

СОВРЕМЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ



ПРИРОДООХРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ТЭС

Учебное пособие

Рязань 2018

УДК 574
ББК 20.1
П48

Природоохранные технологии на ТЭС: (Электронный ресурс), учебное пособие / сост. Барановский А.В.,

Современный технический университет – Рязань, 2018. – 53 с..

Рецензент: к.б.н., доцент РГУ Асеев В.И

Учебное пособие для студентов-бакалавров

Современного технического университета

*Печатается по решению Ученого Совета
Современного технического университета.*

УДК 574
ББК 20.1
П48

© А.В. Барановский

© Современный технический университет, 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	4
1. РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ	6
1.1. Роль теплоэнергетики России в загрязнении окружающей среды	6
1.2. Экономические механизмы рационального природопользования в России	8
1.3. Взаимодействие ТЭС и окружающей среды	8
1.4. Основные направления снижения выбросов и сбросов ТЭС в окружающую среду	11
1.5. Особенности энергетических топлив, определяющие экологические характеристики ТЭС	13
2. ЗАЩИТА ВОЗДУШНОГО БАССЕЙНА ОТ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	17
2.1. Нормативные требования к вредным выбросам ТЭС	17
2.2. Снижение выбросов твердых частиц	23
2.3. Снижение выбросов диоксида серы	56
2.4. Снижение выбросов окислов азота	80
2.5. Выбросы в атмосферу продуктов неполного сгорания топлива	116
2.6. Снижение выбросов в атмосферу парниковых газов	120
2.7. Расчет максимальной приземной концентрации	122
2.8. Расчет выбросов в атмосферу от неорганизованных источников ТЭС	126
2.9. Утилизация и переработка золошлаковых отходов ТЭС	133
3. ЗАЩИТА ВОДНОГО БАССЕЙНА ОТ СБРОСОВ СТОЧНЫХ ВОД ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	142
3.1. Водопотребление ТЭС и основные направления рационального водопользования	142
3.2. Классификация и характеристика сточных вод	145
3.3. Нормирование загрязняющих веществ в сбросных водах ТЭС	162
3.4. Методы очистки сточных вод, схемы очистки и утилизации очищенных вод	164
4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИРОДООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ТЭС	189
4.1. Экономическое обоснование природоохранных мероприятий	189
4.2. Экологический ущерб, причиненный выбросами в атмосферный воздух	191
4.3. Экологический ущерб от сбросов сточных вод в водоемы	194
4.4. Система платежей за загрязнение окружающей среды	196
5. ЗАРУБЕЖНЫЕ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ПРОГРАММЫ В ОБЛАСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫХ УГОЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	200
5.1. Зарубежные программы	200
5.2. Отечественные программы	205
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	222
ПРИЛОЖЕНИЕ	226

ПРЕДИСЛОВИЕ

Развитие энергетики, базирующейся на тепловых электрических станциях, неизбежно сопровождается увеличением использования природных ресурсов – органического топлива, природной воды, воздуха, почвы, а стало быть, и увеличением количества отходов производства в окружающую среду. Создать полностью безотходную технологию производства электрической и тепловой энергий согласно экологическим законам невозможно. Взять у Природы эти ресурсы и вернуть их в виде «безопасных» для жизни человека и всего живого на Земле отходов производства – важнейшая задача энергетиков. Необходимо принятие таких научных, технических, экономических решений и внедрение таких технологий в энергетике, которые способствовали бы предотвращению глобального загрязнения природной среды.

В данном учебном пособии материал излагается в соответствии с типовой программой по дисциплине «Природоохранные технологии на ТЭС», с использованием существующей учебной и периодической литературы, новых нормативных документов и дополнен сведениями о новых природоохранных технологиях и очистном оборудовании.

Последовательность изложения материала в пособии позволяет изучить источники выбросов (сбросов) в технологиях ТЭС, их характеристики и воздействие на окружающую среду, нормативы на выбросы (сбросы). Достаточно подробно описаны существующие газоочистные установки, методики определения эффективности их работы, рекомендации по выбору и варианты повышения их эксплуатационных качеств. Приведены методики расчета массовых выбросов загрязнений и их рассеивание в атмосфере. Большое внимание уделено схемам по использованию твердых отходов и сточных вод технологических процессов.

Приведенные балансы по воде ТЭС позволяют студентам проанализировать статьи расходов воды и выявить способы рационального водопотребления. Изложены безреагентные технологии обработки воды. Методики, изложенные в четвертом разделе, позволяют определить экологический ущерб окружающей среде, а также платы за выбросы.

Рассмотрены зарубежные и отечественные перспективные природоохранные технологии на ТЭС.

Природоохранная деятельность инженерного персонала ТЭС заключается в подготовке экологически обоснованных решений по организации эксплуатации и совершенствованию оборудования ТЭС. Умение анализировать экологическую ситуацию, состояние оборудования и осуществлять производственный экологический контроль – таковы современные требования к инженеру-энергетику.

1. РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ

1.1. Роль теплоэнергетики России в загрязнении окружающей среды

В разработанной «Энергетической стратегии России на период до 2020 года» предполагается устойчивый рост электропотребления в стране. Так за период 2000–2005 гг. среднегодовой прирост составил 1,7 %, а в 2006 году – 4,2 %. В дальнейшем эта тенденция сохранится.

Производство и отпуск тепла от электростанций к 2010 году возрос по сравнению с уровнем 2000 г. на 15 %.

Выработка электроэнергии в стране в основном осуществляется на тепловых электростанциях (ТЭС) – 68 % от суммарной выработки, на долю атомных электростанций (АЭС) приходится 17 и 15 % на гидроэлектростанциях. Как видим, большая часть производства электроэнергии приходится на ТЭС, работающих на органическом топливе, хотя и доля их в энергобалансе России в перспективе будет несколько снижаться.

В перспективе предполагается территориальное развитие генерирующих мощностей:

- в европейской части России – максимальное развитие АЭС и ГАЭС, реконструкция паросиловых электростанций, работающих на газе в ПГУ;
- на Урале развитие тепловых электростанций преимущественно на привозном угле и ГАЭС;
- в Сибири – развитие гидроэлектростанций и тепловых электростанций на угле, а также газе (ПГУ-ТЭЦ в крупных городах с учетом перспектив разработки газовых месторождений Восточной Сибири);
- на Дальнем Востоке – развитие гидроэлектростанций, тепловых электростанций на угле, а также газе (ПГУ-ТЭЦ в крупных городах) с учетом перспектив разработки газовых месторождений Сахалина.

Российские генерирующие мощности к 2030-му году должны состоять из энергоустановок, работающих с использованием передовых технологий мирового уровня, гарантирующего их эффективную эксплуатацию, надёжное функционирование и минимизацию негативного воздействия на окружающую среду. Структура генерирующих мощностей должна быть сформирована с учётом требований по диверсификации топливного баланса электроэнергетики в целях обеспечения энергетической и экологической безопасности страны. Целесообразно наличие в энергосистемах электростанций, работающих на разных видах топлива для обеспечения надёжности топливоснабжения генерирующего оборудования и энергосистемы в целом.

В европейской части России на ТЭС используется и будет использоваться в перспективе природный газ, на Урале, в Сибири и на Дальнем Востоке в основном – уголь. Мазут предполагается использовать в качестве резервного растопочного топлива.

Предприятия энергетики в результате сжигания топлива дают 38 % выбросов твердых веществ, 35 % сернистого ангидрида, 3 % оксида углерода (СО) и 40 % оксидов азота из числа суммарных выбросов этих веществ по России. Основная часть этих выбросов связана с работой ТЭС (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Выбросы вредных веществ в атмосферу предприятиями России в год

Наименование предприятия	Выброс вредных веществ в атмосферу*	Твердые вещества	Сернистый ангидрид	Оксид углерода	Оксиды азота
Энергетическими предприятиями	5898,2/24	1812/38	2489/35	191/3	1384/40
В том числе ТЭС	5343,4/22	1706/36	2269/32	83/1,3	1267/37
Всеми предприятиями РФ	24788,3/100	4709/100	7198/100	5866/100	3452/100

* Числитель – выброс в тыс. т; знаменатель – выброс в процентах по отношению к суммарному выбросу предприятиями РФ.

