БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Факультет Энергетический

Кафедра Тепловые электрические станции

СОГЛАСОВАНО
Заведующий кафедрой

_____Н.Б. Карницкий

23 февраля 2017 г.

СОГЛАСОВАНО
Декан

_____ К.В.Добрего

23 февраля 2017 г.

ЭЛЕКТРОННЫЙ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЕ

Природоохранные технологии на ТЭС

для специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции»

Составители:

проф. Карницкий Н.Б.

доц. Чиж В.А.

ст. препод. Нерезько А.В.

Рассмотрено и утверждено

на заседании Совета энергетического факультета

«23» февраля 2017 г.,

протокол № 6

Перечень материалов

1. **Теоретический раздел:**
   - «Природоохранные технологии на ТЭС» - курс лекций;
2. **Практический раздел:**
   - «Природоохранные технологии на ТЭС» - методики расчетов вредных выбросов;
3. **Контроль знаний:**
   - «Природоохранные технологии на ТЭС» - перечень вопросов, выносимых на экзамен;
4. **Вспомогательный раздел:**
   - «Природоохранные технологии на ТЭС» - учебная программа для учреждения высшего образования.

Пояснительная записка

Целью создания ЭУМК является приобретение студентами знаний для расчета количеств вредных выбросов при выработке электроэнергии и теплоты на ТЭС, проектировании топливосжигающих установок, генерирующих эти выбросы, а также систем очистки уходящих газов и жидких сбросов в экосистему.

Основной задачей преподавания дисциплины является подготовка специалистов для проектно-конструкторской и эксплуатационной деятельности на ТЭС и АЭС с использованием современных методов расчетов выбросов вредных веществ и способов их улавливания и обезвреживания.

Во время изучения дисциплины студенты знакомятся с опытом проектирования систем газоочистки и очистных устройств для жидких стоков, изучают передовые технологии и методы по снижению выбросов в атмосферу и водную среду.

Задачами ЭУМК являются: изучение законодательства и нормативных документов в области природоохранных технологий, используемых при проектировании очистных устройств различного назначения, изучение физико-химических явлений, влияющих на генерацию вредных веществ в газообразных продуктах топливоиспользующих установок, а также в сточных водах электростанций, освоение технологии выполнения и оформления технической документации экологического характера на проектируемый и действующий объекты энергетики.

Особенности структурирования и подачи учебного материала:

- теоретическая часть включает в себя курс лекций по дисциплине «Природоохранные технологии на ТЭС» и содержит 6 разделов по выбросам

ТЭС и АЭС и их влиянию на окружающую среду, в том числе оксидов азота и серы, золы и сточным водам;

- практическая часть состоит из методик расчета количества вредных выбросов в уходящих газах топливоиспользующих установок, а также сточных вод ТЭС;

- раздел контроля знаний содержит вопросы к экзамену;

- вспомогательный раздел содержит учебную программу по дисциплине «Природоохранные технологии на ТЭС».

Рекомендации по организации работы с УМК (ЭУМК): Материалы данного электронного учебно-методического комплекса можно использовать при выполнении дипломных проектов, посвященных проектированию ТЭС и АЭС, оценки воздействия выбросов на окружающую среду.

Полученные знания при изучении данного электронного учебно-методического комплекса предназначены для формирования научного мышления и профессиональной ответственности инженеров энергетического профиля, которые должны явиться основой для приобретения умения проектирования очистных систем тепловых и атомных электрических станций.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. КУРС ЛЕКЦИЙ 6
1.1. ВВЕДЕНИЕ. РОЛЬ ЭНЕРГЕТИКИ В ВОПРОСАХ ЭКОЛОГИИ. ВЫБРОСЫ ТЭС И АЭС И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ 6
1.2. СОСТАВ И СТРУКТУРА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА. ВИДЫ ЕГО ЗАГРЯЗНИТЕЛЕЙ 21
1.3. НОРМИРОВАНИЕ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ 38
1.4. ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ВЫБРОСОВ И КОНТРОЛЬ ВОЗДУХООХРАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ТЭС И КОТЕЛЬНЫХ 51
1.5. РАСЧЕТ КОНЦЕНТРАЦИЙ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ 89
1.6. ОЦЕНКА УЩЕРБА ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ 104
1.7. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ПРОДУКТАХ СГОРАНИЯ ТОПЛИВ . 118
1.8. ЗОЛОУЛАВИТЕЛИ НА ТЭС 157
1.9. ВЫБРОСЫ ОКСИДОВ АЗОТА НА ТЭС. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ ОКСИДА АЗОТА ОТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОТЛОВ 201
1.10. ВЫБРОСЫ ОКСИДОВ АЗОТА НА ТЭС. ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИЯ И ДЕНИТРИФИКАЦИЯ ТОПЛИВ И ИХ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ 2322
1.11. СТОЧНЫЕ ВОДЫ ТЭС 2511
2. **ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ** 269
2.1. РАСЧЕТНЫЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ 269
2.3. ТИПЫ ДЫМОВЫХ ТРУБ 299
2.4. ПРИМЕР РАСЧЕТА БАТАРЕЙНОГО ЦИКЛОНА 308
2.5. ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗОЛОУЛОВИТЕЛЯ С ТРУБОЙ ВЕНТУРИ 309
2.6. ВЫБОР И РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОФИЛЬТРОВ 310
3. ПЕРЕЧЕНЬ ВОПРОСОВ, ВЫНОСИМЫХ НА ЭКЗАМЕН 317
4. **УЧЕБНАЯ ПРОГРАММА** 321

Электронный учебно-методический комплекс

Теоретический раздел

ПРИРОДООХРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ТЭС

КУРС ЛЕКЦИЙ

Минск 2017

1. КУРС ЛЕКЦИЙ

1.1. Введение. Роль энергетики в вопросах экологии. Выбросы ТЭС и АЭС и их влияние на окружающую среду

1.1.1. 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 невозможности 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.

Деградация 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):

- занятие 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.

В энергетике РБ в последнее время ежегодно сжигается порядка 12 млн. т у. т. В структуре топливного баланса природный газ превышает 90 %, остальное –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, оксиды 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.

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 водоохранных 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 природопользования. В рамках настоящего пособия более подробно будет рассмотрено два направления (п. 4 и 5 согласно классификации 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 среды, 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

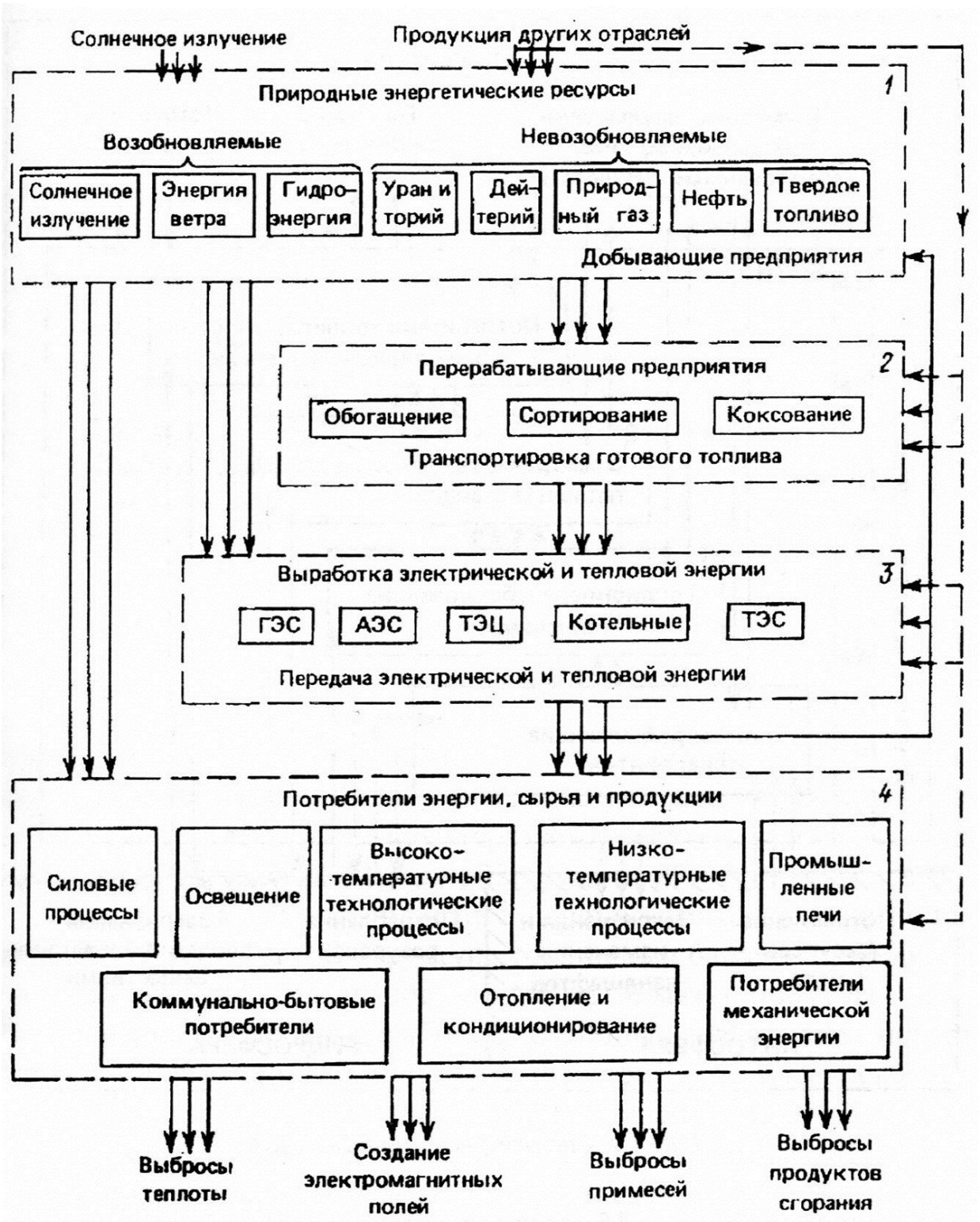


Рис. 1.1. Схема основных связей в большой системе «Энергетика»

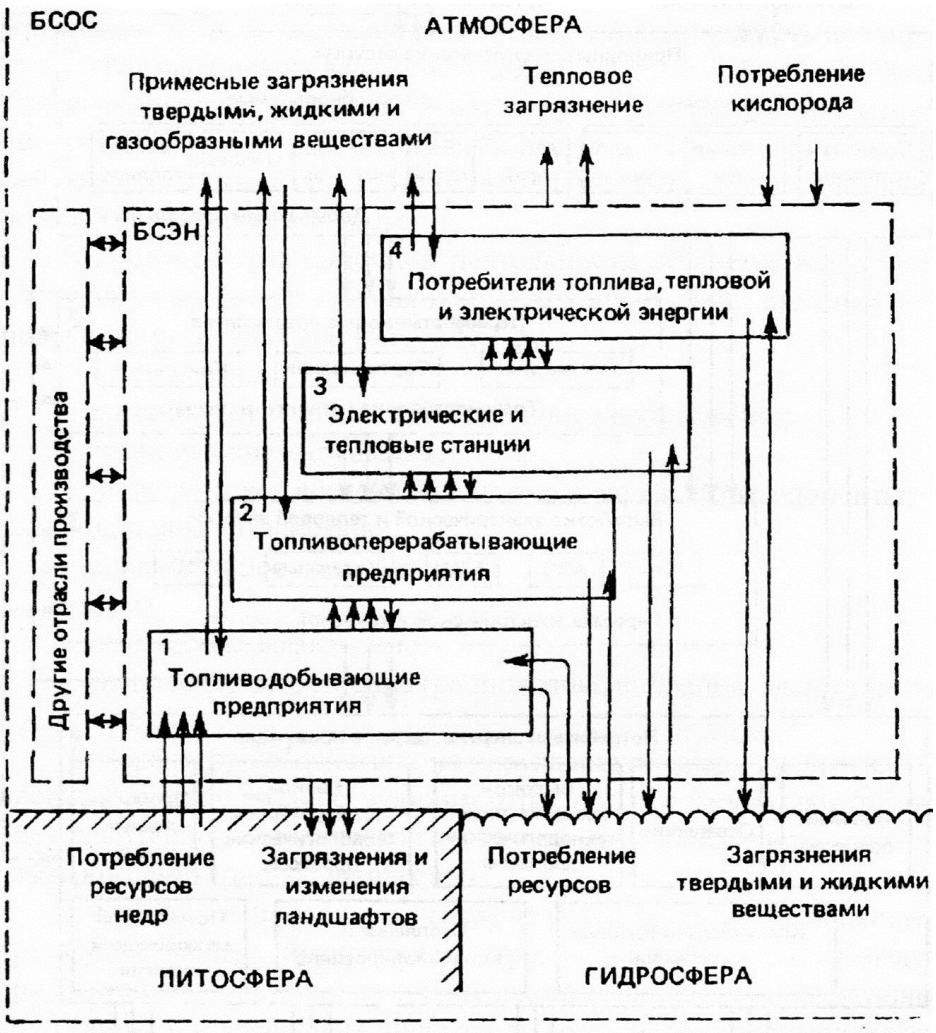


Рис. 1.2. Структурная схема БСЭНОС

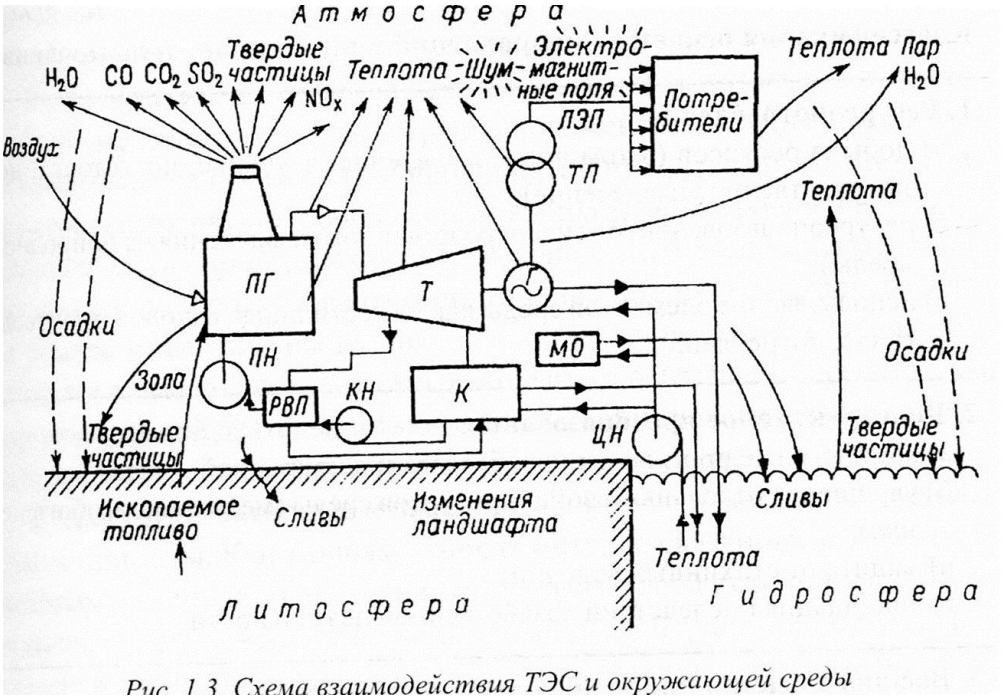


Рис. 1.3. Схема взаимодействия ТЭС и окружающей среды

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;

площадь 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 фонового загрязнения, исходного состояния природных объектов, уязвимости местных экосистем, наличия особо охраняемых природных объектов, а также с использованием информации об экологических 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 возникновения (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; динамика этих показателей; заболеваемость работающих с временной утратой трудоспособности; профессиональная 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 экономических последствий реализации проектных решений, в том числе мероприятий:

обеспечивающих соблюдение отраслевых природоохранных норма-тивов;

по снижению ненормируемого воздействия;

по предупреждению и ликвидации экологических, социальных и экономических последствий возможных аварийных ситуаций;

по восстановлению ранее 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 экономи-ческих 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.

1.1.2. 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 обеспечивают 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 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 экспертов; 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.

1.1.3. 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 внутреннего 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, обусловливающих 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 исчерпывающим, и они характеризуют только основные из них и дополняются новыми понятиями по мере развития основ природопользования.

1.2. СОСТАВ И СТРУКТУРА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА. ВИДЫ ЕГО ЗАГРЯЗНИТЕЛЕЙ

1.2.1. 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 атмосфры, %	
	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 у экватора	 0,2 2,6	 — —
Озон: в тропосфере в стратосфере	 0,000001 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 ижних 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 $м^3$ чистого воздуха содержится от 100 до 300 млн. пылинок. Частицы атмосферного аэрозоля нередко служат центрами конденсации атмосферной влаги, что является причиной образования туманов, и влияют на другие физические процессы, происходящие в атмосфере (разряды 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 называеый 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/м^3) 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 инфракрасную радиацию земной поверхности и обменивается теплотой с земной поверхностью путем теплопроводности и фазовых переходов воды.

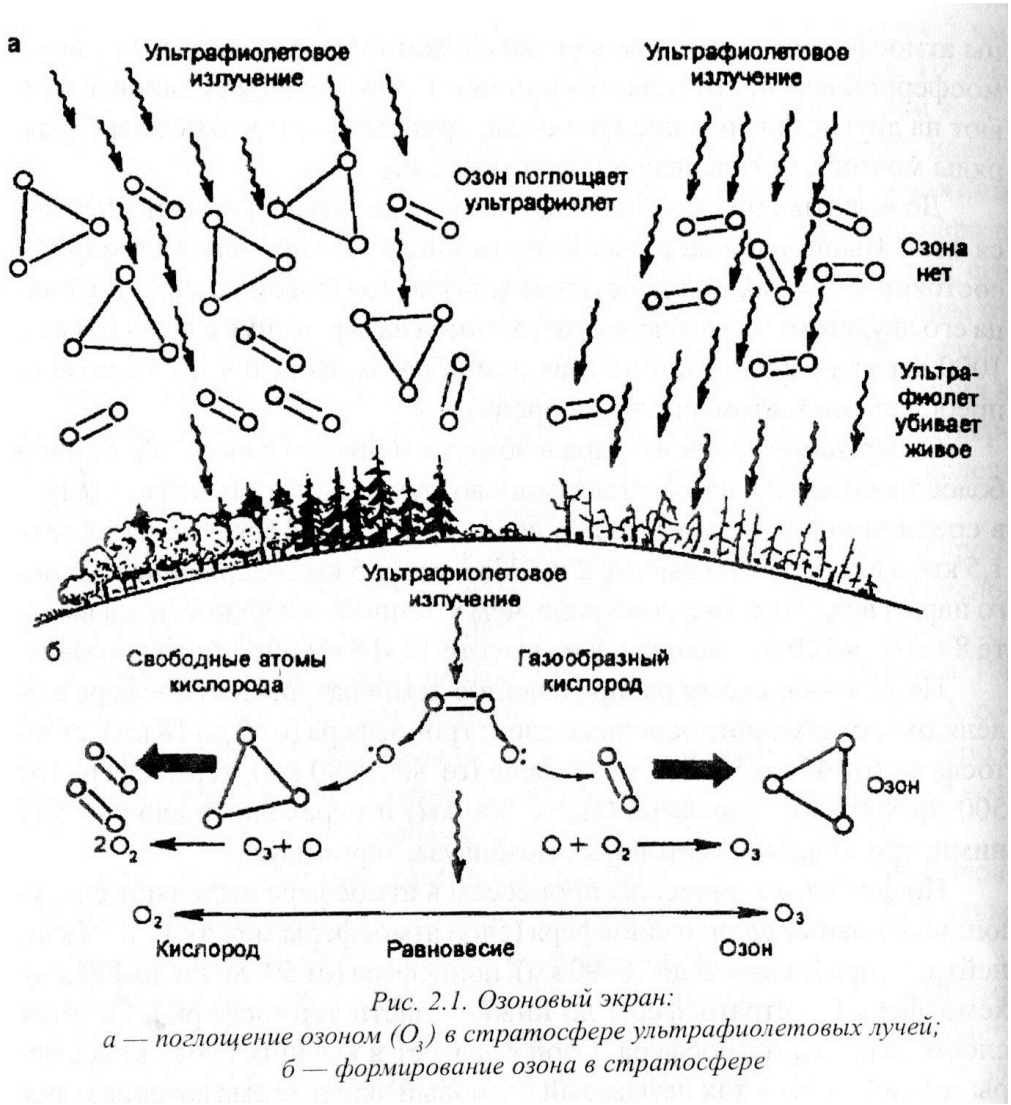


Рис. 2.1. Озоновый экран:
а — поглощение озоном (O_3) в стратосфере ультрафиолетовых лучей;
б — формирование озона в стратосфере

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 тропосферы 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 °С;

относительная влажность воздуха φ = 0 %;

плотность воздуха ρ = 1,225 кг/м^3.

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: атмосферлное

Таблица 2.2

Основные загрязнители атмосерного воздуха

Загрязнители	Основные источники		Среднегодовая концентрация в воздухе, мг/м^3	Химические процессы взаимодействия с окружающёей 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 (около $240 \cdot 10^6$ 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 общего 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_2SO_4	Заболевания дыхательных путей	Хроническое поражение растений, снижение урожайности в сельском хозяйстве, уничтожение лесов
Оксиды азота NO_x	Лесные пожары ($770 \cdot 10^6$ т/год – около 93 % от общего количества)	Окисление атмосферного азота и азота топлива при высокой температуре – энергетика, промышленность, автомобили (около $55 \cdot 10^6$ т/г – 7 %)	В районах с развитой промышленностью и автотранспортом – до 0,2, в других – до 0,05	В процессах горения образуется 95–100 % NO, который окисляется в атмосферном воздухе до NO_2 атмосферным озоном. В выбросе отопительных установок, газовых турбин и дизелей – 70–90 % NO, 10–30 % NO_2	Уменьшение 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 общего количества)	Неполное сгорание топлива (автомобили, промышленность до $250–350 \cdot 10^6$ т/год – 90–95 %)	1–50 (в зависимости от интенсивности автотранспорта, близости металлургических производств)	Медленное окисление до CO_2 в нижнем слое атмосферы. В целом химическая инертность по отношению к другим компонентам городской атмосферы	То же	Никакого воздействия на высшие растения при концентрации менее 1 мг/м^3
Летучие углеводороды и их продукты	Лесные пожары, поступления природного метана (из почвы болот) и природных терпенов ($2600 \cdot 10^6$ т/год – 97 %)	Неполное сгорание органического 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 CO и O_3 с образованием альдегидов, кислот и других 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	—	Неполное сгорание органического топлива в стационарных установках и двигателях автомобилей и самолетов, выбросы химических, металлургических, нефтеперерабатывающих и асфальтобетонных 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

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.

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 $2{,}0 \cdot 10^8$ т), двуокись серы SO_2 ($7{,}3 \cdot 10^7$ т/год), оксиды азота NO_x ($1{,}5 \cdot 10^7$ т/год), взвешенные вещества $(9{,}6 \ldots 26) \cdot 10^{10}$ т), углеводороды C_nH_m, углекислый газ CO_2 ($1{,}5 \cdot 10^{10}$ т/год, в том числе в результате сжигания ископаемого топлива $5 \cdot 10^9$ 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.

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.

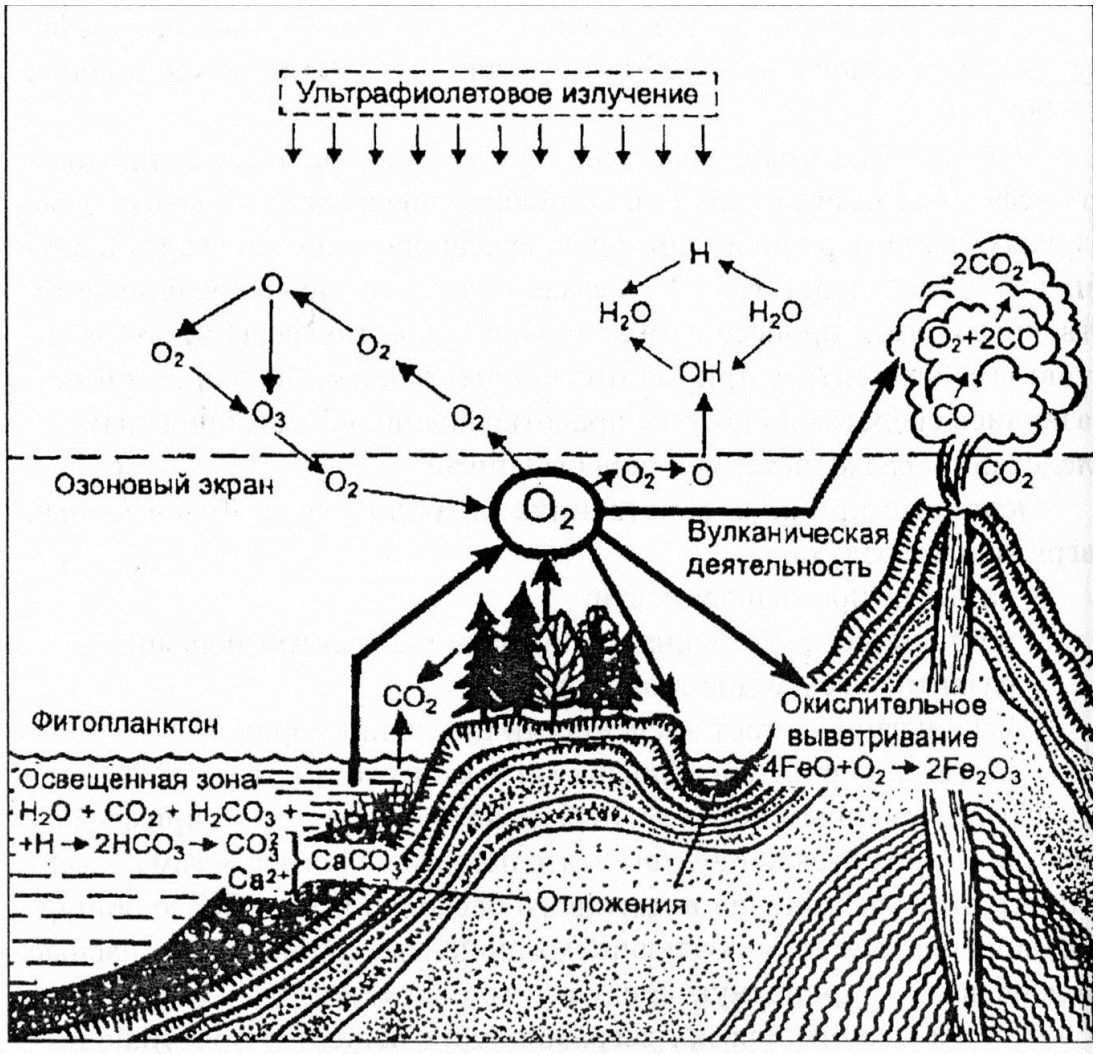


Рис. 2.2. Круговорот кислорода в биосфере

1.2.2. 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 време-ни).

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.

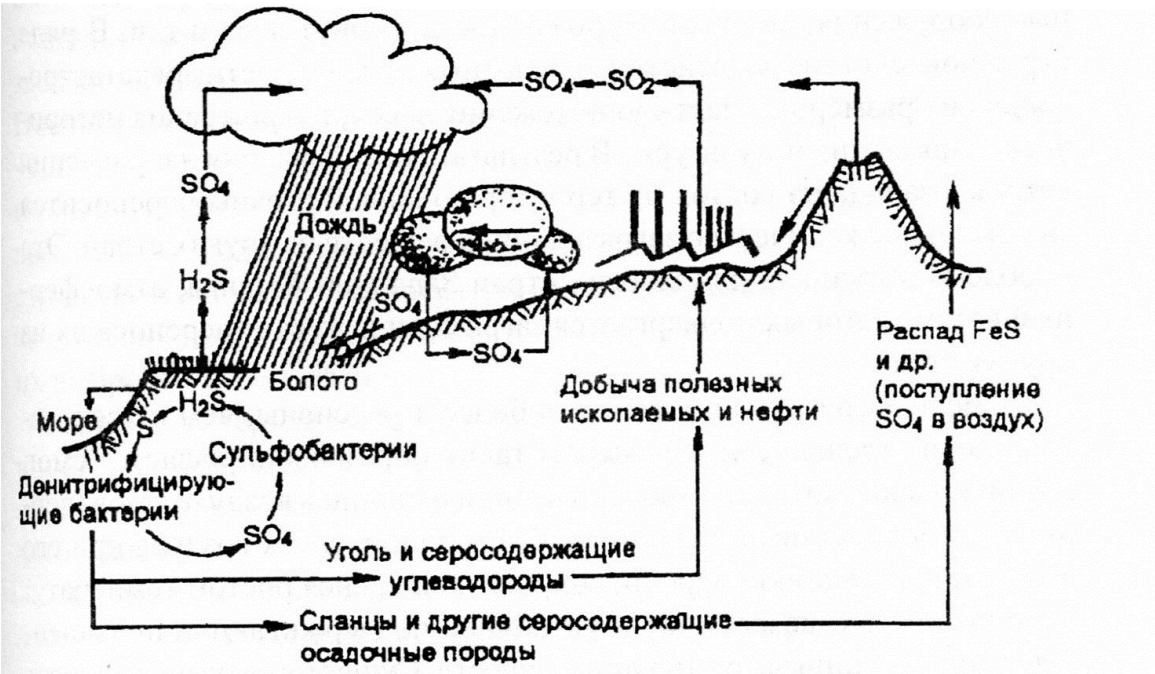


Рис. 2.3. Круговорот серы в биосфере

Таблица 2.3.

Классификация выбросов по составу

Класс состава выбросов					
I		II			
Газообразные и парообразные выбросы		**Жидкие выбросы**			
Группа	**Химический** состав	**Группа**	**Химический** состав	Подгруппа	Размер частиц, $м \cdot 10^{-6}$ (мкм)
1	***Сернистый ангидрид***	1	**Кислоты**	1	Менее 0,5 включительно (супертонкий туман)
2	***Окись углерода***				
3	***Окислы азота (в пере-*** счете на NO_2), в том числе двуокись азота				
4	***Фтористые соединения*** (в пересчете на фтор-ион), в том числе фтористый водород	2	**Щелочи**	2	Свыше 0,5 до 3 включительно (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 соедине-*** ния				
12	***Углеводороды – всего,*** из них:	4	**Растворы жид-** ких металлов и их солей		
13	***предельные***				
14	***непредельные***				
15	***ароматические***				
16	***Фенол***				
17	***Кислород содержащие*** органические соединения	5	**Органические** соединения	4	Свыше 10 (брызги)
18	***Азот содержащие орга-*** нические соединения				
19	***Прочие***				

Окончание табл.

Класс состава выбросов					Массовый выброс	
III				IV	т/сутки	**Индекс** группы массового выброса
Группа	**Химический** состав	Под-группа	**Размер** частиц. м·10^{-6} (мкм)	**Смешан-**ные выбросы		
1	***Канцерогенные*** вещества	1	**Менее** 1 включительно		Менее 0,01 включительно	1
2	***Свинец, соедине-*** ние свинца в пересчете на Pb	2			***Свыше 0,01*** до 0,1 включительно	2
3	***Органическая пыль***	3	Свыше1 до 10 включительно		***Свыше 0,1*** до 1,0 включительно	3
4	***Неорганическая*** пыль	4	Свыше 10 до 50 включительно		***Свыше 1,0*** до 10 включительно	4
5	***Сажа***					
6	Смолистые вещества		Свыше 50		***Свыше10*** до 100 включительно	5
7	Прочие				***Свыше 100***	6

1.2.3. 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 бензпирен).

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. Круговорот серы в биосфере приведен на рис. 2.3.

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 монооксью (NO) и в незначительном количестве двуокисью (NO_2). 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 их выбросов в атмосферу.

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

Окись углерода при воздействии на человека или животных ослабляет организм и ускоряет поражение различными заболеваниями. При отравлении окисью углерода характерна быстрая утомляемость, головная боль, одышка, нарушение сна, сердцебиение и т. п. В сочетании с некоторыми другими веществами вызывает повреждение растений. В природе постоянно происходит процесс самоочищения 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.

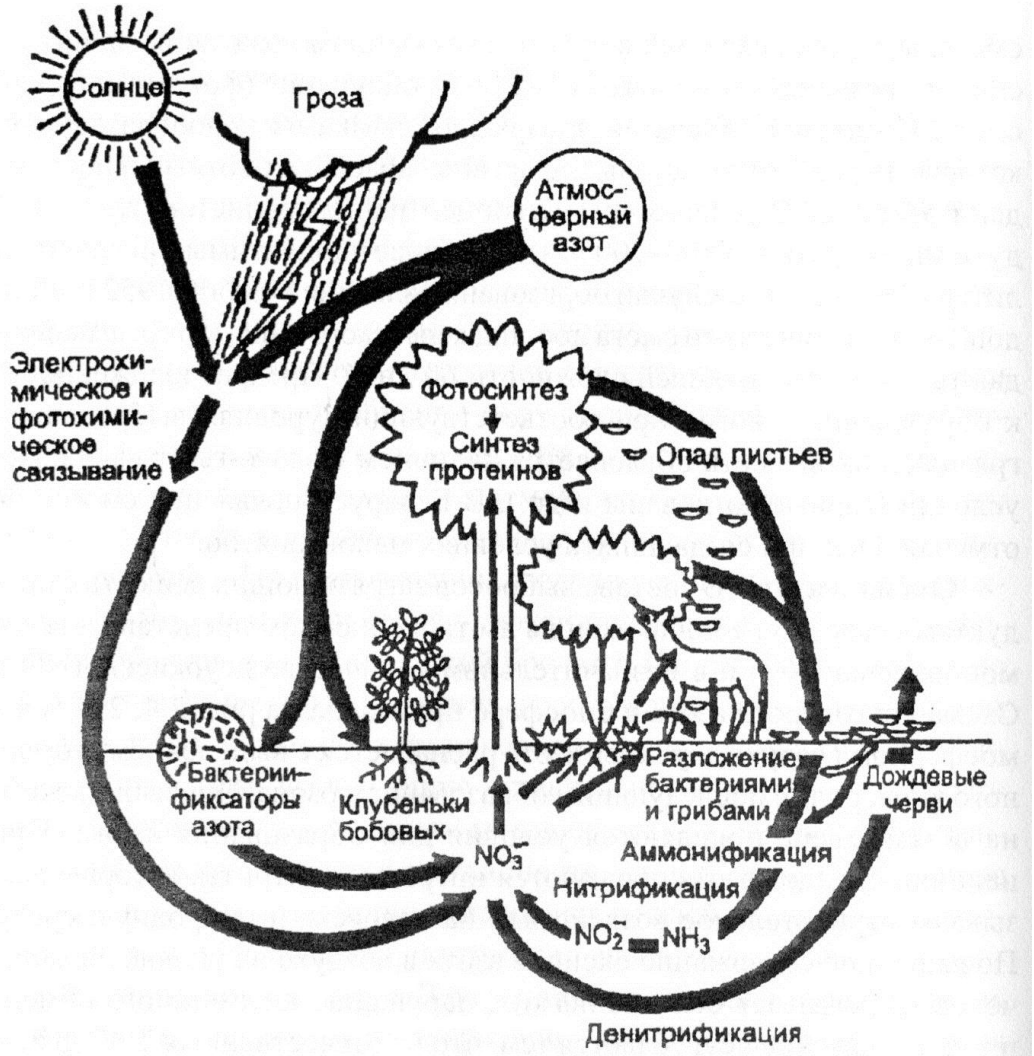


Рис. 2.4. Круговорот азота в биосфере

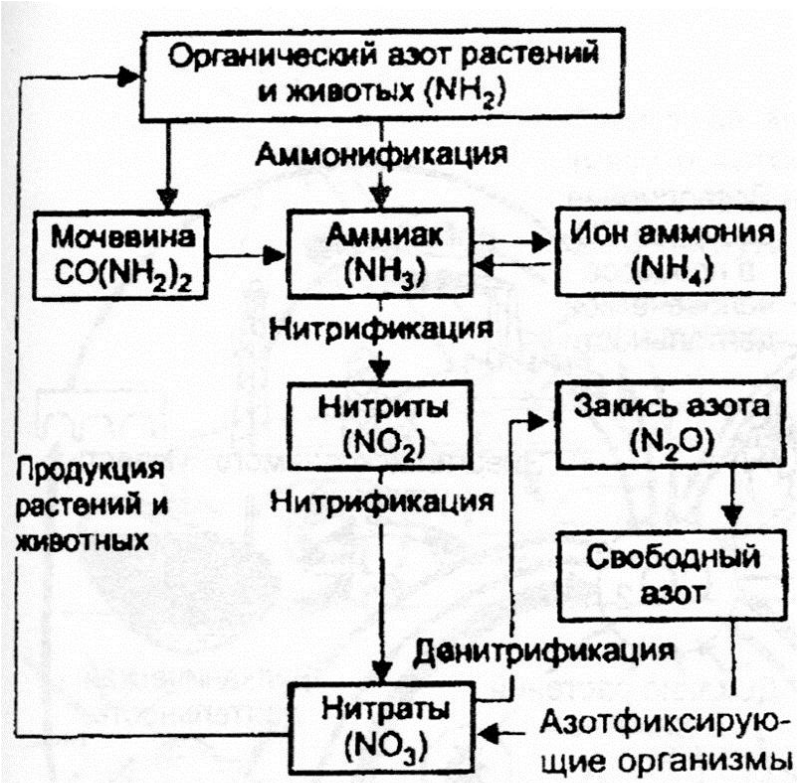


Рис. 2.5. Схема круговорота азота в биосфере

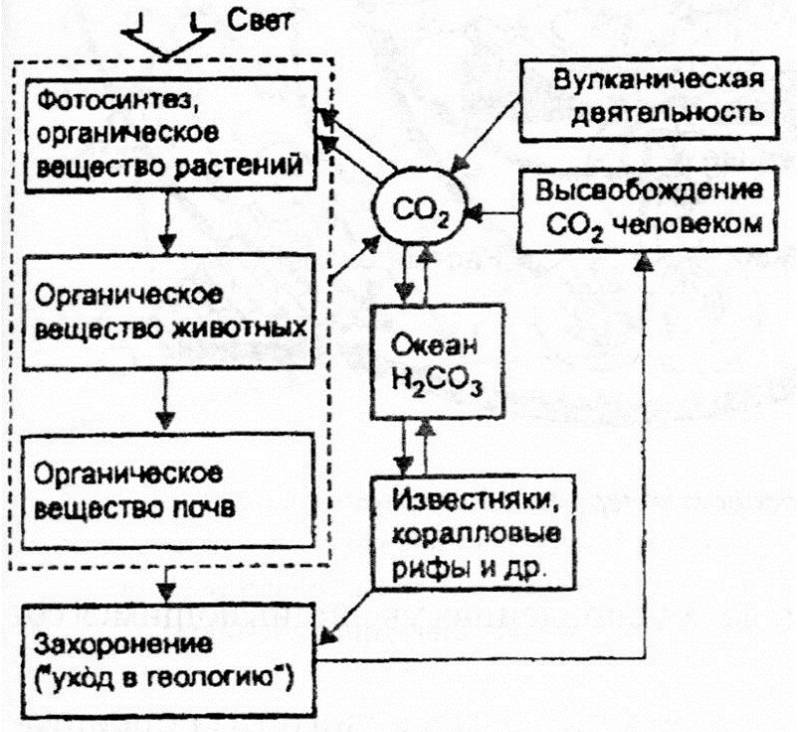


Рис. 2.6. Схема круговорота углерода в биосфере

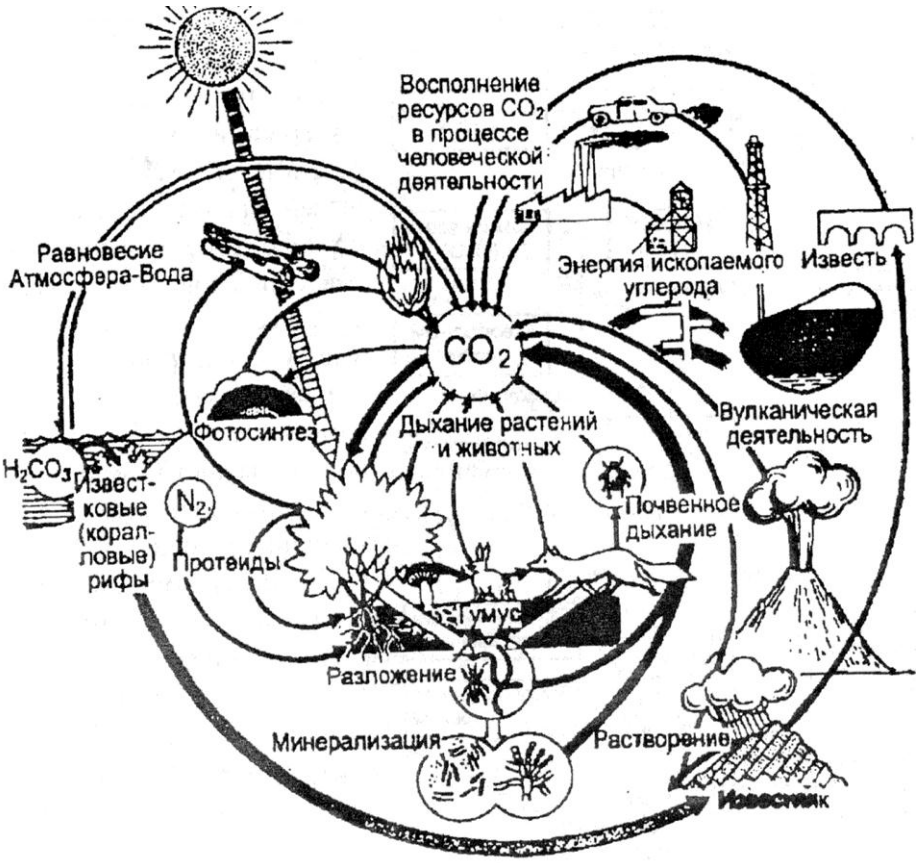


Рис. 2.7. Круговорот углерода в биосфере

Особое положение в составе выбросов в атмосферу от ТЭС занимает **углекислый газ**, содержание которого в воздухе постоянно растет. Обычно 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 состаляет 15 ^oC, 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 ^oC. Чрезмерное содержание парниковых газов создает предпосылки к росту температуры приземных слоев атмосферы. На рис. 2.8, 2.9 приведена схема возникновения парникового эффекта, в том числе обусловленная увеличивающимся содержанием CO_2.

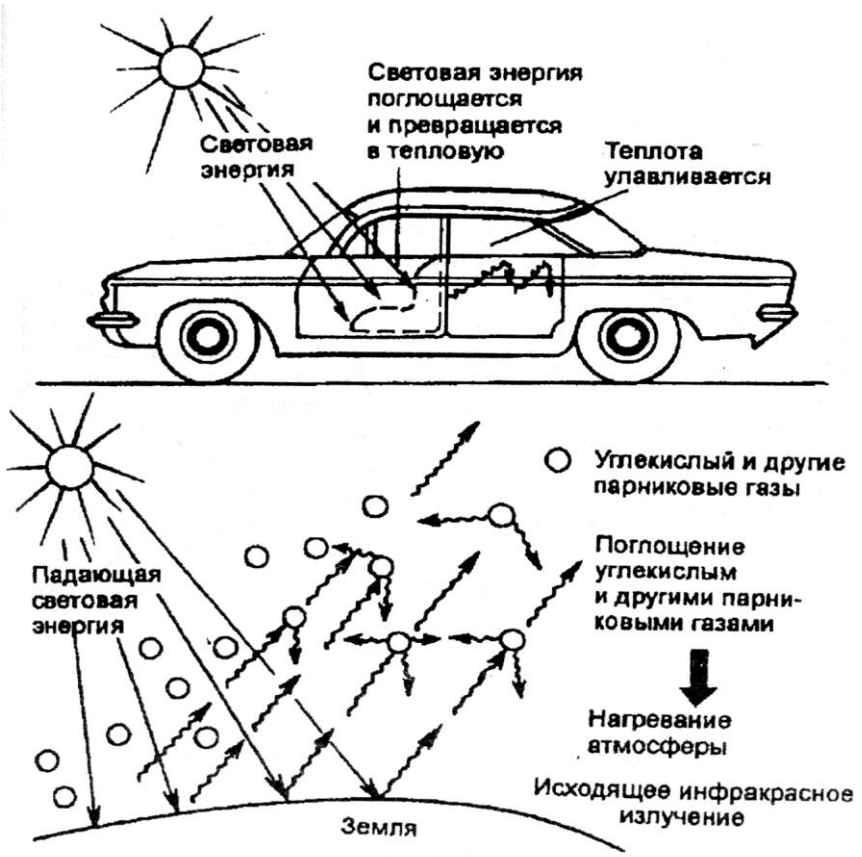


Рис. 2.8. Схема возникновения парникового эффекта. Аналогично автомобилю или парнику нагревается атмосфера Земли: свет сквозь нее проникает, а инфракрасное излучение поглощается парниковыми газами. Чем выше концентрация этих газов, тем сильнее нагревается атмосфера

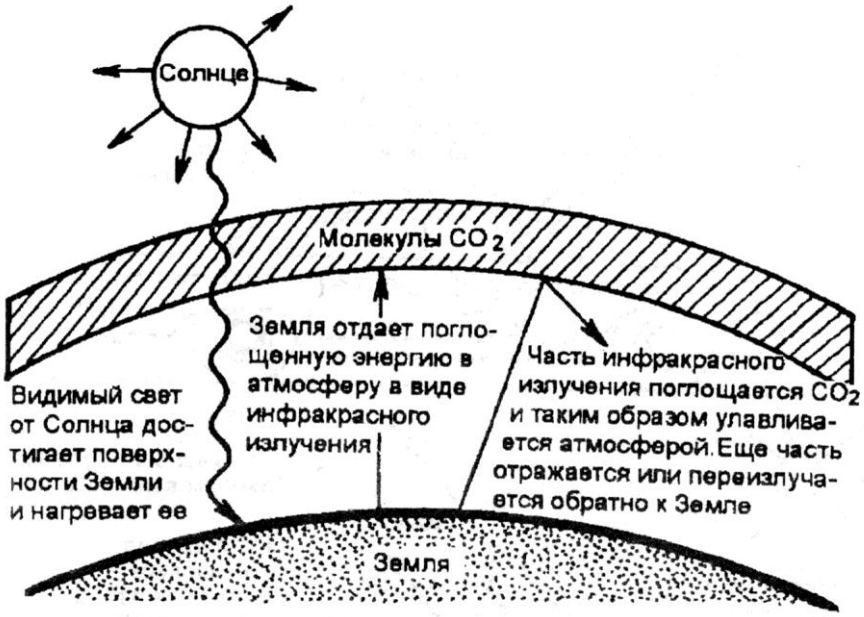


Рис. 2.9. Парниковый эффект, обусловленный присутствием углекислого газа в атмосфере

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 ^{o}C (близ экватора) до 5 ^{o}C (в высоких широтах).

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.

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.

