследования.— М.: Мысль, 1981.— 214 с.
2. Закон Республики Беларусь (от 26. 11. 92) «Об охране окружающей среды»: Сб. нормативных документов по вопросам охраны окружающей среды /Сост. И. В. Войтов, Р. К. Кожевников, М. Я. Петрова.— Вып. 7.— Мн., 1994.—146 с.
3. Закон Республики Беларусь (от 30. 01. 1997) «Об охране атмосферного воздуха» // Ведомости Национального собрания Республики Беларусь.— Мн., 1997.— № 14 (232).— С. 41–80.
4. Энергетика и окружающая среда /Ф. В. Скалкин, А. А. Канаев, И. З. Кропп.— Л.: Энергоиздат, Ленингр. отд., 1981.— 280 с.
5. Маврищев В. В. Основы общей экологии.— М.: Высш. шк., 2000.— 317 с.
6. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86.— Л.: Гидрометеоздат, 1987.— 92 с.
7. Котлер В. Р. Оксиды азота в дымовых газах котлов.— М.: Энергоатомиздат, 1987.— 144 с.
8. Потапов О. П., Кропп Л. Д. Батарейные циклоны Пылезолоуловители. М.: Энергия, 1977.— 152 с.
9. Рихтер Л. А., Чернов С. Л. Защита окружающей среды при сжигании топлива: Экологически чистая ТЭС // Итоги науки и техники. ВИНТИ. Сер. Тепловые электростанции. Теплоснабжение.— 1991.— Т. 6.— С. 160.
10. Розенфельд Э. И. Повышение эффективности использования газообразного и жидкого топлива //Итоги науки и техники. Сер. Теоретические основы теплотехники. Промышленная теплотехника. ВИНТИ.— М., 1986.— 128 с.
11. Рихтер П. А. Тепловые электрические станции и защита атмосферы.— М.: Энергия, 1975.— 312 с.
12. Внуков А. К. Теплохимические процессы в газовом тракте паровых котлов.— М.: Энергоиздат, 1981.— 296 с.
13. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов тепловых электростанций: Учеб. для вузов / Л. А. Рихтер, Э. П. Волков, В. Н. Покровский; Под ред. П. С. Непорожного.— М.: Энергоиздат, 1981.— 296 с.

14. Гохберг Ж. Л., Захаров М. С. Методы и приборы автоматического контроля выбросов ТЭС.— М.: Энергоатомиздат, 1986.— 144 с.
15. Стриха И. И. Низкотемпературная коррозия и эколого-экономические показатели котельных установок тепловых электростанций.—Мн.: НИГП «БелТЭИ», 1998.— 300 с.
17. Ермашкевич В. Н. Возобновляемые источники энергии в Республике Беларусь: Прогноз, механизмы реализации // Энергия и менеджмент.— 2000.— № 1.— С. 35–38.
18. Роберт Л., Бредли. Энергия из возобновляемых источников — недорогая, неэкологичная // Энергия и менеджмент.— 2000.— № 1.— С. 35–38.
19. Рихтер Л. А., Елизаров Д. П., Лавыгин В. М. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций.— М.: Энергоатомиздат, 1987.— 216 с.
20. Делягин Г. Н., Лебедев В. И., Пермяков Б. А. Теплогенерирующие установки.— М.: Стройиздат, 1986.— 559 с.
21. Пал М. Х. Энергия и защита окружающей среды / Пер. с нем.— Падерборн: Изд-во FIT — Verlag, 1996.— 449 с.
22. Соловьев Ю. П. Вспомогательное оборудование паротурбинных электростанций.— М.: Энергоатомиздат, 1983.— 200 с.

Учебное издание

СТРИХА Иван Иванович
КАРНИЦКИЙ Николай Борисович

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ:
АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ**
Учебное пособие

Ответственный за выпуск А. П. Аношко
Редактор В. Н. Гурьянчик
Технический редактор Т. Н. Слесарчук
Корректор Т. И. Луневич

Слано в набор 25.06.2001. Подписано в печать 06.11.2001.
Формат 60×84/16. Бумага офсетная. Печать офсетная. Гарнитура Таймс.
Уч.-изд. л. 20,5. Усл. печ. л. 21,9. Тираж 500 экз. Заказ 784.

Налоговая льгота – Общегосударственный классификатор
Республики Беларусь ОКРБ 007-98, ч. 1; 22.11.20.100

Издательство УП «Технопринт», ЛВ № 380 от 29.04.1999
Отпечатано на УП «Технопринт», ЛП № 203 от 26.01.1998
220027, Минск, пр-т Ф. Скорины, 65, корп. 14, оф. 215, тел. 231-86-93