Поэтому снижение вредных выбросов в атмосферу есть и остается первостепенной задачей для теплоэнергетиков.

1.2. Экономические механизмы рационального природопользования в России

Для уменьшения техногенного воздействия ТЭС на окружающую среду следует использовать природоохранные технологии и выполнять требования нормативных документов и законов Российской Федерации об охране окружающей среды.

Для стимулирования рационального природопользования на предприятиях энергетики применяются организационно-правовые и экономические механизмы, элементами которых являются:

- *учет и оценка* эффективности использования природных ресурсов;
- *планирование и разработка экологических программ* (в целях уменьшения вредного воздействия на окружающую среду региональные энергосистемы ежегодно разрабатывают планы, содержащие природоохранные мероприятия);
- *лицензирование* природопользования (ТЭС должны иметь лицензии на водопользование и обращение с опасными отходами);
- *лимиты* природопользования (лимиты на природопользование — предельные нормы пользования природными ресурсами и нормы выброса вредных веществ в атмосферу и со стоками в водоёмы, установленные для ТЭС на определенный срок);
- *плата* за природопользование (она состоит из платы за использование природных ресурсов и платы за загрязнение природной среды — атмосферного воздуха, недр, земли, водных и лесных ресурсов);
- *экологические фонды* (экологические фонды — единая система экологических фондов, объединяющая федеральный, республиканские, краевые, областные и местные специализированные фонды). Эти фонды предназначены для целевого сбора и расходования средств на решение природоохранных задач, восстановление потерь в окружающей природной среде, компенсации причиненного вреда и других природоохранных мероприятий в энергетике.

1.3. Взаимодействие ТЭС и окружающей среды

ТЭС можно рассматривать в качестве объекта производства электрической и тепловой энергии использующего первичные ресурсы — органическое топливо, атмосферный воздух и воду. В результате технологического процесса на ТЭС образуются отходы производства как материальные, так и энергетические, оказывающие негативное воздействие на окружающую природную среду. Материальные отходы можно разделить на две группы:

- организованные, попадающие в окружающую среду через специальные устройства (дымовые трубы, отводящие каналы, пульпопроводы и т. д.) и зависящие от режима работы станции;
- неорганизованные, которые в большей степени зависят от погодных условий (скорости ветра, осадков и т. д.) и от времени года, чем от режимных факторов.

Техническая политика в области экологии определяется необходимостью ограничения выбросов и сбросов загрязняющих веществ, образования отходов, а также физических воздействий, при соблюдении которых обеспечиваются нормативы качества окружающей среды в зоне расположения электростанции.

На (рис. 1.1) приведена схема взаимодействия ТЭС с окружающей средой и структура материальных и физических отходов, которые загрязняют атмосферный воздух, поверхностные и грунтовые воды, почву.

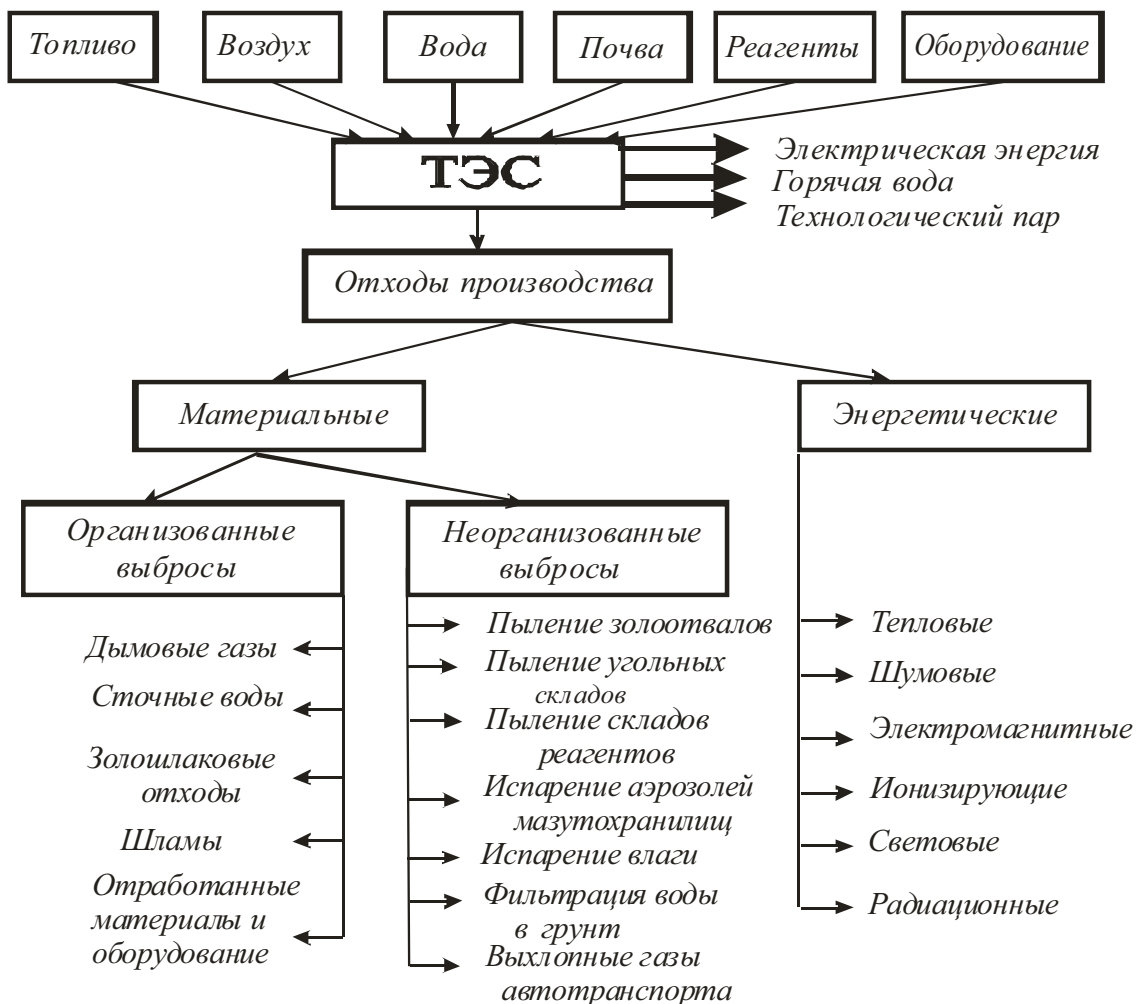


Рис. 1.1. Схема ресурсопотребления и отведения отходов деятельности ТЭС в окружающую среду

Таблица 1.2

Воздействие технологических процессов ТЭС на атмосферу

Технологический процесс	Оборудование	Химическое загрязнение	Физическое воздействие
Основные технологические процессы ТЭС			
Транспортировка и разгрузка топлива	Мазутная эстакада Разгрузочное устройство угля Газопровод	Углеводороды, угольная пыль	Шум
Хранение и перевалка топлива на складе	Склад угля, мазутохранилище	Угольная пыль, продукты окисления угля в штабеле, углеводороды	Шум
Подача топлива на сжигание	Топливоподача с аспирационными установками, газопровод с продувочными устройствами	Угольная пыль, углеводороды	Шум
Сжигание топлива	Котел с газопылеочистным оборудованием, камеры сгорания	Окислы азота, серы, углерода, зола, пентаксид ванадия, бенз(а)пирен микроэлементы	Тепловое
Очистка поверхностей нагрева	Поверхности нагрева котла	Зола угольная, зола мазутная, пентаксид ванадия	
Подача воздуха на сжигание	Дутьевые вентиляторы, компрессоры		Шум, вибрация
Отвод дымовых газов в атмосферу	Дымососы котла, отводящие газопроводы ГТУ		Шум, вибрация, тепловые выбросы
Продувка паропроводов	Сбросные и продувочные устройства	Пар водяной	Шум
Охлаждение цирк. воды	Градирни, брызгательные бассейны	Пар водяной	Шум, тепловые выбросы
Складирование золошлаков	Золоотвалы	Зола, пар водяной, каплеунос, сточные воды	Радиационное

При анализе негативного воздействия ТЭС на окружающую среду учитываются в комплексе следующие факторы:

- технологическая схема энергопроизводства и параметры энергооборудования ТЭС;
- вид и состав топлива;
- экологическая ситуация в зоне размещения ТЭС;
- природно-климатические условия региона.