1.3. НОРМИРОВАНИЕ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

1.3.1. 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 значительно 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 вещество, 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/м3***
США, 1987	***1 год***	*0,1*
Япония, 1986	***24 ч***	*0,04*
РФ (СССР)	***24 ч*** ***20 мин***	*0,04* *0,085*
Швеция, 1987	***24 ч*** ***1 ч***	*0,12* *0,20*
Нидерланды, 1986	***24 ч*** *(2%)* ***1 ч***	*0,12* *0,135*
Республика Беларусь	***1 год*** ***24 ч*** ***20 мин***	*0,04* *0,10* *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/м^3 при длительном и кратковременном воздействии. В США установлена среднегодовая ПДК NO_2, составляющая 0,10 мг/м^3 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 мг/м^3 в часовой и 0,3 мг/м^3 в среднесуточной пробах. В Японии аналогичные нормы более жесткие: максимальная (часовая) – 0,3 мг/м^3, среднесуточная – 0,14 мг/м^3. Во Франции, как и в России, максимальная (30-минутная) ПДК SO_2 равна 0,5 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 нетоксичная	0,5	0,15
Оксид углерода	5,0	3,0
Диоксид серы SO2	0,5	0,05
Диоксид азота NO2	0,25	0,04
Монооксид азота NO	0,4	0,06
Сероводород H2S	0,008	0,008
Формальдегид HCHO	0,035	0,12
Бенз(а)пирен C20H12	–	0,000001 (0,1 мкг/100 м3)

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

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

При совместном присутствии эффектом суммации обладают: диоксид азота и диоксид серы; диоксид и оксид азота; диоксид серы и мазутная зола (в пересчете на ванадий). При этом в соответствии с 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, не 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
	Максимальная разовая	Средне-суточная	Средне-годовая	
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.

1.3.2. 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.

Вторичные меры по снижению уровня выбросов загрязняющих веществ применяются с целью удаления их из отходящих газов котла, среди которых особое значение имеет удаление твердых частиц, NOx, S02. Применяемые при этом методы различны как по степени снижения выбросов так и по стоимости. Однако, применение таких мер необходимо для соблюдения нормативов допустимой антропогенной нагрузки на окружающую среду, нормативов качества окружающей среды, а также технических нормативов и должно быть направлено на максимально возможное предотвращение загрязнения окружающей среды.

В соответствии с постановлением Госстандарта Республики Беларусь от 19.04.2006 г. № 18 с 1 июля 2006 года на территории Республики Беларусь введены в действие государственные стандарты:

СТБ 1626.1-2006 «Установки котельные. Установки, работающие на газообразном, жидком и твердом топливе. Нормы выбросов загрязняющих веществ»;

СТБ 1626.2-2006 «Установки котельные. Установки, работающие на биомассе. Нормы выбросов загрязняющих веществ».

Таким образом, с введением в действие .СТБ 1626.1 и СТБ 1626.2 реализованы требования об установлении нормативов допустимых выбросов для стационарных источников воздействия на окружающую среду, изложенные в статье 22 Закона Республики Беларусь от 26 ноября 1992 года №1982-XH "Об охране окружающей среды" и статье 23 Закона Республики Беларусь от 15 апреля 1997 года №29-3 "Об охране атмосферного воздуха".

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.

Таблица 3.6

Нормы выбросов в атмосферу для котельных установок, введенных в эксплуатацию до 01.07.2006 г

Теплоироизводительность котельной установки, МВт	Норма выброса, мг/м^3			
	твердых частиц	углерода оксида (CO)	азота оксидов (NO_2)	серы диоксида (SO_2)
От 0,1 до 0,3 включ.	1100	15000	Не устанавливается	Не устанавливается
Св. 0,3 « 2 «	400	2000		
« 2 « 25 «	300	1500	750	800
« 25 « 50 «	150	750	600	800
«50« 100 «	50	500	500	800

Таблица 3.7

Нормы выбросов в атмосферу для котельных установок, введенных в эксплуатацию после 01.07.2006 г.

Теплопроизводительность котельной установки, МВт	Норма выброса, мг/м3			
	твердых частиц	углерода оксида (CO)	азота оксидов (NO_2)	серы диоксида (SO_2)
От 0,1 до 0,3 включ.	600	7500	Не устанавливается	Не устанавливается
Св. 0,3 « 2 «	300	1000		
« 2 « 25 «	150	750	500	800
« 25 « 50 «	100	500	500	600
« 50 « 100 «	50	500	400	200

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 ($П_{тз}$, МДж/кВт·ч), который имеет достаточно четкий экологический смысл и определяется следующим соотношением

$$П_{тз} = 3{,}6\frac{1-\eta-(q_3+q_{4)}}{\eta},$$

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 $(q_3+q_4)\to 0$.

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 $П_{тз}$ 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 неконкурентноспособным агрегатом по сравнению .с другими технологическими схемами преобразования энергии.

К группе показателей, определяющихся в основном термодинамическим фактором, можно отнести также показатель отторжения территории ($П_{от}$,

м^2/кВт·ч), показатель электромагнитного воздействия ($П_{эм}$, кДж/кВт·ч) и другие.

Ко второй группе показателей, зависящих от термодинамического фактора и вида сжигаемого топлива, относится показатель углекислотного загрязнения окружающей среды ($П_{CO_2}$) и показатель эмиссии паров воды ($П_{H_2O}$). Методика их определения зависит от способа задания состава углеводородных топлив и распределения в них горючих компонентов.

Для газообразных углеводородных топлив (C_nH_m) из стехиометрического уравнения

$$C_nH_m + \left(n + \frac{m}{4}\right)O_2 = nCO_2 + \frac{m}{2}H_2O$$

вытекают очевидные балансные соотношения

$$\left.\begin{aligned} П_{CO_2} &= \frac{3{,}6n}{\eta}\frac{\rho_{CO_2}}{Q_н} \\ П_{H_2O} &= \frac{1{,}8m}{\eta}\frac{\rho_{H_2O}}{Q_н} \end{aligned}\right\}.$$

Здесь n и m — стехиометрические коэффициенты; ρ_{CO_2} и ρ_{H_2O} - плотность диоксида углерода и паров воды при нормальных условиях; $Q_н$ - теплота сгорания исходного топлива (МДж/м^3). 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 H_2)

$$П_{CO_2} = \frac{3{,}6r_{CO}}{\eta}\frac{\rho_{CO_2}}{Q_н},$$

$$П_{H_2O} = \frac{1{,}8r_{H_2}}{\eta}\frac{\rho_{H_2O}}{Q_н},$$

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

$$\left.\begin{aligned} П_{CO_2} &= \frac{\rho_{CO_2}}{\rho_{псг}} \cdot \frac{1+L_0}{Q_н} \cdot \frac{0{,}21}{1+\beta} \cdot \frac{3{,}6}{\eta} \\ П_{H_2O} &= V_{H_2O} \frac{\rho_{H_2O}}{Q_н} \cdot \frac{3{,}6}{\eta} \end{aligned}\right\} .$$

Здесь $\rho_{псг}$ — плотность продуктов сгорания при нормальных условиях; L_0 — стехиометрический коэффициент (кг/кг); β —топливный коэффициент Бунте; V_{H_2O} = 0,0124 (9H^p +W^p) — объём 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 $П_i$ 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, $П_{H_2O} = 0$. При сжигании водорода $П_{CO_2} = 0$, но достигается максимальная эмиссия паров воды. Последнее обстоятельство 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 ($П_{SO_2}$) и золой ($П_з$), 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 (N0 и $N0_2$) и формальдегид (CH_2O).

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;

Ai— коэффициент, характеризующий относительную агрессивность различных примесей;

Mi—масса годового выброса *i*-го вида в атмосферу.

Если отнести приведенную массу годового выброса к тепловой энергии, эквивалентной полному тепловому эффекту от сжигания топлива ($E_{год}$ - $M_{т.год}$ ·$Q_н$), тогда удельная приведенная масса выбросов (кг/МДж)

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

где α — коэффициент избытка воздуха; C_i—концентрация токсичного компонента (мг/м^3).

Комплекс $\alpha Q_н/(1+\alpha L_0)$ характеризует теплоту сгорания стехиометрической горючей смеси и остается практически однозначным для различных топлив и равен ~ 2,7 мДж/кг.

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

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

Если же отнести приведенную массу к киловатт·часу энергии, то искомый показатель токсичности (г/кВт·ч)

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

Полученный показатель может быть определен двумя путями: 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 $CO=f_1(q_3)$, $CH_2O=f_2(q_3)$, 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 α = 3,5) изменяется от 600 до 1000 и более мг/м^3 для агрегатов ГТН-25 НЗЛ до 300 мг/м^3 для установок ГТ-35 ХТЗ.. При этом установлена тесная взаимосвязь между уровнем эмиссии $N0_x$ 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 бензпирена.

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

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

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

K_0 — обобщенный коэффициент.

Таким образом, схема приведения подразумевает не только приведение к нормальным условиям: давлению ($P_{ну}$) и температуре ($T_{ну}$), 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, Вт/м^3·Па) и интегральную относительную температуру в зоне реакции $T = T\,T_o$, где T_o—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

$$\frac{Q_н(1-q_3)}{C_{ро}T_o} = \frac{C_{р.п.сг}}{C_{ро}}(\alpha L_o + 1)\overline{T} - \overline{T}_т \frac{C_{р.т}}{C_{р.о}} - \alpha L_o,$$

где $C_{ро}$ – теплоемкость окислителя при T_o.

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

$$C_р = a_i + a_i T,$$

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

$$C_{р.п.сг} = \frac{\alpha L_0}{1+\alpha L_0}\left[\frac{L_0+1}{1+\alpha L_0} C^o_{р.п.сг} + \frac{(\alpha-1)L_0}{1+\alpha L_0} C_{рв}\right].$$

Совместное решение указанных уравнений относительно T позволяет получить уравнение

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

где

$$A = [(L_0+1)a_2 + (\alpha-1)L_0 a_1]; \quad B = [(L_0+1)a_{02} + (\alpha-1)L_0 a_{01}];$$
$$C = \frac{1+\alpha L_0}{\alpha L_0}[Q_н(1-q_3) + \alpha L_0(a_{01} + a_1 T_0)T_0 + (a_{03} + a_3 T_т)T_т],$$

a_i, b_i, 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.3.8. Как видно, каждое из исследованных топливосжигающих устройств характеризуется конкретной зависимостью $\overline{NO}_x$, 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 $NO_x=f(T)$ позволяет использовать полученные кинетические константы (K_0 и $E_{эф}$) при прогнозировании приведенных и валовых выбросов NO_x.

Таблица 3.8

Тип горелки или фронтового устройства	Диапазон температур, °С	K_o, $\frac{м^2}{м^3 c^{0,5}}$	$\frac{E_{эф}}{R}$
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	100—340	$1,2935 \cdot 10^3$	1576
СГЛ-15	340—1000	65,838	-261
Струйный линейный модуль	200-400	98,31	432,6
СГЛ-50	400—2230	$4,296 \cdot 10^3$	2969,4
Диффузионно-стабилизаторная горелка (Польша)	200-100	68,483	772
Диффузионно-стабилизаторное фронтовое устройство установки ST – 1,5 (Чехословакия)	400-840	$6,2373 \cdot 10^4$	3644
Диффузионо-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 фронтовым устройством	180—730	$5,557 \cdot 10^3$	2967,5
установки ГТ-35 ХТЗ (лето)	730—1000	$2,8125 \cdot 10^6$	8904

1.4. ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ВЫБРОСОВ И КОНТРОЛЬ ВОЗДУХООХРАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ТЭС И КОТЕЛЬНЫХ

1.4.1. 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;

организация контроля соблюдения 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 воздухоохранных 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 пылегазоочистного оборудования, определяются их характеристики.

На третьем этапе систематизируются результаты, 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 предоставляет 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 предоставлять ежегодную статотчетность по форме 2-ТП (воздух).

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

БЛАНК ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ
ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

Раздел 1. Источники выделения загрязняющих веществ

Наименование производства, цеха, участка и т.п.	Номер источника загрязнения атмосферы	Номер источника выделения	Наименование источника выделения загрязняющих веществ	Наименование выпускаемой продукции	Время работы источника выделения, часов		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
	0000	00							

Раздел II. Характеристика источников загрязнения

Номер источника загрязнения атмосферы	Координаты источников загрязнения в заводской системе координат, м				Параметры источников загрязнения атмосферы		Параметры газовоздушной 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	$У_2$	X_2	$У_2$								
1	10	11	12	13	2	3	4	5	6	7	8	9

Продолжение таблицы.

Раздел III. Показатели работы газоочистных и пылеулавливающих установок

Номер источника выделения	Наименование и тип пылеулавливающего оборудования	КПД аппаратов, %		Код загрязняющего вещества, по которому происходит очистка	Коэффициент обеспеченности КI , %		Капитальные вложения, тыс.руб.	Затраты на газоочистку, тыс.руб/год
		проектн.	фактич.		норматив-ный	фактиче-ский		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Раздел IV. Суммарные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, их очистка и утилизация (в целом по предприятию), т/год

Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества	Количество загрязняющих веществ, отходящих от источников выделения	В том числе:		Из поступивших на очистку			Всего выброшено в атмосферу, т/год
			выбрасывается без очистки	поступает на очистку	Выброшено в атмосферу	Уловлено и обезврежено		
						фактически	из них утилизировано	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Окончание таблицы

Раздел V. Выбросы автотранспорта предприятия*

Группа транспортных средств	Коли-чество	Средний годовой пробег на единицу транс-порта, км/год	Общий пробег, млн.км/год	Коэффициент влияния		Удельные выбросы			Годовой выброс, т/г		
				сред-него возра-ста парка	уровня техни-ческого состо-яния	окись угле-рода	окислы азота	углево-дороды	окись угле-рода	окислы азота	углево-дороды
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.

1.4.2. Экологический паспорт проекта

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

Таблица

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_____

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

2.5. Площадь лесных массивов и пашни, подлежащих изъятию_____

_____

(группа, бальность, 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 производтельноси сооружений)_____

3.3. Объем водопотребления (свежей воды) всего_____$м^3$/сутки, в том числе:

а) на хозяйствено-питьевые нужды_____ $м^3$/сутки;

б) на производственные нужды:

воды питьевого качества_____ $м^3$/сутки;

воды технического качества_____ $м^3$/сутки.

3.4. Объем оборотного и повторного использования воды:

а) в системе оборотного водоснабжения_____ $м^3$/сутки;

б) повторное использование воды_____ $м^3$/сутки.

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 $м^3$/сутки на одного жителя, единицу сырья или основной продукции_____

_____

3.7. Общий объем сточных вод_____ $м^3$/сутки,

в том числе: хозяйственно-фекальных_____$м^3$/сутки;

производственных загрязненных_____ $м^3$/сутки;

не требующих очистки_____ $м^3$/сутки.

Сооружения по очистке сточных вод

3.8. Сооружения по внутриплощадочной очистке стоков (состав сооружений, их производительность и 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 внутрипло-щадочных очист-ных сооружений, мг/л	После внепло-щадочных очист-ных сооружений, мг/л	В створе полного смешения, мг/л
1. $БПК_{20}$				
2. Взвешенные ве-щества				
3. Минеральные ве-щества				
4. Сульфаты				
5. Хлориды				
6. Нефтепродукты				
7. pH				
8. Никель				
9. Ванадий				
10.Фтор				

3.13. Среднесуточное количество реагентов, применяемых для очистки, дизинфекции 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 водоема, куда сбрасываются очищенные сточные воды (максимальный, среднегодовой и минимальный среднемесячный расход для года с 95% обеспеченности в $м^3$/сек, глубина, ширина, скорость течения. Для озер – объем в тыс.$м^3$)_____

IV. Охрана атмосферного воздуха

4.1. Характеристика категории опасности предприятия _____

4.2. Количество вредных веществ, отходящих от всех стационарных источников 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 т.ч. 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 50*H*) 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.

1.4.3. Экологический паспорт действующего объекта

Экологический паспорт тепловой электростанции (далее ТЭС) или котельной – нормативно-технический документ, включающий данные по использованию ресурсов (природных, вторичных и др.) и представляет комплекс данных, 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 природоиспользование, паспорта газо- и водоочистных сооружений и установок по утилизации и использованию отходов, данные государственой 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, выбосов 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 приори-тетности 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:

- характеристику климатических условий, включая розу ветров;
- характеристику состояния атмосферного воздуха, включая фоновые концентрации в атмосферу веществ, по которым ТЭС имеет разрешение на выброс;
- характеристику 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 в атмосферу отражают состав, качественные и количественные значения содержания загрязняющих атмосферу веществ, содержащихся в выбросах ТЭС. 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. Приводится 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 содержания загрязняющих веществ в сточных водах ТЭС. Отдельно в виде справки, с указанием времени, объемов и

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

Характеристика отходов, перечень полигонов и накопителей, предназначенных для захоронения (складирования), приводятся с отражением пожароопасности этих отходов, их агрегатного состояния, растворимости, влажности, наличия этих отходов в местах организованного складирования, образования, использования и передачи другим организациям, обезвреживанию и т.п. Отдельно, в виде справки, с указанием времени, объема, состава и места приводятся данные о внеплановых и аварийных случаях сброса в почву, в водные объекты, вывоза, захоронения (складирования) 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 действующти правилам.

1.4.4. Ведомственный контроль воздухоохранной деятельности

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

Ведомственный контроль осуществляется в энергосистеме с целью обеспечения выполнения подведомственными предприятиями и организациями планов и мероприятий по охране окружающей среды, природоохранительного 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 оборудования и приборов контроля за выбросами, выполнение 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 служит 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:

- деятельности 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;

- содержание 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 в рамках основных функций, 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 осуществляет постоянное информационное обеспечение проверяемых объектов материалами о новейших достижениях в области воздухоохранной деятельности. Специализированная ведомственная организация осуществляет контроль воздухоохранной деятельности ТЭС, котельных, РУЭП в рамках проведения обследования по поручению ГПО "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) ГПО "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, РУП;
- 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 за 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 государственых контролирующих органов, рекомендаций по тогам 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:

• проведение измерений 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;

• сопоставление фактических выбросов с установленными плановыми заданиями по снижению выбросов;

• проверку определения 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.

1.4.5. Структура и рекомендации по оформлению и содержанию ведомственного проекта нормативов ПДВ для предприятий

Ведомственный проект нормативов ПДВ должен состоять из двух самостоятельных частей. Первая часть должна содержать основные результаты работы и состоять из разделов, разработанных в соответствии с настоящими рекомендациями. Вторая часть (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 главной 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).

Титульный лист

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

Ограничительный гриф устанавливается ГВО.

Форма 1

Министерство природных ресурсов и охраны природы Республики Беларуь

Головная Ведомственная организация

УТВЕРЖДАЮ

Начальник местного органа
Госкомприроды

_____
подпись (И.,О.,Фамилия)

«___»_____200___г.

П Р О Е К Т

нормативов предельно допустимых
для _____
(наименование предприятия)

Должность руководителя _____(Ф.,И.,О)
предприятия (подпись)
М.П.

Регистрационный номер
Разрешен на выброс

«____»_____20___г.

Город
год

Список исполнителей

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

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

Аннотация

Текст аннотации должен содержать основные результаты проведанной 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.

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.

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.

Общие сведения о предприятии

В разделе приводятся:

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.

Карта-схема предприятия с нанесенными на нее источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Ситуационная карта-схема района размещения 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.

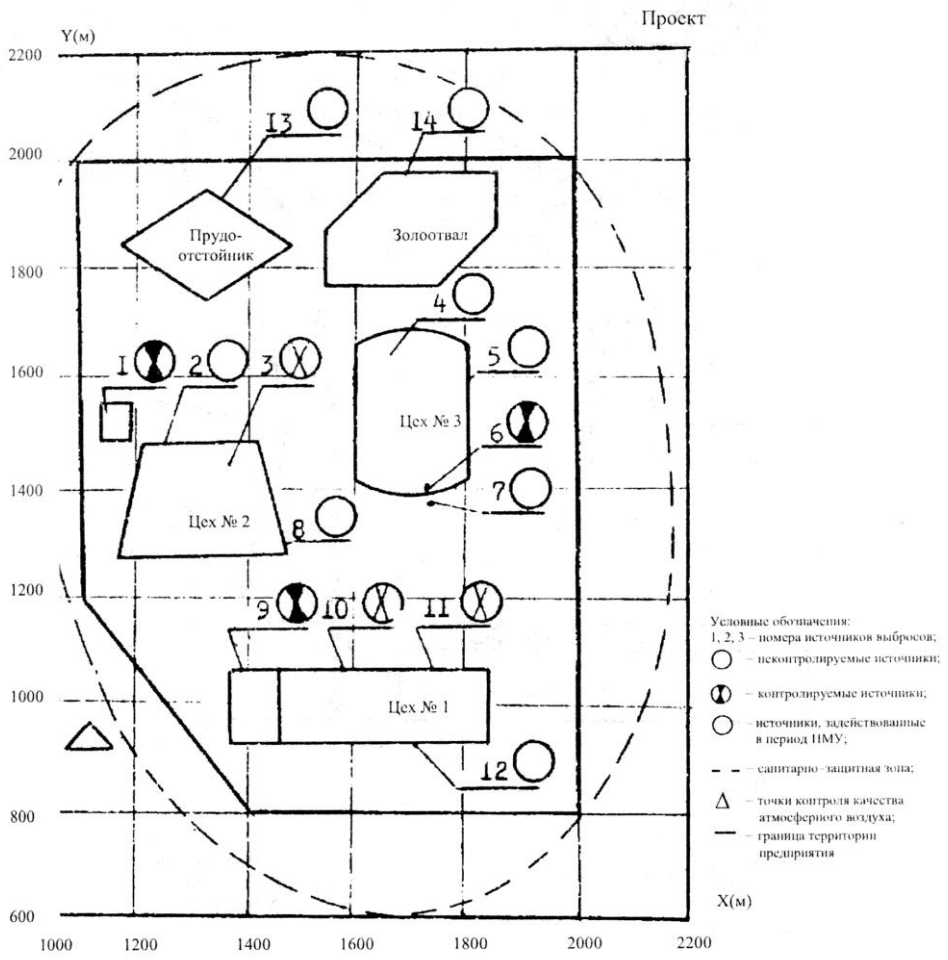


Рис. 4.1. Карта-схема предприятия

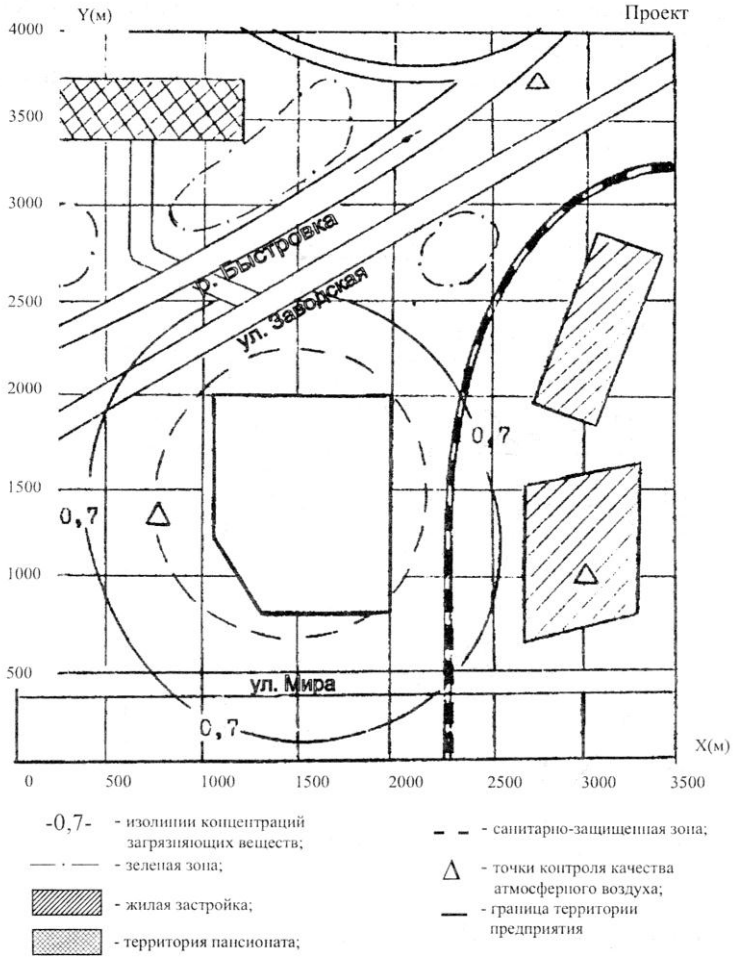


Рис. 4.2. Ситуационная карта-схема района города, в котором расположено предприятие.

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 воздухоохранных 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.

В табл. 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 приводят перечень веществ, обладающих эффектом суммарного вредного действия.

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 выбросов. Характеристика залповых выбросов приводится в виде таблицы.

.

Таблица

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Наименование вещества	$ПДК_{м.р.}$, ПДК и ОБУВ, $кг/м^3$	Класс опасности	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4

Таблица

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

Таблица

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	к-во шт.							
			СП	П	СП	П	СП	П	СП	П
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Продолжение таблицы

Номер источника на карте-схеме		Высота источника выброса, м		Диаметр устья трубы, м		Параметры газовоздушной смеси на выходе из источника выброса					
						скорость, м/с		объем на одну трубу, м3/с		температура, оС	
СП	П	СП	П	СП	П	СП	П	СП	П	СП	П
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23

Продолжение табл.

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, %	
X_1	$У_1$	X_2	$У_2$	СП	П	СП	П	СП	П24
24	25	26	27	28	29	30	31	32	33

Окончание табл.

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 (см.п.1.7.4).
3. Допускается использование аналогичных таблиц, разработанных на базе таблицы ГОСТ 17.2.3.02-78 и настоящей таблицы

Таблица

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы

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

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на существующее положение и на срок достижения ПДВ

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.

Таблица

П л а н мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
года 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 графах 6, 7 в конце таблицы приводятся суммарные значения;
в графах 9, 10, 11, 12 в конце таблицы приводятся суммарные значения по каждому веществу в отдельности.

Таблица

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
					$X_1/У_1$	$X_2/У_2$
1	2	3	4	5	6	7

Окончание таблицы

на которых проводится снижение выбросов								
Параметры газовоздушной смеси на выходе из источника и характеристика выбросов после сокращения выбросов							Степень эффективности мероприятий, %	Экономическая оценка мероприятий
высота, м	диаметр источника выбросов, м	скорость, м/с	объем, $м^3/с$	температура, ^oC	мощность выбросов после мероприятий, г/с			
8	9	10	11	12	13	14	15	16

Таблица

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.
..... и т.д.	2															Ежемесячно
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																

Таблица

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

Таблица

Контрольные значения приземных концентраций
вредных веществ для контроля нормативов ПДВ (ВСВ)
на _____20____г.

Контрольная точка			Наименование контролируемого вещества	Эталонные расчетные концентрации при опасной скорости ветра		
номер	координаты, М			направление ветра, 0	опасная скорость, м/с	концентрация, мг/м^3
	X	У				
1	2	3	4	5	6	7

Примечание.

Значение опасной скорости ветра принимают по данным местных органов Госкомгидромета.

Таблица

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, 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

Таблица

Контрольные значения приземных концентраций вредных
веществ для контроля нормативов ПДВ (ВСВ)
на _____20____г.

Контрольная точка			Наименование контролируемого вещества	Эталонные расчетные концентрации при опасной скорости ветра		
номер	координаты, М			направление ветра, 0	опасная скорость, м/с	концентрация, мг/м^3
	X	У				
1	2	3	4	5	6	7

Приводится краткая характеристика условий, при которых возможны аварийные и залповые выбросы.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ представляются в виде таблицы. При этом учитываются как организованные, так и неорганизованные источники выброса загрязняющих веществ в атмосферу. Таблица составляется с учетом требований ГОСТ 17.2.3.02-78.

Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/год), принятых для расчета ПДВ. На чем основаны данные - взяты ли 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 Госком-гидромета.

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 таблицы.

Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы на существующее положение и с учетом перспективы развития, выполненные в соответствии с ОНД-86; ситуационные карты-схемы с нанесенными на них изолиниями расчетных концентраций; максимальные приземные концентрации в жилой зоне и перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы в виде таблицы.

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

Наименование характеристик	Величина *
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	160
Коэффициент рельефа местности в городе **	1,0
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, t, ^{o}C	21,2
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), t, ^{o}C	-11,6
Среднегодовая роза ветров, %	
С	8
СВ	8

ЮВ	11
Ю	13
ЮЗ	22
З	16
СЗ	12
Скорость ветра (И*) (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которого составляет 5 %, м/с	8

* 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 им. А.И.Воейкова, приложив к запросу соответствующий картографический материал.

Предложения по нормативам ПДВ и ПСВ по каждому источнику и ингредиенту заносят и таблицы.

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

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

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.

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

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях

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

План мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ в виде табл. взамен таблицы П.l.l. РД 52.04.52-85.

Обобщенные данные о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ в виде таблицы взамен таблицы 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 а атмосферу в периоды НМУ.

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 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. 5.5. План-график контроля за соблюдением нормативов ПВД (ВСВ) на источниках выбросов оформляют в виде табл.

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 обобщенные данные представляют в виде таблиц.

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, привлекаемые предприятием на договорных началах и проводится на специально оборудованных точках контроля на источниках выбросов и контрольных точках.

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 ГОСТ 7.1-84.

1.5. РАСЧЕТ КОНЦЕНТРАЦИЙ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

1.5.1. Общие положения

Требования в части расчета концентраций в атмосферном воздухе 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 распределения концентраций. Здесь рассматривается методика только 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 источника выброса вредного вещества над уровнем земной поверхности указанный источник относится к одному из следующих четырех классов: а) высокие источники, $H \geq 50$ м; б) источники средней высоты, H =10...50 м; в) низкие источники, H = 2...10 м; г) наземные источники, $H \leq 2$ 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

$$q = \frac{c_1}{ПДК_1} + \frac{c_2}{ПДК_2} + \ldots + \frac{c_n}{ПДК_n},$$

где c_1, c_2..., c_n (мг/м^3) – расчетные концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе в одной и той же точке местности;

$ПДК_1$, $ПДК_2$..., $ПДК_n$ (мг/м^3) – соответствующие максимальные разовые предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе.

Приведенная концентрация c рассчитывается по формуле

$$c = c_1 + c_2 \frac{ПДК_1}{ПДК_2} + \ldots + c_n \frac{ПДК_1}{ПДК_n},$$

где c_1 – концентрация вещества, к которому осуществляется приведение;

$ПДК_1$ – его ПДК; $c_2 \ldots c_n$ и $ПДК_2 \ldots ПДК_n$ – 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.

1.5.2. Расчет загрязнения атмосферы выбросами одиночного источника

Максимальное значение приземной концентрации вредного вещества $c_м$ (мг/м^3) при выбросе газовоздушной смеси из одиночного точечного источника с круглым устьем достигается при неблагоприятных метеорологических условиях на расстоянии $x_м$ (м) от источника и определяется по формуле

$$c_м = \frac{AMFmn\eta}{H^2 \sqrt[3]{\frac{N}{V\Delta t}}},$$

где A – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы С$^{2/3}$·град$^{1/3}$;

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

P - безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе;

m и n- коэффициенты, учитывающие условия выхода газовоздушной 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, η = 1;

Δt – разность между температурой выбрасываемой газовоздушной смеси $t_г$ и температурой окружающего воздуха $t_в$, °С;

V – расход газовоздушной смеси, определяемый по формуле

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

где D – диаметр устья источника выброса, м;

ω_o – средняя скорость выхода газовоздушной смеси из устья источника выброса, м/с;

N – число труб одинаковой высоты.

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: для районов России южнее 50° с.ш., для остальных районов Нижнего Поволжья, Кавказа, Молдавии; для Азиатской территории бывшего СССР: для 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 ЕТС), 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 значения коэффициента 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 ($м^3$/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 $c_м$.

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

Примечания.

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

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

Значение безразмерного коэффициента F принимается:

а) для газообразных вредных веществ и мелкодисперсных аэрозолей (пыли, золы и т.п., 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, $\upsilon_м$, $\upsilon_м'$ и f_e:

$$f = 1000\frac{w_o^2 D}{H^2 \Delta t}; \quad \upsilon_м = 0{,}65\sqrt[3]{\frac{V\,\Delta t}{H}};$$

$$\upsilon_м' = 1{,}3\frac{w_o D}{H}; \quad f_e = 800\ (\upsilon_м')^3$$

Коэффициент m определяется в зависимости от f по формулам:

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

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

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

Коэффициент n при $f < 100$ определяется в зависимости от $\upsilon_м$ по формулам:

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

$$n = 4{,}4\ \upsilon_м \text{ при } \upsilon_м < 0{,}5$$

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

$$c_м = \frac{AMFn\eta}{H^{4/3}}K,$$

где

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

причем n определяется при $\upsilon_м = \upsilon_м'$.

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

$$c_м = \frac{AMFm'\eta}{H^{7/3}},$$

где

$m' = 2{,}86\, m$ при $f < 100$, $\upsilon_м < 0{,}5$

$m' = 0{,}9$ при $f \geq 100$, $\upsilon_м' < 0{,}5$

Расстояние $x_м$ (м) от источника выбросов, на котором приземная концентрация c (мг/м^3) при неблагоприятных метеорологических условиях достигает максимального значения $c_м$ определяется по формуле:

$$x_м = \frac{5 - F}{4} dH,$$

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

$d = 2{,}48(1+028\sqrt[3]{f_e})$ при $\upsilon_м \leq 0{,}5$

$d = 4{,}95\, \upsilon_м (1+028\sqrt[3]{f})$ при $\upsilon_м \leq 0{,}5 < v_м \leq 2$

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

При $f > 100$ или $\Delta t \approx 0$ значение d находится по формулам:

$d = 5{,}7$ при $\upsilon_м' \leq 0{,}5$; $d = 11{,}4\, \upsilon_м$ при $0{,}5 < \upsilon_м' \leq 2$; $d = 16\sqrt{\upsilon_м}$ при $\upsilon_м' > 2$

Значение опасной скорости $u_м$ (м/с) на уровне флюгера (обычно 10 м от уровня земли), при которой достигается наибольшее значение приземной концентрации вредных веществ $c_м$, в случае $f < 100$ определяется по формулам:

$u_м = 0{,}5$ при $\upsilon_м \leq 0{,}5$; $u_м = \upsilon_м$ при $0{,}5 < \upsilon_м \leq 2$; $u_м = \upsilon_м (1+0{,}12\sqrt{f})$ при $\upsilon_м > 2$

При $f \geq 100$ или $\Delta t \approx 0$ значение $u_м$ вычисляется по формулам:

$$u_м = 0{,}5 \text{ при } \upsilon'_м \leq 0{,}5;\ u_м = \upsilon'_м \text{ при } 0{,}5 < \upsilon'_м \leq 2;\ u_м = 2{,}2\ \upsilon'_м \text{ при } \upsilon'_м > 2$$

Максимальное значение приземной концентрации вредного вещества $c_{ми}$ (мг/м^3) при неблагоприятных метеорологических условиях и скорости ветра u (м/с), отличающейся от опасной скорости ветра $u_м$, определяется по формуле

$$c_{ми} = r\, c_м ,$$

где r – безразмерная величина, определяемая в зависимости от отношения $u/ u_м$ по формулам:

$$r = 0{,}67\ (u/u_м) + 1{,}67\ (u/u_м)^2 - 1.34\ (u/u_м)^3 \text{ при } u/u_м \leq 1;$$

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

П р и м е ч а н и е.

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

Расстояние от источника выброса $x_{ми}$ (м), на котором при скорости ветра и неблагоприятных метеорологических условиях приземная концентрация вредных веществ достигает максимального значения $c_{ми}$ (мг/м^3), определяется по формуле

$$x_{ми} = p x_м,$$

где p – безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости от отношения $u/u_м$ по формулам:

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

$$p = 0{,}32\ u/u_м + 0{,}68 \text{ при } u/u_м > 1$$

1.5.3. Расчет загрязнения атмосферы выбросами группы источников

Приземная концентрация вредных веществ c (мг/м^3) в любой точке местности при наличии N источников определяется как сумма концентраций веществ от отдельных источников при заданных направлении и скорости ветра.

$$c = c_1 + c_2 + ... + c_N ,$$

где $c_1 + c_2 + ... + c_N$ – концентрации вредного вещества соответственно от первого, второго, N-го источников, расположенных с наветренной стороны при рассматриваемом направлении ветра.

В случаях, когда известно, что 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.) добавляется слагаемое $c_ф$, характеризующее фоновое загрязнение от неучтенных источников.

Если рассчитанная концентрация c удовлетворяет неравенству $c > 0{,}1q_o$, где

$$q_o = \frac{10^3 \sum_{i=1}^{N} M_i c_i}{\sum_{i=1}^{N} V_{it} c_i},$$

а M_i (г/с) и V_{it} (м^3/с) – мощность выброса и расход газовоздушной смеси i-го источника, то при расчете приземной концентрации c используется формула

$$c = \frac{q_o \sum_{i=1}^{N} c_i}{q_o + \sum_{i=1}^{N} c_i}$$

Как и для одиночного источника, при расчетах приземных концентраций выбросами группы источников принимается наиболее неблагоприятное сочетание значений M_i и V_{1i}, реально осуществляющееся на всех рассматриваемых источниках одновременно.

В целях ускорения и упрощения расчетов количество рассматриваемых источников выброса сокращается путем их объединения (особенно мелких источников) в отдельные условные источники. Способ установления источников, подлежащих объединению, и определения их параметров выброса обеспечивает относительную погрешность δ расчетных концентраций, удовлетворяющую условию

$$\delta < 0{,}25$$

В случае использования машинного (ориентированного на применение ЭВМ) алгоритма объединения группы из N точечных источников значения $c_м = c_{мо}$, $x_м = x_{мо}$, $u_м = u_{мо}$, а также координаты размещения $x_и = x_{ио}$, $y_и = y_{ио}$ для условного источника, заменяющего объединяемую группу, определяются по формулам:

$$c_{мо} = \sum_{i=1}^{N} c_{мi}\ ;\quad x_{мо} = \frac{1}{c_{мо}} \sum_{i=1}^{N} c_{мi}\, x_{мi}\ ;\quad u_{мо} = \frac{1}{c_{мо}} \sum_{i=1}^{N} c_{мi}\, u_{мi}\ ;$$

$$x_{мо} = \frac{1}{c_{мо}} \sum_{i=1}^{N} c_{мi}\, x_{мi}\ ;\quad y_{мо} = \frac{1}{c_{мо}} \sum_{i=1}^{N} c_{мi}\, y_{мi}$$

Здесь, как и выше, индексом i при величинах $c_м$, $x_м$, $u_м$, $x_и$. $y_и$ обозначены отдельные источники, объединяемые в группу.

Если рассматриваются мелкие источники, для каждого из которых выполняется хотя бы одно из условий:

$$\frac{c_м}{ПДК} \le 0{,}2;\ \frac{c_м x_м}{ПДК} \le 120$$

то объединение таких источников осуществляется при одновременном выполнении условий:

$$L_м \le 0{,}15\, l_{min};\quad \frac{\Delta x_м}{x_{мо}} \le 0{,}3;\quad \frac{\Delta u_м}{u_{мо}} \le 0{,}3$$

где l_{min} (м) – минимальное расстояние от объединяемых источников до узлов расчетной сетки точек;

$L_м$ (м) - максимальное расстояние между двумя из объединяемых источников;

$x_м$ (м) и $\Delta u_м$ (м/с) - соответственно максимальные отклонения величин $x_{мi}$ от $x_{мо}$ и $u_{мi}$ от $u_{мо}$.

Если приведенные выше условия одновременно не выполнены, то объединение таких источников осуществляется при одновременном выполнении условий:

$$L_м \le 0{,}06\, l_{min};\quad \frac{\Delta x_м}{x_{мо}} \le 0{,}09;\quad \frac{\Delta u_м}{u_{мо}} \le 0{,}03$$

При невыполнении для групп мелких и крупных источников условий, эти группы разбиваются на отдельные группы, для которых указанные неравенства выполняются.

При выполнении расчетов следует иметь в виду, что при сведении в одну точку источников выбросов с одинаковыми значениями H, D, V_1, Δt расчетное

значение максимальной концентрации вредного вещества от этой группы источников несколько завышается. Если в одну точку сводятся источники с различными H, D,V_1, Δt, то возможно как небольшое завышение, так и некоторое занижение $c_м$. С удалением от объединяемых источников погрешность за счет сведения группы источников в одну точку убывает.

Источники выброса, для которых принятие при расчетах одинаковых координат не сказывается заметно на величине $c_м$, называются близкорасположенными. Результаты точных расчетов приземных концентраций не допускается корректировать по результатам приближенных расчетов с объединением источников.

Значение максимальной суммарной концентрации $c_м$ (мг/м^3) от N расположенных на площадке близко друг от друга одиночных источников, имеющих равные значения высоты, диаметра устья, скорости выхода в атмосферу и температуры газовоздушной смеси, определяется по формуле

$$c_м = \frac{AMFmn\eta}{H^2}\sqrt[3]{\frac{N}{V\Delta t}}$$

где M – суммарная мощность выброса всеми источниками в атмосферу, г/с;

V - суммарный расход выбрасываемой всеми источниками газовоздушной смеси, м^3/с, определяемый по формуле

$$V = V_1 N$$

Значение параметра $\upsilon_м = 0{,}65\sqrt[3]{\frac{V\Delta t}{NH}}$.

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 $\Delta t \approx 0$ или значение параметра $l \geq 100$, производится с использованием формул для одиночного источника со следующими изменениями: $V_1 = \frac{V}{N}$; M – суммарная мощность выброса из всех источников; формула преобразуется к виду:

$$K = \frac{ND}{8V} = \frac{1}{7{,}1}\sqrt{\frac{N}{w_o V}}$$

Значение максимальной приземной концентрации вредных веществ $c_м$ (мг/м^3) при выбросах через многоствольную трубу (N стволов) рассчитывается по формуле

$$c_м = c''_м + d_1(c'_м - c''_м);$$

расстояние $x_м$ (м), на котором достигается максимальная концентрация $c_м$, определяется по формуле

$$x_м = x''_м + d_1(x'_м - x''_м)$$

опасная скорость ветра $u_м$ (м/с) вычисляется следующим образом:

$$u_м = u''_м + d_1(u'_м - u''_м)$$

Здесь $c'_м$ (мг/м^3) – максимальная приземная концентрация, определяемая при значениях параметров выброса для одного ствола мощности выброса M (г/с), равной суммарной мощности выброса из всех стволов;

$x'_м$ и $u'_м$ - соответственно расстояние, на котором наблюдается максимальная концентрация вредных веществ $c_м$ (мг/м^3), и опасная скорость ветра $u_м$ (м/с) при параметрах выброса для одного ствола;

$c''_м$ (мг/м^3) –максимальная приземная концентрация при мощности M (г/с), равной суммарной мощности выброса из всех стволов, диаметре D, равном эффективному диаметру источника выброса $D_э$ (м), который определяется по формуле

$$D_э = D\sqrt{N},$$

и расходе выходящей газовоздушной смеси V_1, равном эффективному расходу $V_{1э}$ (м^3/с); $x''_м$, $u''_м$ – расстояние, соответствующее максимальной концентрации $c''_м$ (мг/м^3) и опасная скорость ветра, определяемые с учетом $D=D_э$ (м), $V_1= V_{1э}$ (м^3/с); d_1 – безразмерный коэффициент, определяемый по формуле

$$d_1 = \frac{l - D}{d_2 H - D},$$

где l (м) – среднее расстояние между центрами устьев стволов;

D (м) – диаметр устья ствола;

d_2 – безразмерный коэффициент. В остальном расчет производится, как для одиночного источника выброса.

Примечания.

1. При l, большем или равном d_2H, для многоствольной трубы в расчетах принимается: $c_м = c'_м$ (мг/м^3), $x_м = x'_м$ (м) и $u_м = u'_м$ (м/с).

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 $D=D_э$ и $V_1= V_{1э}$ при

$$D_э = \sqrt{\frac{4S}{\pi}}.$$

здесь S – суммарная площадь устьев всех действующих стволов.

3. В случае, когда температура $t_г$ и скорость выхода ω_o газовоздушной смеси для отдельных стволов различаются между собой, для расчетов принимаются их средневзвешенные значения, полученные с учетом расходов газовоздушной смеси для отдельных стволов.

Для источников выброса, имеющих различные параметры, расчет приземных концентраций начинается с определения для всех источников по каждому веществу максимальных приземных концентраций $c_м$ ($c_{м1}$, $c_{м2}$..., $c_{мN}$) и опасных скоростей ветра $u_м$ ($u_{м1}$, $u_{м2}$..., $u_{мN}$). Если по какому-либо веществу сумма максимальных приземных концентраций $c_м$ от всех источников окажется меньшей или равной ПДК ($c_{м1}+ c_{м2}+ c_{мN} \leq$ ПДК), то (при отсутствии необходимости учета суммарного действия нескольких вредных веществ и фонового загрязнения атмосферы) расчеты приземной концентрации этого вещества производятся по тебованию оранов Госкомгидромета и Минздрава. Такие расчеты выполняются также при оценке фактического уровня загрязнения воздуха.

При расчетах определяется средневзвешенная опасная скорость ветра $u_{мс}$ (м/с) для группы N источников по формуле

$$u_{мс} = \frac{u_{м1}c_{м1} + u_{м2}c_{м3} + \ldots + u_{мN}c_{мN}}{c_{м1} + c_{м2} + c_{мN}}.$$

Отдельно для всех веществ, к которым относятся вычисленные $u_{мс}$ (для разных веществ они иногда существенно различаются), определяются значения $c_{ми}$ ($u= u_{мс}$) и $x_{ми}$ ($u= u_{мс}$). Если по рассматриваемому веществу сумма $c_{ми}$ 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 электронных вычислительных машинах, тем более, что 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 в себя 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 рассчитываются 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

$$\frac{M}{ПДК} > Ф;\ \ Ф = 0{,}01\overline{H}\ \text{при}\ \ \overline{H} > 10\ \text{м};\ Ф = 0{,}1\ \text{при}\ \ \overline{H} \le 10\ \text{м}$$

Здесь M (г/с) – суммарное значение выброса от всех источников предприятия, соответствующее наиболее неблагоприятным из установленных условий выброса, включая вентиляционные источники и неорганизованные выбросы; ПДК (мг/м^3) – максимальная разовая предельно допустимая концентрация; H (м) - средневзвешенная по предприятию высота источников выброса.

1.5.4. Расчет загрязнения атмосферы с учетом суммации вредного действия нескольких ингредиентов

Для веществ, обладающих суммацией вредного действия, безразмерная суммарная концентрация q или приведенная к одному веществу суммарная концентрация q рассчитывается с использованием для каждого источника значений мощности M_q или M соответственно, где

$$M_q = \frac{M_1}{ПДК_1} + \frac{M_2}{ПДК_2} + \ldots + \frac{M_n}{ПДК_n},\ \ M = M_1 + M_2\frac{ПДК_1}{ПДК_n},$$

где $M_1, M_2, \ldots, M_n$ – мощности выброса каждого из n веществ;

$ПДК_1, ПДК_2, \ldots, ПДК_n$ – 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 $x_м$, где достигается наибольшее загрязнение воздуха, и опасной скорости ветра $u_м$.

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

$$\sigma^* = \frac{c_{м11} + c_{м12} + \ldots + c_{м1N3}}{ПДК_1} + \frac{c_{м21} + c_{м22} + \ldots c_{м2N3}}{ПДК_2} + \ldots + \frac{c_{мN1} + c_{мN2} + \ldots + c_{мN1N3}}{ПДК_{N3}}$$

Первый индекс у значений максимальных концентраций $c_м$ – номер вещества, второй – номер источника.

Значения максимальных концентраций $q_м$ или $c_м$ 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 $u_{мс}$ для совокупности N источников должна определяться по формуле

$$u_{мс} = \frac{q_{м1}u_{м1} + q_{м2}u_{м2} + \ldots q_{мN}u_{мN}}{q_{м1} + q_{м2} + \ldots + q_{мN}},$$

где $q_{м1}, q_{м2},\ldots, q_{мN}$ – максимальные значения $q_м$ безразмерной концентрации q для каждого из N источников;

$u_{м1}, u_{м2},\ldots, u_{мN}$ - 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 значения соответствующей фоновой концентрации. Если фоновая концентрация установлена сразу для комбинации веществ с суммирующимся вредным действием, то расчеты загрязнения атмосферы должны выполняться для той же комбинации веществ.

1.5.5. Учет фоновых концентраций при расчетах загрязнения атмосферы

В случае наличия совокупности источников выброса вклады этих источников (или их части) могут учитываться в расчетах загрязнения воздуха путем использования фоновой концентрации $c_ф$ (мг/м^3), 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 $c_ф$

определяется как уровень концентраций, превышаемый в 5% наблюдений за разовыми концентрациями.

Определение фоновой концентрации производится на основании данных наблюдений за загрязнением атмосферы по соответствующей методике.

Фоновая концентрация устанавливается либо единым значением по городу, либо, в случае выявления 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 $c_{ф}^{'}$, представляющей из себя фоновую концентрацию $c_ф$, из которой исключен вклад рассматриваемого источника (предприятия).

Значение $c_{ф}^{'}$ вычисляется по формуле

$$c_{ф}^{'} = c_ф(1 - 0{,}4\frac{c}{c_ф}) \text{ при } c \le 2\ c_ф;$$

$$c_{ф}^{'} = 0{,}2\ c_ф \text{ при } c > 2\ c_ф,$$

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, по данным наблюдений за который определялась фоновая концентрация $c_ф$.

Для вновь строящегося источника (предприятия)

$$c_{ф}^{'} = c_ф$$

В случаях совместного присутствия 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 $c'_{фп}$ на момент достижения предельно допустимых выбросов (на перспективу) по формулам:

$$c'_{фп} = \frac{c}{c^o_м + c'_ф} \text{ ПДК при } c^o_м + c'_ф > \text{ПДК};$$

$$c'_{фп} = \text{ПДК} - c^o_м \text{ при } c^o_м + c'_ф \le \text{ПДК},$$

где максимальная концентрация веществ от совокупности источников рассматриваемого предприятия $c^o_м$ вычисляется по приведенным выше зависимостям при значениях параметров выброса, относящихся к периоду времени, за который определялась фоновая концентрация $c^э_ф$.

Примечание.

1. При отсутствии данных наблюдений концентрации $(c'_{фп})$ для i-го предприятия (i =1,2,..., N_u) допускается рассчитывать по формуле

$$(c'_{фп})\, i = \left[1 - \frac{M_i}{\overline{H_i} \sum_{i=1}^{N_n} \frac{M_i}{\overline{H_i}}} \right] \text{ПДК}$$

1.6. 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. 6.1.

Таблица 6.1

Основные источники	Доля в общем количестве выбросов, %				
	Оксид углерода	Углеводороды	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 (тепловые электростанции)	2	2	78	44	25
Прочие источники	4	1	1	1	6

Из табл. 6.1 видно, что главную роль в выбросе первичных загрязнителей играют транспорт и стационарные источники продуктов сгорания. Воздействие отдельных поллютантов на природную среду вкратце рассмотрено ниже.

Оксид углерода в незначительной мере вреден для растений, хотя есть данные об уменьшении фиксации азота в некоторых растениях, длительно подвергающихся воздействию CO. Для живых существ оксид углерода является ядовитым, так как в 10 раз лучше поглощается кровью, чем кислород, и соединяясь с гемоглобином образует карбоксигемоглобин (COHв). Как известно, кислород в соединении с гемоглобином образует оксигемоглобин (O_2Hв). 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 COHв, наступает 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, SO_2 вступает в фотохимическую или каталитическую реакции с другими веществами в воздухе с образованием трехокиси 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. 6.2.

Таблица 6.2

Чувствительность растений к содержанию SO_2 в воздухе

Растение	Концентрация SO_2, ppm (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/м^3 на человека, может вызвать бронхит и воспаление легких, а при концентрации 560-940 мг/м^3 вероятен летальный исход вследствие отека легких и асфиксии. Даже при 10-минутном вдыхании диокисда азота в концентрации 1300 мг/м^3 наблюдаются функциональные изменения в легких у здоровых людей.

Имеющиеся данные о воздействии оксидов азота на растительность приведены в табл. 6.3.

Таблица 6.3

Чувствительность растений к содержанию NO_2 в атмосфере (опыты в лабораторной камере)

Растение	Концентрация NO_2 ppm (г/т)	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 день	Все растение	Снижение урожая на 22 %
	0,25	21-45 день	Листья	Некроз 34 %
Пшеница	2	7	Листья	Не происходит

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 ¾ «кислотных» дождей приходится на долю SO_2, остальная часть – NO_x.

Частицы, образующиеся при сжигании топлива или в фотохимических процессах, состаляют основную долю частиц размером 0,1...1,0 мкм. В табл. 6.4 приведены данные о реакции растений на различного рода загрязнения окружающей среды.

Таблица 6.4

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
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, Mн, 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. 6.5), 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.

Таблица 6.5

Сравнительные данные вредности различных видов органического топлива

Топливо	Относительные слагаемые вредности, о.е.				Суммарная вредность, о.е.
	зола	SO_2	NO_x	V_2O_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

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.

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 организме, 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 углеводородов. 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, то 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 энергетики.

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 количества раковых заболеваний от дозы и концентрация НДМА от дозы 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 (ГОСТ17.2.1.01-76).

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 $N0_2$ (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 углеводородов (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).

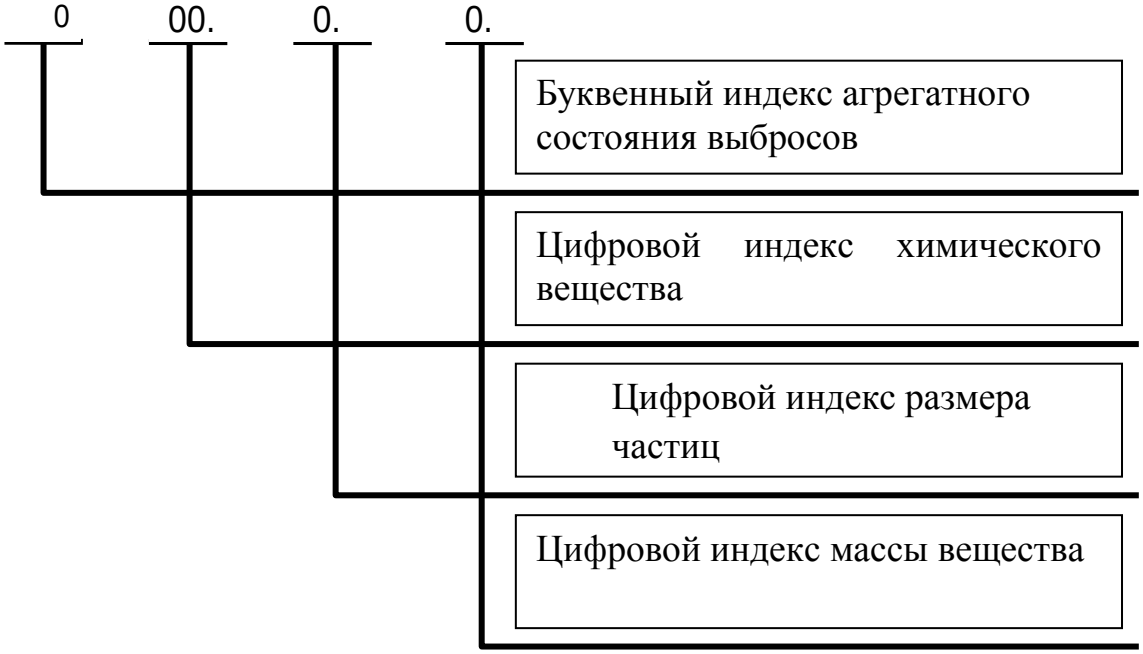
Признак - размер частиц:

менее 0.5х10*0 м (1);
от 0.5х10*^{0} до 3х10*^{0} м включительно (2);
от 3х10*^{0} до 10х10*^{0} м включительно (3);
от 10х10*^{0} до 50х10*^{0} м включительно (4);

от 50х10*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 должно 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 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

$$У=\gamma\sigma fM,$$

где У - оценка ущерба, руб/год;

γ - множитель, численное значение которого равно 2,4 руб/усл.т.; /в ценах 1991 г./

σ - безразмерный коэффициент, зависящий от типа загрязняемой территории;

f - безразмерный коэффициент, учитывающий характер рассеивания примесей в атмосферу;

М - приведенная масса годового выброса загрязнений из источника, усл.т/год.

Значение величины σ определяется по табл. 6.6.

Таблица 6.6

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·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 σ = 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. 6.6 соответствуют различные значения величины σ, то значение σ для всей ЗАЗ определяется по формуле

$$\sigma = \sigma_{ЗАЗ} = \left(\frac{1}{S_{ЗАЗ}}\right)\sum_{j=1}^{к} S_j \sigma_j = \sum_{j=1}^{к} \frac{S_j}{S_{ЗАЗ}} \cdot \sigma_j \ ,$$

где $S_{ЗАЗ}$ - 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. 6.6;

к - 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 $r_{ЗАЗ}^{внутр} = 2\varphi h$ и $r_{ЗАЗ}^{внутр} = 20\varphi h$, где h - высота источника в метрах, φ - безразмерная поправка на подъем факела выбросов в атмосфере, вычисляемая по формуле:

$$\varphi = 1 + \frac{\Delta t}{75\ ^{\circ}C},$$

где Δt- среднегодовое значение разности температур в устье источника (трубы) и в окружавшей атмосфере, °С.

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. 6.7 для заданных Δt и h , следует умножить на поправку:

$$W = \frac{4}{1+u},$$

значения которой приведены в табл. 6.8.

Таблица 6.7

Δt °C	φ	h										
		0	10	20	50	100	150	200	250	300	350	400
0	1,0	1,0 4,08	0,91 3,78	0,83 3,54	0,67 3,02	0,5 2,5	0,4 2,18	0,33 1,96	0,29 1,8	0,25 1,67	0,22 1,55	0,20 1,47
25	1,33	1,0 4,08	0,88 3,69	0,79 3,40	0,60 2,81	0,43 2,28	0,33 1,96	0,27 1,75	0,231 ,60	0,20 1,48	0,181 ,38	0,161 ,30
50	1,67	1,0 4,08	0,86 3,61	0,75 3,27	0,552 ,64	0,38 2,10	0,29 1,79	0,23 1,59	0,191 ,45	0,171 ,34	0,15 1,25	0,131 ,17
75	2,0	1,0 4,08	0,81 3,46	0,68 3,06	0,46 2,38	0,30 1,85	0,23 1,57	0,18 1,38	0,15 1,25	0,13 1,15	1,11 1,07	0,10 1,01
100	2,33	1,0 4,08	0,81 3,46	0,68 3,06	0,46 2,38	0,30 1,85	0,23 1,57	0,18 1,38	0,15 1,25	0,13 1,15	1,11 1,07	0,10 1,01
125	2,67	1,0 4,08	0,79 3,39	0,65 2,97	0,43 2,27	0,27 1,76	0,20 1,48	0,16 1,30	0,13 1,18	0,11 1,08	0,10 1,01	0,90 0,95
150	3,0	1,0 4,08	0,77 3,33	0,63 2,89	0,40 2,18	0,25 1,67	0,18 1,40	0,14 1,23	0,12 1,11	0,10 1,02	0,09 0,95	0,08 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 6.8

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 $f^0_{(2)}$ 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

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

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. 6.9;

N – общее число примесей, выбрасываемых источником в атмосферу.

Таблица 6.9.

№ пп	Вещество	A_i, 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	$12{,}6 \cdot 10^5$
16.	Цианистый водород	282
17.	Оксиды натрия, магния, калия, кальция, железа, стронция,	15,1

	молибдена, вольфрама, висмута	
18.	Древесная пыль	19,6
19.	Пентаоксид ванадия (пыль)	1225,0
20.	Неорганические соединения шестивалентного хрома по C_2O_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 Hq	22400,0
26.	Неорганические соединения свинца Pв	22400,0
27.	Золы углей: донецких, подмосковных кузнецких, экибастузских, карагандинских березовских, назаровских, ангренских	 70,0 80,0 60,0
28.	Зола торфа (в среднем)	60,0
29.	Коксовая и агломерационная пыль	100,0
30.	Каменноугольная пыль	40,0

Значения M определяются раздельно 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:

$$У=\gamma\sigma(f_{(1)}\cdot M_{(1)}+f_{(2)}\cdot M_{(2)}+f_{(3)}\cdot M_{(3)}).$$

Значение показателя относительной агрессивности примеси i-го вида может также определяться по формуле

$$A_i= a_i\cdot\alpha_i\cdot\delta_i,$$

где a_i, - показатель относительной опасности присутствия примеси в воздухе, вдыхаемом человеком.

Величина a_i, исчисляется по формуле

$$a_i = \sqrt{\frac{60}{ПДК_{сут.i}\cdot ПДК_{р.з.i}}},$$

где $ПДК_{сут.i}$ - "среднесуточная" предельно допустимая концентрация 1-й примеси в атмосферном воздухе;

$ПДК_{р.з.i}$ - предельно допустимое значение концентрации i-й примеси в воздухе рабочей зоны.

α_i - поправка, учитываемая вероятность накопления исходной примеси или вторичных загрязнителей в компонентах окружающей среды.

Значение поправки α_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;

— равным 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;

— равным 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;

— равным 1,5 для оксидов азота, сероуглерода, азона, хорошо растворимых неорганических соединений фтора;

— равным 1,2 для органических пылей, не содержащих опасных соединений, нетоксичных металлов и их оксидов.

В целях 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 года.

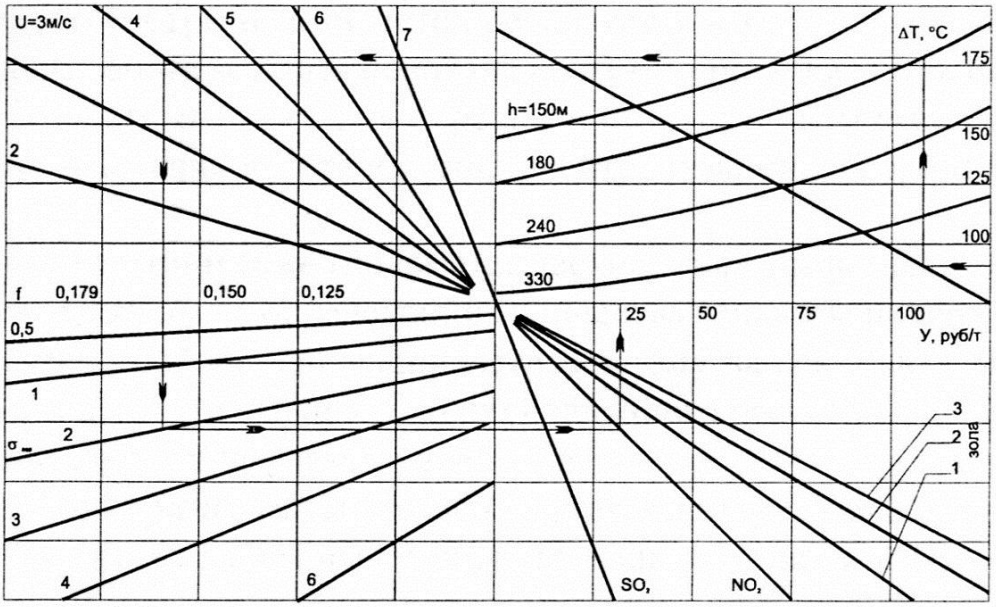


Рис. 6.1. Номограмма для определения удельного ущерба от выбросов в атмосферу окислов серы и азота:
1, 2, 3 — виды угля в соответствии с табл. 6.15

1.7. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ПРОДУКТАХ СГОРАНИЯ ТОПЛИВ

1.7.1. 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 газохроматографические.

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 основан на 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 наличии вещества можно судить по наличию в спектре линий, характерных для искомых элементов, а по их яркости и об их 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 времени 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 получили 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, например: 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%.

В описании метода должен быть указан порядок проведения подготовительных операций: приготовление насадок для аналитических колонок, условия их кондиционирования, применение или создание поверочных газовоздушных смесей для калибровки прибора, использование конкретного дозирующего устройства и др.

Метод определения загрязняющего вещества в продуктах сгорания топлив должен включать:

сущность метода и описание мешающих влияний;

условия и метод отбора проб, транспортирования и хранения отобранных проб воздуха;

описание 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;

обработку данных испытаний и указание погрешности определения;

метод обезвреживания продуктов анализа;

требования безопасности по использованию реактивов и обращению 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 органических растворителях, температура плавления, температура 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 имеющих место 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.).

1.7.2. 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 различались 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 $см^3$ ледяной уксусной кислоты и 250 $см^3$ воды), а по другой – 8% 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 электрофотоколориметре в видимой линии спектра (520 нм) на зеленом светофильтре. Интенсивность окрашивания пропорциональна концентрации нитритов.

Усовершенствование фотоколориметрического метода осуществлено при создании прибора "Эвдиометр-1", разработанного в ЭНИН им.Г.М.Кржижановского. Проба дымовых газов в количестве 5-10 $см^3$ окисляется в окислительном растворе, затем проходит в поглотительные сосуды, где реагирует с индикаторным раствором Грисса-Илосвая, образуя азокраситель. По интенсивности окраски индикаторного реактива, измеряемого фотоколориметром, определяется суммарная концентрация оксидов азота. Погрешность измерения — ±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, которым быстро можно 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	±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 применяются приборы, в которых реализуются хемилюминесцентный или фотометрический метод. Сущность хемилюминесцентного метода состоит в том, что реакция NO с O_3 в определенных условиях сопровождается люминесценцией:

$$NO + O_3 \rightarrow NO_2^* + O_2$$
$$NO_2^* \rightarrow NO_2 + h\nu$$

При смешивании пробы воздуха с газом, содержащим озон, окись азота вступает в химическое взаимодействие с озоном, сопровождающееся излучением света в спектральном диапазоне 590-2500 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 основе этого метода построены многие приборы зарубежных фирм.

1.7.3. Оксиды серы

Все ***методы определения*** SO_2 ***и*** SO_3 в газах заключаются в получении растворов, содержащих сульфит- и сульфат-ионы, и определения их различными физико-химическими и химическими способами. Для определения SO_3 в продуктах сгорания топлив используются методы, основанные на: поглощении SO_3 80% раствором пропанола; поглощении SO_3 0,01 н раствором едкого натра в 5% водном глицерине; селективной конденсации продуктов сгорания.

Методы определения SO_2 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 SO_2 с фуксинформальдегидным реактивом появляется фиолетовое окрашивание, что положено в основу колориметрического определения сернистого ангидрида в продуктах сгорания. По интенсивности окраски устанавливают концентрацию сернистого ангидрида в уходящих газах. В качестве поглотительного раствора используют 0,01 н

раствор едкого натра в 5% водном глицерине. Определению мешают окислы азота, поэтому применение этого метода ограничено.

В основу аппаратуры, применяемой для контроля за составом уходящих газов, положено избирательное свойство парарозанилина к SO_2. Исследуемый газ пропускают через поглотитель, заполненный раствором K_2 ($HqCl_4$). 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 рекциям:

$$3SO_2 + KClO_3 + 3H_2O = 3H_2SO_4 + KCl$$
$$H_2SO_4 + BaCl_2 = BaSO_4 + 2HCl$$

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

$$SO_2^{--} + O_2 + H_2O \rightarrow SO_4^{--} + 2O^- + 2H^+$$
$$I_2 + 2H_2S_2O_3 \rightarrow 2O^- + H_2S_4O_6 + 2H^+$$

На этом методе основана работа прибора "Эвдиометр-2" для замера концентраций диоксида серы в дымовых газах.

Этот метод достаточно прост, но дает искажение результатов из-за улетучивания 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. Определение проводится с помощью прибора УГ-2, позволяющего пропускать определенные объемы анализируемого газа.

В качестве индикаторных реактивов на SO_2 используются растворы: нитропруссида 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% 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 слое 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 — ±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

$$SO_2+Br_2+2H_2O \rightarrow H_2SO_4+2H^++2Br^-,$$

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/м^3 SO_2, погрешность — ±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% 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 удаления SO_2 можно использовать воздух, пропущенный через раствор пирогаллола (24 г пирогаллола в 160 мл 21% 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 02 мл 10% 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:

$$C_{SO_3} = \frac{A * 5}{3V_o},$$

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 обладает высокой чувствительностью, 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 пористым 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. Наличие растворенного SO_2 определяется титрованием 0,02 н раствора йода раствором $Na_2S_2O_3$ в присутствии крахмала.

Расчет выполняют по формуле

$$SO_3 = \frac{0{,}224(a - 2в)}{V_o} * 100\%,$$

где 0,244 – количество SO_3, соответствующее 1 мл 0,02 н раствора $NaOH$;

a - количество 0,02 н раствора $NaOH$, пошедшего на титрование, мл;

$в$ - количество 0,02 н раствора, израсходованного 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. Проскок кислоты 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 аналогично, как и для прибора селективной конденсации.

1.7.4. Продукты химнедожога

Титрометрическое определение содержания CO основано на окислении ***CO*** йодноватым ангидридом и определении образовавшегося углекислого газа. При этом протекают следующие реакции:

$$I_2O_5 + 5CO = 5CO_2 + I_2$$

углекислый газ поглощается раствором едкого барита

$$Ba(OH)_2 + CO_2 = BaCO_3 + H_2O$$

избыток $Ba(OH)_2$ оттитровывают соляной кислотой

$$Ba(OH)_2 + 2HCl = BaCl_2 + 2\,H_2O$$

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 протягивания 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/м^3.

Более высокую чувствительность – 5 мг/м^3 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/м^3, а применение в качестве индикаторного реактива кремнемолибденовой кислоты позволяет определить тысячные доли милиграмма *CO* в 1 л газа.

Газоволюметрическое определение CO основано на реакции взаимодействия аммиачного раствора хлорида меди с *CO*. Аммиачный раствор хлорида меди, адсорбция *CO* образует комплексное соединение

$$CuCl_2 + 2CO \rightarrow CuCl_2{*}2CO$$

$$CuCl_2{*}2CO + 4NH_3 + 2H_2O \rightarrow 2Cu + (NH_4)_2{*}C_2O_4 + 2NH_4Cl$$

Поглотительный раствор готовится растворением 200 г хлорида меди и 250 г хлорида аммония в 750 мл воды. Перед анализом на каждые 3 объема раствора добавляют 1 объем водного раствора аммиака плотностью 0,91 г/см^3.

Кроме *CO*, поглотительный раствор поглощает также O_2, CO_2, C_2H_2, тяжелые углеводороды. Поэтому эти компоненты перед определением *CO* должны быть удалены. Из-за возникновения ошибок, связанных с несовершенством метода, особенно при измерении малых концентраций *CO*, этот метод определения в настоящее время не может быть рекомендован.

При определении *CO*, H_2, CH_4 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, действие 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 $CO+H_2$ 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 методы.*** 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.

1.7.5. Газоанализаторы

Приборы, применяемые для определения концентрации загрязняющих веществ в продуктах сгорания топлив, в большинстве своем основаны на принципе газовой хроматографии, инфракрасного поглощения, 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 либо 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.

В свое время для анализа дымовых газов широкое применение получили переносной и стационарный варианты газоанализаторов "Бекман" (США) и "Хориба" (Япония). Газоанализатр "Хориба" модели МЕХА-16, предназначенный для непрерывного отбора проб и записи результатов на ленту, включает 5 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 — ±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 хемюлюминесцентного газоанализатора 344 ХЛ-01. Он служит для измерения объемной доли оксида и суммы оксида и дмоксида 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 доксида азота (NO_x) 0...200, 0...500, 0...1000, 0...2000, 0...5000 млн$^{-1}$. Основная приведенная погрешность: для NO на всех диапазонах ±15%; для NO_x на диапазоне 0...2000 млн$^{-1}$ ±25%; для NO_x на остальных диапазонах ±20%. Время - прогрева 1 ч. Время установления выходного сигнала - 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 1м), г/м^3
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 последователь-ного 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 сбоев 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", исключающая 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 РБ 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 ОГТ-O_2 положено использование концентрационного по кислороду гальванического элемента с твердым электролитом. В анализаторе АГТ-СО установлен сенсор-измеритель, использующий термохимический принцип измерения содержания *CO* 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 позволяет повысить 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.

Газоанализатор 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 инфра-красной области спектра с применением узкополосных интерференционных фильтров и микропроцессорного устройства.

Различные варианты исполнения прибора позволяют установить его либо вблизи точки отбора пробы, либо на расстоянии до 100 м от точки отбора пробы. Расстояние до регистрирующих приборов допускается 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, основано 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 процессор, 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 $100\text{-}q_2 - q_3 \approx 100\text{-}q_2$, 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 изменений РБ. Приборы и технологии их производства сертифицированы по международному стандарту ISO 9001.

Сведения о некоторых типах газоанализаторов приведены в табл 7.2.

Таблица 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 тепла с уходящими газами, коэффициент использования топлива, влажность и скорость газов	Для периодического контро-ля выбросов, наладки и контроля режимов работы котлоагрегатов, печей, су-шил, турбин, теплогенерато-ров и т.д.
MSI 150-Compact	Концентрация O_2, CO_2, CO, NO, SO_2, температура, давление (разрежение), коэффициент избытка воздуха, потери тепла с уходящими газами, коэффициент использования топлива, скорость газов	- " -
АГТ-СО	Концентрация CO	Для непрерывного контроля выбросов CO, 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 CO, NO, SO_2	Для непрерывного контроля выбросов, наладки и конт-роля режимов работы котло-агрегатов
OPSIS	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 тепла с уходящими газами, коэффи-циент использования топлива	Для контроля выбросов, на-ладки и контроля режимов работы котлоагрегатов и другого теплоэнергетическо-го оборудования
Perkin Elmer (MCS 100 CD)	Концентрация O_2, CO, NO, NO_2, SO_2, температура, давление (разрежение), коэффициент избытка воздуха, потери тепла с уходящими газами	Для контроля выбросов, на-ладки и контроля режимов работы котлоагрегатов
ENDA-212	Концентрация NO и NO_x	Для непрерывного контроля
Beckman-951A	Концентрация NO и NO_x	- " -
КМ9006 QVINTOX	Концентрация O_2, CO, CO_2, NO, NO_2, SO_2; разрежение, избыток воздуха, темпераутра воздуха и уходящих газов	Для периодического кон-троля

В энергетике в последние годы получили распространение только несколько типов приборов зарубежных фирм. Описание по некоторым из них приведено ниже.

Приборы типа "Draqer" (MSI)

Газоанализаторы "Draqer" (MSI) представлены несколькими модификациями, отличающимися между собой количеством выполняемых функций. В число функций входи 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 PC 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. Compact 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 (COMPACT)

	Диапазон	Разрешение
$t_г$	0-1200°C	1°C
$t_в$	0-100°C	1°C
$P/\Delta P$	-50- +50 мбар	0,01 мбар
ω	2-70 м/с	1 м/с

C_{O_2}	0-21 об.% 0,1 объемн.%
C_{CO} компенс. на H_2	0-4000 ppm 1 ppm
C_{CO} (высокие концентрации)	2000-9000 ppm => 1 ppm 1-2 объемн. % => 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_2} в объемн. %, q_2, α, K_m Значения выводятся в ppm и объемн.%. 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
Прокачка газа	надежный мембранный насос, около 0,9 л/мин Дополнительный насос для продувки ячеек
Интерфейс	последовательный, двухнаправленный, V24,9 – выводной D-соединитель.
Аккумулятор	не требующий обслуживания свинцовый аккумулятор, 6В,6,5А-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) РБ. 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 т.д.

Газоанализатор "Testo 350"

Прибор обладает высокой точностью измерений, короткой фазой подготовки к эксплуатации, возможностью распечатки результатов 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).

Основное 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:

- температура 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 информации 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 тепла 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 2-х 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°С. Датчик температуры выполнен из сплавов NiCr – NiA1. Зонд имеет 2 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. Подключение шлангов к боксу-анализатору должно производиться 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 рабочей длиной 1000 мм и 2000 мм при температуре до 500°С. Подключение ее производится через специальные соединительные штуцера к датчику дифференциального давления с помощью силиконовых трубок.

4. Зонд для измерения относительной влажности газов.

Газоанализатор может комплектоваться 2-мя устройствами пробоподготовки: "Testo 339" или компактным блоком осушки.

Питание прибора может осуществляться как от сети переменного тока напряжением 220 V, 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/м^3;
- дифференциальное давление: Мбар, гПа, Па, мм в.ст.;
- скорость потока: — м/с.

Первичная информация выводится на дисплей через 40-60 сек 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 (*O_2, CO, NO, NO_2, SO_2*, температура и давление) показаны диапазоны измерений и погрешности, утвержденные органами стандартизации Германии и Республики Беларусь.

	По данным "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 O_2

Диапазон измерения	0...21% объемных	0-5% об.	5-21%
Погрешность	± 0.2% объемных	±4% прив.	±4% отн.
Тип датчика	Электрохимическая ячейка		
Быстродействие	около 20 сек.		

Определение CO_2

Диапазон измерения	0...CO_2 max	0-CO_2max
		± 4% прив.
Определение	Расчет из O_2	

Измерение *CO* (без компенсации H_2)

Диапазон измерения	0...20000 ppm	0-500 ppm	500-2000 ppm
Погрешность	± 20 ppm (до 400 ppm)	±10% прив.	±10% отн.
	± 5% от изм.зн. (до 2000 ppm)		
	± 10% от изм.зн. (до 20000 ppm)		
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 H_2)

Диапазон измерения	0...10000 ppm	0-500 ppm	500-2000 ppm
Погрешность	± 20 ppm (до 400 ppm)	±10% прив.	±10% отн.
	± 5% от изм.зн. (до 2000 ppm)		
	± 10%от изм.зн. (до 10000 ppm)		
Быстродействие	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 NO_2

Диапазон измерения	0...500 ppm	0-100 ppm 100-500 ppm
Погрешность	± 10 ppm (до 100 ppm) ± 5% от изм. зн. (выше 100 ppm)	± 10% прив. ±10% отн.
Тип датчика	Электрохимическая ячейка	
Быстродействие	около 40 сек.	

Измерения SO_2

Диапазон измерения	0...5000 ppm	0-500 ppm 500-2000 ppm
Погрешность	± 20 ppm (до 400ppm) ± 5% от изм.зн. (до 3000 ppm) ± 10% от изм.зн. (до 5000 ppm)	±10% прив. ±10% отн.
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	1...40 м/с

скорости	
Диапазон измерения температуры	0...500

Измерения разности давлений

Диапазон измерения	100 гПа
Погрешность	± 0,1 гПа (0...20 гПа) ± 0,5% от изм.зн. (20...100 гПа)
Разрешающая способность	0,01 гПа
Диапазон измерения	10 гПа
Погрешность	± 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°C
Допускаемая температура хранения и транспортировки	-20... +50°C
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°C температуры точки росы на входе
Дополнительная рабочая	+5... +40

температура	
Максимальный расход	1,8 л/мин.
Дополнительная температура хранения и транспортировки	-20...50°C
Корпус	алюминиевый, 180*170*300 мм (с ручкой)
Шланг	+170°C
Вес	прибор – около 4,8 кг шланг – около 1,2 кг, длиной 2,2 м

Принтер

Тип принтера	термопринтер на инфракрасных лучах, регулируемая контрастность изображения
Объем печати	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°C
Дополнительная температура хранения и транспортировки	-40...+60
Электропитание	4 батареи типа AA 1,58 или аккумуляторы NiCd

Газозаборные зонды

Длина	300-700 мм
Максимальная температура	500/1000°C
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, реализованная на одной из ТЭЦ России. В ней использовано измерительное оборудование производства фирмы SICK AG, состоящее из пяти оптоэлектронных газоанализаторов, трех твердоэлектролитных кислородомеров и одного ультразвукового измерителя расхода дымовых газов.

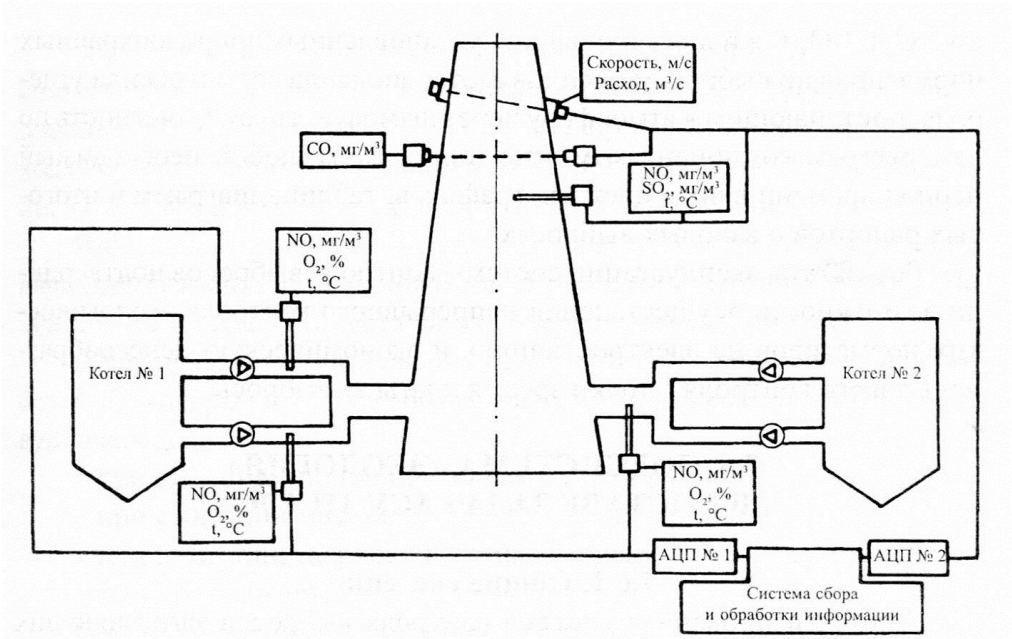


Рис. 7.1. Схема АСКВ ТЭЦ

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*, SO_2 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 поступают в автономную систему сбора и обработки экологической информации. Туда же поступают все сигналы состояния от измерительного оборудования. В алгоритм обработки данных за отчетные 20-ти минутные интервалы заложен критерий достоверности, равный 60%. Это означает, что массив, накопленной 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 двадцати минутки. 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-ти 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 концентрациям 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 целесообразнось такого контроля с точки зрения платы за выбросы.

1.7.6. Подсистема "Экология" в составе задач АСУ ТП ТЭС

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 метеоусловий.

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 функционируют в числе 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 решаемых задач.

К числу загрязняющих веществ, содержащихся в газовых выбросах ТЭС, которые подлежат обязательному контролю, отосятся в первую очередь:

- при сжигании природного газа – оксиды азота;
- при сжигании мазута – оксиды азота, сернистый газ;
- при сжигании твердого топлива – оксиды азота, секрнистый газ, твердые частицы.

Поскольку выброс оксидов азота и пыли во многом определяется совершенством технологии сжигания топлива, то снижение загрязнения воздуха этими веществами в первую очередь должно быть направлено на оптимизацию параметров процесса горения топлива, при котором должен быть уменьшен 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 в первую очередь нужны для организации управляющих воздействий на объект.

Как известно, по газовому тракту котлов происходит изменение концентраций оксидов азота. Меняется соотношение содержания 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 существенным образом 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 выбосов, 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 ориентированно 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.

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 иметь возможность применения 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 из ряда 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 почсобии в рамках подсистемы "Экология" рассматриваются вопросы, связанные только с охраной атмосферного воздуха.

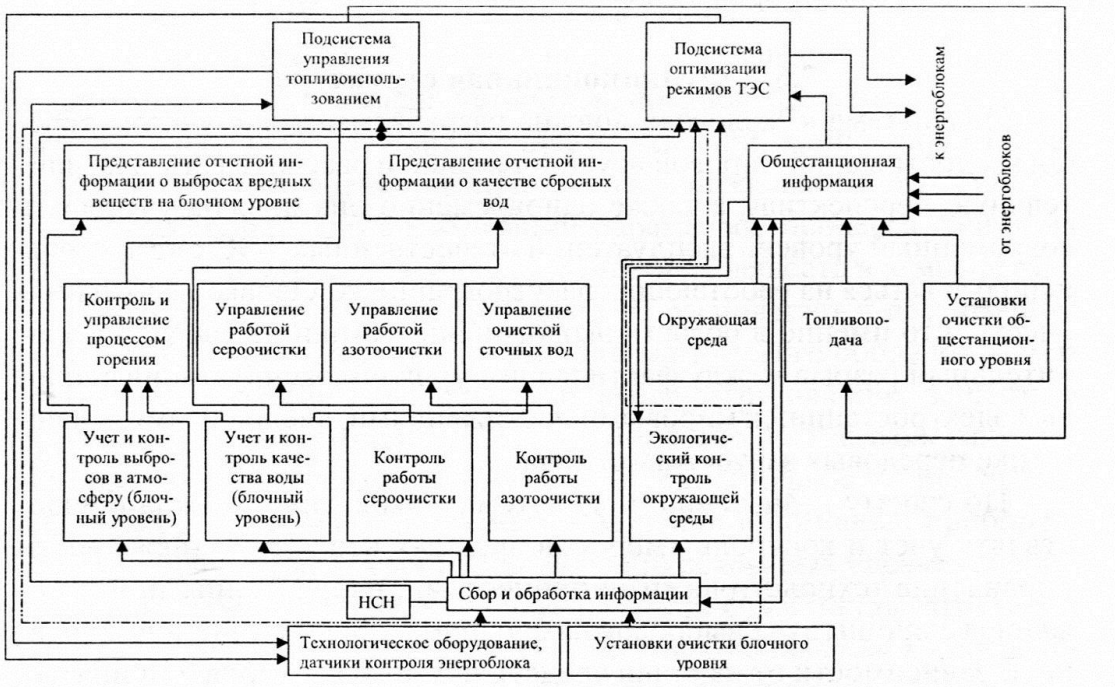


Рис. 7.2. Функциональная структура подсистемы «Экология» ИЛСУ

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, снижения 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 "Управления 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.

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.

Наиболее 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 ограничены. 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 пятиокиси ванадия и окиси титана.

В качестве возможных вариантов рассмотрены наиболее распространенные и технически опробированные схемы восстановления оксидов азота аммиачно-каталитическим способом (рис. 7.3) и сероочистка дымовых газов мокрым известковым способом (рис. 7.4).

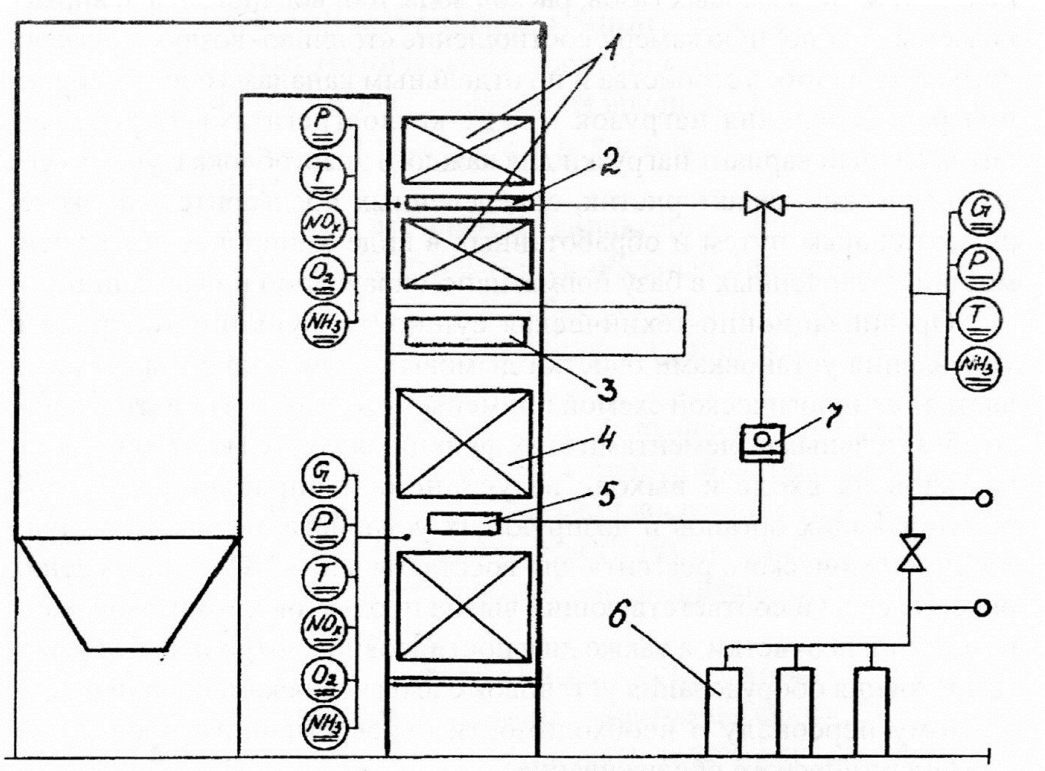


Рис. 7.3. Аммиачно-каталитическая очистка дымовых газов от NO.
1 — экономайзер; 2 — распределитель аммиака; 3 — катализатор;
4 — воздухоподогреватель; 5 — датчик концентрации NO_x*;*
6 — аммиачное хозяйство; 7 — вторичный прибор

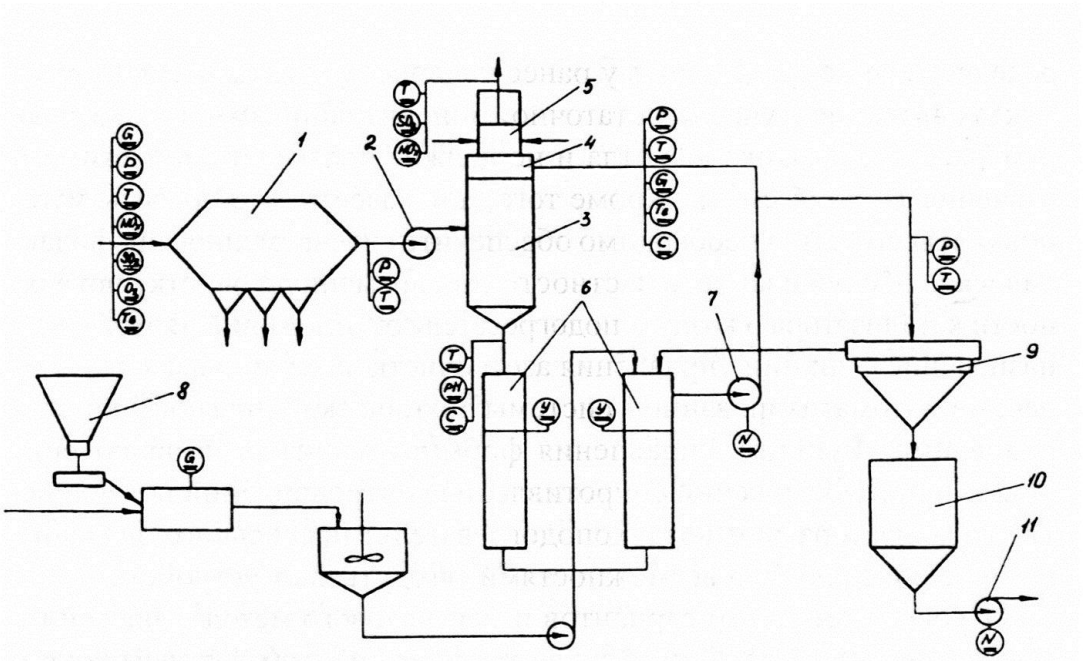


Рис. 7.4. Принципиальная технологическая схема очистки дымовых газов от двуокиси серы известняковым способом. 1 – золоуловитель; 2 – дымосос; 3 – скруббер; 4 – брызгоуловитель; 5 – подогреватель; 6 – емкость; 7 – циркуляционный насос; 8 – установка для приготовления суспензии известняка; 9 – сгуститель; 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 определяется 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 $C^{ост}_{NH_3} \approx 5$ см^3/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 между собой 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. Скруббер 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 с целью завершения процесса кристаллизации сульфита кальция. Когда концентрация твердых частиц достигает 10÷15% массы жидкости, часть суспензии выводится из цикла с таким расчетом, чтобы концентрация твердых частиц в циркулирующем растворе была постоянной. Удаляемая из цикла орошения суспензия совместно или раздельно 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 определение 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 валовых выбросов вредных веществ 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.

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, коэффициенты аппроксимации зависимостей, характеризующих влияние различных режимных параметров на образование вредных веществ, а также показателем качества топлива.

Таблица 7.3

Выходная информация

№ п/п	Наименование показателя	Период			
		20 мин	Час	Сутки	Месяц
1	2	3	4	5	6
Блочный уровень					
1.	Выбросы газообразных и жидких веществ, т, от энергоблока №____				
2.	Выбросы окислов серы, т, от энергоблока				
3.	Выбросы оксидов азота, т, от энерго-блока				
4.	Выбросы диоксида азота, т, от энерго-блока				
5.	Выбросы оксида углерода, т, от энерго-блока				
6.	Выбросы твердых веществ от энерго-блока				
7.	Выбросы пятиокиси 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 азата от ТЭС, т				
16.	Выбросы твердых веществ трубами ТЭС, т				
17.	Выбросы золы, т				
18.	Выбросы пятиокиси ванадия, т				
19.	Выбросы бенз(а)пирена, т				
20.	Суммарные выбросы вредных веществ трубами ТЭС				

Таблица 7.4

Аналоговая информация

№ п/п	Наименование параметра	Разм.
1	2	3
Показатели режима работы котла		
1.	Нагрузка котлоагрегата	т/ч
2.	Содержание кислорода (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	$кгс/м^2$
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 кислорода (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 суспнзии, подаваемой на сероочистку	%
29.	Температура воды на выходе из абсорбера	град
30.	Показатель *pH* 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	%
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	$мг/м^3$

Таблица 7.5

Соотношения между единицами измерений концентраций газообразных загрязняющих веществ в продуктах сгорания топлив

	ppm	%	мг/м^3	мг/т у.т.	$\frac{г}{кВт \cdot ч}$	$\frac{г}{МВт}$	$\frac{кг}{Гкал}$
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	$7K_2$	$0{,}86K_2$	$0{,}239K_2$	K_2
$\frac{кг}{т\ у.т.}$	$\frac{0{,}143}{K_1 K_2}$	$\frac{0{,}143 \cdot 10^{-4}}{K_1 K_2}$	$\frac{0{,}143}{K_2}$	1	0,123	0,034	0,143
$\frac{г}{кВт \cdot ч}$	$\frac{1{,}163}{K_1 K_2}$	$\frac{1{,}163 \cdot 10^{-4}}{K_1 K_2}$	$\frac{1{,}163}{K_2}$	8,14	1	0,278	1,163
$\frac{г}{МДж}$	$\frac{4{,}186}{K_1 K_2}$	$\frac{4{,}186 \cdot 10^{-4}}{K_1 K_2}$	$\frac{4{,}186}{K_2}$	29,302	3,6	1	4,186
$\frac{кг}{Гкал}$	$\frac{1}{K_1 K_2}$	$\frac{10^{-4}}{K_1 K_2}$	$\frac{1}{K_2}$	7	0,86	0,239	1

Примечание.

$$K_1 = \frac{m_i}{22{,}4};\quad K_1^{NO_x} = \frac{46}{22{,}4} = 2{,}05;\quad K_1^{CO} = \frac{28}{22{,}4} = 1{,}25;\quad K_1^{SO_2} = \frac{64}{22{,}4} = 2{,}86;$$

$$K_2 = \frac{V_г}{Q_{нр}};\quad V_г = \left(V_г^0 - V_{H_2O}^0\right) + (\alpha - 1) \cdot V^0 \cdot 0{,}984;\left(\frac{нм^3}{кг}\right).$$

1.8. ЗОЛОУЛАВИТЕЛИ НА ТЭС

1.8.1. Общие сведения

Показателем эффективности работы золоулавливающего оборудования является степень очистки уходящих газов. Этот показатель зависит от типа газоочистных устройств, а также от 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:

$$\eta = \frac{G_{ул}}{G_{вх}} = \frac{G_{ул}}{G_{ул} + G_{вых}} = \frac{G_{вх} - G_{вых}}{G_{вх}} = \frac{z_{вх}Q_{вх} - z_{вых}Q_{вых}}{z_{вх}Q_{вх}},$$

где $G_{ул}$, $G_{вх}$, $G_{вых}$ - соответственно количество золы, уловленной в аппарате, входящей или выходящей (неуловленной) из него, кг/с;

$Q_{вх}$, $Q_{вых}$ – объем газов соответственно на входе и выходе из аппарата, м^3/с;

$z_{вх}$, $z_{вых}$ - концентрация золы в газах соответственно на входе и выходе из аппарата, кг/м^3.