Загрязнение окружающей среды происходит в результате реализации основных и вспомогательных процессов на ТЭС. В табл. 1.2 приведены технологические процессы на ТЭС и их воздействие на атмосферу.

Согласно экологическим законам невозможно создать полностью «безотходные ТЭС». Если негативное воздействие ТЭС на окружающую среду в процессе ее эксплуатации минимально и находится в пределах так называемой «хозяйственной емкости биосферы» (с учетом ее способности к самоочищению), то такую ТЭС можно отнести к разряду экологически безопасных (или малоотходных). На такой электростанции максимально реализуются технологические процессы, препятствующие образованию вредных газообразных, жидких, твердых и тепловых отходов, сточные воды используются повторно и многократно в замкнутых циклах, твердые отходы получают в товарном виде или в виде сырья для смежных производств. Уходящие газы и неиспользованные стоки подвергаются глубокой очистке. Оставшееся ограниченное количество твердых отходов поступает на длительное безопасное хранение. К разряду таких ТЭС следует отнести *экологически чистые ТЭС*, разрабатываемые в нашей стране в соответствии с государственной научно-технической программой «Экологически чистая энергетика».

1.4. Основные направления снижения выбросов и сбросов ТЭС в окружающую среду

Техническая политика в области экологии определяется необходимостью соблюдения экологических норм и требований (ограничений) на глобальном, региональном и локальном уровнях.

- *Глобальный уровень* — имеющиеся ограничения по Киотскому протоколу.
- *Региональный уровень* — это ограничения выбросов и сбросов загрязняющих веществ по многосторонним и двусторонним международным Конвенциям и соглашениям, в том числе «Конвенции о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния».
- *Локальный уровень* — это ограничения выбросов и сбросов загрязняющих веществ, образования отходов, а также физических воздействий, при соблюдении которых обеспечиваются нормативы

качества окружающей среды в зоне влияния объектов электроэнергетики.

Экологические мероприятия системного характера включают в себя:

- использование новых более эффективных технологий производства электроэнергии на базе органических видов топлива, обеспечивающих значительное уменьшение расхода топлива на выработку энергии и негативного воздействия на окружающую среду;
- строительство типовых серийных энергоблоков атомных электростанций;
- совершенствование структуры топливного баланса электростанций за счет уменьшения доли высокозольных и высокосернистых топлив;
- оптимизация структуры генерирующих мощностей (ТЭС, ГЭС, АЭС и ВИЭ) с учетом состояния окружающей среды в местах их размещения.
- переход на новые технологии сжигания органического топлива с целью сокращения или предотвращения образования вредных веществ (сжигание в кипящем слое; вихревое сжигание; сжигание топлива в расплавленном шлаке; низкотемпературное каталитическое сжигание топлива; внутрицикловая газификация топлива; применение композитного топлива);
- переход на новые технологии водопользования на ТЭС с целью сокращения расхода исходной воды из водоемов и сокращения сточных вод (оборотные системы; повторное и последовательное использование сточных вод; обезвоживание шламов с возвратом воды в цикл и т. д.);
- применение современных технологий очистки дымовых газов от вредных выбросов и использование продуктов очистки в народном хозяйстве (зола, шлак, шламы);
- применение новых технологий подготовки добавочной воды и очистки сточных вод (термическое обессоливание, безреагентные способы очистки и т. д.);
- экономичная, надежная эксплуатация оборудования ТЭС с использованием АСУ.

Перспективными являются проекты энерготехнологических комплексов на базе экологически безопасных ТЭС, обеспечивающих выработку электрической и тепловой энергий, а также сырья для металлургии, химической и строительной индустрии. Реализация таких комплексов позволит значительно снизить техногенное воздействие энергетики на окружающую среду.

1.5. Особенности энергетических топлив, определяющие экологические характеристики ТЭС

Достоинство любого топлива в экологическом аспекте — это минимальное содержание в нем минеральной части, серы и топливного азота, от которых зависит выброс в атмосферу кислотообразующих компонентов (SO_2 , NO_2) и твердых частиц. Кроме того, в последнее время топливо начали оценивать и по содержанию в нем горючих водорода и углерода, последний образует при сжигании CO_2 , который является основным компонентом парниковых газов. При этом следует учитывать три группы факторов: экологический потенциал топлива; экологическую совместимость с окружающей средой; экотехнологичность топлива.

К первой группе факторов относятся: приведенное содержание золы, серы и азота в топливе, а также содержание токсичных микроэлементов в его минеральной части — мышьяка, ванадия и солей тяжелых металлов. К этой же группе факторов относятся содержание радионуклидов (тория, урана, фосфора, калия) и другие физико-химические свойства золы, влияющие на работу газоочистного оборудования.

Вторая группа факторов — это степень ущерба окружающей среде от того или иного выброса с учетом состава почвы в зоне распространения выброса.

Третья группа факторов — это возможность использования новых технологий для решения экологических проблем, возникающих при традиционном способе сжигания.

Продукты горения твердых органических топлив представлены на рис. 1.2.

Все виды твердого топлива (уголь, торф, сланцы) имеют минеральную массу, которая после сжигания образует золу и шлак. Шлак выпадает в холодную воронку котла или удаляется из топки в расплавленном виде (в топках с жидким шлакоудалением). Зола из топки уносится с продуктами сгорания и большая часть её улавливается в золоуловителях различных конструкций.

Зола уноса содержит не только минеральную часть топлива, но и горючие. При сжигании некоторых углей (тощие угли, антрацит) содержание горючих в летучей золе (по массе) достигает 10–20 %. Это не только влияет на ухудшение топливоиспользования, но и приводит к увеличению объемов вредных выбросов.

С точки зрения загрязнения атмосферы твердыми частицами, важными параметрами топлива являются его зольность, а также реакцион-

ные свойства угля (выход летучих на горючую массу V^r или топливный коэффициент, равный отношению $FR = C_{св}/V^r$ связанного углерода к выходу летучих на горючую массу).