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:

$$\varepsilon = \frac{G_{вых}}{G_{вх}} = 1 - \eta; \text{ или } \varepsilon = 100 - \eta, \%$$

Для всех типов газоочистных устройств при постоянной скорости дрейфа частиц (σ, м/с) в канале под действием сил осаждения к его поверхности (A, м^2)и объема потока газов (σ, м^3/с) определяется параметр золоулавливания по выражению: $$П = \frac{\sigma A}{V}$$

Для турбулентного движения частиц пыли в потоке

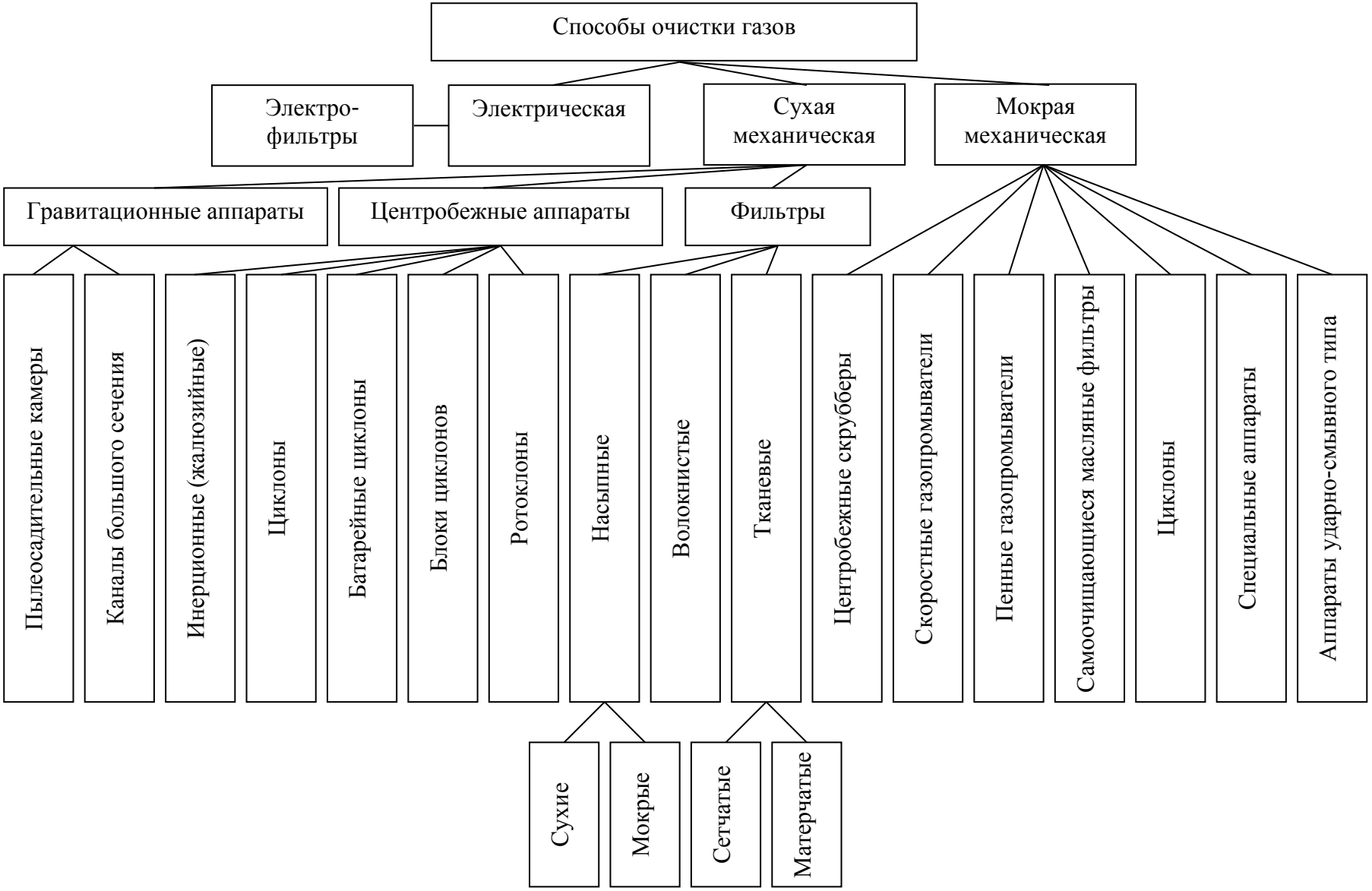
$$\varepsilon = exp\ (-П)$$

Для ламинарного потока

$$\varepsilon = 1-П \text{ или } \eta = П$$

Таблица 8.1

Классификация способов очистки газов от твердых частиц



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:

$$\eta = \frac{\Sigma \eta_{фр} \Phi_{фр}}{100} = \frac{\eta_{0-5} \Phi_{0-5}}{100} + \frac{\eta_{5-10} \Phi_{5-10}}{100} + \ldots + \frac{\eta_i \Phi_i}{100},$$

где η_{0-5}, η_{5-10}, η_i - фракционные степени очистки соответственно для частиц

0-5 мкм, 5-10 мкм, *i* мкм, определенные опытным путем, %;

Φ_{0-5}, Φ_{5-10}, Φ_i - содержание массы фракций золы с размерами 0-5 мкм, 5-10 мкм, *i* мкм на входе в аппарат, %. В отличие от $\eta_{фр}$ 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 и ее дисперсный состав, уловленной или вынесенной из аппарата:

$$\eta_{фр} = \frac{\Phi'_{фр} \eta}{\Phi_{фр}} = \frac{\Phi_{фр} - \Phi''_{фр^{\varepsilon}}}{\Phi_{фр}} = \frac{\Phi'_{фр} \eta}{\Phi'_{фр} \eta + \Phi''_{фр^{\varepsilon}}},$$

где $\Phi_{фр}$, $\Phi'_{фр}, \Phi''_{фр}$ - содержание массы данной фракции золы соответственно

перед аппаратом, в улове и в 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, %, больших или меньших определенного диаметра. При использовании логарифмически вероятностной сетки дисперсный состав золы характеризуется двумя величинами: ***медианным размером (медианой распределения)*** δ_{50} и показателем ***полидисперсности*** σ, 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, количест-

во 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% содержанию частиц.

Показатель полидисперсности δ характеризует диапазон размеров содержащихся в золе частиц: чем меньше δ, тем более однородна (менее полидисперсна) зола по фракционноум составу.

В зависимости от размеров содержащихся частиц золу разделяют на крупнодисперсную (до 100 мкм), среднедисперсную (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 отталкиваться и снова попадать в газовый поток. Такими свойствами обладает зола, имеющая большое количество недогоревшего углерода, например зола донецкого АШ.

II группа золы имеет электрическое сопртивление 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:

неслипающаяся (I), слабослипающаяся (II), среднеслипающаяся (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 количество недожога.

Для мокрых золоуловителей большое значение имеет содержание в золе свободной *CaO*. При большом содержании *CaO* 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. Одним из важных направлений является использование в дорожном строительстве золоуноса и шлака в качестве наполнителя асфальтобетона. Зола некоторых каменных углей может использоваться как сырье при производстве концентратов железа; в сельском хозяйстве – в качестве добавки к минеральным удобрениям.

1.8.2. 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, обозначенный β. Для циклонов СДК-ЦН-33 и СК-ЦН-34 $\beta = 0°$.

Параметр золоулавливания в циклоне определяется из выражения

$$П = \frac{\tau_p \cdot U}{R} \cdot \frac{2\pi \cdot n}{1 - \overline{D_o}},$$

где τ_p – время релоксации (время разгона частицы от нулевого значения скорости до скорости дрейфа (в с);

U – скорость потока газов, м/с;

R,D - радиус и диаметр циклона, м;

n - число оборотов потока до выхода из циклона;

D_o- соответственно диаметр внутреннего цилиндра циклона, м

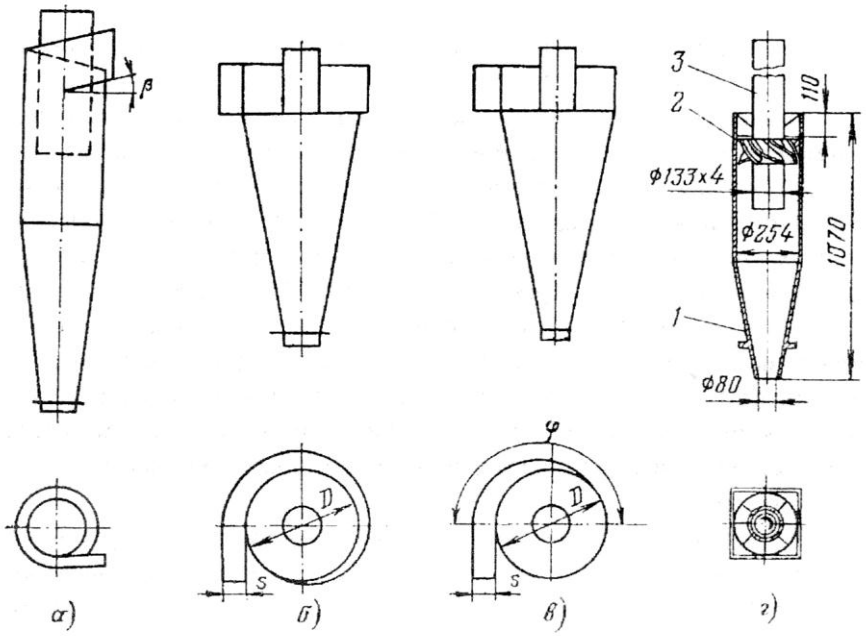


Рис. 8.1. Циклоны с различными конструкциями завихрений потока: а — циклон типа ЦН-11 с тангенциальным завихрителем (β — угол наклона патрубка к поперечному сечению циклона); б — циклон типа СДК-ЦН-33 со спиральным завихрителем (s — ширина входного патрубка, D — диаметр корпуса циклона); в — циклон типа 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 — выхлопная труба

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 имеет 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.

Таблица 8.2.

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 сопротивлении 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	3995 4235	0,97 1,07
ЦН-2х2х450	450	2	2	4	0,63	7,34	8,56	1340	1528	4275 4490	1,14 1,23
ЦН-2х2х500	500	2	2	4	0,79	9,08	10,58	1486	1676	4480 5070	1,2 1,47
ЦН-3х2х500	500	3	2	6	1,18	13,62	15,87	2068	1922	5060 5445	2,1 2,23
ЦН-3х2х550	550	3	2	6	1,42	16,44	19,2	2265	2115	5741 6005	2,32 2,71
ЦН-3х2х600	600	3	2	6	1,69	19,57	22,86	2424	2276	6028 6280	2,91 3,09
ЦН-3х2х650	650	3	2	6	1,98	22,95	26,76	2594	2436	6314 6575	3,38 3,75
ЦН-3х2х700	700	3	2	6	2,3	26,4	31,08	2787	2635	7100 7320	3,9 4,2
ЦН-4х2х750	750	4	2	8	3,51	40,8	47,6	3787	3722	8225 8770	4,29 4,44
ЦН-4х2х800	800	4	2	8	4,02	46,4	54,1	4002	3990	8587 9175	4,96 5,61

Примечание. Циклоны применяются при разрежении до 2,5 кПа (250 кгс/$м^2$) правого и левого исполнения для входного патрубка. Допускаемая запыленность газа при слабослипающейся золе для циклонов с D=400 мм — 200 г/$м^3$, с D=600 мм — 300 г/$м^3$, с D=800 мм — 400 г/$м^3$. 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/м^3. Коэффициент гидравлического сопротивления циклона ЦН-15 $\xi \approx 105$. 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.

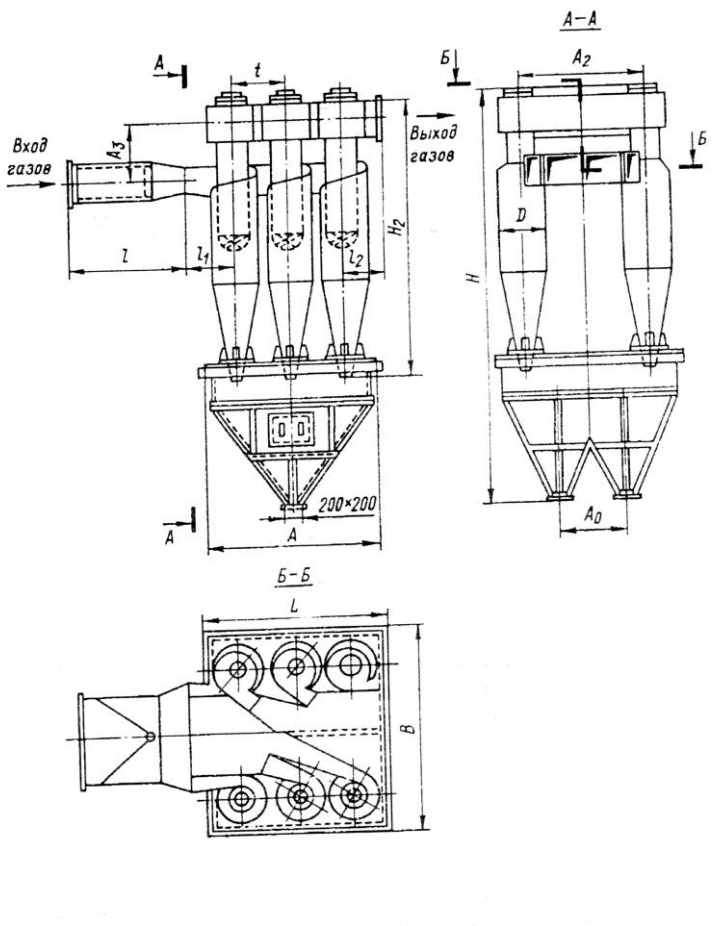


Рис. 8.2. Типовая компоновка блока из шести циклонов

Таблица 8.3

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 ξ=90. При слоевом 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/м^3, у элемента «Розетка» — 15 г/м^3; при d = 150 мм — соответственно 50 и 53 и при d = 250 мм 100 и 75 г/м^3. 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/м^2). На крышке выходной части батареи имеется лаз и ставят взрывной клапан; на входном коробе языковый шибер. Поставляют батарейный циклон собранным в корпусе с входным коробом, бункером для золы и шибером.

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 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.

Таблица 8.4

Типоразмер батарейного циклона	Производительность батарейного	Количество пропускаемых газов тыс.м^3/ч, при t=150 °С и сопротивлении, кПа (кгс/м^2)	Основные размеры, мм					Масса, т
			наибольшие			подводящего патрубка	отводящего патрубка	
			высота	ширина	длина			

		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 малой. Переключение секций осуществляется с помощью шибера, установленного во входном патрубке. Из бункера уловленная зола удаляется из каждой секции через отверстие 200х200 мм. Батарейный циклон используют для улавливания золы углей, не содержащих CaO, с КПД до 82 – 90 %.

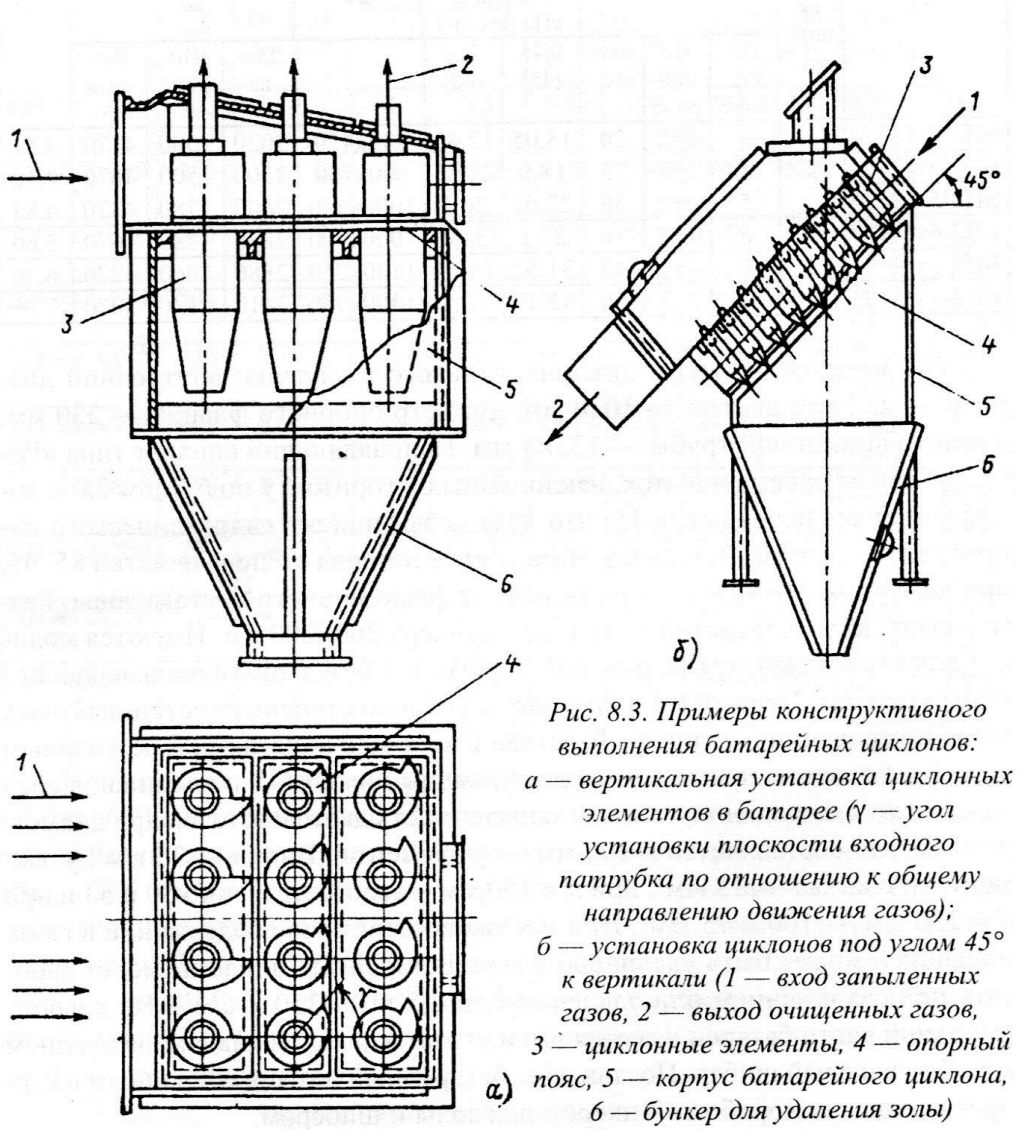


Рис. 8.3. Примеры конструктивного выполнения батарейных циклонов: а — вертикальная установка циклонных элементов в батарее (γ — угол установки плоскости входного патрубка по отношению к общему направлению движения газов); б — установка циклонов под углом 45° к вертикали (1 — вход запыленных газов, 2 — выход очищенных газов, 3 — циклонные элементы, 4 — опорный пояс, 5 — корпус батарейного циклона, 6 — бункер для удаления золы)

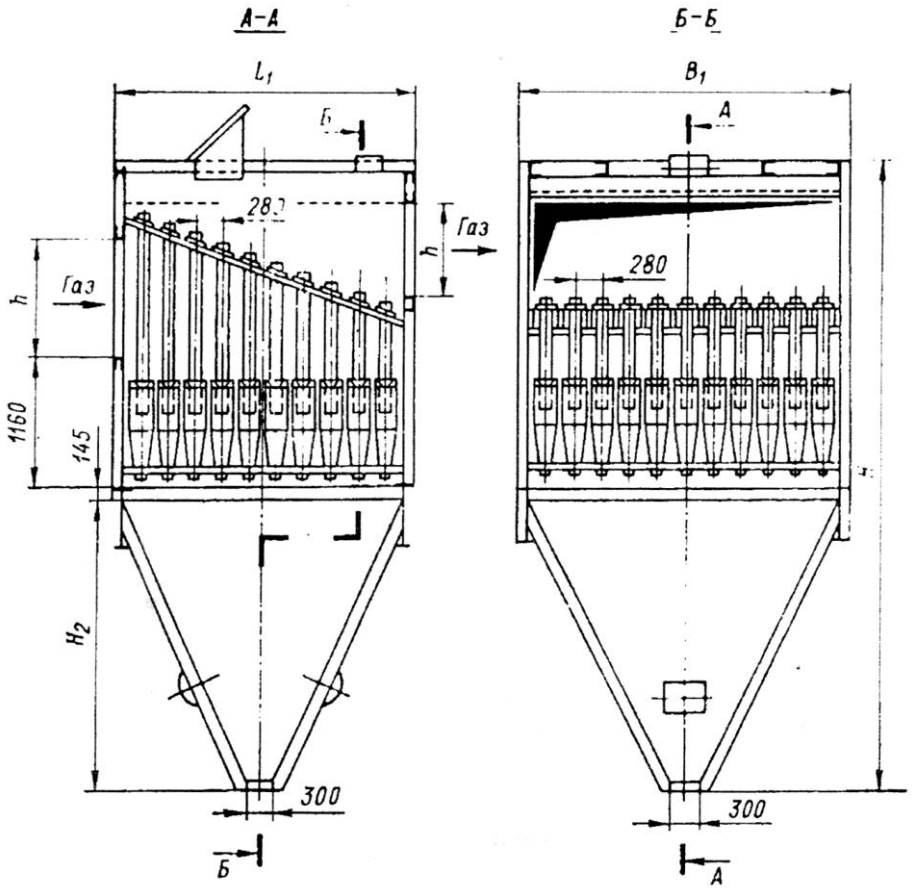


Рис. 8.4. Батарейный циклон для парогенераторов производительностью 25–320 т/ч

Таблица 8.5

Батарейные циклоны ЦБ-254Р

Марка батарейного циклона	Расход дымовых газов, м^3/ч, при скорости газов 4,5 м/с	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 газоочистительной 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/м^3, среднеслипающейся — 100 г/м^3. 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/м^3 поступают в раздающий короб, расположенный над секциями циклонов, и, пройдя последний, выходят в короб очищенного газа, находящийся внизу. Уловленная зола ссыпается вниз в бункера, 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 газоход подвода 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 в комплект поставки не входят.

Циклонные элементы завод изготавливает из серого чугуна, их каркасы и листы жесткости — из углеродистой стали. Корпус аппарата изготовляют на монтаже по чертежам, разрабатываемым для каждого объекта. Разрежение в корпусе допускается от 2,5 до 5 кПа (250 – 500 кг/см^2). Очистка газов от золы может достигать 93 ÷ 96 %, так как она зависит от фракционного состава.

Батарейные циклоны применятся 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 «Энергоуголь» 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 4x14xm означает четырехсекционный аппарат с 14 элементами в глубину и с m элементами по ширине.

Таблица 8.7

Типоразмеры батарейных циклонов БЦУ-М

Типоразмер	Число элементов по ширине m	Предельные числа элементов m	Предельные площади сечения, м^2
1x10xm	7—15	70—150	2,93—6,28
2x10xm	7—15	140—300	5,87—12,57
4x10xm	7—15	280—600	11,73—25,14
2x12xm	7—15	168—360	7,04—15,08
4x12xm	7—15	336—720	14,08—30,17
2x14xm	7—24	196—672	8,21—28,15
4x14xm	7—24	392—1344	16,42—56,31

Примечание. Расчетное сечение элемента $\omega_ц = 0{,}042$ 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.***

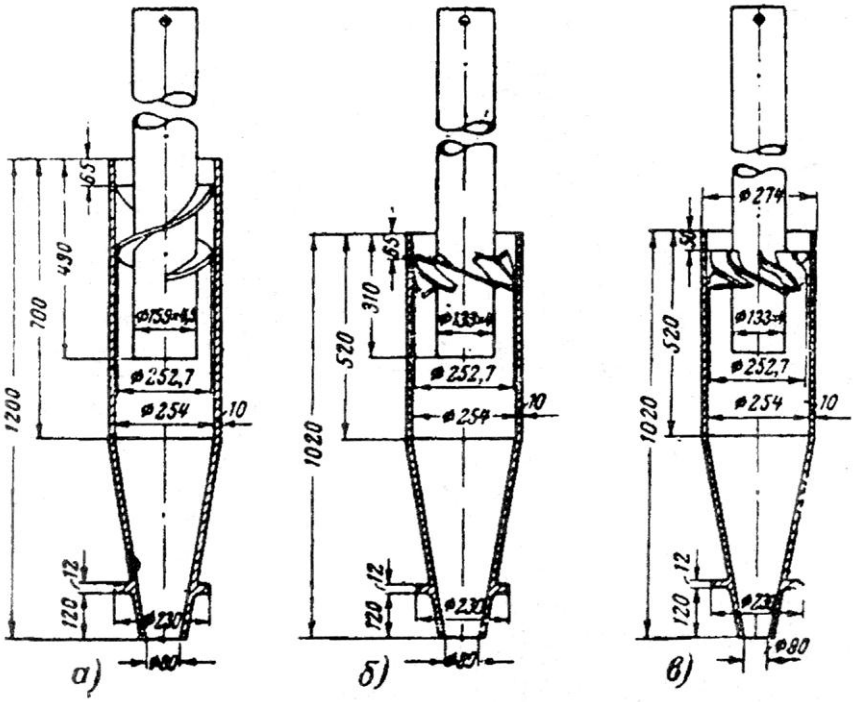


Рис. 8.5. Циклонные элементы батарейных циклонов с направляющими аппаратами типа: а — «Винт», б — «Розетка», в — «Розетка» с безударным входом

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 раздельными 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.

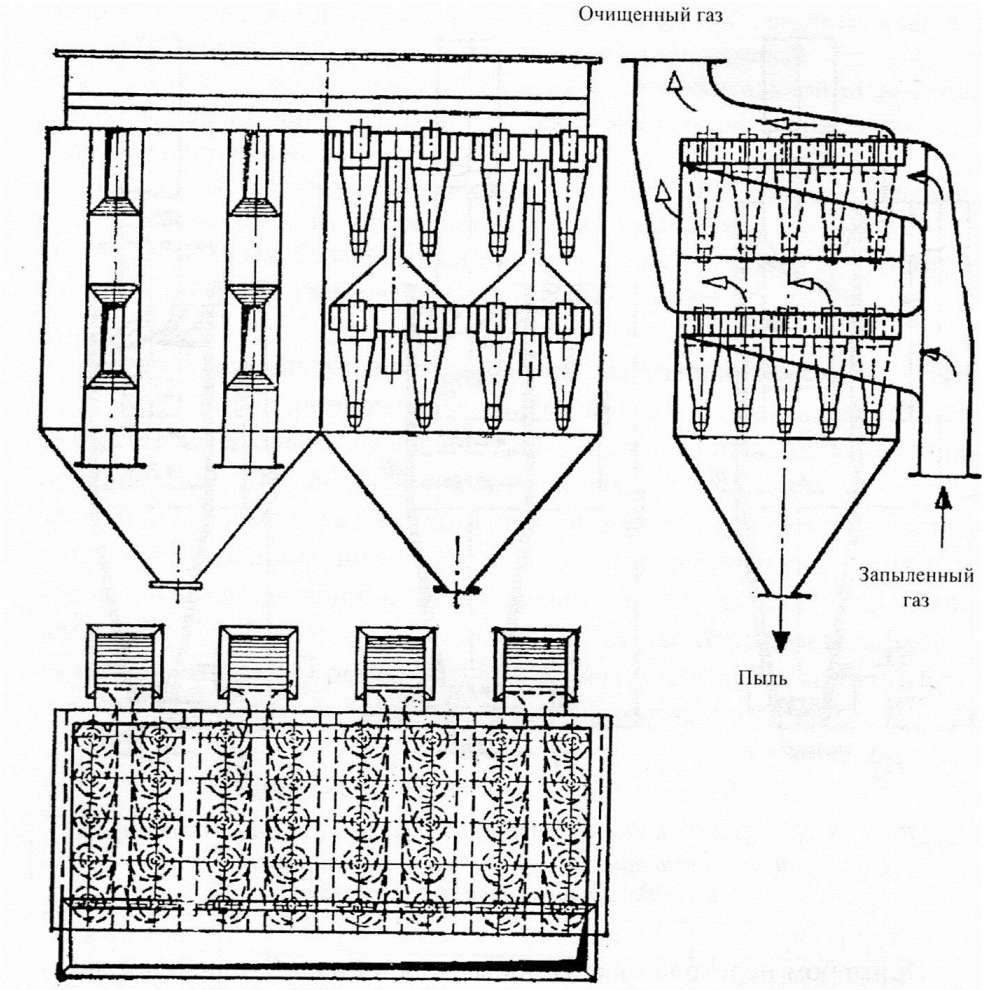


Рис. 8.6. Пылеуловитель «Мультиаэродин»

Важным параметром циклонных аппаратов является ***гидравлическое сопротивление***, определяемое по формуле

$$\Delta p_n = \zeta \frac{W_{усл}^2}{2g} \gamma_г = \zeta \frac{W_{усл}^2}{2} \rho_г ,$$

где $\gamma_г$- удельный вес газов, Н/м^3;

$\rho_г$ – плотность газов, кг/м^3;

ζ - условный коэффициент гидравлического сопротивления циклонного аппарата;

g – ускорение свободного падения;

$W_{усл}$ – условная скорость газов.

Условная скорость газов определяется как отношение секундного объемного расхода газов к поперечному сечению корпуса циклона или циклонного элемента. Для батарейного циклона

$$W_{усл} = \frac{4Q_{ср}}{n\pi D^2},$$

где $Q_{ср}$ – расход газов через батарейный циклон, м^3/с, $Q_{ср} = 0{,}5(Q_{вх}+Q_{вых})$;

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 запыленом газе ζ уменьшается. В расчетах ζ принимают постоянным, тогда как в действительности он несколько повышается с увеличением расхода газов.

1.8.3. **Жалюзийные золоуловители**

Жалюзийные золоуловители из-за низкой степени очистки применяются, в основном, в котлах, сжигающих топлива с высокоабразивной золой (например, экибастузские), как встроенные, 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. Состоит золоуловитель из корпуса 2, двух жалюзийных решеток 3, газоходов очищенных 4 и неочищенных газов 1. Газы проходят между лопастями решеток, увлекая с собой лишь небольшое количество мелких фракций золы, а более крупные частицы улавливаются в циклоне 5. Достоинствами ЖЗУ являются малые габариты, небольшое гидравлическое сопротивление, возможность установки 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.

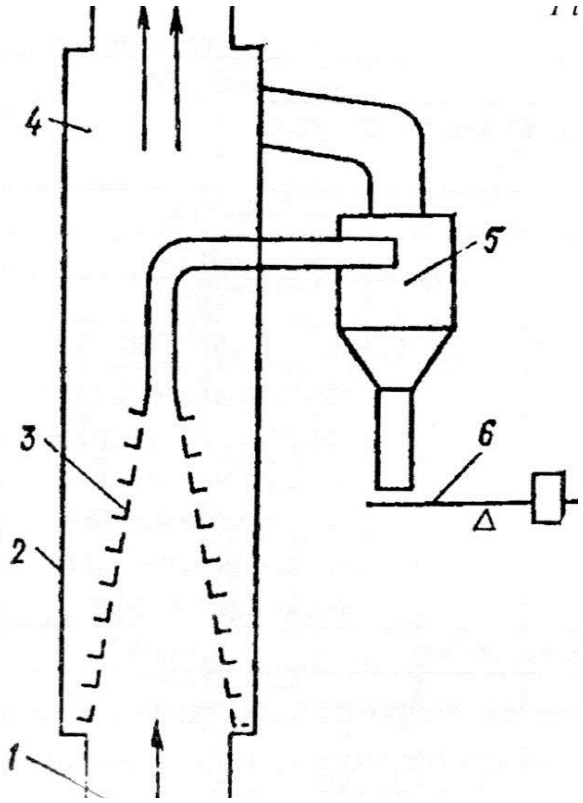


Рис. 8.7. Схема жалюзийного золоуловителя:

1 – вход загрязненных газов, 2 – корпус золоуловителя, 3 – жалюзи, 4 – выход очищенных газов, 5 – циклон.

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	Лопасти из углового железа 40х40 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
топки с молотковыми мельницами для бурых углей	70-75
топки с молотковыми мельницами для фрезерного торфа	75-80
топки с шаровыми барабанными мельницами	60-65
Концентрация золы в дымовых газах после золоуловителя при слоевом сжигании, г/м^3:	
подмосковного угля	Больше 1
донецкого угля АРШ	0,26
То же при пылевидном сжигании	5-7
Наивысшая допустимая температура дымовых газов, ^{o}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/м^2), при расположении решеток в вертикальных газоходах 100 – 500 Па (10 – 50 кгс/м^2), при камерном сжигании: каменных и бурых углей 200 Па (20 кгс/м^2), фрезерного торфа 250 ПА (25 кгс/м^2), сланцев 100 Па (10 кгс/м^2). Улавливание частиц меньше 20 мкм не обеспечивается.

Решетки устанавливаются под углом 9^o к оси газохода с центральной отсосной щелью и боковыми щелями.

1.8.4. 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 типа (рис. 8.8).

Конструктивно 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 к корпусу тангенциально к внутренней поверхности и имеет уклон в сторону корпуса 10^o. Внутренние поверхности корпуса и конического днища футеруются кислотоупорной и износоустойчивой плиткой из керамического материала.

Внутренняя поверхность корпуса аппарата непрерывно орошается из сопл, установленных по окружности на расстоянии 500 мм друг от друга. Струи воды из сопл направлены в сторону вращения газов тангенциально к внутренней футерованной поверхности корпуса. Диаметр аппарата определяют, принимая скорость дымовых газов в свободном сечении скруббера 4 – 5 м/с. Высота орошаемой части от сопл до оси входного патрубка должна составлять три — четыре диаметра скруббера.

Расход воды на орошение $G_ж$, кг/с находится в из соотношения

$$G_ж = 0{,}14\pi D,$$

где D внутренний диаметр аппарат, 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.

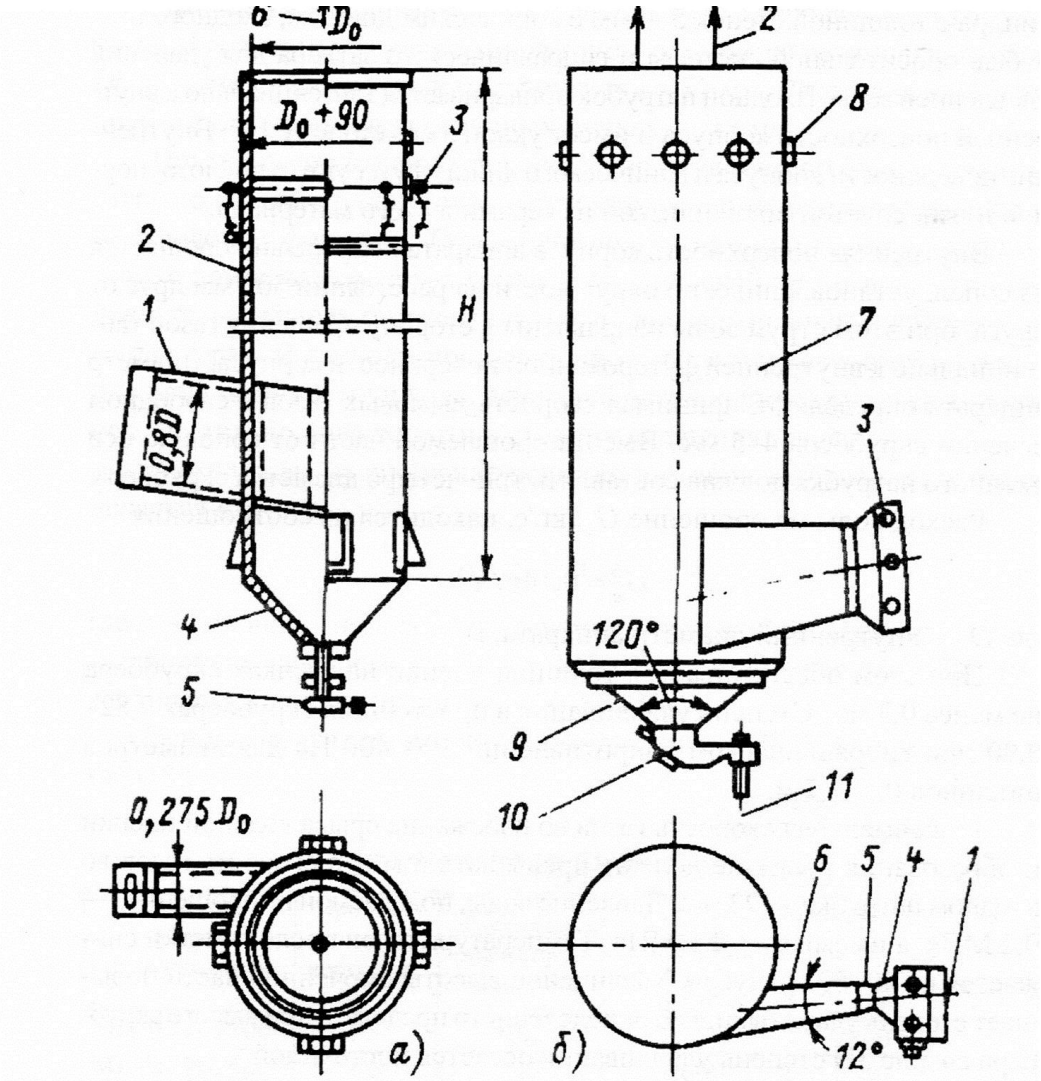


Рис. 8.8. Мокрые золоуловители: а — центробежный скруббер (1 — входной патрубок; 2 — корпус скруббера; 3 — подвод орошающей воды; 4 — бункер; 5 — гидрозатвор; 6 — выход очищенного газа); б — скоростной золоуловитель с трубой Вентури (1 — вход запыленного газа; 2 — выход очищенного газа; 3 — подача распыленной воды через форсунки; 4, 5, 6 — конфузор, горловина, диффузор трубы Вентури; 7 — корпус каплеуловителя (мокрого скруббера); 8 — сопла, орошающие стенки скруббера; 9 — золовой бункер; 10 — гидрозатвор; 11 — удаление пульпы в канал гидрозолоуловителя)

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.

Основным конструктивным отличием мокропрутковых золоуловителей (МП) от центробежных скрубберов (ЦС) является 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 ($d_н$ = 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. м^3/ч	Расход воды на орошение, т/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 ∅ 19 мм обычно четыре. Газы из решетки поступают в нижнюю часть вертикально стоящего цилиндра — корпуса золоуловителя. Внутренняя поверхность 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 $\frac{мг-экв}{кг}$.

Для котлоагрегатов производительностью 120 – 640 т/ч основным типом применяемых мокрых золоуловителей является золоуловитель с турбулентными коагуляторами Вентури (рис. 8.8 б) 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, $\omega_т$, $м^2$	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 $кг/м^3$ газов. Золоуловителя 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 SO_2, SO_3, NO_2, CO_2, образуя соответствующие кислоты. Это требует защиты металла золоуловителя от коррозии и принятие 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 ^oC.

1.8.5. 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 осаждается 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 осажденной 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 и осаждения), а также от электрического сопротивления пылегазового потока (диэлектрической проницаемости вещества частицы и вакуума).

Процесс электрогазоочистки можно разделить на следующие стадии:

зарядка взвешенных частиц в газе;

движение заряженных частиц к электродам под действием сил 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 типов 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. Эти 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°С.

Горизонтальные и вертикальные электрофильтры различаются между собой 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 двухсекционных и трехсекционных фильтров.

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 апппаратах УГ1 и УГ2 унифицирована и составляет 2510 мм.

Электрофильтры ЭГ3 выпускаются третьего габарита с активной высотой коронирующих электродов 11900 мм. Длина электрических полей в аппаратах ЭГ3 составляет 4000 мм.

Электрофилтры тира УГ1 выполнены в двухпольном и трехпольном исполнении с площадью активного сечения 10 и 15 м^2, УГ2 – в трехпольном и четырехпольном исполнении с площадью активного сечения 26, 37, 53 и 74 м^2; ЭГ3 выполнены в трехпольном и четырехпольном исполнении с площадью активного сечения 177 и 265 м^2.

На рис.8.9 показана схематически конструкция электрофильтра типа ЭГА.

Электрофильтры УГ и ЭГ применяются для очистки газов при температурах не ниже температуры точки росы (кислотной или водяной), 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 электрофильтры способны обеспечивать необходимую степень очистки газов при их расходе от 25000 до 1000000 м^3/ч и более.

В табл. 8.11 – 8.16 приведены сведения о конструкциях и технических характеристиках некоторых типоразмеров электрофильтров.

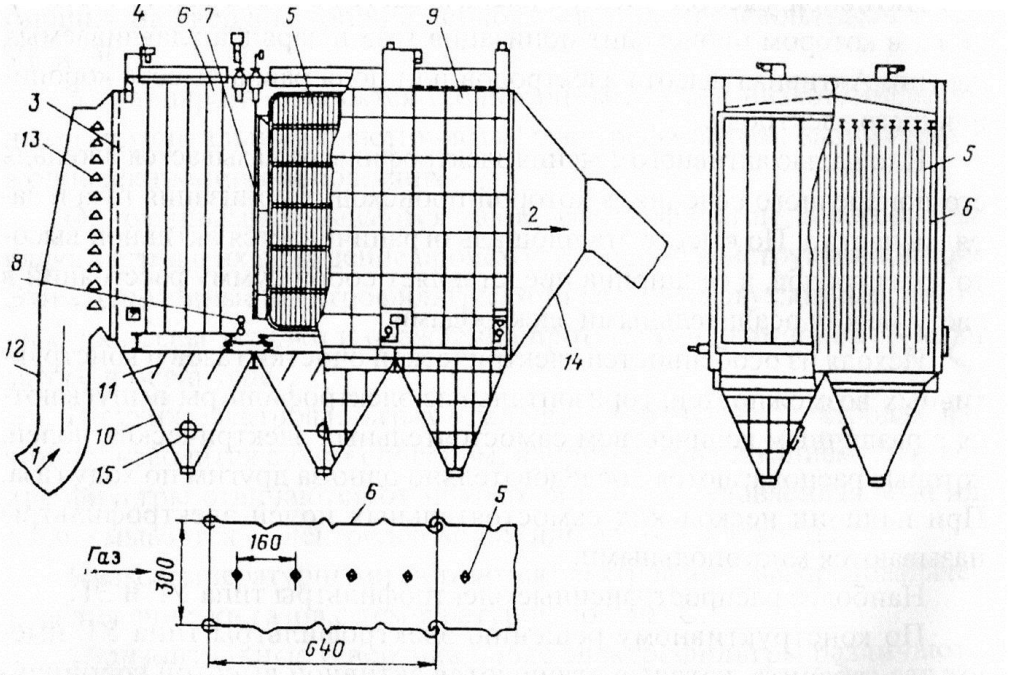


Рис. 8.9. Электрофильтр типа ЭГА: 1 — вход запыленного газа; 2 — подъемная шахта; 3 — встряхивающий механизм осадительных электродов; 4 — газораспределительные объемные элементы МЭИ; 5 – газораспределительная решетка; 6 — подвод тока высокого напряжения; 7 — осадительный электрод; 8 — встряхивающий механизм 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

Таблица 8.11

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							

Таблица 8.12

Техническая характеристика электрофильтров ЭГ

Показатели		ЭГ3-3-177	ЭГ3-4-177	ЭГ3-3-265	ЭГ3-4-265
Площадь активноо 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 электрофильтра, мм	Ширина	20250		29870	
	Длина (без форкамеры)	18800	24800	18800	24800
	Длина (с форкамерой)	21800	27800	21700	27800
	Высота	21600			

Таблица 8.13

Электрофильтры типов УГМ и УГ1М

Марка электрофильтра	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
УГМ1-2х2,5-10	10	462	7200	4500	10350	31,2	12,2
УГМ1-2х2,5-15	15	672	7200	6000	11352	40,5	16,4
УГМ1-2х4-10	10	726	10100	4500	10350	45,2	17,6
УГМ1-2х4-15	15	1056	10100	6000	11352	55,5	24
Изготовитель	Семибратовский экспериментальный завод газоочистительной аппаратуры (Ярославская обл.)						

Примечание. Электрофильтры унифицированные, малогабаритные, односекционные, прямоугольной формы из двух электрических полей, установленных последовательно с горизонтальным ходом газов при температуре до 250 °С и их запыленности (концентрации) 60 г/$м^3$ при разрежении до 4 кПа или давлении до 0,05 кПа. Расстояние между осадительными электродами 275 мм; исполнение 1 – с пирамидальными бункерами, исполнение II – со щелевыми. Корпуса стальные. Рассчитаны на сейсмичность до 6 баллов, снаружи покрывают 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 том числе 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) при разрежении в фильтре до 3,5 кПа (350 кгс/м^2), концентрации пыли в газах до 30 г/м^3, температуре газов до 250 ^{o}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 газовоздушных смесей в процессах сушки твердого топлива и воздуха после циклонов пылесистем с шаровыми барабанными мельницами при температуре до 130 ^{o}С, разрежении в электрофильтре до 0,1 кПа (10 кгс/м^2) и концентрации пыли до 60 г/м^3. Направление потока снизу вверх; расстояние между осадительными электродами 350 мм; удаление пыли механическое — встряхиванием 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 осаждения, 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 более)
ЭГА1-10-6-4-2-330-5	16,5	634	1	10	4	2	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			6	2	6	11820	4920	13400	48,6	20,6
ЭГА1-10-6-6-3-330-5		1428				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	7,5	17620	6120	13900	95,2	44,2
ЭГА1-14-7,5-6-2-330-5		1656			6	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	7,5	17620	7920	15400	124	58,9
ЭГА1-20-7,5-6-2-330-5		2366			6	2	7,5	11820	7990	15400	84,8	40,6
ЭГА1-20-7,5-6-3-330-5		3549				3	7,5	17280	7990	15400	121,3	60,3
ЭГА1-20-9-6-2-330-5	49	2826	1	20	6	2	9,0	11820	7990	16900	99	46,8
ЭГА1-20-9-6-3-330-5		4239				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 запыленностью (концентрацией пыли) не более 50 г/м^3. Удаление пыли механическое посредством молотков, периодически ударяющих по электродам. Поставляются электрофильтры (внутреннее оборудование) транспортабельными 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 $L_п$, м	Общая площадь осаждения А, 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 В = 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 осадительному 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 электрофильтра, когда регенерация электродов осуществляется без механического воздействия на осажденный слой золы, т.е. отключенных механизмах отряхивания электродов (режим самоочистки), позволяет повысить надежность работы электрофильтра.

При улавливании высокоомной пыли электрофильтром, 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 электрофильтра 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 $t_г$ = 350-400°С) 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.

1.8.6. 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 золы наиболее эффективно при $\rho = 10^{10}$-10^{12} Ом. Повышение степени очистки дымовых газов от золы 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.

- Химические кондиционирование, основанное на добавке в пылегазовый поток соответствующих добавок, снижающих удельное электрическое сопротивление золы 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 применения этого способа во многом зависит от кондиционирующей присадки. Исследования показали, что в зависимости от состава золы углей в качестве добавок могут эффективно использоваться разные присадки. Удельное электрическое сопротивление золы 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°С) и высокотемпературный (при t > 400°С) ввод присадок. За рубежом получил

широкое распространение способ кондиционирования дымовых газов серным ангидридом или соединениями, содержащими его, в частности, серной кислоты и сульфата аммония.

Ниже приведены сведения об относительной стоимости применения некоторых присадок.

№ п/п	Добавка	Относительная стоимость
1.	Серный ангидрид (SO_3)	1
2.	Серная кислота (H_2SO_4)	1,1
3.	Сульфат аммония $(NH_4)_2SO_4$	2,4
4.	Бисульфат аммония (NH_4HSO_4)	11,1
5.	Сульфаниловая кислота (NH_2SO_3H)	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 проявлением кислотных свойств только после термического разложения. Высокотемпературный ввод сульфата аммония более (в 1,5 раза) эффективней, чем низкотемпературный. Это объясняется тем, что при температуре свыше 400°С 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 частиц 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 $S^{пр} \geq 0{,}075\%$·кг/МДж химическое кондиционирование не требуется.

Минимальная величина добавок в значительной степени зависит от приведенной зольности топлив и может быть определена из соотношения:

$$P_{SO_3}^{доб} = 7{,}5 - P_{SO_3} = 7{,}5 - 100\, S^{пр}$$

Для некоторых углей с высоким содержанием кислотных компонентов ($SiO_2 + Fe_2O_3 + Al_2O_3 > 90\%$) эффективным является 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 $(20\text{-}25) \cdot 10^{-6}$ ч. за счет подачи раствора сульфата аммония степень улавливания золы повысилась до 99%, ее проскок в электрофильтре снизился в 3 раза. Выходная запыленность дымовых газов составляла не более 0,2 г/м^3.

1.8.7. 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 электрофильтров. Рукавные фильтры в настоящее время применяют в котлоагрегатах небольшой производительности (от 25 до 90 т/ч). Рукавные

тканевые фильтры различаются между собой по следующим признакам: по форме фильтров (плоские, рукавные), наличию 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.

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 стекловолокнистой ткани с тефлоновым покрытием выдерживают температуру 130 – 220 ^{o}C, сопротивление фильтров между циклами обратной продувки меняется от 0,5 до 1,5 кПа, степень улавливания может достигать 99,99 %. Капзатраты по установке тканевых фильтров равны или несколько ниже, чем на установках с электрофильтрами при равенстве эксплуатационных затрат. Главными недостатками РФ являются их громоздкость и малый срок службы тканевых фильтров.

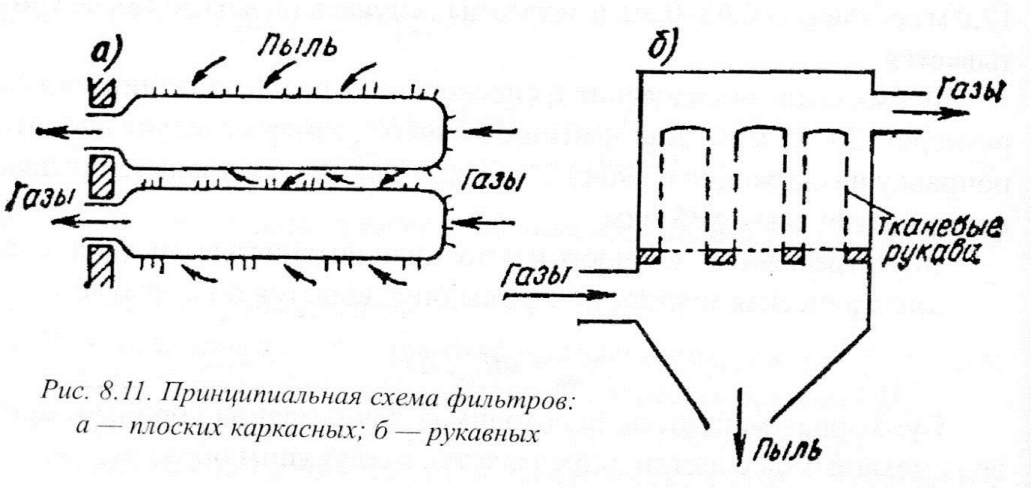


Рис. 8.11. Принципиальная схема фильтров: а — плоских каркасных; б — рукавных

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.

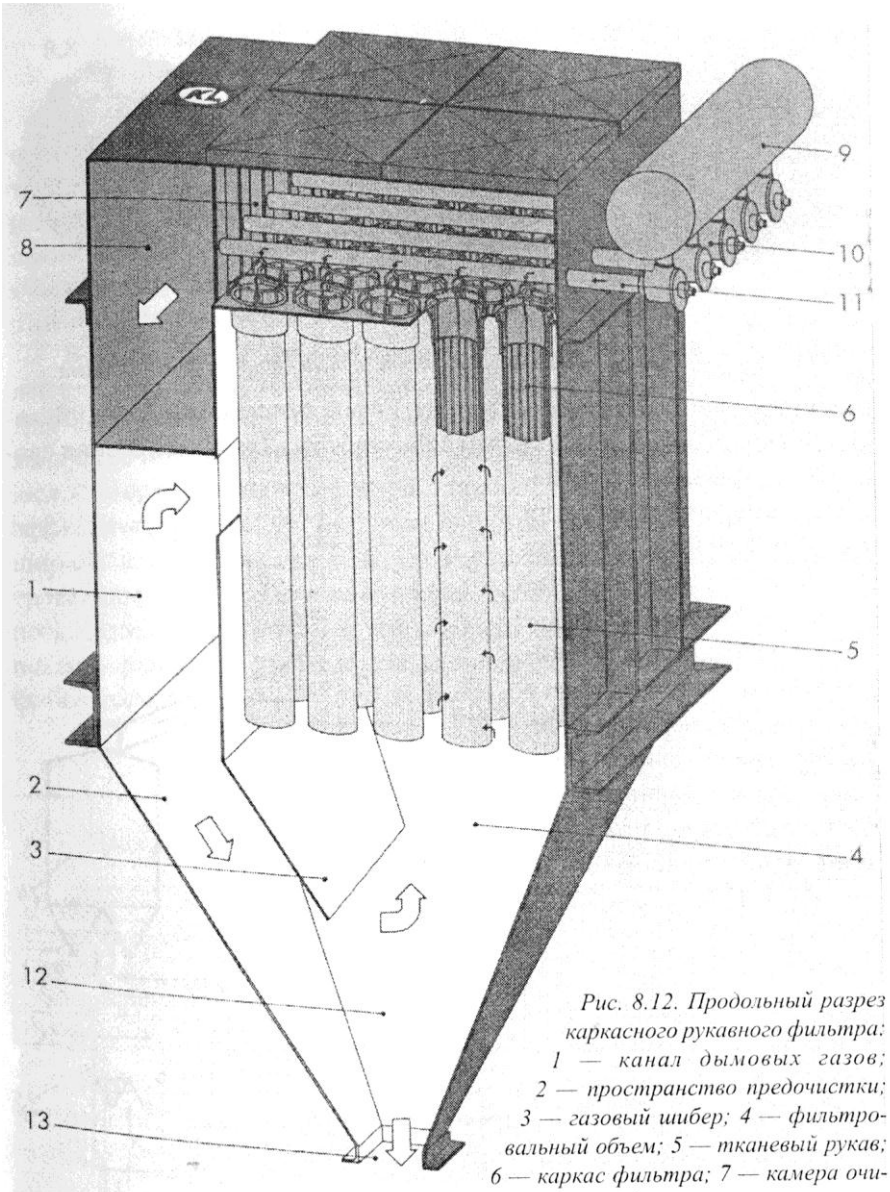
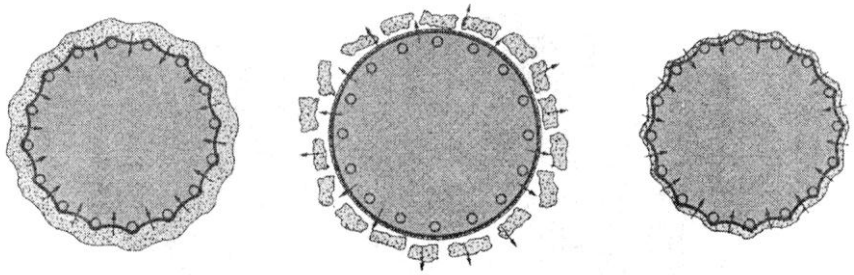


Рис. 8.12. Продольный разрез каркасного рукавного фильтра: 1 — канал дымовых газов; 2 — пространство предочистки; 3 — газовый шибер; 4 — фильтровальный объем; 5 — тканевый рукав; 6 — каркас фильтра; 7 — камера очищенных газов; 8 — канал очищенных газов; 9 — ресивер сжатого воздуха; 10 — мембранный вентиль; 11 — продувочные трубы; 12 — сборный золовой бункер; 13 — выход золы



а) б) в)

Рис. 8.13. Процесс восстановления фильтрующей способности элемента

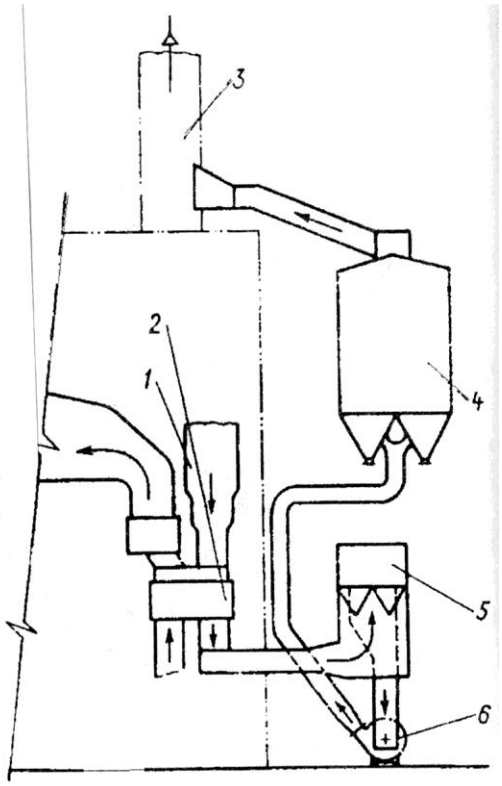


Рис. 8.14. Комбинированная золоулавливающая установка — тканевый фильтр с циклонами: 1 — воздухоподогреватель; 2 — экономайзер; 3 — дымовая труба; 4 — блок тканевых фильтров; 5 — блок циклонов; 6 — дымосос

1.8.8. Результаты эксплуатации золоуловителей

Максимально допустимое содержание золы в дымовых газах для перспективных, экологически чистых ТЭС в настоящее время принято 50-100 мг/м^3. Такой уровень выброса золы может обеспечить пыле- и золоулавливающее оборудование с высокой степенью пылеулавливания, приближающейся к теоретически возможной. Так, для экибастузского угля ($Q_н^р$ = 12689-14600 кДж/кг; $W^р$ = 5-8%; $A^р$ = 45,6-49,0%) 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 эффективости обладают рукавные фильтры. За рубежом тканевые фильтры довольно широко используются на ТЭС. Срок их службы достигает 4 лет. Фильтровальным материалом, как правило, служит стеклоткань с силикографитовой пропиткой и тефлоновым покрытием. Имеются перспективы использования импульсно очищаемых фильтров из тканевого фибергласа.

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^p = 13-20%) за котлами ТС-35У. Фильтровальные элементы выполнены из нитрона. Эффективность улавливания летучей золы при ее концентрации на входе в рукавный фильтр после батарейных циклонов до 2 г/м^3 составляет более 99,5%.

Таблица 8.17

Пылеуловитель	Эффективность улавливания, %. частиц золы, мкм		
	5	2	I
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

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 м^3 (м^2·мин), расходе газа меньше 100 тыс.м^3/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.м^3/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 котлов 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: $\eta_{1ср}$ = 96,3%; $\eta_{2ср}$ = 97,5%; $\eta_{3ср}$ = 97,0% при проектном значении η = 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 $\upsilon_{пр}$ = 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, загрязнениях 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 $K_ф$.

$$K = \frac{(Al_2O_3 + SiO_2)\, A^p}{(W^p + 9H^p)\, S^p},$$

Как следует из приведенного выше выражения, использование электрофильтров предпочтительно для высокосернистых влажных углей, например, таких как донецкие. Наименьшее значение K = 11,5 характерно для донецкого угля марки Т.

Эффективная очистка продуктов сгорания экибастузских, кузнецких углей в электрофильтрах вследствие высокого поверхностного сопротивления слоя золы (K = 160-177) не может быть осуществлена без дополнительных мероприятий, повышающих степень очистки, например путем температурно-влажностного кондиционирования (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 $м^3$ газов. Общий расход воды через установку ТВК определялся с учетом расчетной концентрации 40 $г/м^3$ газов.

Для повышения эффективности золоулавливания в электрофильтрах используется также предварительная зарядка золовых 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 годов 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 капельках 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 2 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 CaO в золе не выше 15-20%, так как на прутковых решетках и во входных патрубках золоуловителя образовываются отложения, а это резко ухудшает показатели работы скруб-бера.

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). С целью 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 преимущества 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 к.п.д. 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/м^3, 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/м^3, 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 (Нижне-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% к.п.д. 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 с целью 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/м^3. Однако и степень золоулавливания в целом по котлу при такой схеме нельзя считать достаточно высокой – 94,6%.

Одним из методов повышения к.п.д. 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 2 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/м^3.

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.

1.9. **ВЫБРОСЫ ОКСИДОВ АЗОТА НА ТЭС. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ ОКСИДА АЗОТА ОТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОТЛОВ**

1.**9.1. Образование оксидов азота**

В результате взаимодействия азота, содержащегося в топливо-воздушной смеси и в 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	Окисел					
	N_2O	NO	N_2O_3	NO_2	N_2O_4	N_2O_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, ^{o}C	36,4	-93,2	—	158	—	41
Температура кипения при нормальных условиях, ^{o}C	-89,5	-151,8	3,5	21,15	—	45,0
Температура плавления, ^{o}C	-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:

$$N_2+O \leftrightarrow NO+N;\ \ N+O_2 \leftrightarrow O+NO;$$
$$N_2+O_2 \leftrightarrow 2NO;\ N+OH \leftrightarrow NO+H$$

Определяющими факторами при образовании термических NO_x являются:

- Температра в зоне горения.

При температуре в зоне горения выше 1500°С 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, снижается интенсивность его выгорания. Кроме того, выход тепловых оксидов азота для пылеугольных котлов в сравнении 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 $\alpha \rightarrow 1$, 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 газовоздушной 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 азотосодержащих соединений топлива. Для мазута этот процесс можно представить по схеме:

$$RN \rightarrow R+N;\ RN+O_2 \leftrightarrow NO+RO;\ N+O_2 \rightarrow NO+O$$

На начальном участке факела при наличии в нем частиц, не вступающих в реакцию, образуется и молекулярный азот

$$N+M+N \rightarrow N_2 + M$$

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:

- Температура 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 азотосодержащих компонентов как аммиак и цианиды водорода, выделяющихся вместе с летучими на начальном участке факела. В первичной зоне при t = 1000°С с летучими выделяется около 50% азота, содержащегося в топливе, в области температур 700-1100°С происходит рост выхода оксидов азота, а затем при t > 1200°С 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°С 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.

- Избыток воздуха в факеле.

В результате разрушения сложных азотосодержащих 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:

$$2NO+2CO \rightarrow 2CO_2 + N_2$$
$$2NO+2H_2 \rightarrow 2H_2O+N_2$$

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 ($T_м$) 1200 K < $T_м$ < 1800 K для расчета выхода оксидов азота можно применять эмпирическую зависимость:

$$NO = 7 \cdot 10^{-5} \cdot K_1 (\overline{O_2})^2 \sqrt[3]{T_м - 1025} \cdot NO_m, \text{ мг/м}^3,$$

где $\overline{O_2}$ - среднеинтегральная концентрация кислорода на участке образования топливных оксидов азота, % (об);

K_1 – коэффициент, учитывающий степень метаморфизма угля;

NO_m - предельно возможная концентрация топливных оксидов азота, мг/м^3.

- ***Содержание связанного азота в топливе.***

Степень конверсии азота топлива в оксиды увеличивается с понижением его содержания в топливе с одновременным ростом валового выхода оксидов азота.

- ***Вид азотосодержащих 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 (*CH, HCN, NH, NH_2* 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 азотосодержащих 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 максимальных 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 топливо-воздушной 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 2 группы: с открытой и полуоткрытой топкой. Для I группы котлов характерна односторонняя и встречная компоновка с одно-, двух-, трех-, четырехярусным расположением горелок. Котлы II группы выполняются, как правило, с фронтальной одноярусной и встречной компоновкой горелок.

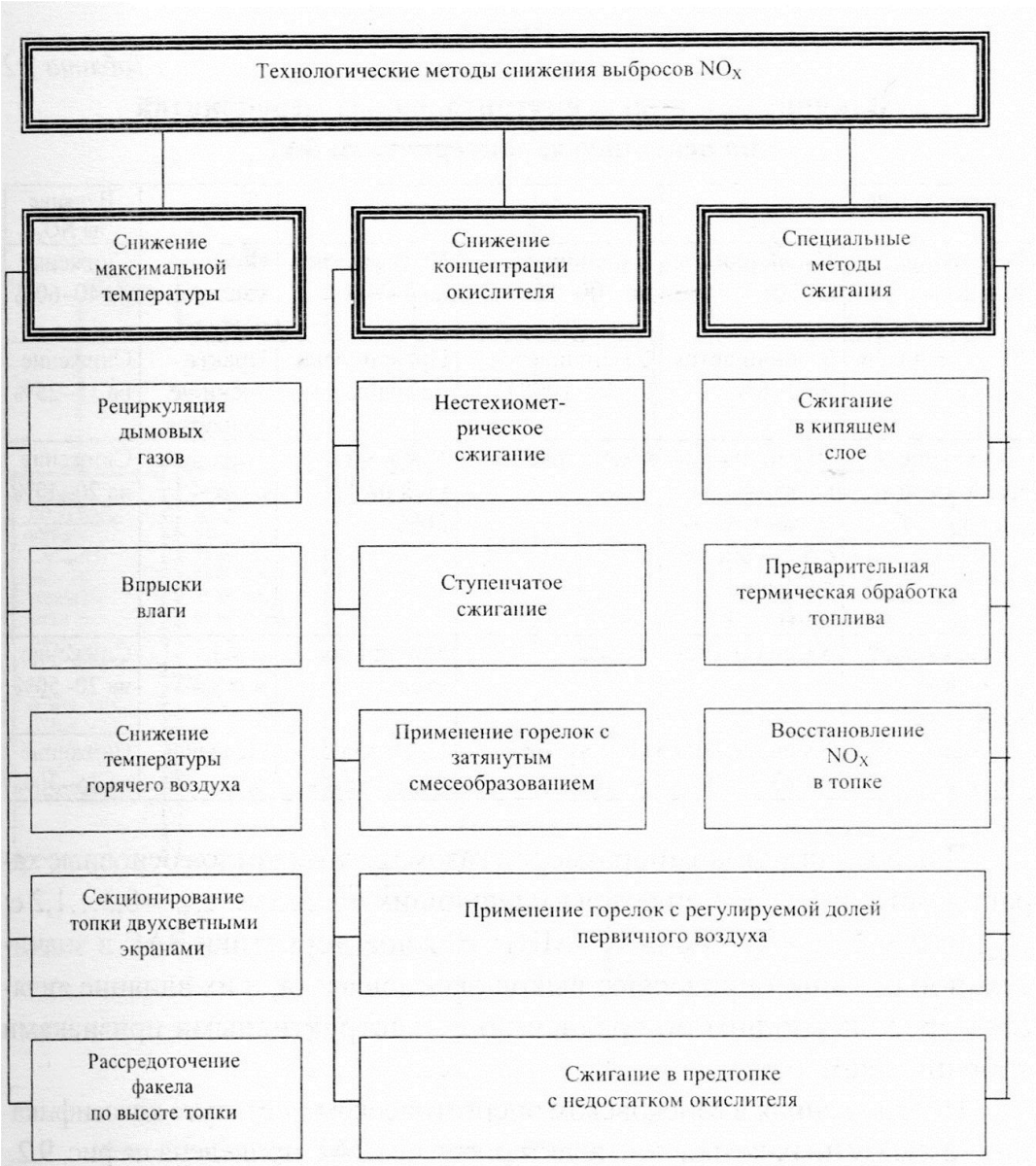


Рис. 9.1. Классификация технологических методов снижения выбросов оксидов азота

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 отраженного теплового потока ($q_{ЗАГ}^{отр}$),среднеинтегральная температура факела ($\bar{T}_{ЗАГ}$), время пребывания продуктов сгорания топлива в зоне высоких температур ($\tau_{ЗАГ}$) и коэффициент избытка воздуха ($\alpha_{ЗАГ}$). Эффективность влияния различных способов сжигания оксидов азота на характеристики ЗАГ и суммарный их выход иллюстрируются данными табл. 9.2.

Таблица 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 ***К = 20%***	Уменьшается на 10...15%	Уменьшается на 100...120°С	***Уменьшается*** на 5...7%	**Немного** увеличивается	Снижение на 0...60%
Впрыск влаги $d_{вл}$ = *8%*	Уменьшается на 2...5%	Уменьшается на 60...100°С	Практически не меняется	Практически не меняется	Снижение на 15...25%
Двухступенчатое сжигание δ =20%	Уменьшается на 15...40% (в зависимости от способа реализации)	Уменьшается	Увеличивается на 10...50%	Уменьшается $\alpha < 1$	Снижение на 20...40%
Нестехиометрическое сжигание	Уменьшается	То же	Увеличивается	$\alpha < 1$ $\alpha > 1{,}25$	Снижение на 20...50%
Двусветный экран	Уменьшается на 15...20%	Немного снижается	Практически не меняется	Не меняется	Снижение на 15...30%

Для большинства типоразмеров газомазутных котлов основные характеристики ЗАГ изменяются в следующих пределах: $\tau_{ЗАГ}$ = 0,3÷1.2 с; $\alpha_{ЗАГ}$ = 0,8-1,1; $q_{ЗАГ}^{отр}$ =0,8-1,3 МВт/м^2. Характеристики ЗАГ в значительной степени определяют выход оксидов азота, и их влияние является преобладающим в сравнении с конструктивными признаками топочных камер.

Предложенная в МЭИ (РФ) 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 воздуха в горелках, а также тонкость помола пыли. При сжигании твердого топлива эффективно могут

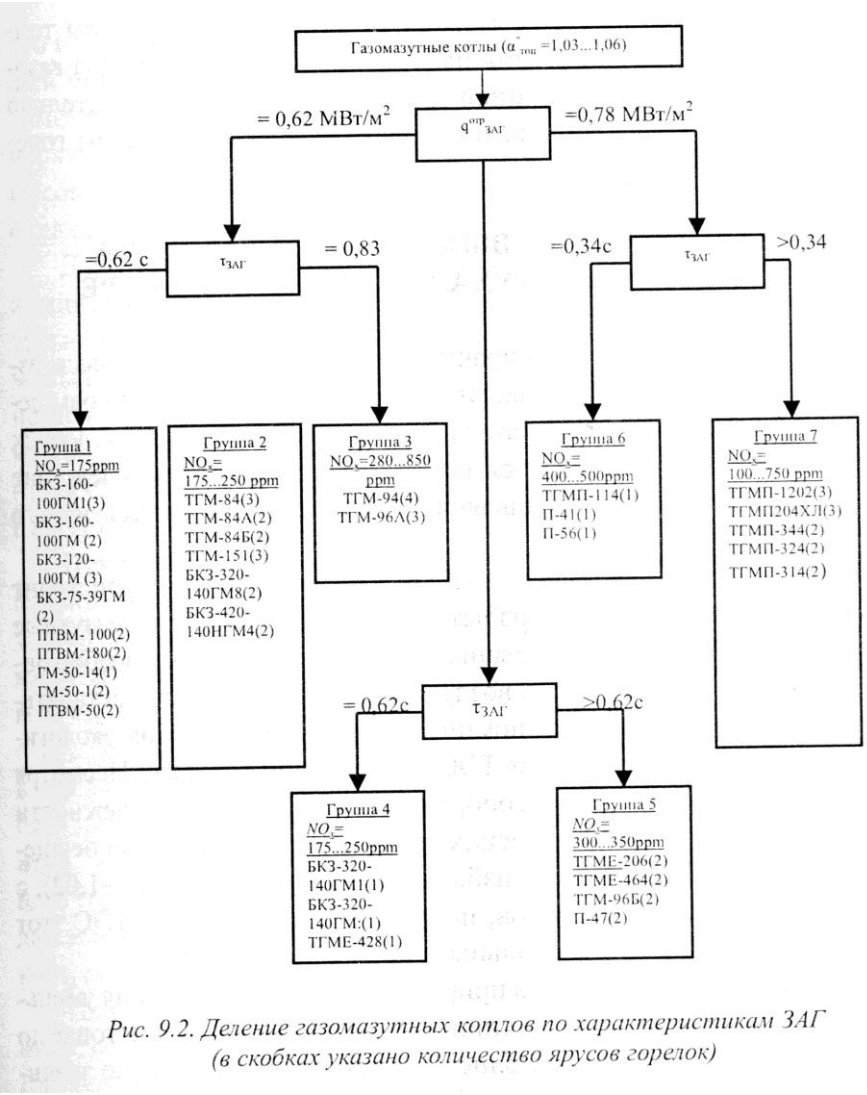


Рис. 9.2. Деление газомазутных котлов по характеристикам ЗАГ (в скобках указано количество ярусов горелок)

быть использованы вихревые и прямоточные горелки различных модификаций, различные варианты двух- и трехступенчатого сжигания с вводом азото-содержащих соединений. В ряде случаев могут быть рекомендованы перевод топок с жидкого на твердое шлакоудаление, переход от факельного сжигания к факельно-слоевому, к топкам с циркулирующим кипящим слоем и др. Необходимо 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.

1.9.2. 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 пыле- золоуловителями, 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 ($\alpha_m^{''} = 1{,}01$-1,02), с учетом экологических факторов, например, для городских ТЭС этот показатель может быть оптимальным на уровне $\alpha_m^{''} = 1{,}05$.

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 $\alpha_{пп} \geq 1{,}03$.

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 в сравнении 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 α = 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, удается 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.

1.9.3. 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 топливо-воздушной смеси, а завершающая стадия горения осуществляется 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 применения этого метода 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 либо сохраняется практически без изменений, либо к.п.д. котлов снижается до 1%, снижение выбросов оксидов азота достигается на уровне 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. Этот способ 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 α = 0,95-1,0, остальное топливо сжигается в дополнительных горелках с α = 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 аминосодержащих 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 аминосодержащих 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 *CO* в продуктах сгорания.

Принципиальные схемы реализации двух- и трехступенчатого сжигания топлив приведены на рис.9.3 и рис.9.4.

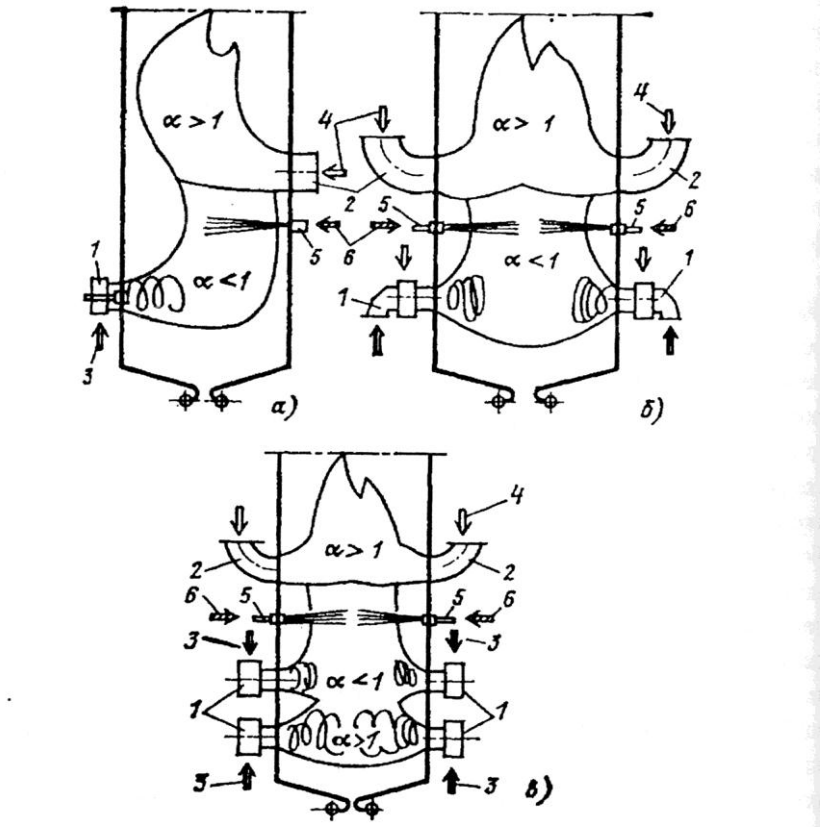


Рис. 9.3. Схема реализации метода при двухступенчатом (а, б) и трехступенчатом (в) сжигании топлив: 1 — горелки; 2 — воздушные шлицы; 3 — топливо/воздух; 4 — воздух; 5 — устройство для подачи азотсодержащего вещества; 6 — азотсодержащее вещество

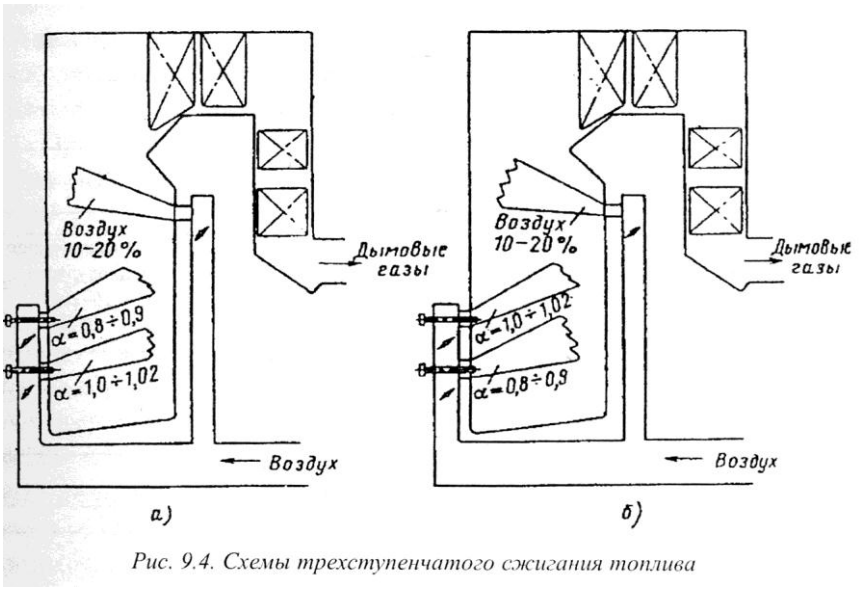


Рис. 9.4. Схемы трехступенчатого сжигания топлива

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.

Таблица 9.3

Сравнительная эффективность различных способов организации ступенчатого сжигания

Способ организации ступенчатого сжигания	Конструкция топочно-горелочного устройства	**Вид** топлива	ΔC_{NO_x}, %	Примечание
1	2	3	4	5
1. Отключение (по топливу) верхнего яруса горелок	вихревые горелки	газ	50	При включении рециркуляции (r = 16-20%; ΔC_{NO_x} = 80%)
2. Отключение по топливу отдельных горелок	вихревые горелки (ПВК) со сбросом сушильного агента над горелками	кузнеций 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 (α_1 = 0,8; α_2 = 1.10)	кузнеций 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 топки над горелочным поясом (при одинаковых избытках воздуха во всех горелках)	прямоточные тангенциальные	кузнеций уголь	30-35	
	прямоточные тангенциальные (ПВК)		40	
	вихревые в два яруса с фронта	кузнеций, карагандинский, промпродукт	30-40	
6. Трехступенчатое сжигание (сброс части воздуха над горелками верхнего яруса)	прямоточные тангенциальные в два яруса	природ-ный газ	50	
7. Сброс части вторичного воздуха в нижнюю часть топки помимо горелок	вихревые горелки в два яруса	уголь	15-18	

Из большого 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 в котлах со встречно расположенными горелочными устройствами может быть достигнуто тем, что во встречно расположенных и сгруппированных по парам горелках воздух подается в одинаковом количестве, а топливо в одну из встроенных горелок подают в количестве ниже стехиометрического соотношения, создавая бедную смесь, а в другую – выше стехиометрического соотношения, создавая богатую смесь. При таком распределении топлива и воздуха по горелкам в каждой из них образуется самостоятельный факел с относительно невысоким содержанием оксидов азота из-за снижения температуры факела 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 топливо-воздушных 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 $\alpha_m^{''}$ = 0,8 и $\alpha_m^{''}$ = 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 избытками воздуха (богатые смеси) и высокими избытками воздуха (бедные смеси) 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 состоит в том, чтобы 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 $\alpha_m^{''}$ = 1,05 на одной горелке нужно иметь $\alpha_m^{''}$ = 0,8, на другой

$\alpha_m^{''}$ = 1,3. Тогда по сравнению с одностадийным сжиганием с $\alpha_m^{''}$ = 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 $\alpha_m^{''}$ = 0,9 во второй горелке потребуется поддерживать $\alpha_m^{''}$ = 1,2, температура факела по сравнению с одностадийным сжиганием будет отличаться на 85°С, что приведет к меньшему эффекту сокращения выбросов оксидов азота. Как следует из изложенного, 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 устанавливают 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 топливо-воздушной смеси закрученным потоком по периферийному каналу, а остального воздуха – прямоточно по оси горелки и последующим окончательным смешением двух потоков за пределами горелки 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 топливо-воздушного 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÷0,8 и подавать остальной воздух (20-30%) выше входа в нее топливо-воздушной смеси. Расстояние между осями воздуховода ввода недостающего воздуха и корпуса горелки принимается равным 3...4 диаметра последнего.

При вводе части воздуха выше выхода топливо-воздушной 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 топливо-воздушной смеси, происходит их перемешивание и завершается процесс горения топлива во второй стадии. При этом общий выход оксидов азота снижается как в сравнении 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 распыливания жидкого топлива. 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, т.к. на выходе из них топливо-воздушной смеси невозможно

получить два независимых топливных факела с резко отличающимися углами раскрытия.

Имеются конструкции форсунок, предназначенные для распыливания топлива из двух компонентов, выполненные с общим выходным соплом. Эта форсунка также не позволяет разделить топливные струи на два независимые факела и обеспечить сниженный выход оксидов азота с продуктами сгорания топлива.

Более совершенной с точки зрения экологических показателей, в сравнении с вышеприведенными, 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

$$A = \frac{\pi R_к \tau_c}{m f_{вх}} \sin\beta \cos\theta,$$

где $R_к$ – 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 направле-

нием к камере закручивания;

m – число входных каналов;

$f_{вх}$ – сечение входного канала.

По величине геометрической характеристики "A" судят о значении угла раскрытия факела. При $A > 4$ угол раскрытия факела практически не возрастает. 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 же 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 $D_н / d_{с_{II}} \leq 0{,}75 \div 0{,}77$.

Такое конструктивное выполнение двухконтурной форсунки (геометрические характеристики сопел и соотношение диаметров $D_н / d_{с_{II}}$) 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 распыливании 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 распыливаемого 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 независимые

топливные потока создает условия для осуществления двухступенчатого сжигания топлива.

Выполнение внутреннего сопла форсунки подвижным вдоль оси позволяет изменять угол конуса распыливания топлива внешнего сопла. Это особенно важно для условий его работы. Угол конуса распыливания 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 перемещения топлива, поступающего из двух конусов распыливания 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_m, H_n.

Остальной воздух, выходящий из периферийной зоны амбразуры горелки, взаимодействует с частью топлива, выходящего из внешнего сопла. В результате этого в периферийной части факела образуется зона, обедненная 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. При этом изменяется входное сечение внешнего сопла и обеспечивается нужный угол раскрытия факела.

При применении рассмотренной конструкции форсунки обеспечивается полное сгорание топлив с минимальным выходом оксидов азота. Это достигается за счет распыливания 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.

Таблица 9.4

Результаты внедрения технологических методов снижения оксидов азота на газомазутных котлах

Методы подавления образования оксидов азота	Тип и паро-производи-тельность котла	Топливо	Содержание NO_x, мг/м^3, при $\alpha = 1{,}4$		Котлы, на которых осуществлены мероприятия по снижению NO_x
			до реали-зации методов	после реа-лизации 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 сжига-ние и подача рециркули-рующих газов в горелки	ПК-33 670 т/ч	Газ	300	90	Два котла ПК-33 Щекинской ГРЭС
Двухступенчатое сжига-ние топлива	ТГМ-84 420 т/ч	Газ, мазут	260 425	140 240	Котлы ТГМ-84 ТЭЦ-9 Мосэнерго
Трехступенчатое сжига-ние топлива	ТГМ-96Б 480 т/ч	Газ, мазут	470 370	230 220	Четыре котла Северной ТЭЦ Ленэнерго и три – ТЭЦ-8 Мосэнерго
Двухступенчатое сжига гание, рециркуляция газов с впрыском 10% воды в горелки	ТГМП-204 2500 т/ч	Газ	1200	160	Котлы ТГМП-204 Сургутской ГРЭС
Подача рециркулирую-щих газов в воздуховод 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 сжига-гание	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%), прямо точные горелки, малые избытки воздуха	ПК-41 475 т/ч	Мазут	850	240	Котлы ПК-41 Кармановской ГРЭС
Рециркуляция дымовых газов (r = 27%), ступен чатое 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 дутье вого вентилятора	ТГМ-96Б 480 т/ч	Газ	470	135	Котел ТГМ-96Б ТЭЦ-8 Мосэнерго
Горелки с пониженным выходом NO_x. ступенча-тое сжигание топлива	ТГМ-114 475 т/ч	Газ, мазут	950 850	85 130	Котлы ТГМП-114 Среднеуральской ГРЭС
Подовые горелки, ре-циркуляция дымовых га зов, 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 вентиля торов (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 *Nox*, мг/м^3, при α = 1,4		Котел, на котором реализованы мероприятия
				исходное состояние	после реализации мероприятий	
1	2	3	4	5	6	7
Двухступенчатое сжигание	210	155	Кузнец-кий марки Г и пром-продукт, 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
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	Тощий 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

[1] ТШУ, ЖШУ и твердое и жидкое шлакоудаление соответственно.

Как следует из приведенных данных, эффективность ступенчатого сжигания топлив при работе котлов на газе и на мазуте более высокая, чем 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.

1.9.4. 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, а 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 топливо-воздушной смеси, так и за счет выравнивания полей температур, а также снижения концентрации окислителя (кислорода) в зоне горения. Применение способа РДГ позволяет 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, на выход топливных – это влияние незначительное.

Способы сжигания топлива с вводом рециркулирующих дымовых газов в воздушный тракт горелочных устройств позволяют снизить тепловые нагрузки экранов и перераспределять тепловосприятия поверхностей нагрева котлов, а также снижать 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 газовоздушной 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 распыливается в центральном поток 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 тепла 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 поток газов рециркуляции подают 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 2 потока можно сократить их общий объем, поскольку ввод части гпазов 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 значительного снижения 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 вышеуказанной 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 котлов была проверена эколого-экономическая эффективность разных схем реализации РДГ на энергетических котлах. 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 к.п.д. 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 дымососов.

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 этот способ 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.

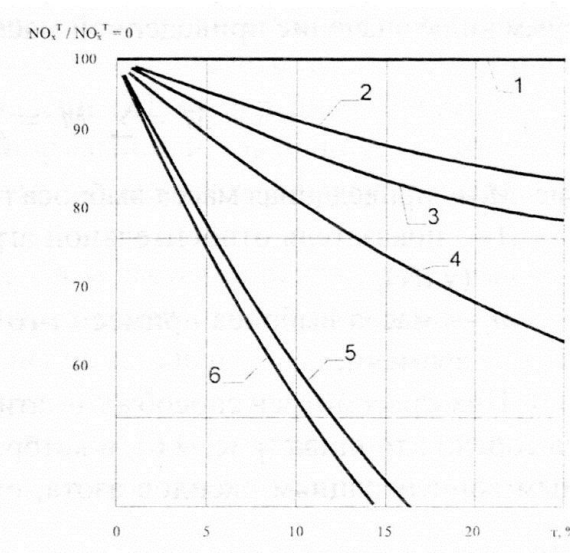


Рис. 9.5. Влияние способа ввода и доли рециркуляционных газов на выход оксидов азота: 1, 2, 3 — ввод газов через шлицы в поду топок соответственно на котлах ТП-80, ТП-230 с двумя горелками Липинского, ТП-230 с шестью горелками ХФ-ЦКБ-ВТИ; 4 — котел ТГМП-114, ввод газов через шлицы, расположенные под 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

В результате проведенных испытаний установлена относительно невысокая экологическая эффективность подачи рециркулирующих 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 вышеприведенных недостатков требуется минимизировать не только концентрацию оксидов азота в дымовых газах, а 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, усл. т;

A_i - показатель относительной агрессивности примеси i-го вида (усл.т/т);

m_i - масса выброса примеси i -го вида (в т) за принятый промежуток времени.

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 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 в сравнении 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 1 и воздуха 2, газоанализаторы 3-5 для определения содержания в дымовых газах таких токсичных веществ как оксидов азота, окиси углерода и бенз(а)пирена и др. В состав системы входит сумматор условной токсичности выбросов 6, подключенный по входному сигналу к выходам газоанализаторов 3-5, а по выходному

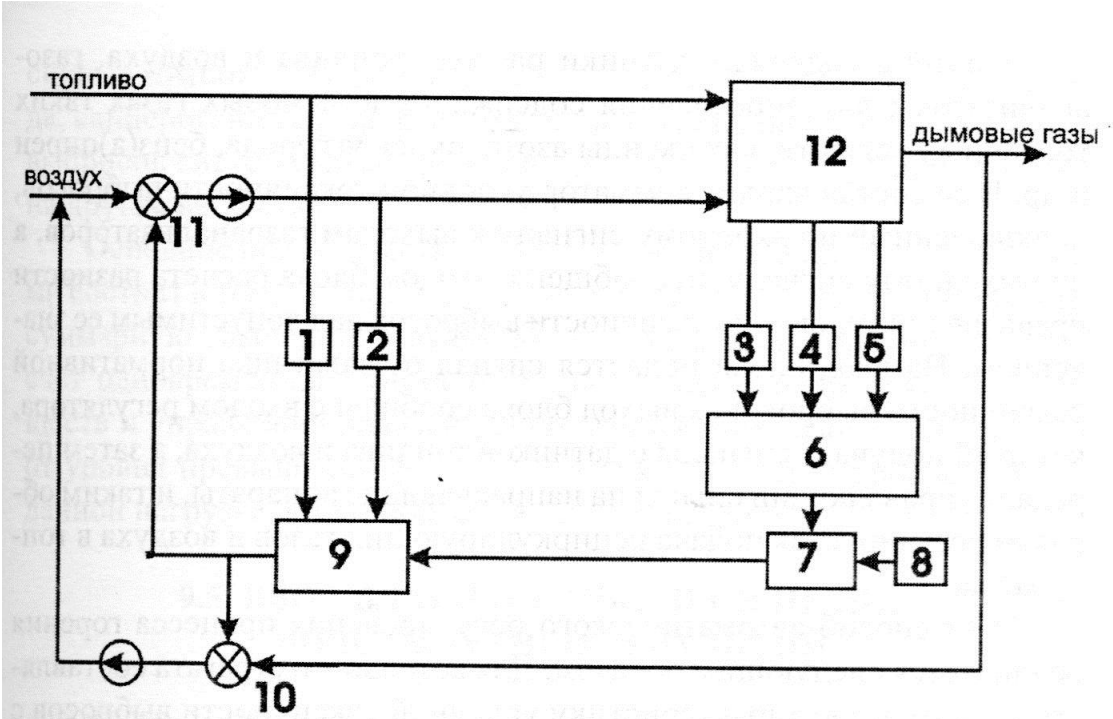


Рис. 9.6. Система автоматического регулирования процесса горения в тепловых агрегатах: 1, 2 — датчики расхода топлива и воздуха; 3–5 — газоанализаторы; 6 — сумматор условной токсичности; 7 — блок расчета разностей; 8 — задатчик; 9 — регулятор; 10, 11 — направляющие аппараты; 12 — котел

сигналу сообщен с входом блока 7 расчета разности превышений условной токсичности выбросов над допустимым ее значением. На вход блока 7 подается сигнал от задатчика нормативной токсичности выбросов 8, а выход блока 7 сообщен с входом регулятора 9, который получает сигналы с датчика топлива 1 и датчика воздуха 2, а затем передает управляющий сигнал на направляющие аппараты 10 и 11 и таким образом регулируется подача рециркулирующих газов и воздуха в топку котла 12.

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 3-5 измеряют выбросы таких токсичных веществ как оксидов азота, оксида углерода и канцерогенных веществ. По уровню валовых выбросов для каждой нагрузки определяют суммарную допустимую условную токсичность выбросов. Задатчик условной токсичности выбросов 8 настраивают по соответствующему уровню выбросов во всем интервале нагрузок теплового агрегата.

При изменении нагрузки котла от датчика расхода топлива 1 и датчика расхода воздуха 2 поступает сигнал на регулятор 9, а от газоанализаторов 3-5 поступает сигнал на сумматор токсичности 6, выход которого сообщен с блоком расчета разности превышения условной токсичности выбросов над допустимым уровнем, значение которого для соответствующей нагрузки

агрегата устанавливают задатчиком 8. Сформировавшийся сигнал в блоке 7 подается в регулятор 9, который дает управляющий сигнал на направляющие аппараты 10 и 11, которые обеспечивают требуемую подачу рециркулирующих газов и воздуха в топку котла 12. Таким образом, обеспечивается минимальный выброс загрязняющих веществ с продуктами сгорания топлива по условной токсичности. В качестве примера для реализации предложенного способа приведены такие токсичные 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.

1.9.5. 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 загрязнение 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 топливо-воздушной 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 горелок); через воздушный канал. Экологическая эффективность этого метода иллюстрируется данными, приведенными на рис. 9.7.

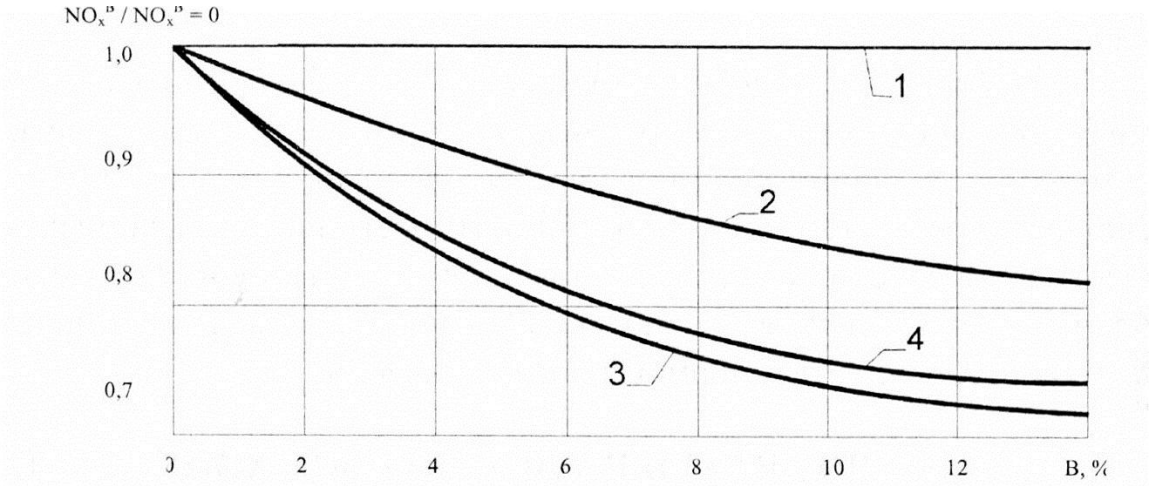


Рис. 9.7. Эффективность воздействия на выход оксидов азота воды, подаваемой зону горения, при сжигании в котле ТГМП-314П мазута (1–3) и газа (4) при D=D$_1$ $\alpha''_{КПП}$ = 1,03, r = 0: 1 — ввод воды через паровые каналы форсунок без подачи пара 2 — через отдельные щелевые форсунки, установленные 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 локализовано 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 тепла 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 (ВМЭ) 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 снижается 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

$$\Delta q_w = \frac{600 W^p}{Q_н^p}, \%$$

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 к.п.д. котла, которое составляет порядка 0,3-0,5%. При повышении влагосодержания ВМЭ сверх приведенного уровня отмечается ухудшение процесса горения, сопровождающееся растягиванием факела, неудовлетворительным распыливанием топлива и т.п.