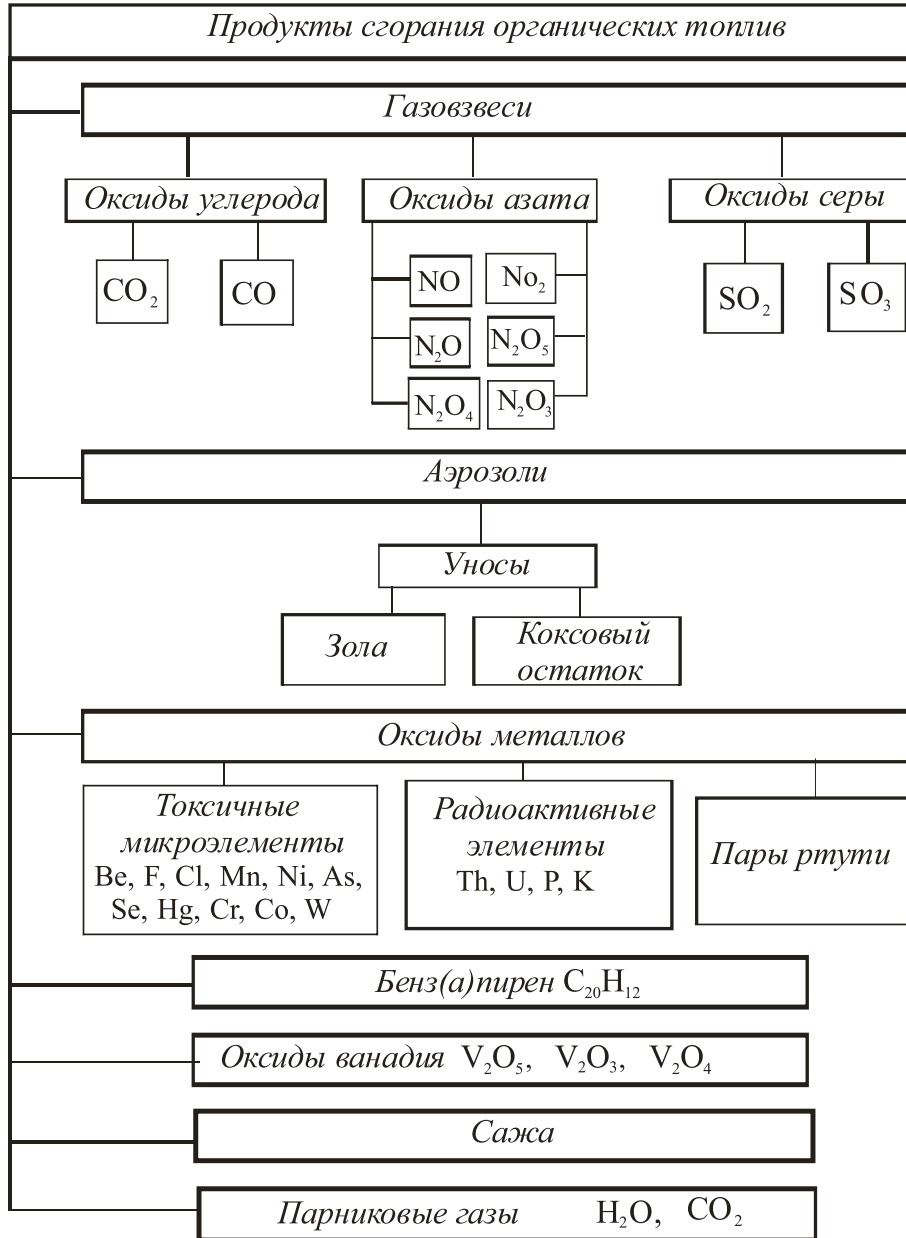


Рис. 1.2. Вредные выбросы продуктов сгорания органических топлив

Выбросы диоксида серы SO_2 происходят при сжигании серосодержащих топлив, к которым относятся все виды твердого топлива и мазут. Количество выбрасываемого с дымовыми газами диоксида серы пропорционально содержанию серы в исходном топливе и расходу топлива.

Оксиды азота образуются из азота воздуха (термические и быстрые NO_x) и азотосодержащих компонентов топлива (топливные NO_x).

В пылеугольных топках с твердым шлакоудалением доля топливных составляющих высока 95–100 % и только в топках с жидким шлакоудалением при T_{\max} свыше 1600 °С возможно наличие как топливных, так и термических NO_x . На количество образующихся топливных NO_x оказывает влияние не только содержание связанного азота в топливе, но и реакционность топлива. В качестве экологического параметра предложено использовать безразмерный параметр ξ_{NO_x} , который зависит от топливного коэффициента и содержания азота на сухую массу топлива.

$$\xi_{\text{NO}_x} = \frac{C_{\text{CB}}}{V^{\Gamma}} + (1 + N^c), \quad (1.1)$$

где N^c – содержание азота в сухой массе топлива, %.

Количество образующихся NO_x линейно зависит от этого параметра. Массовый выброс вредных веществ зависит не только от процентного содержания золы, серы и азота в топливе, но и от расхода топлива, который в свою очередь зависит от теплоты сгорания топлива. Поэтому основным параметром, который характеризует количество образующейся золы и диоксидов серы, является их приведенное содержание в топливе. В табл. 1.3 приведены данные, характеризующие экологический потенциал некоторых поступающих на российские ТЭС топлив. Из таблицы видно, что самым непривлекательным, с точки зрения выбросов NO_x , является донецкий АШ, далее кузнецкий Т, нюрнгринский СС и т. д. Наименьшее количество топливных азотов образуется при сжигании березовского, гузиноозерского и райчихинского топлива.

Из табл. 1.3 видно, что наиболее экологичны угли Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов. Наибольшее количество серы содержится в донецких, интинском углях, в горючих сланцах и сернистом мазуте.

При сжигании каменных углей высоким значением ξ_{NO_x} в конструкцию топki необходимо заложить комплекс мероприятий по уменьшению выбросов NO_x , при сжигании топлив с низким значением ξ_{NO_x} достаточно применить одно из мероприятий для достижения нормативных выбросов.

В энергетике используется природный газ, промышленные газы (коксовых и доменных печей) и попутный газ. В их состав входят в основном углеводороды и молекулярный азот. В попутном газе может быть в небольшом количестве сера в виде H_2S . Продукты сгорания газов представляют собой оксиды азота, оксиды углерода, оксиды серы, если она присутствует в газе, альдегиды (НСНО), органические кислоты ($\text{СН}_3\text{СООН}$) и циклические ароматические углеводороды.

Таблица 1.3

Экологические параметры некоторых топлив

Марка топлива	$A_{пр}$, %·кг/МДж	$S_{пр}$, %·кг/МДж	FR	N^c , %	ξ_{NO_x}
Березовский уголь 2Б	0,30	0,013	1,08	0,60	2,68
Гусиноозерский уголь 3Б	4,3	0,033	1,32	0,88	3,11
Райчихинский уголь 2Б	3,09	0,023	1,22	0,94	3,16
Челябинский уголь 3Б	2,84	0,064	1,27	1,08	3,35
Кузнецкий уголь Г	0,72	0,033	1,53	2,19	4,72
Кузнецкий уголь 1СС	0,78	0,017	2,22	1,65	4,87
Нерюнгринский уголь СС	2,33	0,008	4,01	0,67	5,68
Кузнецкий уголь Т	0,92	0,014	6,14	1,66	8,47
Донецкий АШ	1,91	0,082	23,6	0,55	25,2

В последнее время большое внимание уделяется выбросам парниковых газов, разрушающих озоновый слой атмосферы. К таким газам относятся содержащиеся в выбросах ТЭС диоксид углерода CO_2 и закись азота N_2O , причем на долю CO_2 приходится 99,7 %. Образующиеся при горении топлива (особенно газа) водяные пары, соединяясь в атмосфере с окислами серы и азота, которые присутствуют в дымовых газах, способствуют образованию кислотных дождей. Поэтому топливо начали оценивать по содержанию в нем горючих: углерода С и водорода Н.

Контрольные вопросы

1. Какую экологическую нагрузку оказывают ТЭС на окружающую среду?
2. Каковы перспективы использования различных видов органического топлива в регионах РФ?
3. Назовите экономические механизмы, стимулирующие рациональное использование природных ресурсов в энергетике России.
4. Назовите основные направления снижения негативного воздействия ТЭС на окружающую среду.
5. Каковы задачи природоохранной деятельности персонала ТЭС?
6. По какому признаку классифицируются отходы производства ТЭС?
7. Для чего применяется экологический параметр топлива и от чего он зависит?

2. ЗАЩИТА ВОЗДУШНОГО БАСЕЙНА ОТ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

2.1. Нормативные требования к вредным выбросам ТЭС

Продукты сгорания топлив по степени опасности (токсичности) делятся на пять классов [6]:

1. Чрезвычайно опасные (Б(а)П, V_2O_5);
2. Опасные (NO_2 , H_2S , летучая зола при содержании $CaO \geq 35 \%$);
3. Умеренно опасные (NO , SO_2 , SO_3 , летучая зола при содержании $CaO < 35 \%$);
4. Малоопасные (NH_3 , CO);
5. Безопасные (N_2 , O_2 , CO_2 , H_2O).

В соответствии с законом об охране атмосферного воздуха в России установлены следующие три уровня нормативных показателей:

- *предельно допустимые концентрации (ПДК_i)* загрязняющих веществ в *приземном слое атмосферного воздуха* (mg/m^3);
- *предельно допустимые массовые выбросы (ПДВ_i)* вредных веществ в атмосферу из дымовых труб ($г/с$, $т/год$). При необходимости устанавливаются временно согласованные выбросы (ВСВ_i) и план-график природоохранных мероприятий по достижению ПДВ_i для действующих ТЭС;
- *нормативные удельные выбросы (НУВ_i)* для котлов.