В сложившихся условиях энергетических котлов использование ВМЭ с естественным обводнением мазута является малозатратным 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.

Эфективность 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

1.10. ВЫБРОСЫ ОКСИДОВ АЗОТА НА ТЭС. ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИЯ И ДЕНИТРИФИКАЦИЯ ТОПЛИВ И ИХ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

1.10.1. Газификация сернистых мазутов

Одним из наиболее разработанных и подготовленных к внедрению на ТЭС является ***метод предварительной газификации высокосернистых мазутов под давлением*** с последующей очисткой полученного газа. Сущность этого метода заключается в следующем: мазут подвергается газификации путем неполного сжигания в воздухе под давлением при температуре около 1300°С. 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, получающийся 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 тепло 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 абсорбер для поглощения сернистых соединений. Получаемый при регенерации концентрированный сероводород перерабатывается либо 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°С. Затем создается восстановительная зона, в которой температура снижается до 1300°С. 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°С поступает в котел-утилизатор, где охлаждается до температуры 250-300°С. 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/м^3, без использования кислородного дутья. Для подогрева топлива используются жидкие теплоносители. В частности, для термической переработки сернистых мазутов предпочтительно применять жидкометаллические теплоносители (например, 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 осуществлялась 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 образуются как в зоне термической переработки топлива, так и в зоне 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 тепла, 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 расположена газификационная камера вихревого типа. Цилиндрическая часть камеры 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 тепла 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. Распыливание 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 такой 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, % (объемн.)						
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_2S	-	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 $г/м^3$. Выход сероводорода при этом обеспечивался не менее 1,4 $г/м^3$, 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.

1.10.2. 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, предварительная газификация 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, промывочную колонну для очистки газа от твердых частиц и блок очистки газа от H_2S, COS и CO_2.

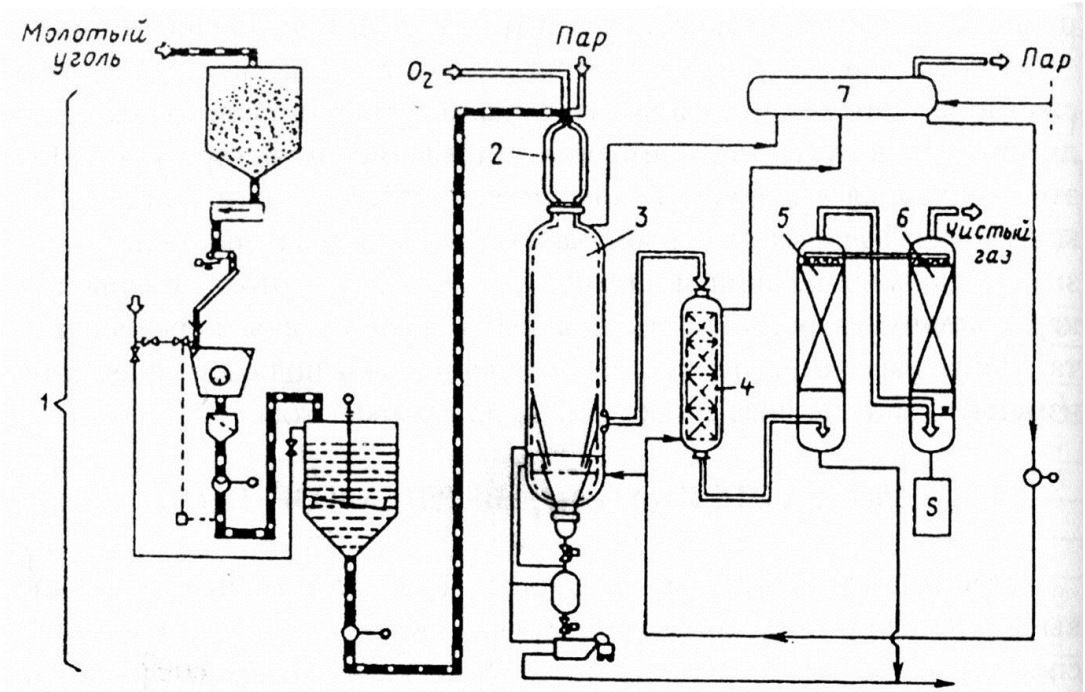


Рис. 10.1. Технологическая схема газификации угля: 1 — блок подготовки угольной суспензии; 2 — реактор; 3 — радиационный холодильник; 4 — конвективный холодильник; 5 — промывочная колонна; 6 – блок очистки от H_2S, CO, S CO_2; *7 — паросборник*

Водноугольная 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°С происходит автотермический процесс газификации угля. Технологический газ, состоящий из CO, H_2, CO_2 и 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 промывочную 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, приведен на рис.10.2. В конвертер 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°С, гранулируют и используют в качестве строительного материала или добавки при производстве цемента.

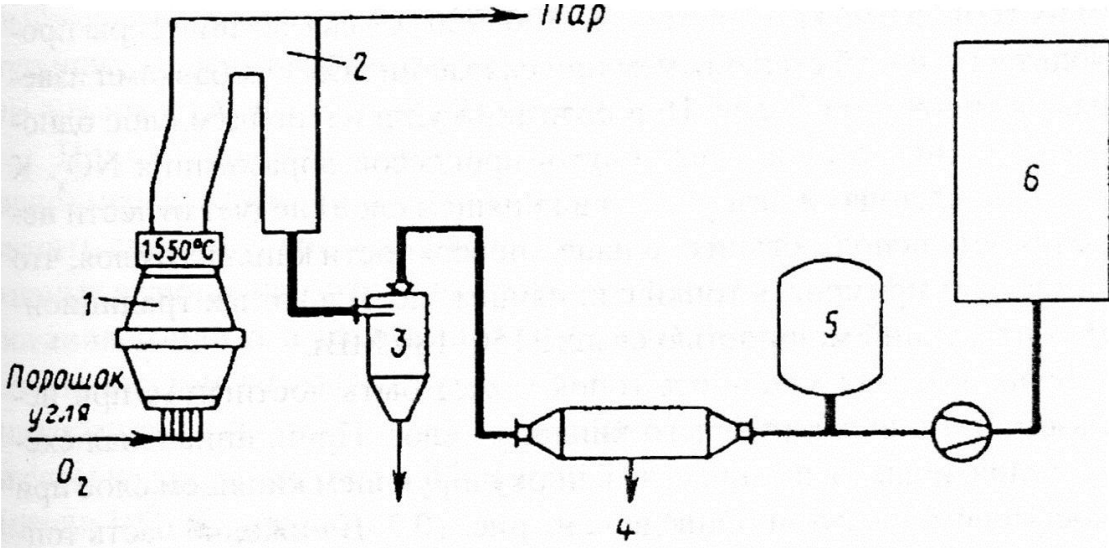


Рис. 10.2. Схема установки газификации угля в расплаве железа: 1 — конвертер; 2 — котел-утилизатор; 3 — циклон; 4 — электрофильтр; 5 — газгольдер; 6 — котлы ТЭС

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.

Псевдоожиженный слой - скорость фильтрации газов через слой, находящийся непосредственно над решеткой, до 2 м/с, размер частиц до 10 мм. Достигаемая концентрация оксидов азота в дымовых газах 200-400 мг/м^3, высота слоя 300-400 мм, гидравлическое сопротивление до 500 кгс/м^2. 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 выносится 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 углеродосодержащими 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 части циклона твердые частицы через теплообменник вновь подаются в нижнюю часть топки, а продукты сгорания, поступающие из циклона, проходят трубчатку 6 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.

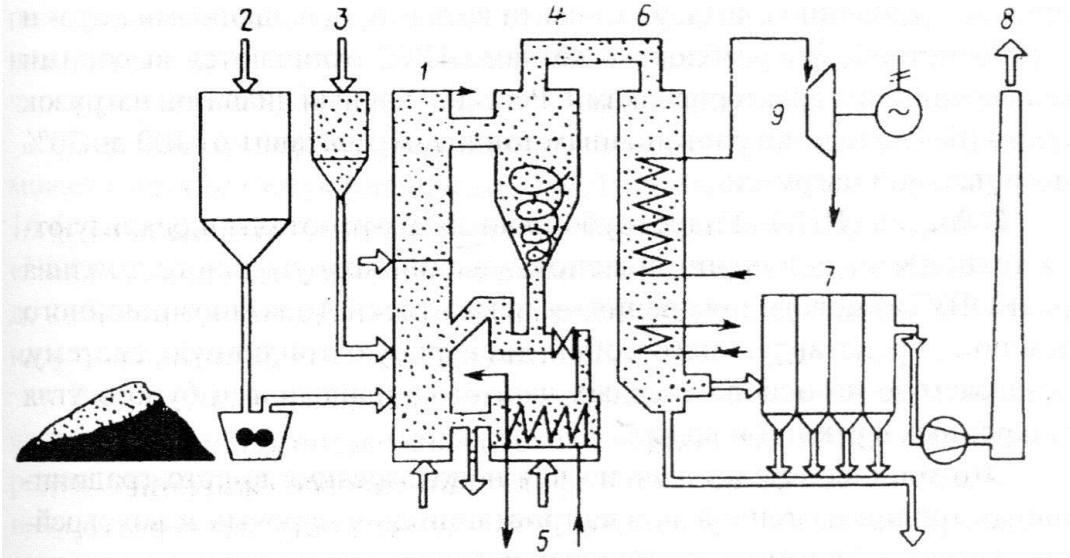


Рис. 10.3. Схема установки для сжигания угля в циркулирующем кипящем слое: 1 — топка с кипящим слоем; 2 — угольная мельница; 3 — известняковая мельница; 4 — циклон; 5 — теплообменник; 6 — трубчатка парогенератора; 7 — блок пылеочистки; 8 — дымовая труба; 9 — паровая турбина

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 ингридиенту. Низкая (около 100°С) температура уходящих газов и их скорость менее 1 м/с обеспечивает 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 топлива по сравнению с пылеугольными котлами, оснащенными серо- и азотоочисткой. Энергоблоки с котлами ЦКС отличаются высокими маневренными характеристиками. Регулировочный 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 электросатнциях, в паровых и водогрейных котлах, в 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 топливу, 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 характерен высокой полнотой выгорания топлива (98-99,7%), резким снижением механической неполноты сгорания и полным отсутствием химической неполноты сгорания топлива, что позволяет существенно повысить эффективность его использования, особенно в котлах со слоевым сжиганием угля. Сжигание этого топлива проводится при малых избытках воздуха (3-7%), что также способствует повышению к.п.д. 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 деминерализовано (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 так же 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 видов топлива 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 транспорте и хранении, чем резко улучшить 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

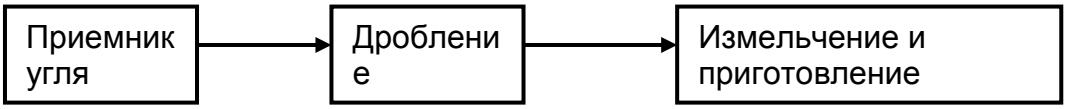
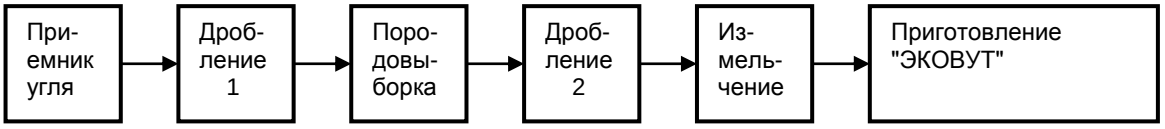


Рис. 10.5. БЛОК-СХЕМА ПРИГОТОВЛЕНИЯ "ЭКОВУТ"
ПОНИЖЕННОЙ ЗОЛЬНОСТИ ИЗ КАМЕННЫХ УГЛЕЙ



В последние годы 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.

Таблица 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
1	2	3	4	5	6	7	8
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
Темпертура 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, %:							
CO_2	10-12	12-15	13,8	1,7	2,2	2,5	4,3
CO	46-50	13-21	25,2	31,0	30,0	28,0	20,9
H_2	35-39	15-20	10,1	2,9	3,2	3,8	11,2
CH_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 испытаниях, т/ч	35	0.9		2,5		0,1	
Максимальное давление, МПа	3,2	0.3		0,7		0,7	
Дутье	Кислород	**Воздух**					

1.10.3. 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 2 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 образование сульфата кальция. При этом происходит реакция:

$$CaCO_3+SO_2+2H_2O \rightarrow CaSO_3 \cdot 2H_2O+CO_2$$

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/м^3 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

$$CaSO_3 \cdot 2H_2O+0,5O_2 \rightarrow CaSO_4 \cdot 2H_2O$$

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 применяется ввод в промывочный раствор тиосульфата, осуществляется 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, сушилку 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.

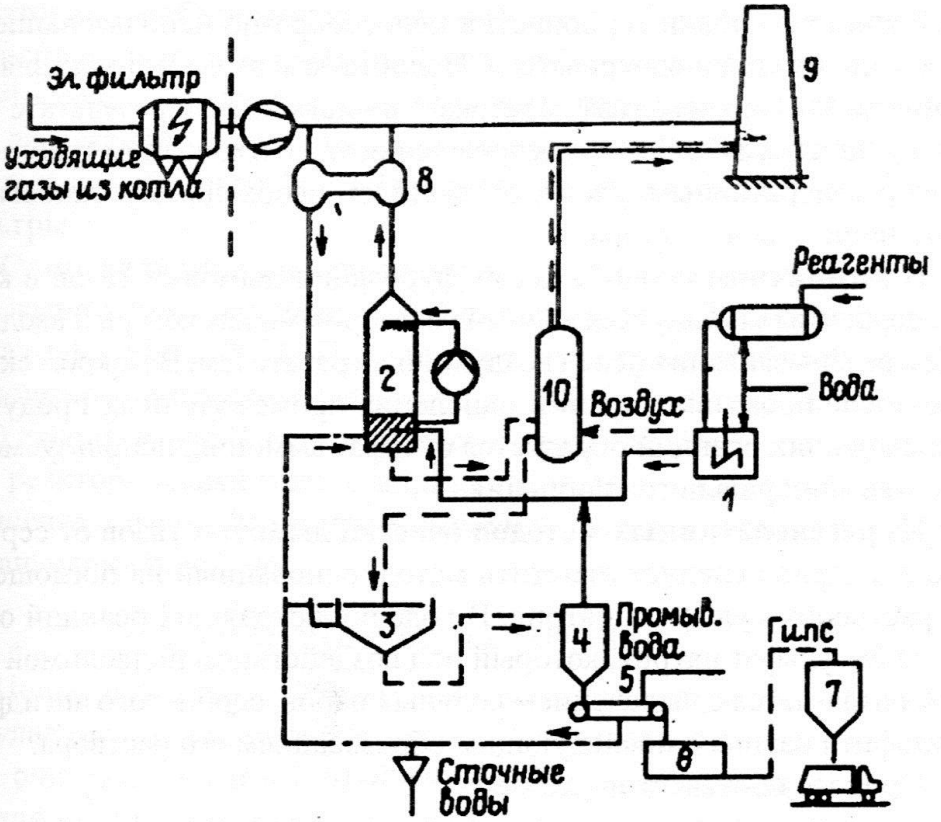


Рис. 10.6. Принципиальная схема установки жидкостной сероочистки уходящих газов: 1 — блок подготовки суспензии; 2 — промывочная башня; 3 — уплотнитель; 4 — гидроциклон; 5 — ленточный фильтр; 6 — сушилка; 7 — гранулятор; 8 — блок подогрева уходящих газов; 9 — дымовая труба; 10 — башня-окислитель

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°С, их необходимо подогревать перед дымовой трубой до 72°С. 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 ангидида 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

$$SO_2+Na_2SO_3+H_2O \rightarrow 2NaHSO_3$$
$$2NaHSO_3 \rightarrow 2Na_2SO_3+ H_2O+SO_2$$

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 гидрооксида 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 негашенная известь при t = 500-800°С связывает (на 30-40%) оксиды серы. В зоне температур газов 130-160°С устанавливается реактор-увлажнитель с впрыскиванием в него воды. При этом негашенная известь переходит в гашенную, которая связывает сернистый ангидрид по схеме

$$Ca(OH)_2 + SO_2 = CaSO_3 \cdot 2H_2O$$

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 негашенной 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 методами. В частности, применяют дополнительный ввод раствора аммиака, предварительно увлажняют дымовые газы.

В энергетике стран СНГ ДСУ нашли ограниченное применение, в то 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 способов 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 = 870-1100°С 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 – 320-400°С. 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

$$4NO + 4NH_3 + 3O_2 \rightarrow 4N_2 + 6H_2O$$
$$6NO + 4NH_3 \rightarrow 5N_2 + 6H_2O$$

$$2NO_2+4NH_3+O_2 \rightarrow 3N_2 + 6H_2O$$
$$6NO_2+8NH_3 \rightarrow 7N_2 + 12H_2O$$

При неэффективном использовании катализаторов возможно протекание побочных процессов, которые приводят не только к увеличению расхода аммиака, но и дополнительному образованию оксида азота

$$4NH_3+3O_2 \rightarrow 2N_2+6H_2O$$
$$4NH_3+5O_2 \rightarrow 4NO+6H_2O$$

Применяют пластинчатые и сотовые катализаторы из платины, триоксида вольфрама, молибдена, легированной стали, керамики. Катализаторы должны обладать противоэрозийными 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 NH_3/NO_x = 0,82-0,84. Минимальный проскок аммиака обеспечивается при относительно высокой удельной поверхности катализатора в реакторе. Установка оборудования СКВ за сероочисткой облегчают 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°С поступают в верхнюю часть реактора, где происходит восстановление оксидов азота до N_2, CO_2 и H_2O, в нижней части реактора происходит 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 превращение 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°С в дымоходе между сепаратором пыли и дымовой трубой.

Эффективность применения способа подтверждается данными экспериментальных испытаний. При обработке дымовых газов 8000-24000 $м^3/ч$ 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 $г/м^3$ очищаемого газа и суммарной плотностью орошения около 0,5 $л/м^3$ 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 $4 \cdot 10^{-5}$ $г/м^3$ при ПДК = $0{,}16 \cdot 10^{-3}$ $мг/м^3$ (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°С, 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 электроэнергии 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 SO_2 и частичное восстановление оксидов азота. В нижнюю часть абсорбера вводится аммиак для более полного восстановления оксидов азота и нейтрализации проскока SO_2. Степень десульфуризации газов достигает более 96%, а денитрификации порядка 70%.

В табл. 10.3 приведены ориентировочные стоимостные показатели различных технологий снижения выбросов SO_2 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 внутрицикловой газификации угля	1300-1900	200-350

1.11. СТОЧНЫЕ ВОДЫ ТЭС

1.11.1. Общие сведения

Наиболее рациональным направлением в решении проблемы охраны водоемов от загрязнения производственными сточными водами является создание замкнутых систем водопользования без сброса сточных вод в естественные водоемы. Свежая вода должна использоваться только для восполнения безвозвратных потерь.

ТЭС по объему сбросов вредных примесей не относятся к числу предприятий, наиболее загрязняющих водоемы, однако при отсутствии надлежащих мер по охране водоемов сбросы ТЭС могут привести к неблагоприятным последствиям.

К сточным водам ТЭС следует отнести:

сточные воды ВПУ;

воды, контактирующие с нефтепродуктами и загрязненные ими;

продувочные воды замкнутых технологических контуров, в которых происходит процесс накапливания примесей в результате выпаривания или контакта с более минерализованными средами (продувка градирен, замкнутых систем ГЗУ);

сбросные воды систем ГЗУ;

отработанные растворы реагентов, используемых для очистки внутренних и наружных поверхностей нагрева теплосилового оборудования: воды после консервации оборудования; ливневые стоки с территории ТЭС-

Основные требования, предъявляемые в настоящее время к системам водопользования ТЭС:

получение воды высокого качества, соответствующей нормам ВХР;

сокращение или исключение солевых сбросов в водоемы;

снижение себестоимости получаемой воды, в том числе и за счет уменьшения затрат на обработку стоков.

1.11.2. Основные положения по проектированию систем сточных вод

Выбор метода и схемы обработки сточных вод ТЭС производится в зависимости от конкретных условий проектируемой электростанции: мощности устанавливаемого основного оборудования, режима работы, вида топлива, способа золошлакоудаления, системы охлаждения, схемы водоподготовки, местных климатических, гидрогеологических и прочих факторов. Сооружения по обработке и очистке производственных сточных вод ТЭС надлежит компоновать в одном блоке и кооперировать их со схемой ВПУ. При этом необходимо рассматривать:

возможность уменьшения количества загрязненных сточных вод путем применения в технологическом процессе ТЭС совершенного оборудования и рациональных схемных решений;

применение частично или полностью оборотных систем водопользования, повторного использования вод, отработанных в одном технологическом процессе, на других установках;

исключение сброса в водоемы незагрязненных сточных вод с использованием их на восполнение потерь в оборотных системах водоснабжения;

возможность и целесообразность получения и использования на собственные нужды ТЭС или народного хозяйства ценных веществ, содержащихся в сточных водах;

возможность предельного сокращения или полного исключения сброса сточных вод в водоемы, с использованием на собственные нужды ТЭС отработанных сточных вод.

1.11.3. **Характеристики сточных вод ТЭС и методы их очистки**

Сточные воды систем охлаждения

Сточные воды систем охлаждения - это воды, сбрасываемые после конденсаторов турбин, газоохладителей, воздухоохладителей, маслоохладителей и других теплообменных аппаратов, где они только нагреваются, но не загрязняются механическими или химическими примесями.

Однако тепловое загрязнение также представляет определенную опасность для водоемов, в связи с чем, сброс нагретой на электростанции воды должен осуществляться на основании общих требований 'Правил охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами".

Расчетные обоснования выполняются исходя из следующего:

среднемесячная температура воды в расчетном створе водоема хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования летом после сброса нагретой воды не должна повышаться более чем на 3°С по сравнению с естественной среднемесячной температурой воды на поверхности водоема. Для рыбохозяйственных водоемов температура воды в расчетном створе не должна повышаться более чем на 5°С по сравнению с естественной в месте водопуска.

Для обеспечения требуемого уровня температур воды в водоемах рекомендуется применять:

глубинные водозаборы и поверхностные водовыпуски, позволяющие снизить температуру забираемой и сбросной воды в сравнении с поверхностной температурой водоема

брызгальные установки над акваторией отводящих каналов из водоемов, служащие для предварительного охлаждения и аэрации воды перед сбросом в водоемы общего пользования;

многократность охлаждения в конденсаторах турбин в зимний период.

При использовании в качестве водоемов-охладителей наливных водохранилищ, озер и водоемов, не имеющих хозяйственного или культурно-бытового значения, термический режим определяется оптимальными условиями эксплуатации ТЭС.

Для обеспечения максимального технически возможного вакуума в конденсаторах турбин и предотвращения загрязнения теплообменных поверхностей в прямоточных и оборотных с водохранилищами системах охлаждения следует применять механическую *очис*тку воды. Предотвращение слизистых (в том числе биологических) отложений на трубках конденсатора рекомендуется осуществлять путем непрерывной очистки резиновыми шариками или хлорирования.

В оборотных системах охлаждения с градирнями и брызгальными бассейнами в качестве мероприятий по предотвращению накипи на трубках конденсаторов рекомендуется применять продувку, подкисление, фосфа-тирование, совместное подкисление и фосфатирование, а также безреа-гентные способы обработки воды (магнитную ультразвуковую и т.д.).

Воды продувки оборотных систем охлаждения с градирнями и брызгальными бассейнами следует в максимальной мере использовать для питания водоподготовки, подпитки систем ГЗУ, полива территории, внутристанционных и хозяйственных нужд. Избыточные продувочные воды сбрасываются в водные объекты с концентрациями загрязняющих веществ в пределах, допустимых "Правилами охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами".

Сточные воды систем ГЗУ

Системы гидрозолошлакоудаления (ГЗУ) предусмотрены для ТЭС, работающих на твердом топливе. Водоснабжение таких систем ГЗУ проектируется, как правило, по оборотной схеме, с повторным использованием воды для гидротранспорта золы и шлака. Водоснабжение ГЗУ по прямоточной схеме может применяться только в исключительных случаях.

При проектировании оборотной системы ГЗУ составляется водный баланс, который должен быть дефицитным или нулевым, для чего следует предусматривать:

перехват и отведение в обход золоотвала поверхностного стока с его водосборной площадки;

применение устройств для увеличения потерь воды на испарение в золоотвале (рассредоточенный выпуск пульпы на золошлаковые пляжи, орошение пляжей осветленной водой и др.).

Необходимость продувки оборотной системы ГЗУ определяется расчетами, на основании которых определяются минимальные размеры продувки, необходимой для обеспечения концентрации сульфатов на уровне, безопасном с точки зрения образования отложений.

Для систем с мокрыми золоуловителями

$$q_{\text{пр}} \frac{\left\{Q_{\text{ор.в}}\left(Щ_{ор}^{общ} + 39S^{\text{пр}} + 7{,}05\sqrt{S^{\text{пр}}} + \left[SO_4^{2-}\right]_{д.в.}\right)Q_{\text{д.в}}\right\}e^{-0{,}005\tau}}{20}$$

Для систем с сухими золоуловителями

$$q_{\text{пр}} = \frac{\left\{1{,}59 - SO_3^{\text{золы}} + \left[SO_4^{2-}\right]_{д.в.}\right\}e^{-0{,}0006\tau}}{20}$$

где $Q_{орв}$ - расход воды на орошение мокрых золоуловителей, м^3/ч;

$Щ_{ор}^{общ}$ - общая щелочность орошающей воды, мг-экв/л;

$S^{ПР}$ - содержание серы в топливе, приведенное к 1000 ккал/кг низшей теплотворной способности, ккал/кг;

φ_3 и $\varphi_{шл}$ - количество золы и шлака, поступающих на золоотвал, т/ч;

$Q_ф$ - количество воды, теряемое из системы в результате фильтрации, м^3/ч

$SO_3^{\text{золы}}$ – содержание сульфатов в золе, %;

$\left[SO_4^{2-}\right]_{\text{д.в.}}$ - содержание сульфатов в воде, добавляемой в систему ГЗУ, мг-экв/л;

$Q_{д.в}$ - количество воды, добавляемой в систему ГЗУ, м^3/ч;

e - основание натуральных логарифмов;

τ - время пребывания осветленной воды в бассейне золошлакоотвала, ч.

Если величина $q_{пр}$ окажется менее 0,5% расхода воды в системе, от организации продувки можно отказаться.

Пополнение системы возможно загрязненными производственными водами ТЭС.

При оборотной системе ГЗУ орошение мокрых золоуловителей должно осуществляться осветленной водой с $pH \leq 10{,}5$, содержащей менее 36 мг-экв/л сульфатов. Если осветленная вода не отвечает этим условиям, необходимо предусмотреть устройство для обработки осветленной воды, подаваемой на орошение мокрых золоуловителей.

При проектировании золошлакоотвалов должна быть предусмотрена защита поверхностных и подземных вод от загрязнения.

Сточные воды химических цехов ТЭС

Сточные воды водоподготовительных (ВПУ) и кондесатоочистительных (КОУ) установок состоят из пресных, зашламленных, засоленных и щелочных вод, качественный и количественный состав которых определяется конкретными схемами ВПУ и КОУ, качеством исходной воды, расходами реагентов и другими факторами.

На ТЭС в настоящее время для подготовки добавочной воды котлов используют преимущественно метод химического обессоливания с предварительной обработкой воды в осветлителе, включающей коагуляцию или

известкование с коагуляцией. Для подпитки теплосети чаще всего используют умягчение воды после предочистки на *Na*-катионитных фильтрах.

При таком способе обработки сточные воды ВПУ содержат следующие химические вещества на различных стадиях обработки.

Осветлитель - продувочная вода содержит шлам, в состав которого входят соединения $CaC0_3$, $Mg(OH)_2$, $Fe(OH)_3$, $Al(OH)_3$, Al_2O_3, SiQ_2, $CaSO_4$, MgO, органические вещества.

Осветлительные (механические) фильтры - промывочная вода может содержать те же вещества, что и продувочная. Регенерационные воды ионитных фильтров содержат следующие вещества:

H-катионитные фильтры 1-й и II-й ступеней - $CaSO_4$, $MgSO_4$, Na_2SO_4, H_2SO_4 , взвешенные вещества;

анионитные фильтры 1-й ступени - $NaCl$, Na_2SO_4 , $NaNO_3$, $NaOH$;

анионитные фильтры II-й ступени - Na_2SiO_3, $NaHCO_3$, $NaCl$, Na_2SO_4, $NaNO_3$, $NaOH$;

Na -катионитные фильтры - $CaCl_2$, $MgCl_2$, $NaCl$, взвешенные вещества.

В сбросных водах конденсатоочисток могут присутствовать оксиды металлов, соли натрия, кальция, магния, нефтепродукты.

При выборе способа обработки засоленных, кислых или щелочных вод после регенерации ионитных фильтров следует учитывать резкие колебания концентраций растворенных веществ в этих водах: максимальные концентрации в первых 10-20% общего объема сбрасываемой воды (собственно отработанные растворы) и минимальные концентрации в последних 60-80% (отмывочныеводы).

Отработанные щелочные растворы и отмывочные воды после регенерации анионитных фильтров (кроме первой порции раствора после фильтров 1-й ступени) должны быть повторно использованы внутри ВПУ. Первая же порция направляется на нейтрализацию кислых сбросных вод ВПУ и ТЭС.

Отмывочные воды с небольшой концентрацией растворимых веществ сравнительно легко могут быть нейтрализованы (взаимно), окислены либо использованы для предварительного взрыхления стоя ионита при следующей регенерации.

Кроме того, следует учитывать, что не менее 50% всех сбросных вод ВПУ, в том числе все сточные воды предочисток всех типов, включая сбросные воды после взрыхления ионитиых фильтров пресной водой, последние порции отмывочной воды ионитных фильтров обессоливающих установок, а также воды, сбрасываемые при опорожнении осветлительных и ионитных фильтров, имеют солесодержание, жесткость, щелочность и другие показатели такие же или даже лучше, чем предочищенная и тем более исходная вода, и поэтому могут быть без дополнительной обработки реагентами возвращены в осветлители или, что еще лучше, на осветлительные, *H*- или *Na*-катионигные фильтры.

С целью дальнейшего сокращения сточных вод ВПУ необходимо предусматривать осуществление следующих мероприятий:

противоточное и ступенчато-противоточное ионирование;

парная регенерация одноименных фильтров;

применения двухпоточно-противоточных фильтров;

сбор регенерационных вод в специальных баках с целью их повторного использования;

частичное обессоливание воды мембранными методами (обратный осмос, электродиализ);

применение термического обессоливания в испарителях;

применение электродиализа для получения кислот и щелочей из регенерационных вод;

применение электрокоагуляции.

Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами

Основные источники загрязнения сточных вод маслами:

в главном корпусе ТЭС – маслосистемы турбин, генераторов, возбудителей, питательных насосов, мельниц, дымососов, вентиляторов, маслоочистные установки, сливы уплотнения сальников насосов и т.д.;

во вспомогательных помещениях - сливы уплотнения сальников насосов, вентиляторов, дренажи полов помещений, где могут быть утечки и проливы масла;

на площадках установки трансформаторов, масляных выключателей-аварийные маслотоки и дренажи с маслонаполненными кабелями;

на маслохозяйстве - дренажи полов маслонасосной, дождевые и талые воды с площади открытого склада масла;

гаражи и места стоянок автотранспорта и прочих транспортных средств.

Основные источники загрязнения сточных вод мазутом:

сливы от уплотнения сальников мазутных насосов и от пробоотборников контроля конденсата;

дренажные воды полов мазутонасосной, каналов мазутопроводов;

конденсат от подогревателей мазута и от сливных лотков;

дождевые и талые воды от сливного устройства, обвалованной территории склада мазута и территории мазутного хозяйства;

промывочные воды фильтров конденсатоочистки мазутного хозяйства.

Количество и степень загрязнения стоков зависят от мощности ТЭС, технического состояния оборудования, вида топлива и технического уровня эксплуатации. Содержание нефтепродуктов в сточных водах в среднем составляет примерно 10...20 мг/л, при этом некоторые потоки имеют загрязнения 1...3 мг/л, а в некоторых - содержание нефтепродуктов периодически может составлять 100-500 мг/л и даже более.

Нефтепродукты отрицательно влияют на флору и фауну водоема. Окисление их в воде протекает очень медленно, что ведет к накоплению их в водоемах.

По этой причине уже на стадии проектирования ТЭС, кроме специальных схем по очистке сточных вод от нефтепродуктов, необходимо предусматривать

мероприятия по уменьшению загрязнения ими сточных вод. Для этой цели в проекте должно быть предусмотрено:

применение специальных приспособлений, исключающих разбрызгивание и пролив мазута при сливе из цистерн;

изготовление на сливном устройстве отбортовки на расстоянии 5 м от оси железнодорожного пути и поперечных уклонов в сторону сливных лотков;

исключение попадания мазута в конденсат подогревателей, для чего желательно использование цистерн с паровыми рубашками;

подача обводненного мазута для сжигания в котлах без отделения содержащейся в нем воды и т.д.

Для предотвращения попадания масел в воду необходимо:

выделение охлаждения маслоохладителей в отдельный контур;

применение вместо кожухотрубных маслоохладителей пластинчатых;

использование для изготовления трубок маслоохладителей коррозионностойких материалов;

применение герметичных покрытий на вальцовочные соединения трубок маслоохладителя с трубными досками;

установка специальных емкостей для сбора загрязненного и отработанного масла и т.д.

Для сбора и последующего удаления сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, необходимо предусматривать самостоятельную систему.

Так как концентрация нефтепродуктов в сточных водах колеблется в широких пределах, сбрасывать их в водоемы без предварительной очистки недопустимо.

Вопрос о схемах очистки сточных вод от нефтепродуктов решается в каждом конкретном случае отдельно.

На электростанциях, работающих на твердом топливе, эти воды, как правило, без очистки должны повторно использоваться на нужды гидрозолошлакоудаления.

Электростанции, работающие на жидком топливе и газе, должны в обязательном порядке предусматривать очистку сточных вод, загрязненных нефтепродуктами.

Обычно проектом предусматривается следующая схема: приемный резервуар, нефтеловушка, механические фильтры. Установка фильтров с активированным углем после механических должна быть обоснована.

Емкость приемного резервуара выбирается из расчета двухчасового притока расчетного расхода сточных вод и промывочных вод фильтров очистных сооружений. Остаточное содержание нефтепродуктов после приемных резервуаров - 80...70 мг/л, после нефтеловушек - 20...30 мг/л. Нефтепродукты, уловленные в приемных резервуарах и нефтеловушках, подаются в расходные емкости мазутного хозяйства для сжигания в котлах.

Механические фильтры должны проектироваться с двухслойной загрузкой кварцевым песком и дробленым антрацитом (коксом). Скорость фильтрования -

7 м/ч. Остаточное содержание нефтепродуктов после таких фильтров – 5…10мг/л.

Скорость фильтрования в фильтрах с активированным углем принимается также 7 м/ч, остаточное содержание нефтепродуктов в очищенных водах - до 1 мг/л. Активированные угли являются дефицитным и дорогостоящим материалом. В настоящее время выявлена возможность применения для этих целей полукокса, который по механической прочности не уступает сорбентам.

Промывка механических и угольных фильтров предусматривается горячей водой температурой 80...90°С, скорость промывки - 15 м/ч.

Вода, прошедшая очистку, должна повторно использоваться на нужды ТЭС: на подпитку оборотной системы технического водоснабжения, а также на ВПУ (для подпитки теплосетей или подается на осветлители).

Для ТЭС, на ВПУ которых используется обработка воды известью и коагулянтом $FeSO_4$, интересным техническим решением является использование шлама осветлителей ВПУ для очистки сточных вод от нефтепродуктов, что позволяет уменьшить их концентрацию с нескольких сотен мг/л до 5... 15 мг/л (рис. 11.1).

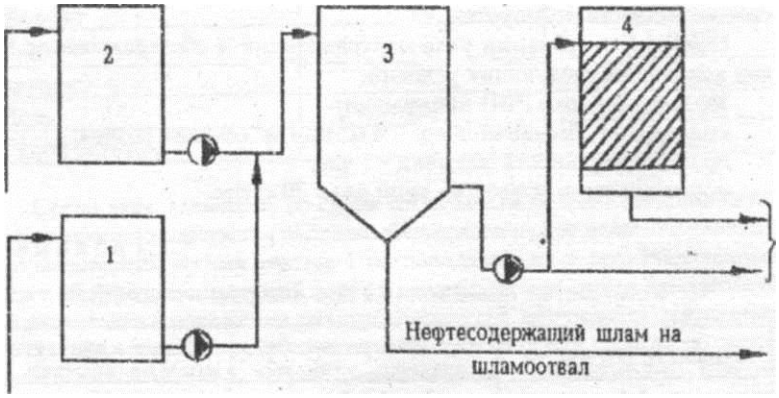


Рис. 11.1 - Схема очистки нефтесодержаших сточных вод: 1 - бак-накопитель; 2 - бак-усреднитель; 3 – отстойник - нефтеловушка; 4 - механический фильтр

Жидкий шлам из бака-накопителя 1 вводится непосредственно в трубопровод нефтесодержащих стоков после бака - усреднителя 2. Шлам, насыщенный нефтепродуктами, удаляется в отвал из отстойника-нефтеловушки 3. Очищенная вода - либо из отстойника 3, либо, при необходимости, после механического фильтра 4 - подается на предочистку ХВО.

Применение такой схемы возможно для очистки сточных вод в широком интервале содержания в них масел и мазута, и эффективность очистки достигает 62...98 %.

Обмывочные воды

При сжигании на электростанциях мазутов на хвостовых поверхностях нагрева котла, главным образом в системе регенеративных воздухоподогревателей (РВП), а также на стенках газохода оседают зольные элементы разнообразного состава. Обмывочные воды этих поверхностей имеют высокую кислотность и повышенное содержание токсичных веществ (ванадия, никеля, меди и др.). По санитарным нормам предельно допустимая концентрация в природной воде ванадия, никеля, меди составляет 0,1 мг/л для каждого их этих элементов: при совместном их присутствии ПДК составляет 0,1 мг/л суммарно. Сброс этой группы вод в водоемы без нейтрализации и обезвреживания токсичных веществ недопустим.

При проектировании узла нейтрализации и обезвреживания этих вод исходят из следующих условий.

1). Для обмывки РВП принимают:

количество обмывочной воды 5 $м^3$ на 1 $м^2$ сечения ротора;

продолжительность обмывки – 1час; периодичность обмывки

- один раз в 30 суток.

Таблица 11.1

Количество обмывочных вод для различных РВП

Диаметр ротора, м	Сечение ротора без ступицы вала, $м^2$	Общее количество, воды на обмывку, $м^3$
4,1	12,0	60
5,0	18,5	93
5,4	22,0	110
6,8	35,5	178
7,0	37,5	188
9,8	73,5	370
14,0	151,2	750

2) Для обмывки конвективных поверхностей нагрева котлоагрегата принимают:

расход воды на обмывку котла паропроизводительностью 320 т/ч и более - 300 $м^3$.

продолжительность обмывки - 2 часа;

периодичность обмывки - 1 раз в год, перед ремонтом.

3) Для обмывки пиковых водогрейных котлов принимают:

расход воды на обмывку котлов

ПТВМ-50 - 15 $м^3$; КВГМ-100. ПТВМ-100 - 20 $м^3$;

КВГМ-180, ПТВМ-180 - 25 $м^3$;

продолжительность обмывки - 30 мин;

средняя периодичность обмывки - каждые 15 суток работы.

Средний состав обмывочных вод принимается по табл. 11.2.

Таблица 11.2

Вещества, содержащиеся в обмывочных водах	В пересчете на соединения	Содержание веществ, г/л
Механические примеси	—	0,5
Свободная серная кислота	H_2SO_4	4-5
Железо	*Fe*	7-8
Никель	*Ni*	0,1-0,15
Ванадий	*V*	0,3-0,8
Медь	*Cu*	0,02-0,05
Сухой остаток	—	35-45

Среди этих элементов по своей токсичности (и одновременно ценности) особенно выделяется ванадий. Физиологическое действие ванадия и его соединений весьма опасно. При попадании их в организм человека через желудочно-кишечный тракт или через легкие путем вдыхания пыли развиваются поражения дыхательных путей, нарушается деятельность почек, сердца и печени. Все это надо иметь в виду при работах по очистке поверхностей нагрева, загрязненных зольными отложениями, содержащими ванадий. Если пренебрегать средствами защиты, то могут возникнуть легочные кровотечения и нарушения работы внутренних органов, а при систематических отравлениях - опухолевые заболевания.

При проектировании узла нейтрализации и обезвреживания обмывочных вод необходимо, как правило, предусматривать осаждение ва-надийсодержащего шлама, удовлетворяющего требованиям металлургических заводов. Этой цели наиболее соответствует двухстадийная нейтрализация обмывочных вод (рис. 11.2):

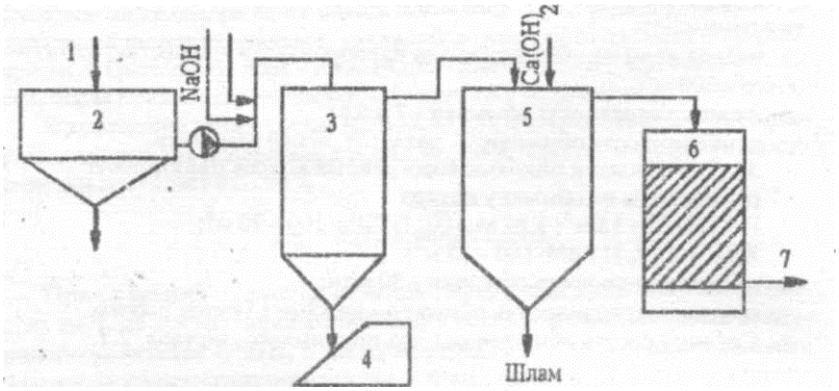


Рис. 11.2 - Схема извлечения ванадия и нейтрализации обмывочных вод: 1 - обмывочные воды: 2 - бак для усреднения состава и отделения механических примесей; Э - реактор ванадийсодержащего шлама: 4 - фильтр-пресс; 5 - отстойник; 6 - механический фильтр; 7 - очищенная вода

на первой стадии обработка обмывочных вод едким натром до значения *pH* — *4,5...5* для осаждения окислов ванадия совместно с гидроокисью железа $Fe(OH)_3$ и выделения ванадия в шлам;

на второй стадии - обработка осветленной воды известью до значения *pH* = 9,5...10 для осаждения окислов железа, никеля, меди и сульфата кальция.

Очищенная от грубой взвеси обмывочная вода подвергается частичному окислению для перевода примерно 10% содержащегося в ней двухвалентного железа в трехвалентное. Образующаяся при этом гидроокись железа соосаждает практически весь ванадий в виде $VO(OH)_2$ и $V(OH)_3$. Содержание ванадия в осадке - до 20%, т.е. значительно выше, чем в природных рудах.

Одностадийная нейтрализация предусматривает обработку обмывочных вод известью до значения *pH* = 9,5... 10 для осаждения окислов железа, ванадия, никеля, меди, а также сульфата кальция.

Эти воды целесообразно направлять на повторное использование для обмывки РВП и конвективных поверхностей нагрева котлоагрегатов.

Средний состав нейтрализованных обмывочных вод:

содержание ванадия, никеля, меди, железа - менее 0,1 мг/л каждого;

pH= 9,5... 10;

содержание $CaSO_4$ - до 2 г/л.

Таблица 11.3

Средний состав шлама

Вещества, входящие в состав сухого шлама	Весовые % при осаждении	
	в 1 -й стадии	во 2-й стадии
Соединения ванадия в пересчете на V_2O_5	20-30	—
Соединения железа в пересчете на Fe_2O_3	40-60	35-40
Окиси никеля и меди	—	2-3
Сульфат кальция $CaSO_4$	4-8	40-55
Прочие вещества	10-20	10-15

Число баков-нейтрализаторов на ТЭС принимается не менее двух и не более четырех (в зависимости от конкретных условий).

Каждый бак-нейтрализатор должен вмещать обмывочные воды от обмывки одного РВП и реагенты для их нейтрализации.

Сточные воды химических промывок и консервации оборудования

Промывочные и консервационные воды представляют собой эпизодические стоки, состав их разнообразен и зависит от реагентов, применяемых для химической очистки и консервации оборудования.

Для химической промывки тепломеханического оборудования ТЭС применяют следующие реагенты: ингибированную соляную кислоту, серную кислоту с гидразином, фталевый ангидрид, лимонную кислоту, адипиновую кислоту, низкомолекулярные кислоты, различные комплексоны и композиции на их основе, ингибиторы, аммиак, гидразин, нитрит натрия.

Для защиты оборудования от стояночной коррозии применяют мокрые методы консервации, заключающиеся в заполнении котлоагрегата растворами гидразина, ингибиторов атмосферной коррозии, смесью аммиака и нитрита натрия.

Запрещается применять для промывки и консервации теплоэнергетического оборудования реагенты, для которых не установлены предельно допустимые концентрации (ПДК) в водоемах, а также реагенты, которые не могут быть обезврежены или переведены в вещества, для которых значения ПДК установлены.

Отработанные растворы помимо перечисленных выше соединений содержат также продукты отмывки, т.е. соли (или комплексонаты) железа, меди, цинка, кальция, магния и т.д.

Состав отмывочных и консервационных вод весьма сложен, и сброс их в природные водоемы недопустим. По влиянию на санитарный режим водоемов их можно разделить на три группы.

1) Неорганические вещества, содержание которых близко к значениям ПДК. Ими являются сульфаты и хлориды кальция, магния, натрия. Сброс таких веществ в водоем несколько повысит солесодержание воды.

2) Вещества, содержание которых значительно превышает ПДК. Это соли металлов (железа, меди, цинка), фторосодержащие соединения, гидразин, мышьяк. Эти вещества не могут быть биологически переработаны в безвредные.

3) Органические вещества (аммонийные соли, нитриты, сульфиды). Эти вещества могут быть окислены до безвредных продуктов.

Количество стоков, образующихся при проведении одной химической промывки, различно и зависит от мощности промываемого оборудования и применяемой технологии. Для двухстадийной кислотной обработки количество стоков можно примерно определить по формуле

$$\upsilon = \kappa a, \text{ м}^3,$$

где υ - общее количество загрязненных стоков, м^3;

a - суммарный объем промывочных контуров, м^3;

$к$ - коэффициент (для газомазутных ТЭС равен 25; для пылеугольных - 15).

Для газомазутных ТЭС очистка такого вида сточных вод осуществляется в последовательности, изображенной схематически на рис. 2.3.

1) Сбор всех растворов и отмывочных вод в емкость-усреднитель.

2) Выведение раствора токсичных веществ второй группы в баках-нейтрализаторах с утилизацией полученного осадка.

3) Очистка воды от веществ третьей группы.