Удельные выбросы вредных веществ в пересчете на избыток воздуха, равный 1,4, нормируются в нескольких размерностях:

- на единицу вводимой в топку тепловой энергии ($г/МДж$);
- на единицу условного топлива ($г/кг$ у. т.; $кг/т$ у. т.);
- на единицу объема дымовых газов при нормальных условиях ($мг/нм^3$).

Целью нормирования выбросов тепловых электрических станций является ограничение неблагоприятного воздействия ТЭС на воздушный бассейн. Нормированию подлежат выбросы загрязняющих веществ, содержащихся в дымовых газах: диоксида азота, оксида азота, диоксида се-

ры, золы твердых топлив, мазутной золы, оксида углерода, сажи и бенз(а)пирена. Кроме того, нормированию подлежат выбросы угольных частиц при перевалке топлива на складе и золошлаковых частиц при выемке сухой золы на действующих и отработанных золоотвалах.

2.1.1. Предельно допустимая концентрация

Предельно допустимой концентрацией называется такая концентрация вредного вещества в атмосферном воздухе на уровне дыхания человека, которая не оказывает на организм человека прямого или косвенного воздействия, не снижает его работоспособности, не влияет на его самочувствие или настроение.

Таблица 2.1

Характеристики вредных продуктов сгорания топлив

Вредные вещества	Класс опасности	ПДК _{м.р.} , мг/м ³	ПДК _{с.с.} , мг/м ³	Содержание в уходящих газах, С, мг/м ³	Токсичная кратность $\frac{C_i}{\text{ПДК}_{\text{с.с.}}}$
Бенз(а)пирен C ₂₀ H ₁₂	1	—	0,1 мкг/100 м ³	(1–140) мкг/м ³	10–1400
Пентаоксид ванадия V ₂ O ₅	1	—	0,002	30	15000
Летучая зола (при Са ≥ 35 %)	2	0,05	0,02	150–200	7500–10000
Диоксид азота NO ₂	2	0,2	0,04	В пересчете на NO ₂ 200–1200 5000–30000	
Монооксид азота NO	3	0,6	0,06		
Летучая зола	3	0,3	0,15	150–200	
Сернистый ангидрид SO ₂	3	0,5	0,05	2000–6000	4000–120000
Серный ангидрид SO ₃	3	0,3	0,1	100	1000
Сажа	3	0,15	0,05	1000	20000
Монооксид углерода CO	4	5	3	30–300	10–100

ПДК_і является основным критерием санитарно-гигиенической оценки качества атмосферного воздуха и устанавливается Министерством здравоохранения для всей территории России в расчете на наиболее ранимые группы населения, к которым относятся дети, люди пожилого возраста и ослабленные болезнью.

ПДК_i атмосферных загрязнений (см. табл. 2.1) устанавливаются для двух периодов усреднения концентраций:

- среднесуточная (ПДК_{с.с.}), которая является основной и служит для предотвращения хронического неблагоприятного действия (средневзвешенная за 24 ч);
- максимально разовая (ПДК_{м.р.}) для веществ, обладающих запахом или другим раздражающим действием, для оценки пиковых подъемов концентраций в течение 20...30 мин.

Для каждого из выбрасываемых в атмосферу вредных веществ должны соблюдаться санитарно-гигиенические требования:

$$C_i \leq \text{ПДК}_i \text{ или } C_i / \text{ПДК}_i \leq 1, \quad (2.1)$$

где C_i — приземная концентрация вредного вещества, мг/м³.

Если перечисленные выше вещества создают приземную концентрацию в зоне жилой застройки 0,05 ПДК и менее, то они нормируются только в тоннах в год. Для оценки загрязнения воздуха на территориях зон санитарной охраны (курорты, места массового отдыха населения, заповедники, национальные парки) используется величина 0,8 ПДК атмосферных загрязнений.

Для веществ, по которым установлены только среднесуточные предельно допустимые концентрации (ПДК_{с.с.}), максимально разовые предельно допустимые концентрации (ПДК_{м.р.}) определяются по следующему приближенному соотношению:

$$\text{ПДК}_{\text{м.р.}} \approx 10\text{ПДК}_{\text{с.с.}} \quad (2.2)$$

Совместное присутствие в атмосфере некоторых вредных веществ может усиливать их токсичность. Такие вещества называются веществами одностороннего действия. При одновременном содержании в атмосферном воздухе SO₂ и NO₂ должно соблюдаться следующее условие:

$$\frac{C_{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}} + \frac{C_{\text{NO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} \leq 1;$$

$$C_{\text{SO}_2} + \frac{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} C_{\text{NO}_2} \leq \text{ПДК}_{\text{SO}_2},$$

или

$$C_{\text{SO}_2} + 2,5C_{\text{NO}_2} \leq 0,5. \quad (2.3)$$

В табл. 2.1 представлены усредненные данные по содержанию вредных примесей C_i в уходящих газах паровых и водогрейных котлов. Приведенный там же параметр токсической кратности продуктов сго-

рания $C_i/\text{ПДК}_{с.с.i}$ показывает, во сколько раз необходимо разбавить уходящие газы, чтобы концентрация i -го вещества в атмосферном воздухе не превышала $\text{ПДК}_{с.с.}$.

При наличии других источников (предприятий) с подобными выбросами учитываются создаваемые ими фоновые концентрации $C_{ф.i}$. Допустимый вклад ТЭС в загрязнение атмосферного воздуха $C_{доп.}$ задается местными органами Госкомэкологии или определяется на основании расчетов рассеивания по литературе [14]:

$$C_{доп.i} = \text{ПДК}_{м.р.i} - C_{ф.i}, \quad (2.4)$$

где $\text{ПДК}_{м.р.i}$ – максимально-разовая допустимая приземная концентрация вещества в жилой застройке; $C_{ф.i}$ – фоновая концентрация на перспективу без учета выбросов ТЭС.

При вводе нового энергетического объекта рассчитывается максимальная приземная концентрация $C_{м.i}$ каждого вредного вещества. С учетом фона города $C_{ф.i}$ для каждого вредного вещества должно соблюдаться условие

$$C_{м.i} + C_{ф.i} \leq \text{ПДК}_{м.р.i}. \quad (2.5)$$

Формирование дымового факела происходит за счет турбулентной диффузии клубов газа в воздушных потоках в направлении ветра. На рис. 2.1 изображена образовавшаяся шлейф дымовых газов и его касание поверхности земли, а также приведен график изменения приземной (на высоте 1,5 м от поверхности земли) подфакельной концентрации выбрасываемых веществ.

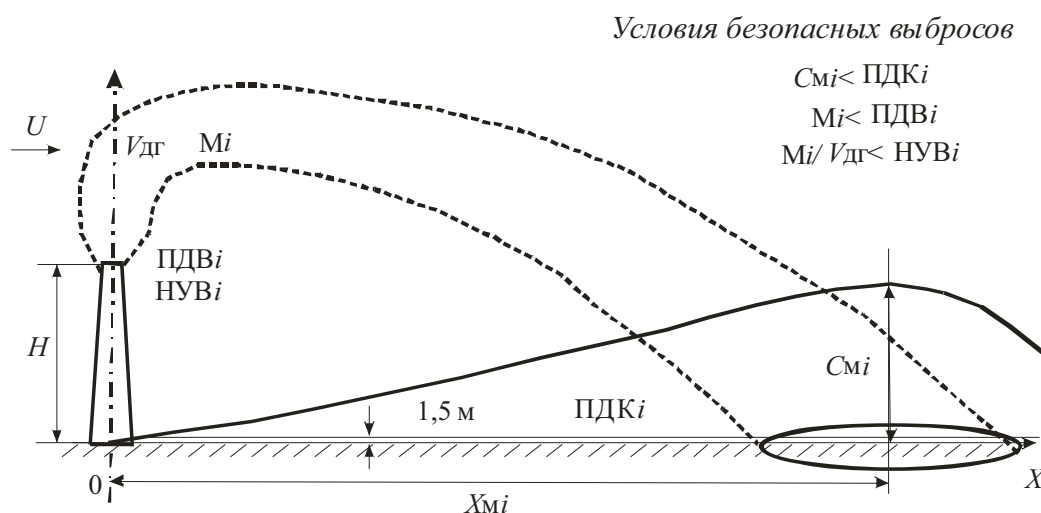


Рис. 2.1. График изменения концентрации вредного выброса с дымовыми газами в приземном слое атмосферы в зависимости от расстояния от дымовой трубы

Из графика видно, что приземная концентрация веществ возрастает от нуля у трубы до максимума $C_{m,i}$ на расстоянии $X_{m,i}$ (в области наибольшего выпадения веществ) и затем уменьшается. Методика расчета $C_{m,i}$ и $X_{m,i}$ приведена в пособии далее в разделе 2.8.

Достаточно часто ввод новых объектов может привести к превышению санитарных нормативов атмосферного загрязнения и нарушению соотношения (2.5). В этих случаях необходима реализация определенных природоохранных мероприятий, позволяющих снизить существующий токсичный фон C_{ϕ} . Это, в свою очередь, требует решить вопрос о том, на каких действующих и вновь вводимых источниках выбросов следует осуществить природоохранные мероприятия и какие именно.

Однако соблюдение ПДК, установленных на основе санитарно-гигиенических соображений, не исключает вредного воздействия выбросов ТЭС, что потребовало разработки системы ограничения абсолютных или удельных выбросов наиболее токсичных ингредиентов. Для этого были введены *нормы предельно допустимых выбросов*, которые позволяют более эффективно бороться с увеличением вредных выбросов и оценивать ответственность каждого предприятия за загрязнение атмосферы.

2.1.2. Предельно допустимые и временно согласованные выбросы

Предельно допустимый выброс ПДВ_{*i*} – это такой максимальный выброс вредных веществ каждым источником загрязнения атмосферы (г/с или т/год), который в сумме с выбросами остальных источников не приводит к превышению приземных концентраций данного вещества над значением ПДК_{*i*}.

Значение ПДВ для ТЭС и каждого отдельного источника выбросов разрабатывается в соответствии с «Отраслевой инструкцией по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных» РД 34.02.305–98 [34].

Критериями при определении ПДВ_{*i*} являются допустимый вклад ТЭС в загрязнение воздушного бассейна, санитарно-гигиенические нормативы качества атмосферного воздуха и технологические нормы выбросов.

Если ПДВ_{*i*} не может быть достигнут, разрабатывается комплекс мероприятий по снижению выбросов до уровня ПДВ_{*i*} и дается экспертная оценка затратам на их достижение.

Если по каким-либо причинам не удастся обеспечить ПДК_{*i*} вредного вещества в приземном слое, то вместо ПДВ_{*i*} устанавливается временно согласованный выброс (ВСВ_{*i*}).

Нормы ПДВ_i устанавливаются для любого существующего, строящегося, проектируемого, расширяемого или реконструируемого предприятия. Нормы ВСВ_i могут быть установлены только для действующих энергетических предприятий.

Предельно допустимые выбросы в атмосферу устанавливаются едиными на нормируемый период и пересматриваются не реже одного раза в пять лет. Нормы ПДВ могут остаться неизменными и на последующие годы, если мощность источников выбросов, технология энергопроизводства, режимы работы, вид и качество используемого топлива остаются неизменными. В том случае, если меняется состав оборудования, режим работы, качество используемого топлива установленные нормативы ПДВ по представлению ТЭС могут быть пересмотрены местными органами Госкомэкологии до истечения срока их действия. В отличие от норм ПДВ_i нормативы ВСВ_i устанавливаются на каждый год нормируемого периода. Они должны соответствовать наиболее полному и эффективному использованию установленного на ТЭС природоохранного оборудования, соблюдению технологии энергетического производства, снижению выброса загрязняющих веществ в соответствии с планом мероприятий по достижению ПДВ.

2.1.3. Нормативы удельных выбросов из котельных установок

ПДВ (ВСВ) являются средством текущего контроля за деятельностью ТЭС и никоим образом не отражают экологических характеристик энергетического оборудования. Поэтому наряду с нормированием приземных концентраций действуют нормативные документы, регламентирующие нормативы удельных выбросов (НУВ) вредных веществ в отходящих газах энергетических установок [1].

Как указывалось выше, НУВ_i приводятся в трех размерностях: концентрации в объеме дымовых газов, г/нм³ (в граммах вредного вещества в 1 м³ уходящих газов при $\alpha_{yx} = 1,4$ и нормальных условиях); в виде удельных выбросов НУВ_i, г/МДж (в граммах вредного вещества, отнесенных к 1 МДж тепла, выделившегося при сгорании топлива); в г/кг у.т. (в граммах на кг условного топлива).

В ГОСТ Р 50831–95 [31] предусмотрены два уровня нормативов, ограничивающих загрязнения атмосферы при строительстве новых и при техническом перевооружении и расширении действующих ТЭС на период, соответственно, до и после 2000 г. Величины допустимых удельных выбросов определены в зависимости от вида сжигаемого топлива, производительности котла и способа шлакоудаления. Значения НУВ летучей золы, диоксидов серы и азота приведены в Приложение табл. 1.

Таблица 2.2

*Национальные стандарты для ТЭС
по удельным выбросам загрязнителей (мг/м³)*

Загрязнитель	Япония	Германия	Франция	США	Россия (для вновь вводимых котлов)	
					до 2001 г.	с 2001 г.
Твердые частицы	50–300	50–150	50–100	40–125	100–500	50–250
Оксиды серы	550	400–2000	400–2000	740–1480	2000–3400	700–1400
Оксиды азота						
Уголь	205–980	200–1500	650–1300	605–980	320–700	300–640
Мазут	230	150	450	450	290	250
Газ	110	100	350	300	150	125

По сравнению с другими промышленно-развитыми государствами (табл. 2.2) стандарты по удельным выбросам загрязняющих веществ в России на новое оборудование, устанавливаемое на ТЭС с 1.01.2001 г. по ряду показателей ниже.

2.2. Снижение выбросов твердых частиц

При сжигании твердых топлив из минеральной части образуется шлак и летучая зола, уносимая из топок потоком дымовых газов. Масса выброса золовых частиц из топок котлов существенно зависит от расхода топлива, зольности, типа топочного устройства, влияющего на количество уносимой из топки золы и эффективности газоочистки.

Наибольшие выбросы летучей золы имеют место при пылеугольных камерных топках с твердым гранулированным шлакоудалением (при «холодной» воронке), при пылеприготовлении в шаровых барабанных тихоходных мельницах, где обеспечивается тонкий помол углей, или при пылеприготовлении в валковых и шаровых среднеходных мельницах. Немного меньше выброс летучей золы из топок при молотковых быстроходных мельницах или мельницах-вентиляторах, где происходит более грубый помол угля.

Для топок с жидким шлакоудалением выбросы летучей золы из топки в конвективную шахту и далее в дымовые трубы существенно меньше, чем при твердом шлакоудалении, поскольку в этом случае часть золы расплавляется в топке и оседает в шлаковую ванну.

Доля выноса твердых частиц из пылеугольных топок в зависимости от их типа может быть оценена коэффициентом уноса $\alpha_{\text{ун}}$ твердых частиц с дымовыми газами [32].

В топках с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС), получающих в настоящее время в мировой энергетике все большее применение в связи с проблемами экологии, выброс эоловых частиц в атмосферу в некоторых случаях не меньше, чем в пылеугольных топках традиционной конструкции, из-за добавки в слой известняка.

Кроме летучей золы в дымовых газах присутствуют твердые частицы несгоревшего в топке топлива (кокса).

Для уменьшения выброса твердых частиц в атмосферу на ТЭС применяется очистка дымовых газов в золоулавливающих установках.