Объем емкости-усреднителя должен быть рассчитан на полное количество растворов, используемых на одну промывку, содержащих примеси второй и третьей групп с учетом трехкратного разбавления этих растворов водой, вытесняющей их из контура. Данная емкость выполняется в виде котлована с водонепроницаемым основанием или в виде баков, в которых происходит частичная нейтрализация кислых и щелочных вод. Затем вода перепускается в баки-нейтрализаторы, выполненные из металла, объемом 500 м^3 каждый, где происходит отделение токсичных веществ за счет обработки воды известью и другими реагентами.

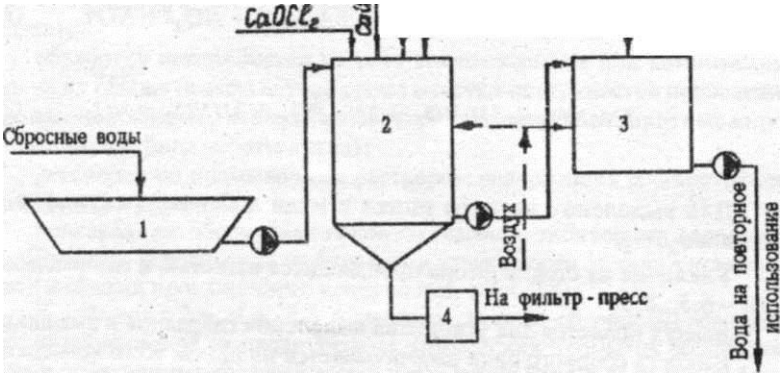


Рис. 11.3 - Схема очистки промывочных сточных вод: 1 - бак-усреднитель; 2 - бак- нейтрализатор; 3 - бак для коррекции *pH*; 4 – шламоотстойник

Ниже приведены значения *pH* нейтрализованного раствора в зависимости от тех соединений, которые необходимо выделить.

Выделение из стоков железа осуществляется путем подщелачивания известью или едким натром до следующих значений (в зависимости от метода промывки):

pH = 10,0 - при солянокислотном и гидразинокислотном методах;

pH = 11,0 - при моноаммонийцитратном, адилиновокислотном методах, при промывках низкомолекулярными кислотами;

pH = 12,0 - при использовании этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТК).

Для удаления гидразина и аммиака используют хлорную известь:

$$N_2H_4 + 2CaOCl_2 \rightarrow 2CaCl_2 + N_2\uparrow + 2H_2O; \qquad (2.4)$$

$$2\,NH_3 + CaOCl\,, +\ 2H_2O \rightarrow 2Ca(OH)_2 + 2NH_4Cl. \quad (2.5)$$

Для удаления гидразина можно также использовать и перекись водорода:

$$N_2H_4 + 3H_2O_2 \rightarrow N_2\uparrow + 5\,H_2O + O \quad (2.6)$$

Нитрит натрия разрушается HCl и H_2O_4:

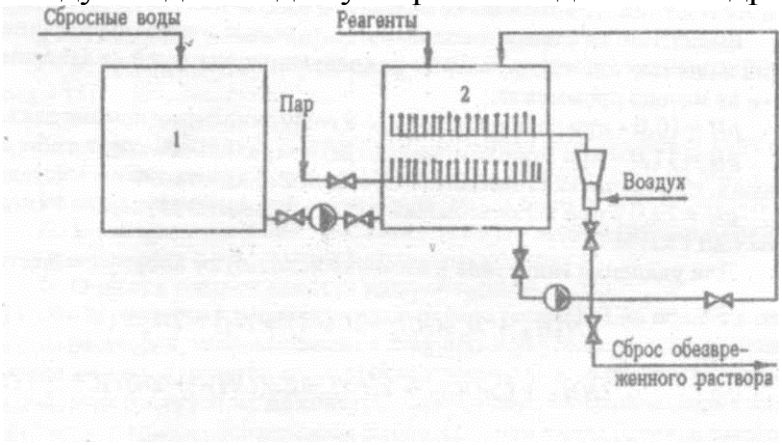
$$2NaNO_2 + 2HC1 \rightarrow 2NaCl + H_2O + NO_2\uparrow + NO\uparrow \quad (2.7)$$

$$2NaNO_2 + 2H_2SO_4 \rightarrow 2Na_2SO_4 + 2HNO_2 \rightarrow NO_2 \rightarrow H_2O \rightarrow NO \quad (2.8)$$

Для выделения из воды цинка и меди добавляется сульфит натрия Na_2SO_3.

Удаление из стоков фтора производится известью и глиноземом до *pH* = 6,5...8,5.

Воздух подается для ускорения выделения гидразина и аммиака.



Емкость сборного бака рассчитывается на прием всего консервирующего

Рис. 11.4 - Схема узла нейтрализации консервирующих растворов: 1 - сборный бак; 2 - бак- нейтрализатор

раствора. Пар и воздух подаются в бак-нейтрализатор для ускорения выделения гидразина, аммиака, разложения нитрита натрия *NaNO3* (рис. 2.4).

В целях уменьшения сбросов примесей от химических промывок и консервации оборудования целесообразно предусматривать:

применение сухих способов консервации оборудования (например, азота);

обработку поверхностей нагрева комплексонами или композициями на их основе (в этом случае кроме очистки поверхностей происходит их пассивирование, что в значительной степени увеличивает межпромывочный период работы котла);

регенерацию промывочных растворов, содержащих дорогостоящие химические реагенты;

консервацию оборудования контактными ингибиторами коррозии.

Емкость-усреднитель выбирается в зависимости от типа котлоагрегата и объема промывочного контура (см. табл. 2.4). В таблицах 2.4, 2.5, 2.6 приведены данные об ориентировочном количестве стоков от предпусковых

химических промывок оборудования и усредненных составах сточных вод после нейтрализации и обезвреживания.

Таблица 11.4

Ориентировочное количество стоков от предпусковых химических промывок оборудования

Паропроизводительность, т/ч, и тип котла	Схема промывки	Объем промываемого контора,м^3	Объем сбрасываемых стоков, м^3	
			в бак-нейтрализатор	в емкость-усреднитель
420,барабанный	одноконтурная	400	2800	6400
640,барабанный	двухконтурная: 1-й контур II-1 контур	350 150	2450 1050	8000
950, прямоточный	одноконтурная в два этапа	550	3750	880
950, прямоточный	двухконтурная: 1-й контур II-й контур	500 550	5000 5500	16800
1600, прямоточный	двухконтурная: 1-й контур II-й контур	680 680	6800 6800	21800
2650, прямоточный	двухконтурная в два этапа: 1-й контур II-й контур	 550 700	 5500 7000	20000

Таблица11.5

Ориентировочный состав сточных вод после их нейтрализации

Показатель, мг/л	Применяемые методы химических промывок						
	соляно кислотный-	комплексонный	моноаммоний-цитратный	фталевокислотный	концентратом НМК	дикарбоновокислотный	гидразинокислотный
Хлориды	4500						
Сульфаты	•						2800
Fe^{2+}, Fe^{3+}	780	780	780	780	780	780	780
ОП-7, ОП-10	110	110	110	110	110	110	—
ПБ-5, В-1, В-2	45	—	—	—	—	—	—
Каптакс	—	22	22	22	22	22	—
Формальдегид	280	—	—	—	—	—	—
Аммонийные соединения	720	720	720	720	720	400	400
Нитриты	—	370	370	—	370	—	—
Гидразин	—	—	—	40	—	40	80
Сухой остаток	8000	5500	5500	5500	5500	5500	5500
pH	1,5	10	10	10	10	10	6

Содержание органических веществ *) ХПК,мг/л О ВПК, мг/л О	500 260	2800 940	2500 1960	4900 3400	4400 3100	4000 3100	— —

*) органические вещества присутствуют в виде солей органических кислот с железом, аммонием, натрием

Таблица 11.6

Средний состав осветленной воды после обезвреживания сточных вод

Показатель, мг/л	Применяемые методы химических промывок						
	солянокислотный	комплексонный	моноаммоний-цитратный	фталевокислотный	концентратом НМК	дикарбоновокислотный	гидразинокислотный
Хлориды	4500	—	—	—	—	—	—
Сульфаты	50	400	400	40	40	40	3000
Fe^{2+}, Fe^{3+}	5	15	15	10	10	10	5
ОП-7, ОП-10	70	70	70	70	70	70	—
ПБ-5, В-1.В-2	30	—	—	—	—	—	—
Каптакс	—	15	15	15	15	15	—
Формальдегид	200	—	—	—	—	—	—
Аммонийные соединения	500	500	500	500	500	280	280
Нитриты	—	250	250	—	250	—	—
Сухой остаток	10000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
ХПК, мг/л O_2	350	1900	1700	3400	3000	3000	2800
ВПК	180	650	1300	2400	2200-1	2200	—

Ливневые воды ТЭС

При проектировании дождевой канализации ТЭС необходимо предусмотреть исключение сброса в нее дождевых и талых вод, а также производственных стоков, содержащих нефтепродукты и вредные химические соединения. Для этого участки территории электростанции, которые в процессе эксплуатации могут быть загрязнены нефтепродуктами, должны иметь обортовку. Отвод таких вод должен осуществляться в систему сточных вод, загрязненных нефтепродуктами.

Незагрязненные дождевые и талые воды с территории ТЭС могут быть использованы на собственные нужды: на подпитку оборотных систем водоснабжения, питание водоподготовки и т.д.

Электронный учебно-методический комплекс

Практический раздел

ПРИРОДООХРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ТЭС

Практические занятия

Минск 2017

2. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ

2.1. 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 дм^3/с.

2.1.1. Расчет выбросов твердых частиц

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

$$M_{\text{тв}} = B\frac{A^p}{100 - Г_{ун}} \cdot a_{ун}(1-\eta_з),$$

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

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

$$M_{\text{тв}} = 0{,}01 \cdot B(a_{ун}A^p + q_4^{ун} \cdot \frac{Q_н^p}{32680})(1-\eta_з),$$

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

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

$$M_з = 0{,}01 \text{ В } A^p \cdot a_{ун}(1-\eta_з)$$

Количество твердых частиц $M_{сг}$ 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

$$M_{сг} = M_{тв} - M_з.$$

2.1.2. 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

$$M_{So_2} = 0{,}02 \cdot B \cdot S^p (1-\eta'_{SO_2})(1-\eta''_{SO_2})(1-\eta^c_{SO_2} \cdot \frac{n_{оч}}{n_к}),$$

где В – 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; $\eta^c_{SO_2}$ - доля оксидов серы, улавливаемых в сероочистной установке; $n_{оч}$, $n_к$ – 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.

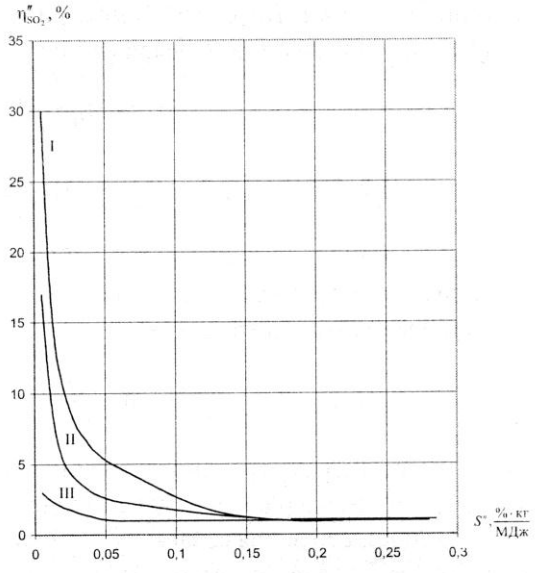


Рис.2.1. Зависимость степени улавливания оксидов серы в мокрых золоуловителях от приведенного серосодержания при щелочности орошаемой воды: I – 10, II – 5, III – 0 $\frac{мг-экв}{d м^3}$; S^n - приведенная сернистость топлива

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} зависит от расхода и общей щелочности орошающей воды, а также приведенной сернистости топлива ($S^{пр}$) при принятых на тепловых электростанциях удельных расходах воды на орошение золоуловителей 0,1-0,15 дм^3 воды/м^3 газа (рис. 2.1).

$$S^{пр} = \frac{S^p}{Q^p_н}.$$

Расчетный расход топлива $B_р$, т/ч (тыс.м^3/ч) или т/год, (тыс.м^3/год) определяется по формуле

$$B_p = \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot B$$

где B - фактический расход топлива на котел, т/ч (тыс.м^3/ч), т/год, (тыс.м^3/год) определяемый по показаниям прибора - расходомера топлива или по обратному тепловому балансу на основании результатов измерений выработанной тепловой энергии на котле (приборы для измерения расхода

топлива и выработанной тепловой энергии должны подвергаться регулярной государственной или ведомственной поверке);

q_4- потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, %, принимаются по эксплуатационным данным, а при их отсутствии - в соответствии с [4]. Для котлов, работающих на твердом топливе, значения q_4приведены в таблице В.1., при сжигании газообразного топлива принимается q_4=0, при сжигании мазута принимается q_4=0,02 %.

Определение выбросов газообразных загрязняющих веществ расчетными методами

Количество серы диоксида M_{SO2}, г/с (т/год), поступающее в атмосферный воздух с дымовыми газами при сжигании твердого, жидкого и газообразного[4] топлива, определяется по формуле

$$M_{SO_2} = 0{,}02 \cdot B_p \cdot (1-\eta'_{SO_2}) \cdot (1-\eta''_{SO_2}) \cdot (1-\eta_{SO_2} \cdot (1-\eta_{SO_2} \cdot \frac{n_0}{n_k}) \cdot K_p$$

где B_p -то же, что и в формуле (1);

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

$|\eta'_{SO_2}$ - доля серы оксидов, связываемых летучей золой в котле. Значения η'_{SO_2} при сжигании различных видов топлива приведены в Г.1;

η''_{SO_2} - доля серы оксидов, улавливаемых в мокром золоуловителе попутно с твердыми частицами. Доля серы оксидов (η''_{SO_2}), улавливаемых в сухих золоуловителях
(электрофильтрах, батарейных циклонах), принимается равной нулю. В мокрых золоуловителях эта доля зависит от расхода и общей щелочности орошающей воды, а также от приведенной сернистости топлива S^{pr}. При характерных для эксплуатации удельных расходах воды на орошение золоуловителей 0,1-0,15 дм^3/м^3, η''_{SO_2} определяется по рисунку Г.2;

η_{SO_2} - доля серы оксидов, улавливаемых в сероулавливающей установке;

n_0 и n_k- длительность работы сероулавливающей установки и котла соответственно, ч/год;

K_p- коэффициент пересчета; при определении выбросов в г/с равен $0{,}278 \cdot 10^3$ в т/год равен 1.

Приложение Б
(справочное)

Таблица Б.1 - Парциальное давление водяных паров на линии насыщения в зависимости от температуры окружающего воздуха

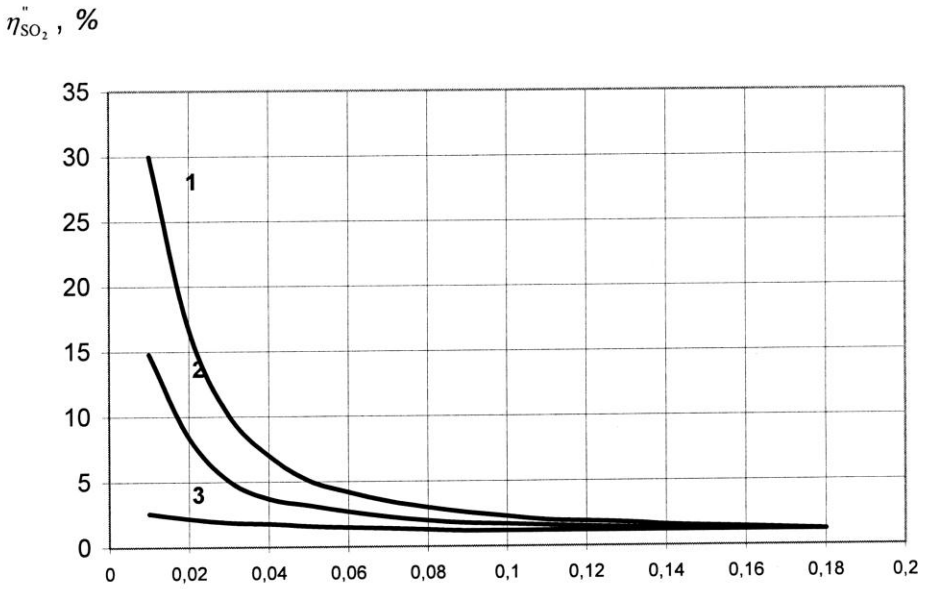
t, С	$P_{н2о}$, , кПа
0	0,611
1	0,657
2	0,706
3	0,758
4	0,813
5	0,872
6	0,935
7	1,002
8	1,073
9	1,148
10	1,228
11	1,313
12	1,403
13	1,498
14	1,599
15	1,705
16	1,818
17	1,938
18	2,065
19	2,198

t, С	$P_{н2о}$, , кПа
20	2,339
21	2,488
22	2,645
23	2,811
24	2,986
25	3,170
26	3,364
27	3,564
28	3,779
29	4,004
30	4,241
31	4,491
32	4,753
33	5,029
34	3,071
35	5,622
40	7,375
45	9,584
50	12,33

Приложение Г
(справочное)

Г.1 Значения η'_{SO_2} (доля серы оксидов, связываемых летучей золой в котле) при сжигании различных видов топлива составляют:

Топливо	η'_{SO_2}
Газ	0
Мазут	0,02
Торф	0,15
Дрова	0,69
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	0,5
с жидким шлакоудалением	0,2
Другие угли Канско-Ачинского бассейна для топок:	
с твердым шлакоудалением	0,2
с жидким шлакоудалением	0,05
Угли других месторождений	0,1



$$S^{pr} = \frac{S^r}{Q_n^r}$$

где S^r - содержание серы (органической и колчеданной) в рабочей массе топлива, %;

Q_n^r - низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг (МДж/нм^3).

Щелочность орошающей воды: график 1 - 10 мг-экв./дм^3
график 2 - 5 мг-экв./дм^3
график 3 - 0 мг-экв./дм^3

Рисунок Г.2 – Степень улавливания серы оксидов в мокрых золоуловителях в зависимости от приведенной сернистости топлива и щелочности орошающей воды

2.1.3. 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

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

где C_{CO} – выход оксида углерода при сжигании твердого и жидкого (кг/т) или газообразного (кг/тыс.м^3) топлива, определяемый по формуле

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

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; $Q_н^p$ - низшая теплота сгорания натурального топлива, кДж/кг, кДж/м^3; B – расход топлива за рассматриваемый период, т/год, тыс.м^3/год, г/с, дм^3/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 (α = 1,01-1,03), следует принимать q_3 = 0,15 %.

$K_р$ – режимный коэффициент. При определении годовых выбросов оксида углерода он характеризует отношение длительности переходных периодов ($n_{реж}$, час), при которых происходит недожог топлива, к длительности работы котла (n, час)

$$K_p = \frac{n_{реж}}{n},$$

где $n_{реж}=m_{пуск} \cdot n_{пуск}+m_{пер} \cdot n_{пер}$,

здесь $m_{пуск}$ – количество пусков котла в год; $n_{пуск}$ – длительность пуска котла, час;

$m_{перех}$ – количество дней в году, в течение которых меняется режим работы;

$n_{перех}$ – длительность переходного режима, час.

При определении максимальных выбросов оксидов углерода значение $К_р$ равно 1.

Количество углерода оксида $М_{СО}$, г/с (т/год), поступающее в атмосферный воздух с дымовыми газами, определяется по формуле

$$М_{СО}=С_{СО}\cdot В_р\cdot К_р$$

где $С_{СО}$-выход оксида углерода при сжигании топлива при эксплуатационном режиме работы котла, г/кг, г/м^3;

$В_р$ – расчетный расход топлива на котел: т/ч (тыс.м^3/ч) – при определении выбросов в г/с; т/год (тыс. м^3/год) – при определении выбросов в т/год, определяемый по показаниям прибора - расходомера топлива или по обратному тепловому балансу на основании результатов измерений выработанной тепловой энергии на котле (приборы для измерения расхода топлива и выработанной тепловой энергии должны подвергаться регулярной государственной или ведомственной поверке);
$К_р$-коэффициент пересчета, при определении выбросов в г/с равен 0,278; в т/год равен 10^{-3}.

Выход углерода оксида $С_{СО}$, г/кг (г/м3) определяется по формуле

$$C_{CO} = \frac{q_3 \cdot R \cdot Q_n^r}{1{,}013},$$

где q_3-потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, %, принимаемые:

при сжигании газообразного топлива - 0,04 %
при сжигании жидкого топлива - 0,09 %
при сжигании твердого топлива - 0,2 %.

R - коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную содержанием в продуктах неполного сгорания углерода оксида, принимается: для твердого топлива 1,0, для газа - 0,5; для мазута - 0,65;
Q_n^r - низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг, МДж/м^3.

При совместном сжигании различных видов топлива выбросы серы диоксида и углерода оксида рассчитываются отдельно для топлива каждого вида и результаты суммируются.

Концентрация i-го загрязняющего вещества в сухих дымовых газах при α_0 =1,4 и нормальных условиях $С_i$, мг/м^3, определяется по формуле

$$C_i = \frac{M_i}{B_p \cdot V_{sg}} \cdot K_p ,$$

где M_i;- количество i-го загрязняющего вещества, поступающее в атмосферный воздух с дымовыми газами, определяемое для серы диоксида, для азота оксидов, для углерода оксидов, г/с;
B_p- расчетный расход топлива на котел, т/ч (тыс.м3/ч) - при определении выбросов серы диоксида и углерода оксида, т усл.топл./ч - при определении выбросов азота оксидов;
K_p - коэффициент пересчета, равный $3,6\text{-}10^3$.

2.1.4. **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

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

где $G_{V_2O_5}$ - содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчете на V_2O_5, г/т; В – расход натурального топлива за рассматриваемый период, т/год, г/с; η_{oc} – коэффициент оседания оксидов ванадия на поверхностях нагрева котлов, равны:

0,07 – для котлов с промежуточными пароперегревателями, очистка поверхностей нагрева которых производится в остановленном состоянии;

0,05 – для котлов без промпароперегревателей 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:

$$G_{V_2O_5} = 95,4S^p\text{-}31,6,$$

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

2.1.5. Расчет выбросов оксидов азота от котлов

Порядок определения выбросов при сжигании топлива в котлах теплопроизводительностью более 25 МВт определен в техническом кодексе установившейся практики (ТКП 17.08-04-2006(0212) и приведен ниже.

Суммарное количество оксидов азота M_{NO_x} в пересчете на азота диоксид (NO_2), г/с (т/год), поступающее в атмосферный воздух с дымовыми газами при сжигании газообразного, жидкого и твердого топлива, рассчитывается по формуле

$$M_{NO_x} = B_p \cdot K_{NO_x} \cdot \beta_1 \cdot (1 - \varepsilon_3 r) \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \cdot (1 - n_{az} \cdot \frac{n_0}{n_k}) \cdot K_p$$

где B_p-расчетный расход топлива, т усл.топл./ч (т усл.топл./год), пересчитанный в условное топливо;

K_{NO_2} – удельный выброс азота оксидов, кг/т усл.топл;

β_1 – коэффициент, учитывающий влияние на выход азота оксидов вида сжигаемого топлива;

β_2 - коэффициент, учитывающий конструкцию горелок, принимается для вихревых равным 1, для прямоточных равным 0,85;

β_3 - коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления, принимается при твердом шлакоудалении равным 1, при жидком шлакоудалении равным 1,6;

ε_1 – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов на выход азота оксидов в зависимости от условий подачи их в топку;

ε_2 - коэффициент, характеризующий уменьшение выбросов азота оксидов (при двухступенчатом сжигании топлива) при подаче части воздуха $\delta_в$ помимо основных горелок при условии сохранения общего избытка воздуха за котлом, определяемый по рисунку приложение Д;

r- степень рециркуляции дымовых газов, %;

η_{az} - доля азота оксидов, улавливаемых в азотоочистной установке;

n_o и n_k - длительность работы азотоочистной установки и котла соответственно,ч/год;

K_p- коэффициент пересчета: при определении выбросов в г/с равен 0,278; в т/год равен 10^{-3}.

Удельный выброс азота оксидов K_{NO_2} кг/т усл.топл., определяется по эмпирическим формулам:

- для водогрейных котлов производительностью более 20 Гкал/ч при сжигании жидкого и газообразного топлива K_{NO_2} определяется по формуле

$$K_{NO_2} = 2{,}5 \cdot \frac{Q_f}{84 + Q_в}$$

при сжигании твердого топлива по формуле

$$K_{NO_2} = 2{,}5 \cdot \frac{Q_n}{84 + Q_в}$$

где Q_f и Q_n фактическая и номинальная нагрузка котла, ГДж/ч.

- для паровых котлов производительностью до 200 т/ч при сжигании жидкого и газообразного топлива K_{NO_2} определяется по формуле

$$K_{NO_2} = 7{,}5 \cdot \frac{Д_f}{50 + Д_n}$$

при сжигании твердого топлива по формуле

$$K_{NO_2} = 7{,}5 \cdot \frac{Д_n}{50 + Д_n}$$

где $Д_f$ и $Д_n$ - фактическая и номинальная нагрузка котла, т/ч;

Приложение Д
(справочное)

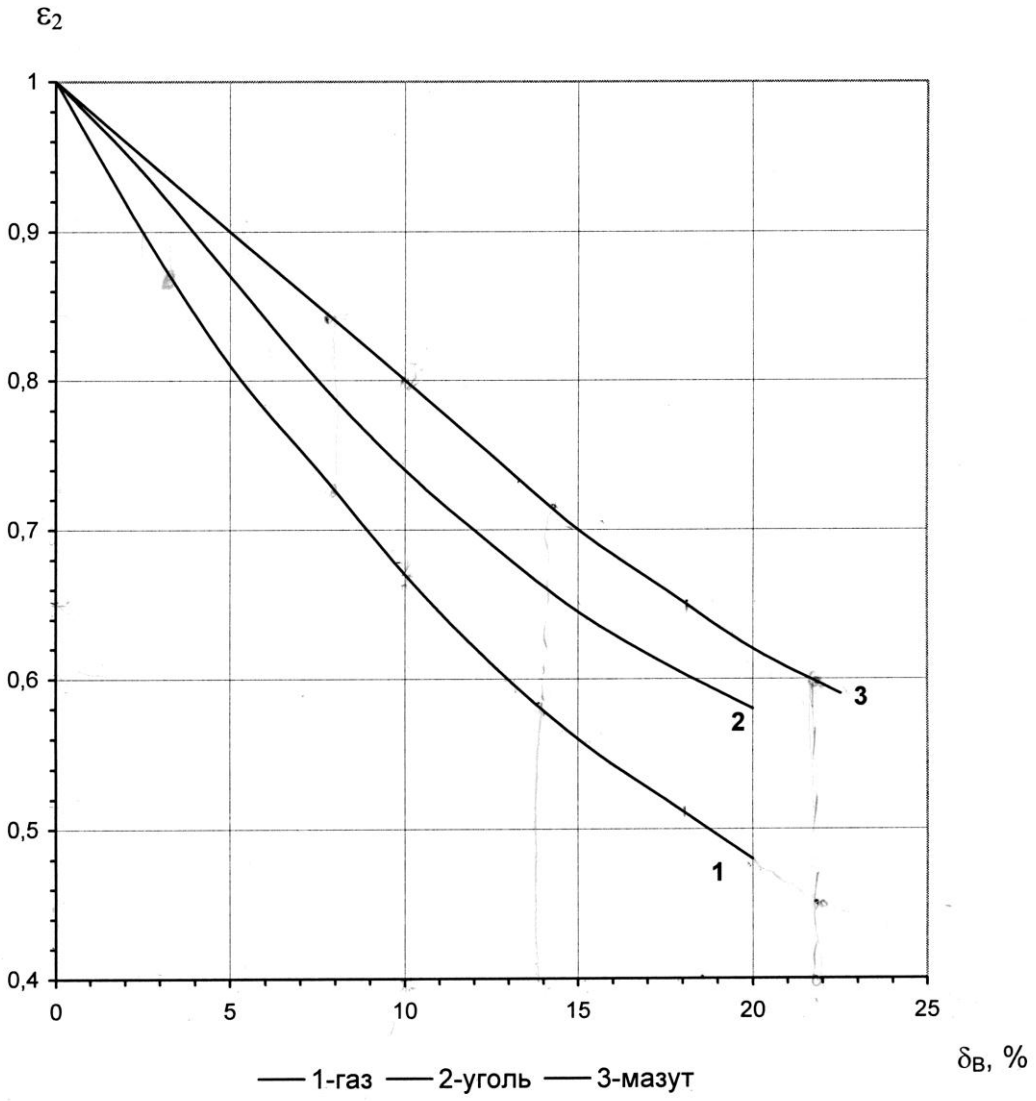


Рисунок Д.1- Значение коэффициента ε_2 в зависимости от доли воздуха, подаваемого помимо основных горелок

- для паровых котлов производительностью 200 т/ч и более при сжигании твердого топлива, а также для котлов такой же производительности, имеющих подовую компоновку горелок при сжигании жидкого и газообразного топлива K_{NO_2} определяется по формуле

$$K_{NO_2} = 12 \cdot \frac{Д_f}{200 + Д_n}$$

- для паровых котлов производительностью от 200 до 500 т/ч, имеющих настенную компоновку горелок при сжигании жидкого и газообразного топлива K_{NO_2} определяется по формуле

$$K_{NO_2} = 7{,}5 \cdot \frac{Д_{\text{f}}}{200 + Д_{\text{n}}}$$

- для паровых котлов производительностью более 500 т/ч, имеющих настенную компоновку горелок при сжигании жидкого и газообразного топлива K_{NO_2} определяется по формуле

$$K_{NO_2} = 6 \cdot \frac{Д_{\text{f}}}{200 + Д_{\text{n}}}$$

Значение β_1 при сжигании жидкого и газообразного топлива принимаются равными:

Коэффициент избытка воздуха в топочной камере, α_t	β_1	
	мазут	газ
более 1,05	1	0,9
от 1,03 до 1,05 включ.	0,9	0,8
менее 1,03	0,7	0,7

При сжигании твердого топлива значения β_1 определяются по формулам

при $\alpha_t \leq 1{,}25\ldots$ $\beta_1 = 0{,}178 + 0{,}47 \cdot N^{g}$

при $\alpha_t > 1{,}25\ldots$ $\beta_1 = (0{,}178 + 0{,}47 \cdot N^{g})\alpha_t / 1{,}25$

где N^{g} - содержание азота в топливе, % на горючую (сухую беззольную) массу, определяемое по формуле

$$N^{g} = N^{r} \frac{100}{100 - W^{r} - A^{r}},$$

где N^{r}, W^{r}, A^{r}- соответственно содержание азота в топливе, влажность и зольность топлива, отнесенные к рабочей массе, %.

При совместном сжигании топлива двух видов и расходе одного из них более 90% значение коэффициента β_1 принимается по основному виду топлива. В остальных случаях коэффициент β_1 определяется как средневзвешенное значение по формуле

$$\beta_1 = \frac{\beta_1' B_{p1} + \beta_1'' B_{p2}}{B_{p1} + B_{p2}}$$

где $\beta_1^{'}, \beta_1^{''}, B_{p1}, B_{p2}$ - соответственно коэффициенты и расходы топлива первого и второго вида.

Значения коэффициента ε_1 при номинальной нагрузке и степени рециркуляции дымовых газов г менее 20% принимаются равными:
а) при сжигании газа и мазута и вводе газов рециркуляции

в под топки (при расположении горелок на вертикальных экранах)	0,0025
через шлицы под горелками	0,015
по наружному каналу горелок	0,025
в воздушное дутье и рассечку двух воздушных потоков	0,035

б) при высокотемпературном[1] сжигании твердого топлива и вводе газов рециркуляции:

в первичную аэросмесь	0,01
во вториче=ный воздух	0,005

в) при низкотемпературном[2] сжигании твердого топлива ε_1=0.

[1]Под высокотемпературным сжиганием понимают сжигание всех углей в топках с жидким шлакоудалением, а также углей с низшей теплотой сгорания равной или более 23,05 МДж/кг в топках с твердым шлакоудалением при температуре факела, равной или более 1500°С.
[2] Под низкотемпературным сжиганием понимают сжигание твердого топлива с низшей теплотой сгорания менее 23,05 МДж/кг в топках с твердым шлакоудалением при температуре факела менее 1500°С.

При нагрузке меньше номинальной коэффициент ε_1 следует умножить на коэффициент f, определяемый из соотношения

$$f = 0{,}6\frac{Д_f}{Д_n} + 0{,}4$$

2.1.6. 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 ($М_Б$) в граммах в секунду или в тоннах в год вычисляют по формуле

$$M_Б = C_Б \cdot V_г \cdot B \cdot 10^{-6},$$

где $C_Б$ –концентрация бенз(а)пирена в уходящих дымовых газах котла, мкг/м^3;

$V_г$ – удельный объем дымовых газов, м^3/кг – для жидкого и твердого топлива или м^3/м^3 – для газообразного топлива;

B – расход топлива, кг/с или т/год – для жидкого и твердого, дм^3/с или тыс.м^3/год – для газообразного топлива.

При сжигании мазута приближенное значение концентрации бенз(а)пирена в дымовых газах ($C_Б^M$) в микрограммах на кубический метр, приведенную к α=1,3, вычисляют по формуле:

$$C_Б^M = (25 - 0{,}05q_v) A \cdot 10^{-2} K_Д \cdot K_г \cdot K_\sigma \cdot K_\omega \cdot K_{оч},$$

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

В табл. 2.1. приведены значения q_v для некоторых типов котлов.

Таблица 2.1.

Тип котла	Номинальная нагрузка, $D_{ном}$, т/ч	Тепловое напряжение 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	
БКЗ-420	420	
ТГМП-344	1000	

А – коэффициент, зависящий от коэффициента избытка воздуха за конвективным пароперегревателем ($\alpha''_{пп}$).

В табл. 2.2. даны значения коэффициента А в диапазоне $\alpha''_{пп}$=1,005-1,10.

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

Таблица 2.2.

$\alpha''_{пп}$	A	$\alpha''_{пп}$	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

$К_Д$ – коэффициент, учитывающий влияние нагрузки, вычисляют по формуле

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

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

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

$К_r$ – коэффициент, учитывающий рециркуляцию газов, определяется по формуле:

$К_r = 1 + ar$,

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 топки 1,0

$К_\sigma$ - коэффициент, учитывающий влияние ступенчатого сжигания, вычисляют по формуле

$К_\sigma = 1 + q^\sigma$

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.

$К_\omega$ - 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. 2.3. приведены значения коэффициента $К_\omega$ для значений ω от 0 до 0,1.

Таблица 2.3.

Доля вводимой влаги по отношению к топливу, ω	Способ ввода влаги	
	При зональном впрыске воды в топку и при подаче пара в пристенную зону топки, $К_ω$	При подаче воды в дутьевой воздух, $К_ω$
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

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

В табл. 2.4. приведены значения коэффициента $К_{оч}$ в зависимости от способа очистки и периода между очистками паровых котлов.

Таблица 2.4.

Период между очистками, ч	$К_{оч}$	
	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 ($C_Б^Г$) в микрограммах на кубический метр, приведенную к α=1,3, вычисляют по формуле

$$C_Б^Г = 0{,}15 \cdot C_Б^М .$$

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

$$C_Б^{ТВ} = 8{,}1 \cdot e^{-4{,}1\alpha''_{пп}} Q_н^р (1-\eta_Б) K_{оч},$$

где $Q_н^р$ - низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг;

$\eta_Б$ – доля бенз(а)пирена, улавливаемого в зависимости от эффективности золоулавливания ($\eta_з$), определяется по формуле

$$\eta_Б = 0{,}75 \cdot \eta_з^{'},$$

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

Значения $e^{-4{,}1\alpha_{пп}^{''}}$ приведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5.

$\alpha_{пп}^{''}$	$e^{-4{,}1\alpha_{пп}^{''}}$	$\alpha_{пп}^{''}$	$e^{-4{,}1\alpha_{пп}^{''}}$
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 ($V_г$) в кубических метрах на килограмм при сжигании мазута, в кубических метрах на кубический метр при сжигании газа определяют по формулам

$$V_г = (V_г^o + 0{,}3V^o)\frac{1{,}3}{\alpha_{ух}},$$

где $V_г^o, V_o$ - соответственно теоретический объем продуктов сгорания и теоретически необходимый объем воздуха на горение при нормальных условиях, $м^3/кг$, $м^3/м^3$ соответственно для мазута и газа;

$\alpha_{ух}$ – коэффициент избытка воздуха перед дымососом;

— при сжигании твердого топлива

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

2.1.7. 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

$$M_{CO_2}^{т.ж} = 3{,}67 \cdot 0{,}01 \cdot C^p \cdot B(1-\frac{q_3}{100})(1-\frac{q_4}{100}),$$

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 $M_{CO_2}^{г}$ в тоннах за отчетный период, выбрасываемое в атмосферу с дымовыми газами при сжигании газообразного топлива, вычисляется по формуле

$$M_{CO_2}^{г} = 1{,}964 \cdot 0{,}01\left[C_{CO} + \sum m(C_{CmHn}) + C_{CO_2}\right] \cdot B \cdot \left(1-\frac{q_3}{100}\right) \cdot \left(1-\frac{q_4}{100}\right),$$

где 1,964 – удельный вес диоксида углерода, т/тыс.м^3;

$C_{CO}, C_{CmHn}, C_{CO_2}$ - содержание в топливе оксида углерода, углеводородов, диоксида углерода, %;

B – расход натурального топлива за расчетный период, тыс.м^3/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. 2.6), природного газа из газопровода Торжок-Минск-Ивацевичи и попутного газа Белорусского ГПЗ (Речицкое месторождение нефти) (табл. 2.7) 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.

Таблица 2.6

Характеристика мазутов

Наименование	Марка мазута		
	Сернистый М100	Высокосернистый М100	Малосернистый М100
Среднее значение $Q_н^c$, ккал/кг	9845	9740	9940
Средний элементарный состав, %			
$S^c_{об}$	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 2.7

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	$Q_p^н$	8007
Тепловой эквивалент перевода в условное топливо	Э	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	$Q_p^н$	9330
Тепловой эквивалент перевода в условное топливо (т CO_2/т у.т.)	Э	1,3329
Удельный выход CO_2 при полном сгорании 1 т у.т., т CO_2/т у.т.	m_{CO_2}	2,059

Количество CO_2, образующееся:

— при сжигании мазута определяется по формуле

$$M_{CO_2}^{м} = 2{,}187 \cdot Bм^{усл.}\left(1-\frac{q_3}{100}\right)\left(1-\frac{q_4}{100}\right),\ т,$$

где $Вм^{усл.}$ – расход условного топлива за расчетный период, т у.т./год и т.п.;

— при сжигании природного газа определяется по формуле

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

где $В_г^{усл.}$ – расход условного топлива за расчетный период, т.у.т./год и т.п.;

— при сжигании попутного газа определяется по формуле

$$M_{CO_2}^{'г} = 2{,}059 \cdot B\text{г}^{усл.}\left(1-\frac{q_3}{100}\right)\left(1-\frac{q_4}{100}\right),\ т,$$

где $Вг^{усл.}$ – 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.

При сжигании газообразного топлива в случае, если 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

$$M_{CO_2}^{''г} = 1{,}964 \cdot 0{,}01 \cdot C_{CO_2} \cdot B_г,\ т,$$

где 1,964 – удельный вес CO_2, т/тыс.м^3;

C_{CO_2} - содержание CO_2 в газе, %;

$В_г$ – расход натурального топлива за расчетный период, тыс.м^3.

Пример расчета выбросов диоксида углерода от ТЭЦ

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

Исходные данные:

Годовой расход мазута Вм = 112 тыс.т (155,1 тыс. т у.т.). Годовой расход природного газа Вг = 515,4 млн.м^3 (587,3 тыс. т у.т.).

Содержание углерода в рабочей массе мазута $C^р$ = 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 %
$Q_н^с$	- 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 %

1 вариант расчета (по расчетным формулам)

Количество CO_2, образующееся за год при сжигании:

— мазута

$$M^{м}_{CO_2} = 3{,}67 \cdot 0{,}01 \cdot C^{р} \cdot B_{м} \cdot \left(1 - \frac{q_3}{100}\right)\left(1 - \frac{q_4}{100}\right) =$$

$$= 3{,}67 \cdot 0{,}825 \cdot 112 \cdot \left(1 - \frac{0{,}15}{100}\right)\left(1 - \frac{0{,}02}{100}\right) = 338{,}5\ тыс.т/год$$

— природного газа

$$M\text{г}_{CO_2} = 1{,}964 \cdot 0{,}01\left[C_{CO_2} + \sum m\left(C_{C_mH_n}\right)\right]B^{г}\left(1 - \frac{q_3}{100}\right) =$$

$$= 1{,}964 \cdot (0{,}0003 \cdot 1 \cdot 0{,}97756 \cdot 2 \cdot 0{,}00826 + 3 \times$$

$$\times 0{,}00254 \cdot 4 \cdot 0{,}00103 \cdot 5 \cdot 0{,}00019) \cdot 515{,}4 \cdot \left(1 - \frac{0{,}15}{100}\right) = 1013{,}9\ тыс.т/год$$

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

$$M_{CO_2}^{м} = 2{,}187 \cdot B_{м}^{усл.} \cdot \left(1 - \frac{q_3}{100}\right)\left(1 - \frac{q_4}{100}\right) = 2{,}187 \cdot 155{,}1 \cdot \left(1 - \frac{0{,}15}{100}\right)\left(1 - \frac{0{,}02}{100}\right) = 338{,}5 \text{ тыс.т/год.}$$

2. Количество CO_2 при сжигании природного газа

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

3. Количество CO_2, находящееся в газе в качестве балласта

$$M_{CO_2}^{''г} = 1{,}964 \cdot 0{,}01 \cdot C_{CO_2} \cdot B = 1{,}964 \cdot 0{,}0003 \cdot 515{,}4 = 0{,}3 \text{ тыс.т/год}$$

4. Суммарное количество CO_2 при сжигании природного газа

$$M_{CO_2}^{г} = M^{''г} C_{CO_2} + M^{''г} C_{CO_2} = 1015{,}7 + 0{,}3 = 1016 \text{ тыс.т/год}$$

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

2.1.8. Расчет выбросов оксидов азота от газотурбинных 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}) в граммах в секунду вычисляют по формуле

$$M_{NO_x} = I_{NO_x} B,$$

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

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

$$I_{NO_x} = C_{NO_x} \cdot V_г,$$

где C_{NO_x} - концентрация оксидов азота в отработавших газах в пересчете на NO_x, г/м^3, при нормальных условиях;

$V_г$ – объем сухих дымовых газов за турбиной, м^3/кг топлива при нормальных условиях равен

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

где $V_г^{o}$ - теоретический объем газов, м^3/кг;

V^{o} – теоретически необходимый объем воздуха, м^3/кг;

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

$V_{H_2O}^{o}$ - теоретический объем водяных паров, м^3/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

$$I_{NO_x} = 50\left(\frac{1}{\alpha^{н}_{об}} + \frac{1}{\alpha_{об}}\right) + C^{н}_{NO_x} V^{н}_{г},$$

где $\alpha_{об}$ и $\alpha^{н}_{об}$ - коэффициенты избытка воздуха в отработавших газах ГТУ, соответствующие условиям исследуемого и номинального режимов;

$C^{н}_{NO_x}$ - концентрация NO_x на номинальном режиме (табл. 2.8, 2.9).

Таблица 2.8.

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 $O_2^{пс}$	Концентрация азота, C_{NO_x}, г/м^3
ГТ-100-750 ПО ЛМЗ	газотурбинное топливо	4,0	15,5	0,250
ГТ-35-770	природный газ	4,5	16,5	0,200
ПО АТ ХТЗ	газотурбинное топливо	4,5	16,0	0,200
ГТ-25-700-П ПО ЛМЗ	природный газ	5,5	16,7	0,120
ГТГ-12	дизельное топливо	5,0	16,4	0,180
ГТН-25 ПО НЗЛ	природный газ	4,0	15,5	0,090

Таблица 2.9.

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 $O_2^{пс}$	Концентрация оксидов азота, C_{NO_x}, г/м^3	
				без мероприятий по совершенствованию конструкции камер сгорания	с изменением конструкции
ГТЭ-150	природный газ	3,5	14,5	220	0,150
ПО ЛМЗ	газотурбинное топливо	3,5	14,5	260	0,210
ГТЭ-45	природный газ	4,0	15,3	220	0,150
ПОАТ ХТЗ	жидкое топливо	4,0	15,3	250	0,200
ГТЭ-115	природный газ	3,1	14,0	—	0,150
ПОАТ ХТЗ	газотурбинное топливо	3,1	14,0	—	0,220

$V_г^н$ - объем сухих дымовых газов на номинальном режиме работы ГТУ, вычисляемый при равенстве $\alpha_{об}$ и $\alpha_{об}^{н}$.

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

$$C = a \cdot К_т \cdot К_р,$$

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

$К_т$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры газов перед турбиной ($Т_{гт}$) 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, $Т_{возд}$ = 200-350 °С.

Зависимости $К_т$ от $Т_{гт}$ для камер сгорания обоих типов представлены на рис. 2.2, 2.3.

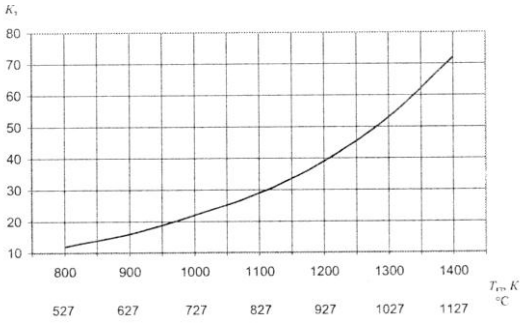


Рис. 2.2. Зависимость коэффициента $К_т$ от температуры для высокофорсированных камер сгорания

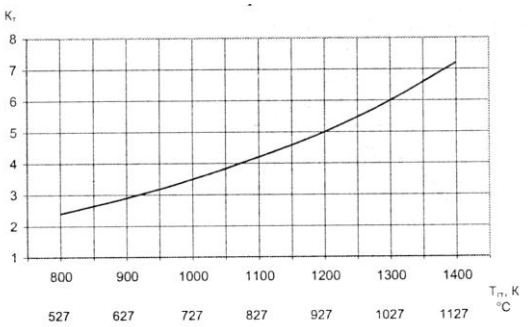


Рис. 2.3. Зависимость коэффициента $К_т$ от температуры для микрофакельных камер сгорания

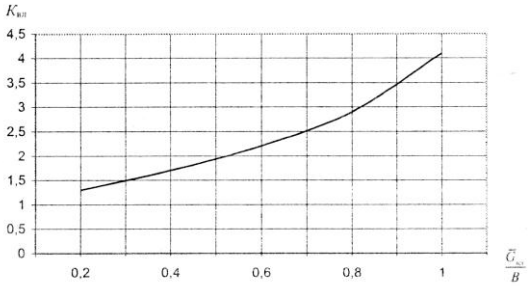


Рис. 2.4. Зависимость коэффициента $K_{вл}$
от относительного расхода влаги (пара или воды) в камеру сгорания

K_p – коэффициент, учитывающий зависимость концентрации NO_x от давления в камере сгорания, определяется как

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

где $P_в$ – 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.

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

$$C_{NO_x} = \frac{C^{сух}_{NO_x}}{K_{вл}},$$

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

$K_{вл}$ – коэффициент, учитывающий влияние расхода влаги, определяется по рис. 4.6 в зависимости от отношения количества вводимой влаги ($G_{вл}$) 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 $O_2 = 15{,}0$ % по формуле

$$C^*_{NO_x} = C_{NO_x} \frac{20{,}9 - 15{,}0}{20{,}9 - O^ф_2},$$

где $C^{*}_{NO_x}, C_{NO_x}$ - приведенная и действительная концентрация оксидов азота;
O_2^{ϕ} - фактическое содержание кислорода в продуктах сгорания ГТУ.