Для золоулавливания имеют значение следующие параметры летучей золы:

- размер частиц (фракционный состав);
- удельный вес (плотность);
- физико-химический состав;
- удельное электрическое сопротивление.

Золоулавливание основано на выделении из потока дымовых газов твердых частиц под действием:

- гравитационных или инерционных сил;
- молекулярных сил сцепления частиц с пленкой воды или каплями;
- электростатических сил электрического поля;
- фильтрации через ткань или зернистый слой.

При выборе способа золоулавливания (сухой или мокрый) следует учитывать физико-химические свойства золы. При большой жесткости смывной воды (более 20 мг-экв/л), а также для топлив в золе которых содержится более 15–20 % оксида кальция или более 1 % свободной извести, применение мокрых золоуловителей (ЗУ) недопустимо.

2.2.1. Теоретические основы золоулавливания

Основным показателем эффективности работы золоуловителей является степень улавливания

$$\eta = \frac{M_{\text{вх}} - M_{\text{вых}}}{M_{\text{вх}}} = \frac{c_{\text{вх}} - c_{\text{вых}}}{c_{\text{вх}}}, \quad (2.6)$$

где η — степень улавливания частиц в золоуловителе; $M_{\text{вх}}$, $M_{\text{вых}}$ — масса частиц на входе в золоуловитель и выходе из него в единицу времени; $c_{\text{вх}}$, $c_{\text{вых}}$ — концентрация твердых частиц на входе в золоуловитель и выходе из него.

При проведении расчетов используется степень проскока (проскок) частиц ε , которая представляет собой отношение неуловленных частиц к массе частиц на входе. Тогда можно записать

$$\eta = \frac{M_{\text{вх}} - M_{\text{вых}}}{M_{\text{вх}}} = 1 - \frac{M_{\text{вых}}}{M_{\text{вх}}} = 1 - \varepsilon. \quad (2.7)$$

Эффективность золоулавливания в золоуловителях различного типа зависит от целого ряда факторов: скорости газов (u), скорости дрейфа (осаждения) частиц (v), поверхности осаждения (A), площади проходного сечения (f) и т. д. В теории золоулавливания [20, 28] эти факторы оцениваются параметром золоулавливания Π , который определяется по зависимости

$$\Pi = K\Phi, \quad (2.8)$$

где K – кинематический параметр $K = v/u$, Φ – параметр формы $\Phi = A/f$.

Приняв ряд допущений: отсутствие вторичного уноса уловленной золы, все частицы имеют одинаковую скорость дрейфа, распределение скоростей по сечению золоуловителя равномерное, выводим универсальное для всех типов золоуловителей соотношение

$$\varepsilon = \exp(-\Pi). \quad (2.9)$$

Эта зависимость справедлива для мелких частиц золы (менее 30 мкм), которые участвуют в турбулентных пульсациях потока газа. Чем больше параметр Π , тем меньше проскок ε и выше эффективность золоулавливания η .

В практических расчетах приходится учитывать реальные условия и вводить эмпирические поправки. Ниже приводятся эмпирические уравнения определения параметра Π для различных золоуловителей.

Частицы различных диаметров имеют разную скорость дрейфа, поэтому точные расчеты степени улавливания необходимо проводить для каждой фракции отдельно. Для усредненного диаметра каждой фракции подсчитывается скорость дрейфа v_i и по ней – фракционный проскок ε_i . Общий проскок золы определяется по формуле

$$\varepsilon = \sum_{i=1}^{i=n} \varepsilon_i \frac{\Phi_i}{100}, \quad (2.10)$$

где n – число фракций.

В зависимости от необходимой степени улавливания и свойств золы на ТЭС применяются следующие типы золоуловителей: инерцион-

ные, электрофилтры, тканевые рукавные филтры, роторные филтры, мокрые золоуловители и комбинированные золоулавливающие установки.

2.2.2. Инерционные золоуловители

Принцип действия циклонных золоуловителей (циклонов) иллюстрирует рис. 2.2.

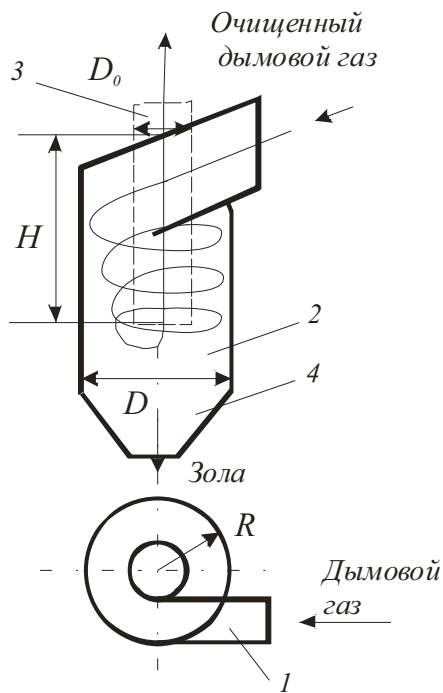
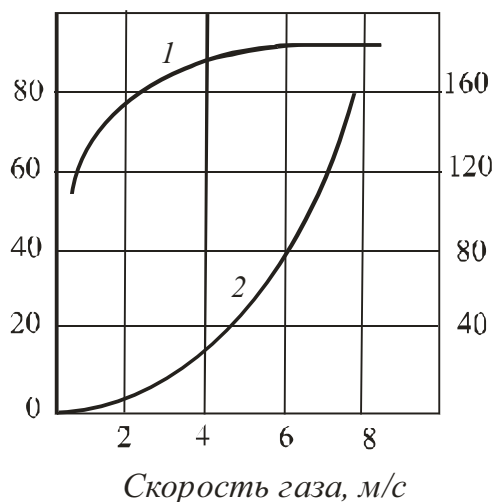


Рис. 2.2. Принципиальная схема циклона

Дымовой газ тангенциально входит через входной патрубок 1 в цилиндрический корпус 2, переходящий внизу в конус. Благодаря вращательному движению потока частицы пыли под действием центробежных сил отбрасываются к наружной стенке циклона, теряют скорость и под действием сил тяжести ссыпаются в конический золовой бункер 4 и затем удаляются. Освобожденный от большей части летучей золы поток газов, вращаясь, поворачивает вверх и удаляется через центральный патрубок 3 из корпуса золоуловителя.

Степень очистки, %	Потери давления, мм вод.ст.
--------------------	-----------------------------



На рис. 2.3 кривая 1 показывает зависимость степени очистки газов от скорости потока, кривая 2 — близкую к параболической зависимость потери давления потока от его скорости.

Параметр золоулавливания Π для циклона определяется [20, 28]:

Рис. 2.3. Степень очистки (кривая 1) и потеря давления (кривая 2) в зависимости от скорости газа в циклоне

$$\Pi = \frac{\tau_p u}{R} \frac{2\pi n}{1 - \bar{D}_0}, \quad (2.11)$$

где D_0 – относительный диаметр $\bar{D}_0 = D_0/D$; τ_p – время релаксации (осаждения) частиц

$$\tau_p = \frac{\rho_q d}{18\mu}, \quad (2.12)$$

где ρ_q – плотность частицы, кг/м³; d – диаметр частицы, м; μ – коэффициент динамической вязкости (при температуре газов 150 °С в среднем составляет $22 \cdot 10^{-6}$ Па·с).

Оптимальную скорость газов рекомендуется принимать 4–6 м/с.

С уменьшением диаметра циклона скорость потока возрастает, и степень очистки газов от летучей золы повышается. В связи с этим в энергетике нашли применение небольшие по диаметру циклоны, объединяемые в параллельные группы для обеспечения требуемого расхода газов через них. Они получили название батарейных, или мультициклонов (рис. 2.4).