2.1.9. Расчет выбросов оксида углерода и несгоревших углеводородов от газотурбинных установок

Суммарные количества оксида углерода и несгоревших углеводородов в пересчете на метан (M_{CO} и M_{CH_4}) в граммах в секунду, выбрасываемых в атмосферу с отработавшими газами газотурбинных установок (ГТУ), вычисляют по формулам

$$M_{CO} = I_{CO} \cdot B,$$
$$M_{CH_4} = I_{CH_4} \cdot B,$$

где B – расход топлива в камеру сгорания, кг/с;
I_{CO}, I_{CH_4} - удельный выброс CO и CH_4 вычисляют по формулам

$$I_{CO} = a_{CO} \cdot q_3^{n_{CO}},$$
$$I_{CH_4} = a_{CH_4} \cdot q_3^{n_{CH_4}},$$

где q_3 – потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, %;
$a_{CO}, a_{CH_4}, n_{CO}, n_{CH_4}$ - коэффициенты, определяемые видом сжигаемого топлива (табл.2.10).

Таблица 2.10.

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 отсутствии этих данных значения 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 $\alpha_к$ = 1,8-2,2 интенсификация процесса выгорания путем применения многогорелочных устройств микрофакельного сжигания).

2.2. Определение минимальной высоты источников выброса

При определении минимальной высоты источников выброса и установлении предельно допустимых выбросов концентрация каждого вредного вещества в приземном слое атмосферы c не должна превышать максимальной разовой предельно допустимой концентрации данного вещества в атмосферном воздухе (ПДК), утвержденной Минздравом:

$$c \le ПДК$$

При наличии в атмосфере нескольких (n) вредных веществ, обладающих суммацией действия, их безразмерная суммарная концентрация q не должна превышать единицы:

$$q \le 1.$$

Для веществ, для которых установлены только среднесуточные предельно допустимые концентраци $(\overline{ПДК})$, используется приближенное соотношение между максимальными значениями разовых и среднегодовых концентраций и требуется, чтобы

$$0{,}1\ c \le \overline{ПДК}$$

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 растительности и животного мира, утвержденные в установленном порядке, принимаются при расчетах только в случаях, когда они являются более жесткими, чем утвержденные ПДК.

При наличии фонового загрязнения атмосферы в приведенных выше соотношениях вместо c следует принимать $c+c_ф$, где $c_ф$ – 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 ПДК.

Минимальная высота одиночного источика выброса (трубы) H (м). если установлены значения M (г/с), ω_o (м/с), V_1 (м^3/с), D (м), в случае $\Delta t \approx 0$ определяется по формуле

$$H = \left[\frac{AMFD\eta}{8V_1\,(ПДК - c_ф)} \right]^{3/4}$$

Если вычисленному значению H соответствует значение $\upsilon_м' \geq 2$, то указанное значение H является окончательным (W_m - $1{,}3\frac{W_o D}{H}$).

Если $\upsilon_м' < 2$, то необходимо при найденном значении $H=H_1$ определить величину $n=n_i$ по формулам (раздела 6.2) и последовательными 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, определенного соответственно по значениям H_i и H_{i-1}.

Уточнение значения 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 $\Delta t > 0$ значение H сначала рассчитывается также как и в предыдущем случае. Если при этом найденное значение $H \leq w_o\sqrt{\frac{10D}{\Delta t}}$, то оно является окончательным.

Если найденное значение $H > w_o\sqrt{\frac{10D}{\Delta t}}$, то предварительное значение минимальной высоты выбросов (трубы) определяется по формуле

$$H = \sqrt{\frac{AMF\eta}{(ПДК - c_ф)\sqrt[3]{\frac{N}{V_i \Delta t}}}}.$$

По найденному таким образом значению $H=H_1$ определяются значения f, $\upsilon_м$, $\upsilon_м'$, 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_i и F_i , а для второго – M_2 и F_2, то значение H при $F_iM_i > F_2M_2$ определяется по выбросу первого вредноо вещества, а при $F_iM_i < F_2M_2$ – 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 выбросов). 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 ρ_n. В этом случае

$$H = \rho_n \sqrt{\frac{AMF\eta}{(ПДК - C_ф)\sqrt[3]{\frac{N}{V_i \Delta t}}}}, \text{ м},$$

где ρ_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_o на выходе и угла наклона выходного участка ствола к вертикальной оси α. Для одноствольных труб коэффициент ρ_n = 1,0, а для многоствольных его значения определяются по табл. 2.11.

Таблица 1.11.

α	Трехствольная дымовая труба (n = 3)			Четырехствольная дымовая труба (n = 4)			
	t/d_o						
	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

2.3. 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 гаоотводящих трактов котлов энергоблоков согласно табл. 2.12.

Таблица 2.12.

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 трубы. В табл. 2.13 приведены рекомендации по подключению котлов к одному стволу многоствольной дымовой трубы. При отсутствии возможностей строительства многоствольной дымовой трубы на ТЭЦ должно устанавливаться не менее двух одноствольных труб.

Таблица 2.13

Рекомендуемое число котлов, подключаемых к одному газоотводящему стволу дымовой трубы

Паропроизводительность (теплопроизводитель-ность) котла	Раздельное подключение энергетичских 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. В случае применения 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, вследствие следующих причин:

- в результате стихийного бедствия или аварии (землетрясения, бури, ударов молнии, взрыва газовой смеси при неполном сгорании топлива – «хлопка», возгорания золовых отложений и др.);
- в результате неблагоприятного длительного воздействия окружающей и технологической сред.

Причины последнего вида вызывают наибольшее число повреждений дымовых труб. Их действие полностью исключить невозможно, однако снизить их влияние и обеспечить долговечность труб можно путем соблюдения правил эксплуатации.

Степень повреждаемости конструкций дымовых труб зависит от температуры, влажности и агрессивности отводимых газов, 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 - в результате воздействия атмосферных осадков и отводимых агрессивных газов:
- металлические конструкции кирпичной трубы (стяжные кольца, конструкции ходовой лестницы, светофорных 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 – вследствие действия температурных усилий от перепада 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. 2.14.

Таблица2.14

Унифицированный ряд типоразмеров кирпичных дымовых труб

Высота труб, м	Диаметр на выходе, d_o, 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					■	■	■	■	■						
70								■	■	■	■				Конические
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.

Характер повреждений кирпичной футеровки и конструкций металлической гарнитуры железобетонных дымовых труб аналогичен характеру их повреждений 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, имеющим ряд серьезных недостатков: высокую трудоемкость футеровочных работ, газопроницаемость футеровки, недостаточную долговечность антикоррозийных покрытий, низкую плотность бетона в рабочих швах бетонирования 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.

Основным условием долговечности и надежной работы таких труб является 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 превышает скорость коррозии стали в теплоизолированном оголовке.

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 такой конструкции отличаются высокой надежностью в работе, более низкими

в сравнении 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 следующими:

D_o^y = 6,0; 7,2; 8,4; 9,6; 10,8; 12,0; 13,8.

Типоразмеры наиболее распространенных железобетонных дымовых труб приведены в табл. 2.15.

Таблица 2.15

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 в эксплуатации. 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.

Характер повреждений футеровки и вспомогательных металлоконструкций металлических дымовых труб аналогичен 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. 2.16.

Таблица 2.16.

Унифицированный ряд типоразмеров металлических труб

Высота труб, м	Диаметр на выходе, d_o, м					Растяжка	
	0,4	0,5	0,63	0,8	1,0	Количество; число ярусов	Радиус от центра 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

Пример выбора дымовой трубы (упрощенный вариант)

Приведен пример выбора дымовой трубы применительно к ТЭЦ высокого давления в составе: шести котлов паропроизводительностью по 420 т/ч БКЗ-420-140 ПТ-2, двух турбин типа ПТ-135/165-130/15, одной турбины Т-175-210-130 и пяти пиковых водогрейных котлов КВ-ТК-100. Климатические условия района строительства ТЭЦ условно принимаются по г. Барнаулу ($t_{от}^{Р}$ = -39 °С). Все расчеты, обосновывающие выбор вспомогательного оборудования, выполняются в объеме, соответствующем техническому проекту ТЭЦ.

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 $t_{ух}$=147 °С составляет 770000 м^3/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 $t_{ух}$ = 197 °С составляет 407000 м^3/ч (при барометрическом давлении 760 мм рт.ст.)
8. Степень очистки газов в электрофильтре $\eta_{зу}$ = 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 определяются расчетом по рассеиванию в воздушном пространстве выбросов золы и SO_2+NO_2. За расчетную принимается тепловая нагрузка ТЭЦ при средней температуре наружного воздуха за самый холодный месяц ($t_{ср}^{х.м.}$ = -15,3 °С). В расчетном режиме нагрузка энергетических котлов принимается максимальной (6х420=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

$$6 \cdot \frac{770000}{3600} \cdot \frac{760}{730} \approx 1340 \text{ м}^3/\text{с}.$$

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

$$t'_{\text{тр}} = \frac{1340 \cdot 147 + 353 \cdot 197}{1340 + 353} = 157{,}4 \text{ }^{\text{o}}\text{C}.$$

С учетом охлаждения газов в дымовой трубе принимаем $t''_{\text{тр}} = 150$ °С.

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

$$M_З^{эк} = 0{,}01 B^{эк} \left(a_{ун} A^P + q_4 \frac{Q_H^P}{32680} \right)(1 - \eta_{зу}), \text{ г/с}.$$

Расход топлива $B^{эк} = 6 \cdot 74{,}1 = 445$ т/ч;

$q_4 = 0{,}5$ %

$a_{ун} = 0{,}8$

$$M_З^{эк} = \frac{445 \cdot 10^6}{3600}\left(0{,}01 \cdot 0{,}8 \cdot 6 + 0{,}01 \cdot 0{,}5 \frac{15680}{32680} \right)(1 - 0{,}983) =$$

$$= 123{,}6 \cdot 10^3 (0{,}048 + 0{,}0024) \cdot 0{,}017 = 106 \text{ г/с}$$

Суммарный выброс золы водогрейными котлами определяется аналогично.

Расход топлива $B^{вк}$ = 3·30,7=92,1 т/ч; q_4 = 0,5 %; $a_{ун}$ = 0,995; $\eta_{зу}$ = 0,94 (золоуловитель типа БЦУ-М)

$$M_3^{вк} = \frac{92{,}1 \cdot 10^6}{3600}\left(0{,}01 \cdot 0{,}995 \cdot 6 + 0{,}01 \cdot 0{,}5\frac{15680}{32680}\right)(1-0{,}94) =$$
$$= 25{,}6 \cdot 10^3 (0{,}0597 + 0{,}0024) \cdot 0{,}06 = 95{,}4 \text{ г/с}$$

Суммарный выброс золы из дымовой трубы

$\sum M_3$ = 106+95,4=201,4 г/с

Суммарный выброс SO_2 энергетическими и водогрейными котлами определяем по формуле

$$M_{SO_2}^{эк} = 0{,}02B \cdot S^P(1-\eta'_{SO_2})(1-\eta''_{SO_2})\left(1-\eta^c_{SO_2}\frac{n_{оч}}{n_к}\right), \text{ г/с},$$

где η'_{SO_2} - доля SO_2, поглащаемая золой в газоходах котла;

η''_{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

$$M_{SO_2}^{ВК} = 0{,}02 \cdot 25{,}6 \cdot 10^3 \cdot 0{,}2(1-0{,}25) = 76{,}8 \text{ г/с}$$

Суммарный выброс SO_2 из дымовой трубы

$\sum M_{SO_2}$=370,8+76,8=447,6 г/с.

Суммарный выброс NO_2 энергетическими и водогрейными котлами рассчитываем по формулам

$$M_{NO_2} = 10^{-3}B \cdot K\left(1-\frac{q_4}{100}\right)\beta_1(1-\varepsilon_1 r)\beta_2\beta_3\varepsilon_2\left(1-\eta_{аз}\frac{n_{оч}}{n_к}\right), \text{ г/с}$$

$$K = \frac{12D_ф}{200+D_н} = \frac{12 \cdot 420}{200+420} = 8{,}13$$

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

$$K = \frac{2{,}5 \cdot Q_ф}{84 + Q_н} = \frac{2{,}5 \cdot 100}{84 + 100} = 1{,}36$$

$$M_{NO_2}^{ВК} = 10^{-3} \cdot 25{,}6 \cdot 10^3 \cdot 1{,}36\left(1 - \frac{0{,}5}{100}\right) = 34{,}6 \text{ г/с}$$

Суммарный выброс NO_2 из дымовой трубы

$$\sum M_{NO_2} = 999{,}8 + 34{,}6 = 1034{,}4 \text{ г/с}$$

Выброс NO_2, приведенный к SO_2, подсчитывается по формуле

$$M_{NO_2}^{пр} = M_{NO_2} \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{NO_2}} = M_{NO_2} \frac{0{,}5}{0{,}25} = M_{NO_2} \cdot 2$$

$$M_{NO_2}^{пр} = 1034{,}4 \cdot 2 = 2068{,}8 \text{ г/с.}$$

Суммарный расчетный выброс SO_2+NO_2 из дымовой трубы

447,6+2068,8=2516,4 г/с.

С учетом выбросов золы и, принимая во внимание тот факт, что $ПДК_З = ПДК_{SO_2}$, суммарный выброс загрязняющих веществ определится

$$M = M_З + M_{SO_2} + M_{NO_2}^{пр} = 201{,}4 + 447{,}6 + 2068{,}8 = 2717{,}8 \text{ г/с}$$

Минимальную необходимую высоту дымовой трубы с учетом рекомендаций п. 6.2 определяем по формуле

$$H_{мин} = \sqrt{\frac{AMFmn\eta}{ПДК - C_ф}\sqrt[3]{\frac{N}{V \cdot \Delta t}}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 2717{,}8 \cdot 1 \cdot 1}{0{,}5}\sqrt[3]{\frac{1}{1664(150 - 20)}}} = 120 \text{ м}$$

В рассматриваемом примере решена задача по выбору дымовой трубы для изолированного источника загрязнения атмосферы при ряде принятых допущений.

2.4. **Пример расчета батарейного циклона**

Для расчета батарейных циклонов должны быть заданы: количество очищаемого газа при номинальной нагрузке котла V, м^3/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

$$Z = \omega/\omega_ц,$$

где $\omega_ц$ подбирается по табл. 8.7 с учетом типоразмера батарейных циклонов и их количества на котел.

3. Определяется параметр улавливания для каждой фракции по выражению

$$П_i = k\sqrt{\frac{u}{4{,}5}} \cdot \sqrt[3]{d_i^2},$$

где d_i – средний диаметр частиц данной фракции, мкм; k – коэффициент учитывающий тип циклона: k = 0,3 для батарейных циклонов с циклонами типа розетки БЦ, k = 0,5 для циклонов с улиточным подводом типа БЦУ.

4. По параметру $П_i$ с помощью формулы p=exp(-П) определяется степень проскока для каждой фракции p_i, а затем общая степень проскока для золоуловителя по формуле

$$p = \sum_{i=1}^{n} p_i \frac{Ф_i}{100},$$

где p_i – степень проскока для i-ой фракции, которой соответствует скорость осаждения v_i и параметр золоулавливания $П_i$, $Ф_i$ – доля i-ой фракции при входе в золоуловитель, %.

5. Аэродинамическое сопротивление циклонов определяется по выражению

$$\Delta p = \xi \frac{\rho \cdot u^2}{2},$$

где $\xi = 90$ для циклонов БЦ;

$\xi = 115$ для циклонов БЦУ.

2.5. **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, м^3/с.

2. По табл. 8.10 определяют типоразмер золоуловителя и их число на котел

$$Z = \frac{\omega}{\omega_{цс}},$$

где $\omega_{цс}$ – сечение центробежного скруббера (каплеуловителя), м^2.

3. По формуле $p = \exp(-П)$ в зависимости от требуемой степени проскока находят параметр золоуловителя П.

4. Затем подбирают значения $Q_ж$ и $u_г$ таким образом, чтобы параметр П численно соответствовал величине полученной по эмпирической формуле без учета получаемой размерности

$$П = \sqrt{Q_ж u_г},$$

где $Q_ж$ – удельный расход воды на 1 м^3 очищаемых газов. Рекомендуемый диапазон значений $Q_ж$ равен 0,12 – 0,20 кг/м^3;

$u_г$ – скорость газов в горловине трубы Вентури, м/с. Рекомендуемые пределы $u_г$ составляют 50 – 70 м/с.

5. По формуле

$\omega_г = \frac{V_1}{u_г}$, определяют сечение горловины трубы Вентури. Здесь V_1 – расход газов на один золоуловитель, м^3/с.

6. Общее гидравлическое сопротивление золоуловителя определяется по формуле

$$\Delta p = (0{,}25 + 0{,}01 Q_{ж} u_{г}) \frac{\rho u_{г}^2}{2} + 2{,}7 \rho \frac{u_{вх}^2}{2},\ \text{Па},$$

где ρ - плотность газов перед золоуловителем, кг/м^3;
$u_{вх}$ – скорость газов на входе в каплеуловитель; $u_{вх}$ = 20 м/с.

2.6. **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 $\tau_{эф}$, с. Этот параметр можно определить по формуле

$$\tau_{эф} = L \cdot F_{ак} \cdot N / V,\ \text{с},$$

где L – длина активной зоны электрофильтра, м;
$F_{ак}$ – площадь активного сечения, м^2;
N – число полей;
V – объемный расход газов, проходящих через электрофильтр, м^3/с.

Зависимость степени улавливания золы в электрофильтре (при благоприятных электрофизических свойствах золы) от времени пребывания газов в активной зоне представлена на рис. 2.5.

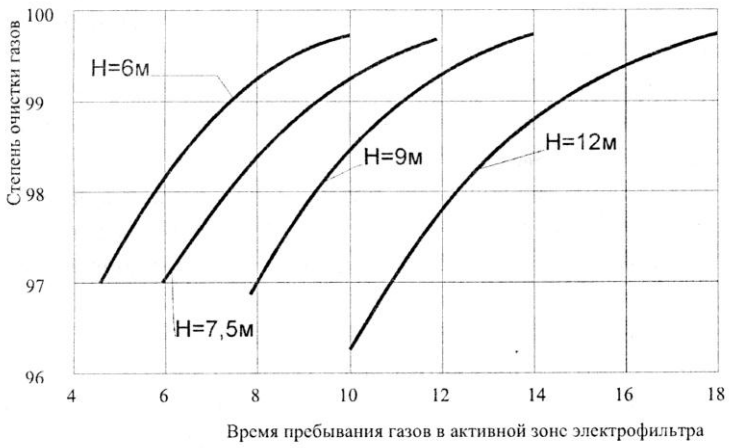


Рис. 2.5. Зависимость степени очистки газов в электрофильтрах от времени их пребывания в активной зоне электрофильтров; Н – номинальная высота электродов, м

Из приведенной зависимости видно, что электрофильтры с высотой электродов 12 м по сравнению с электрофильтрами с электродами меньшей высоты при равном времени $\tau_{эф}$ имеют значительно меньшую степень очистки. Поэтому при подборе типоразмера электрофильтра следует в первую очередь использовать электрофильтры с высотой электродов менее 12 м..

Некоторое представление об электрофизических свойствах золы дает предложенный ВТИ критерий

$$K_{ф} = \frac{(Al_2O_3 + SiO_2)A^p}{(W^p + 9H^p)S^p},$$

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 $К_ф$ приведен ниже

Месторождение и марка топлива	Значение $К_ф$
Кузнецкий Т	160-175
Экибастузский СС	177
Подмосковный Б	15
Донецкий АШ, ГСШ	12
Канско-ачинский Б	16

Для топлив с $К_ф$>46 время пребывания газов в активной зоне электрофильтра должно быть увеличено в 1,5 раза.

Гидравлическое сопротивление вертикальных и горизонтальных двухпольных электрофильтров составляет порядка 150 Па, горизонтальных трех- и четырехпольных — 200 Па.

2. Выбор числа электрофильтров.

Для обеспечения высокой степени улавливания золы скорость газов в активном сечении электрофильтра 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 электрофильтров определяется по формуле

$$n = \frac{V}{F_{ак}W}.$$

3. Критическая напряженность электрического поля электрофильтра.

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 электрофильтре 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 °С, р = 1,013·10^5 Па); r – радиус коронирующего электрода, м; для провода ромбического сечения принимается равным половине стороны ромба (r = 0,5 *a*).

При работе электрофильтра под разрежением

$$\beta = \frac{Б - S_г}{1{,}013\cdot 10^5}\cdot\frac{273+20}{273+t_{ух}},$$

а при работе под наддувом

$$\beta = \frac{Б + P_г}{1{,}013\cdot 10^5}\cdot\frac{273+20}{273+t_{ух}},$$

где Б – барометрическое давление, Па;

$S_р$ – величина разрежения, Па;

$P_г$ – избыточное давление, Па.

4. Критическое напряжение коронного разряда.

Критическое напряжение зависит от формы поля электрофильтра. Для пластичного электрофильтра определяется по формуле

$$U_{кр} = E_{кр}\cdot r\left(\frac{\pi B}{S} - \ln\frac{2\pi r}{S}\right), \text{ в},$$

где В – 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

$$i = \frac{4\pi^2 \cdot k \cdot \varphi}{9 \cdot 10^9 \cdot S^2 \left(\frac{\pi B}{S} - \ln \frac{2\pi r}{S} \right)} \cdot U(U - U_{кр}) \text{, а/м,}$$

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

$$E = \sqrt{\frac{2i}{4\pi\varepsilon_o k}\left[1 - \left(\frac{r}{B}\right)^2\right] + \left(E_{кр} \cdot \frac{r}{B}\right)^2} \text{, в/м,}$$

где ε_o – диэлектрическая проницаемость вакуума;

$$\varepsilon_o = \frac{1}{4\pi \cdot 9 \cdot 10^9} \text{, Ф/м.}$$

7. Зарядка частиц золы.

Число элементарных зарядов, приобретаемых частицей размером более 1 мкм за время $\tau_{эф}$, определится

$$m = \frac{4\pi\varepsilon_o \left(1 + 2\frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon + 2}\right) E \frac{\delta}{4}}{e_o} \tau,$$

где ε - относительная диэлектрическая проницаемость частицы; для золы

$\varepsilon = 4$;

δ - диаметр частицы, м;

e_o – величина элементарного заряда электрона, равная $1{,}6 \cdot 10^{-19}$ Кл;

τ - фактор времени, принимаемый в расчетах равным 1,0.

8. Движение заряженных частиц в поле электрофильтра.

Скорость осаждения частиц в электрическом поле определяется по формуле

$$v = \frac{Eme_o}{3\pi\rho_г \nu_г \delta} = \frac{\left(1 + 2\frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon + 2}\right)E^2\delta}{34 \cdot 10^{10}\rho_г \cdot \nu_г}, \text{ м/с},$$

где $\rho_г$ – плотность газов, кг/м^3;

$\nu_г$ – кинематическая вязкость газов, м^2/с.

При температуре газов 100 °С $\nu_г$ = $21{,}5 \cdot 10^{-6}$ м^2/с, при 200 °С соответственно $32{,}8 \cdot 10^{-6}$ м^2/с. В интервале этих температур $\nu_г$ можно определять интерполяцией.

9. Теоретическая степень очистки газов в электрофильтре.

Определяется по формуле

$$\eta = 1 - e\left(\frac{v\beta \cdot L_{ак}}{W \cdot B}\right) = 1 - e^{\left(\frac{v}{B}\beta\tau_{эф}\right)},$$

где v – скорость осаждения частиц данного размера, м/с;

W – скорость газов в электрофильтре, м/с;

$L_{ак}$ – длина активной зоны электрофильтра, м;

B – расстояние между коронирующими и асадительными электродами, м;

$\tau_{эф}$ – время пребывания очищаемых газов в электрофильтре, с.

Коэффициент β является функцией в основном средней продолжительности падения уловленной золы в бункер и зависит от высоты электродов. Значение коэффициента β при увеличении высоты электродов с 7,5 до 12,0 м составляет 0,65 – 0,80. В остальных случаях коэффициент β в расчетах не учитывать.

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 электрофильтров.

Электрическая мощность короны определяется по формуле

$$N_{кор} = u \cdot i \cdot L_{ак}, \text{ Вт.}$$

Суммарная мощность, необходимая для создания короны и привода механизмов очистки, определяется следующим образом:

$$N = N_{кор}(1+\nu), \text{ Вт,}$$

где ν - доля мощности, идущей на привод механизмов очистки. Для расчетов можно принять $\nu = 0{,}2$.

Электронный учебно-методический комплекс

Раздел контроля знаний

ПИРОДООХРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ТЭС

ПЕРЕЧЕНЬ ВОПРОСОВ, ВЫНОСИМЫХ НА ЭКЗАМЕН

Минск 2017

3. ПЕРЕЧЕНЬ ВОПРОСОВ, ВЫНОСИМЫХ НА ЭКЗАМЕН

1. Газификация твердых топлив.
2. Удаление серы из жидкого топлива.
3. Образование оксидов азота при горении. Топливные оксиды азота.
4. Оксиды азота в атмосфере. Трансформация их в атмосфере.
5. Основные загрязнители атмосферного воздуха.
6. Управляемые выбросы ТЭС и АЭС.
7. Энергетика как большая система.
8. Сравнительные данные вредности различных видов топлива.
9. Десульфуризационные установки. Классификация.
10. Технологические методы снижения оксидов азота за счет снижения максимальной температуры.
11. Методы очистки дымовых газов от оксидов азота. Низкотемпературный метод.
12. Образование оксидов азота при горении. Термические оксиды азота.
13. Неуправляемые выбросы ТЭС.
14. Газификация сернистых мазутов.
15. Классификация выбросов ТЭС на органическом топливе.
16. Образование оксидов азота при горении органических топлив.
17. Технологические методы снижения генерации оксидов азота.
18. Денитрификационные установки. Классификация.
19. Классификация методов очистки газов от оксидов серы.
20. Технологические методы снижения оксидов азота за счет снижения концентрации окислителя.
21. Технологические методы снижения оксидов азота (специальные методы).
22. Классификация оксидов азота, образующихся в процессе сжигания органических топлив.
23. Снижение оксидов азота при двухступенчатом и трехступенчатом методах.
24. Снижение оксидов азота за счет введения в зону горения влаги.
25. Методы очистки дымовых газов от оксидов азота. Высокотемпературный метод.
26. Снижение оксидов азота за счет введения в котел газов рециркуляции.
27. Оксиды азота в атмосфере. Циркуляция оксидов азота в атмосфере.
28. Удаление серы из твердых топлив.
29. Оксиды серы с экологической точки зрения.
30. Мокрая десульфуризация. Сульфитный и аммиачно-циклический методы.
31. Сухая десульфуризация.
32. Образование оксидов азота при горении. «Быстрые» оксиды азота.
33. Основы теории золоулавливания.
34. Влияние состава топлив на генерацию оксидов азота.
35. Восстановительные методы снижения выбросов оксидов азота.
36. Жалюзийные золоуловители.
37.Нормирование выбросов загрязняющих веществ.

38. ПДК вредных выбросов ТЭС.
39. Электрофизические показатели золы.
40. Мокрые методы очистки газов от оксидов азота.
41. Сухие золоуловители.
42. Очистка сточных вод ТЭС от нефтепродуктов.
43. Назначение и классификация дымовых труб.
44. Определение высоты дымовой трубы.
45. Спецгазоочистки.
46. Сжигание топлив в кипящем слое.
47. Показатели работы золоуловителей (параметр золоулавливания и т.д.).
48. Воздействие вредных выбросов ТЭС на человека и природу.
49. Структура атмосферы.
50. СГО. Метод разбавления газов азотом.
51. Классификация золоуловителей.
52. Классификация сточных вод ТЭС.
53. Сточные воды систем охлаждения.
54. Обмывочные сточные воды.
55. Повышение эффективности работы электрофильтров.
56. Определение ущерба от вредных выбросов в атмосферу.
57. Очистка сточных вод установками обратного осмоса.
58. Нефтеловушка в системе очистки сточных вод газомазутных ТЭС.
59. Показатели качества сточных вод.
60. Электрофильтры.
61. Очистка газов от оксидов серы сухими методами.
62. СГО. Метод дожигания водорода.
63. Очистка газов от оксидов серы.
64. Сточные воды ВПУ и БОУ.
65. СГО с газгольдерами.
66. Понятие о чистом воздухе.
67. Сточные воды систем ГЗУ.
68. Мокрые золоуловители.
69. Флотационные установки в системе очистки сточных вод газомазутных ТЭС.
70. Спецводоочистки АЭС.
71. Сточные воды химпромывок и консервации.
72. Определение высоты дымовой трубы. Охарактеризовать входящие в формулу для $H_{д.т.}$ величины.
73. Охрана водного бассейна.
74. Нейтрализация сточных вод ВПУ.
75. Бессточные схемы в системе ТЭС.
76. Утилизация сточных вод АЭС.
77. Золоуловители с трубой Вентури.
78. ПДВ вредных выбросов ТЭС.
79. Тканевые фильтры.

80. Батарейные циклоны.
81. Сточные воды химпромывок.
82. Испарители в системе утилизации сточных вод.
83. Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами.
84. Основы теории золоулавливания.

Электронный учебно-методический комплекс

Вспомогательный раздел

ПРИРОДООХРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ТЭС

УЧЕБНАЯ ПРОГРАММА

Минск 2017

4. **УЧЕБНАЯ ПРОГРАММА**

Белорусский национальный технический университет

УТВЕРЖДАЮ
Декан энергетического факультета

_____ С.М. Силюк
_____6.07.2010_____
Регистрационный № УД-ЭФ 42-42/баз.

ПРИРОДООХРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ТЭС

Учебная программа для специальности:
1-43 01 04 Тепловые электрические станции

Минск 2010

СОСТАВИТЕЛЬ:
Н.Б. Карницкий, заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета, доктор технических наук, профессор

РЕЦЕНЗЕНТЫ:
Кафедра энергосбережения, гидравлики и теплотехники Учреждения образования «Белорусский государственный технологический университет» (протокол № 7 от 28.01.2010 г.);

РЕКОМЕНДОВАНА К УТВЕРЖДЕНИЮ:
Кафедрой «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета
(протокол № 13 от 14. 04. 2010 г.)

Советом энергетического факультета Белорусского национального технического университета
(протокол № 9 от 28.04. 2010 г.)

Ответственный за редакцию Н.Б. Карницкий

Ответственный за выпуск А.Г. Герасимова

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Учебная программа «Природоохранные технологии на ТЭС» разработана в соответствии с Образовательным стандартом ОСРБ 1-43 01 04 - 2007 для специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции». Она предусматривает изучение экологических проблем, связанных с деятельностью тепловых электрических станций и котельных.

В настоящее время тепловые электрические станции, потребляя свыше трети энергетического топлива, являются крупнейшими потенциальными источниками загрязнения окружающей среды. Вопросы охраны окружающей среды особенно обострились за последние десятилетия в связи с быстрым ростом промышленности и усиленным потреблением природных ресурсов.

Целью изучения дисциплины является приобретение знаний по вопросам, связанным с образованием вредных веществ при выработке

энергии на ТЭС, их влияние на окружающую среду, методы подавления вредных веществ в технических процессах ТЭС.

В результате освоения дисциплины «Природоохранные технологии на ТЭС» студент должен:

знать:

- закономерности взаимодействия общества и природы;
- основные экологические проблемы современности;
- методы и способы рационального использования природных ресурсов:
- принципы устойчивого развития.

уметь:

- ставить и решать природоохранные задачи;
- дать экологическую характеристику энергопредприятия;
- проводить измерения нормируемых показателей состояния окружающей среды;
- производить расчеты и оценивать экономический ущерб окружающей среде от техногенного воздействия.

приобрести навыки:

- расчетов массовых выбросов газообразных, жидких и твердых выбросов из энергетических котлов ТЭС, котлов котельных различного назначения;
- выбора очистного оборудования и аппаратуры, обеспечивающих нормативное состояние окружающей среды, при выбросе вредных веществ в атмосферу;
- определения количеств выбросов АЭС в нормальном режиме работы и методы их минимизации за счет использования современных систем спецгазоочистки и спецводоочистки;
- расчета золоотвалов, шламоотвалов, хранилищ отработавшего радиоактивного топлива, газообразных, жидких и твердых радиоактивных отходов;
- расчета и выбора дымовых и вентиляционных труб.

Методы (технологии) обучения

Основными методами (технологиями) обучения, отвечающими целям изучения дисциплины «Природоохранные технологии на ТЭС», являются:

– элементы проблемного изложения, реализуемые на лекционных занятиях;

– элементы реализация творческого подхода, реализуемые на практических занятиях и при самостоятельной работе студентов;

– дискуссии, учебные дебаты, реализуемые на практических занятиях и конференциях.

Организация самостоятельной работы студентов

При изучении дисциплины используются следующие формы самостоятельной работы:

– контролируемая самостоятельная работа в виде решения индивидуальных задач в аудиториях во время проведения практических занятий под контролем преподавателя в соответствии с расписанием;

– подготовка рефератов по индивидуальным темам;
– управляемая самостоятельная работа, в том числе в виде выполнения индивидуальных заданий с консультациями преподавателя.

Диагностика компетенций студента

Оценка уровня знаний студента производится по десятибалльной шкале.

Для оценки достижений студента используется следующий диагностический инструментарий:

- проведение текущих контрольных опросов по отдельным темам;
- выступление студента на конференции по подготовленному реферату;
- сдача экзамен.

Программа рассчитана на 102 часа, в том числе 48 часов аудиторных занятий.

Примерное распределение учебных часов по видам занятий:

лекции – 32 часа;

практические занятия – 16 часов.

Примерный тематический план

Наименование раздела и темы	Лекции (часы)	Практические занятия (часы)	Всего аудиторных часов
1	2	3	5
Введение. Роль энергетики в вопросах экологии	1		1
Раздел I. Выбросы ТЭС и АЭС и их влияние на окружающую среду			
Тема 1. Энергетика как большая система.	1		1
Тема 2. Основные загрязнители окружающей среды от ТЭС и АЭС.	1		1
Тема 3. Массовые выбросы вредных веществ ТЭС и АЭС.	2	2	4
Тема 4. Нормирование содержания вредных веществ в атмосфере и водных бассейнах.	1		1
Раздел II. Выбросы оксидов азота на ТЭС			
Тема 5. Условия образования оксидов азота в энергетических установках.	2	2	4
Тема 6. Методы подавления оксидов азота в топливосжигающих установках ТЭС и котельных.	1		1
Тема 7. Денитрификационные установки на современных ТЭС и котельных.	1		1
Раздел III. Выбросы оксидов серы на ТЭС.			
Тема 8. Условия образования оксидов серы в котлах ТЭС и котельных.	1	2	3
Тема 9. Методы очистки топлива от серы.	1		1
Тема 10. Газификация энергетических топлив.	1		1
Тема 11. Сжигание топлив в кипящем слое.	1		1
Тема 12. Десульфуризационные установки.	1		1
Тема 13. Оценка ущерба от газообразных и твердых выбросов ТЭС.	1		1
Раздел IV. Золоулавливание на ТЭС.			
Тема 14. Основы теории золоулавливания.	1		1
Тема 15. Сухие золоуловители.	1	2	3
Тема 16. Мокрые золоуловители.	1	2	3
Тема 17. Электрофильтры.	1		1
Тема 18. Рукавные (тканевые) фильтры.	1		1
Тема 19. Комбинированные золоуловители. Использование шлака и золы в экономике страны.	2	2	4
Тема 20. Оценка ущерба от выбросов твердых веществ в атмосферу.	1	2	3
Раздел V. Сточные воды ТЭС.			
Тема 21. Классификация сточных вод ТЭС.	1	2	3
Тема 22. Нормирование вредных выбросов в водоемы.	2		2

Раздел VI. Выбросы АЭС в окружающую среду.			
Тема 23. Газообразные выбросы.	2		2
Тема 24. Радиационно-загрязненные сточные воды АЭС.	1		1
Тема 25. Хранение исходного ядерного топлива и его отработавших продуктов.	2		2
ВСЕГО	32	16	48

СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Раздел I. ВВЕДЕНИЕ. РОЛЬ ЭНЕРГЕТИКИ В ВОПРОСАХ ЭКОЛОГИИ

Тема 1. ЭНЕРГЕТИКА КАК БОЛЬШАЯ СИСТЕМА

Составляющие топливно-энергетического комплекса страны. Место и роль электроэнергетики в экосистеме. Правовое и нормативное обеспечение природоохранной деятельности в энергетике.

Тема 2. ОСНОВНЫЕ ЗАГРЯЗНИТЕЛИ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ТЭС И АЭС

Атмосферный воздух. Классификация загрязняющих веществ. Характеристика основных загрязняющих веществ от ТЭС и АЭС.

Тема 3. МАССОВЫЕ ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ТЭС И АЭС

Расчетные методики определения валовых выбросов загрязняющих веществ. Расчет выбросов твердых частиц, оксидов серы и азота, оксидов углерода и ванадия, диоксида углерода и бенз(а)пирена. Выбросы оксидов азота, углерода и несгоревших углеводородов от газотурбинных установок. Выбросы загрязняющих веществ от АЭС.

Тема 4. НОРМИРОВАНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРЕ И ВОДНЫХ БАССЕЙНАХ

Предельно допустимые концентрации. Предельно допустимые выбросы. Контроль выбросов по данным инструментальных измерений. Инвентаризация выбросов ТЭС и котельных.

Раздел П. ВЫБРОСЫ ОКСИДОВ АЗОТА НА ТЭС

Тема 5. УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ОКСИДОВ АЗОТА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

Физико-химические свойства оксидов азота. Тепловые (термические) оксиды азота. Топливные оксиды азота. Теории Я.Б. Зельдовича и Фенимора. «Быстрые» оксиды азота.

Тема 6. МЕТОДЫ ПОДАВЛЕНИЯ ОКСИДОВ АЗОТА В ТОПЛИВОСЖИГАЮЩИХ УСТАНОВКАХ ТЭС И КОТЕЛЬНЫХ

Технологические методы снижения выбросов NOx. Снижение максимальной температуры. Снижение концентрации окислителя. Специальные методы сжигания. Ступенчатое сжигание топлив.

Тема 7. ДЕНИТРИФИКАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ НА СОВРЕМЕННЫХ ТЭС И КОТЕЛЬНЫХ

Высокотемпературные бескаталитические (гомогенный) методы восстановления оксидов азота в молекулярный азот. Каталитические низкотемпературные методы восстановления NOx в N_2. Назначение озонаторов. Технико-экономические показатели работы De-NOx.

Раздел ПІ. ВЫБРОСЫ ОКСИДОВ СЕРЫ НА ТЭС

Тема 8. УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ОКСИДОВ СЕРЫ В КОТЛАХ ТЭС И КОТЕЛЬНЫХ

Теории образования оксидов серы в топках котлов. Классификация оксидов серы. Коррозионная агрессивность продуктов сгорания жидких топлив.

Тема 9. МЕТОДЫ ОЧИСТКИ ТОПЛИВ ОТ СЕРЫ

Механическое удаление серосодержащих компонентов из твердых топлив. Прямой и косвенный методы очистки мазута от серы на НПЗ. Гидратация остатков нефтепереработки.

Тема 10. ГАЗИФИКАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТОПЛИВ

Газификация угля. Газификация высокосернистых и сернистых мазутов. Характеристики продуктов газификации топлив. Очистка продуктов газификации от вредных веществ.

Тема 11. СЖИГАНИЕ ТОПЛИВ В КИПЯЩЕМ СЛОЕ

Понятия о кипящем слое и характеристики его структуры. Сжигание древесных отходов, углей, лигнина, мазутов в кипящем слое. Достоинства этих методов и недостатки.

Тема 12. ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ

Очистка дымовых газов от оксидов серы и азота. Сухие и мокрые методы очистки. Принципы связывания оксидов серы в топке, газоходах котла и в уходящих газах. Технико-экономические показатели ДСУ.

Тема 13. ОЦЕНКА УЩЕРБА ОТ ГАЗООБРАЗНЫХ И ТВЕРДЫХ ВЫБРОСОВ ТЭС

Экономический паспорт объекта. Рассеивание вредных выбросов в атмосфере. Коэффициенты стратификации и осаждения. Фоновые концентрации. Зона активного загрязнения. Оценка ущерба от выбросов ТЭС и меры по его минимизации.

Раздел IV. ЗОЛОУЛАВЛИВАНИЕ НА ТЭС

Тема 14. ОСНОВЫ ТЕОРИИ ЗОЛОУЛАВЛИВАНИЯ

Очистка уходящих газов от твердых выбросов. Общие сведения. Параметр золоулавливания. Проскок. Степень очистки. Гидравлическое сопротивление. Дисперсный состав золы. Классификация способов очистки газов от твердых частиц.

Тема 15. СУХИЕ ЗОЛОУЛОВИТЕЛИ

Сухие инерционные золоуловители и осадительные камеры. Сухие центробежные золоуловители. Степень очистки сухих золоуловителей. Золоуловители ЦНИИОГАЗ. Блоки циклонов. Батарейные циклоны. Мультициклоны. Жалюзийные золоуловители.

Тема 16. МОКРЫЕ ЗОЛОУЛОВИТЕЛИ

Центробежные скрубберы. Золоуловители МП-ВТИ. Золоуловители МС-ВТИ. Достоинства и недостатки мокрых золоуловителей.

Тема 17. ЭЛЕКТРОФИЛЬТРЫ

Электрофизические свойства золы. Горизонтальные и вертикальные электрофильтры. Причины возникновения обратной короны. Питание электрофильтра импульсным и знакопеременным напряжением. Мероприятия по борьбе с обратной короной. Кондиционирование дымовых газов перед электрофильтрами.

Тема 18. РУКАВНЫЕ (ТКАНЕВЫЕ) ФИЛЬТРЫ

Фильтрующие материалы РФ. Каркасные и рукавные фильтры. Каркасный рукавной фильтр с системой пневмоочистки. Системы очистки фильтров.

Тема 19. КОМБИНИРОВАННЫЕ ЗОЛОУЛОВИТЕЛИ. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ШЛАКА И ЗОЛЫ В ЭКОНОМИКЕ СТРАНЫ

Комбинированные золоуловители (циклон + электрофильтр, циклон + жалюзийный золоуловитель, мокрый золоуловитель + электрофильтр).

Комбинированная золоулавливающая установка – тканевый фильтр с циклоном.

Тема 20. ОЦЕНКА УЩЕРБА ОТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

Результаты эксплуатации золоуловителей. Определение количеств уловленной золы и шлака. Использование шлака и золы в стройиндустрии и других отраслях экономики. Оценка ущерба расчетным путем и с использованием инструментальных измерений.

Раздел V. СТОЧНЫЕ ВОДЫ ТЭС

Тема 21. КЛАССИФИКАЦИЯ СТОЧНОЙ ВОДЫ

Сточные воды систем охлаждения. Сточные воды ВПУ и БОУ. Сточные воды химпромывок и консервации. Обмывочные сточные воды. Сточные воды систем ГЗУ. Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами.

Тема 22. НОРМИРОВАНИЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В ВОДОЕМЫ

ПДК и ПДВ вредных веществ в водоеме. Показатели качества сточных вод. Оценка ущерба от выбросов в естественные водоемы.

Раздел VI. ВЫБРОСЫ АЭС В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Тема 23. ГАЗООБРАЗНЫЕ ВЫБРОСЫ

Классификация радиоактивных газообразных примесей. Система газовых сдувок реакторного отделения. Системы спецгазоочистки. Системы выдержки радиоактивных газов в газгольдерах. Системы с разбавлением смесей азотом и дожиганием водорода в рекомбинаторах.

Тема 24. РАДИОЦИОННО-ЗАГРЯЗНЕННЫЕ СТОЧНЫЕ ВОДЫ

Источники жидких радиоактивных отходов. Спецводоочистки и их классификация. Способы обработки жидких радиоактивных отходов (ЖРО). соосаждение. Фильтрация. Дистилляция. Ионный обмен. Ионоселективная сорбция. Дегазация. Обратный осмос. Электродиализ. Флотация и вымораживание. Системы обращения с ЖРО. Битумирование, цементирование и остекловывание ЖРО. Обработка ЖРО при выводе энергоблока из эксплуатации.

Тема 25. ХРАНЕНИЕ ИСХОДНОГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА И ЕГО ОТРАБОТАВШИХ ПРОДУКТОВ

Хранение ядерного топлива. Отработавшее ядерное топливо АЭС с реакторами разных типов. Особенности временного хранения отработавшего ядерного топлива на АЭС. Транспортировка отработавшего ядерного топлива. Длительное хранение отработавший ТВС. Обращение с РАО от переработки ОЯТ. Трансмутация долгоживущих радиоактивных отходов. Локализация радиоактивных отходов. Обоснование надежности захоронения РАО.

ИНФОРМАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

ПРИМЕРНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ТЕМ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

1. Расчет количества золы и шлака при различных способах сжигания твердых топлив.
2. Расчет количества оксидов азота при сжигании всех видов энергетических топлив.
3. Расчет количества оксидов серы при сжигании в котлах серосодержащих топлив.
4. Расчет сухих центробежных золоуловителей.
5. Расчет мокрых золоуловителей.
6. Расчет электрофильтров.
7. Расчет потоков сточных вод различного происхождения.

ОСНОВНАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Образовательный стандарт высшего образования ОСВО 1-43 01 04 – 2013. Высшее образование, первая ступень. Специальность 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции». Квалификация «Инженер-энергетик».
2. Стриха, И.И. Экологические аспекты энергетики: атмосферный воздух / И.И. Стриха, Н.Б. Карницкий. – Мн.: УП «Технопринт», 2001. – 375 с.
3. Бертокс, П. Стратегия защиты окружающей среды от загрязнений / П. Бертокс, Д. Родд. – перевод с анлг., под ред. Я.Б. Черткова. – М.: Мир, 1980. – 607 с.
4. Копылов, А.С. Водоподготовка в энергетике / А.С. Копылов, В.М. Лавыгин, В.Ф. Очков. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 309 с.
5. Абрамов, А.И. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций / А.И. Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н. Ремезов [и др.]. – М.: Издательство МЭИ, 2001.
6. Назмеев, Ю.Г. Системы золошлакоудаления ТЭС / Ю.Г. Назмеев. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 572 с.
7. Скачек, М.А. Обращение с отработавшим ядерным топливом и радиоактивными отходами АЭС / М.А. Скачек. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 448 с.
8. Стерман, Л.С. Тепловые и атомные электростанции / Л.С. Стерман, В.М. Лавыгин, С.Г. Тишин. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 424 с.
9. Буров, В.Д. Тепловые электрические станции: учебник для вузов / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров [и др.]; под ред. В.М. Лавыгина, А.С. Седлова, С.В. Цанева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 466 с.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Рихтер, Л.А. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС / Л.А. Рихтер, Э.П. Волков, В.Н. Покровский. – М.: Энергоиздат, 1981. – 296 с.
2. Покровский, В.Н. Очистка сточных вод тепловых электростанций / В.Н. Покровский, Е.П. Аракчеев. – М.: Энергия, 1980.
3. Залогин, Н.Г. Энергетика и охрана окружающей среды / Н.Г. Залогин, Л.И. Кронн, Ю.М. Кострикин. – М.: Энергия, 1979.
4. Девочкин, М.А. Технико-экономические основы проектирования малоотходных и нетрадиционных ТЭС / М.А. Девочкин. - Учебное пособие. – Иваново, ИЭИ, 1989. – 104 с.
5. Маврищев, В.В. Основы общей экологии / В.В. Маврищев. – М.: Высш. школа, 2008. – 317 с.
6. Пал, М.Х. Энергия и защита окружающей среды / М.Х. Пал (Пер. с нем.). – Падерборы: Изд-во FIT – Vereland, 1996. – 449 с.