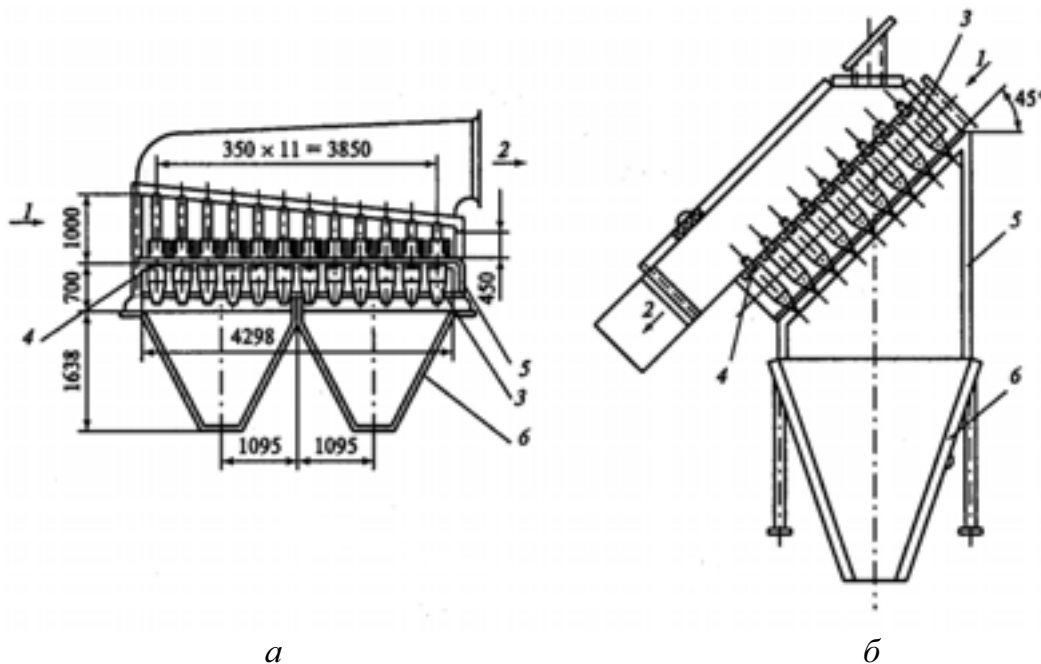


Рис. 2.4. Варианты расположения циклонных элементов в батарее:
 а – вертикальное, б – наклонное; 1 – вход неочищенных газов;
 2 – выход очищенных газов; 3 – элемент батарейного циклона; 4 – трубная доска;
 5 – корпус циклона; 6 – золовый бункер

Существует два варианта расположения циклонных элементов в батарее – вертикальное и наклонное. В настоящее время применяют циклонные элементы с тангенциальным подводом газов при внутреннем диаметре 230 мм.

Расчет степени улавливания батарейных циклонов проводится по эмпирической формуле, полученной из экспериментальных исследований циклонов. Параметр золоулавливания Π_i подсчитывается для каждой фракции в зависимости от диаметра частиц d_i :

$$\Pi_i = k \sqrt{\frac{u}{4,5}} \sqrt[3]{d_i^2}, \quad (2.13)$$

где k – коэффициент, учитывающий тип циклона: $k = 0,3$ для батарейных элементов типа розетки, $k = 0,5$ для циклонов с улиточным подводом газа к батарейным элементам. Оптимальная скорость газов принимается 4–6 м/с.

Батарейные циклоны обеспечивают улавливание до 94 % летучей золы, их используют на котлах производительностью до 170 т/ч [24]. На более мощных котлах их применяли лишь в качестве первой ступени золоулавливания в комбинации с электрофильтрами. Возрастающие требования к качеству очистки дымовых газов от летучей золы привели в дальнейшем к вытеснению из энергетики батарейных циклонов и к замене их на более совершенные золоулавливающие установки.

2.2.3. Электрофильтры

Преимуществом электрофильтров является способность улавливать тонкую золу с частицами 10 мкм и менее. Поэтому они особенно эффективны при приготовлении пыли в шаровых барабанных мельницах. Электрофильтры очищают газы до концентрации твердых частиц в дымовых газах за фильтром порядка 50 мг/м³. При грамотном проектировании, хорошем изготовлении и правильной эксплуатации с помощью электрофильтров может быть обеспечена очистка газов на 99,0–99,8 %.

Принцип действия электрофильтра (рис. 2.5) базируется на создании неравномерного электрического поля высокой напряженности и образовании коронного разряда в окрестности коронирующих электродов, расположенных в корпусе электрофильтра.

Вокруг электрода, имеющего профиль с острыми углами, при напряженности электрического поля около 1,5 МВ/м возникает интенсивная ионизация дымовых газов в узкой области, прилегающей к электро-

ду. Возникает коронный разряд, в результате которого из молекул дымовых газов выталкиваются отрицательно заряженные электроны и образуются положительно заряженные ионы дымовых газов. Электроны под действием сил электростатического поля движутся в направлении от коронирующих к осадительным электродам. Встречая на своем пути частицы золы, электроны поглощаются на них и передают им отрицательный заряд. Теперь отрицательно заряженные частицы под действием электростатических сил направляются к осадительным электродам и осаждаются на них. Под действием адгезивных сил частицы образуют слой на осадительном электроде. Через определенные промежутки времени с помощью ударного механизма происходит встряхивание электродов, и частички золы под действием сил тяжести падают в бункер.

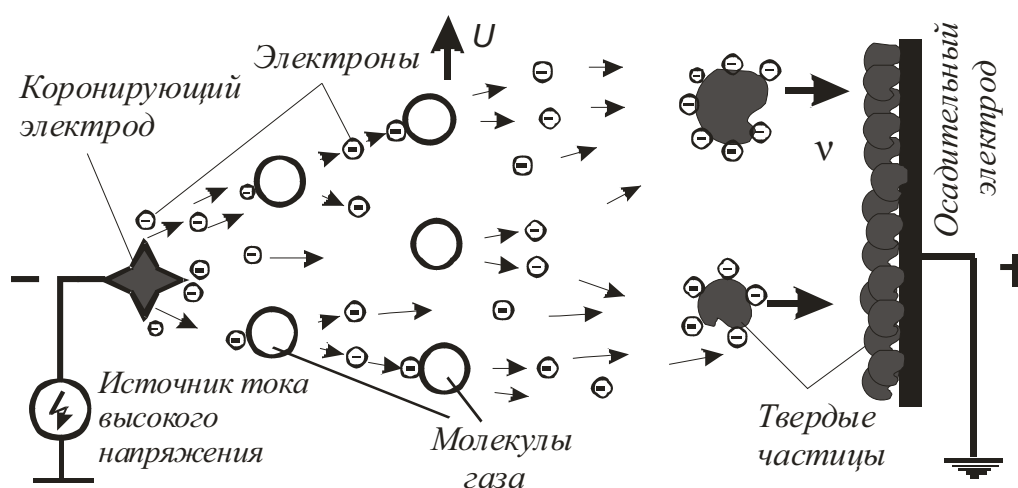


Рис. 2.5. Процесс ионизации газа и зарядки частиц в электрическом поле электрофилтра

Коронный разряд возникает при достижении определенной напряженности электрического поля, называемой критической. С увеличением напряженности выше критической ток короны возрастает, что приводит к увеличению скорости осаждения частиц и повышению эффективности улавливания золы. При дальнейшем росте напряженности электрического поля происходит пробой межэлектродного пространства искровым или дуговым электрическим зарядом, что недопустимо. Таким образом, для электрической очистки дымовых газов необходимо выполнение условия:

$$E_{кр} < E < E_{пр}, \quad (2.14)$$

где $E_{кр}$, $E_{пр}$ — критическая и пробойная напряженность электрического поля.

На рис. 2.6 представлен трехпольный электрофильтр серии ЭГА (электрофильтр горизонтальный модификации А), получивший наибольшее распространение в России.

Важнейшим, определяющим эффективность улавливания золы фактором является скорость движения газа по проходам между электродами. Чем дольше запыленный поток газов находится в электростатическом поле, тем больший заряд приобретают твердые частицы, тем выше их скорость осаждения. Это достигается за счет низких скоростей газа и длины электрофильтра. В зависимости от электрофизических свойств золы она рекомендуется от 0,8 до 1,6 м/с. Длина электрофильтра определяется количеством последовательно установленных друг за другом одинаковых электростатических полей. Столь низкая скорость газов и число полей обуславливают большие габаритные размеры установки.

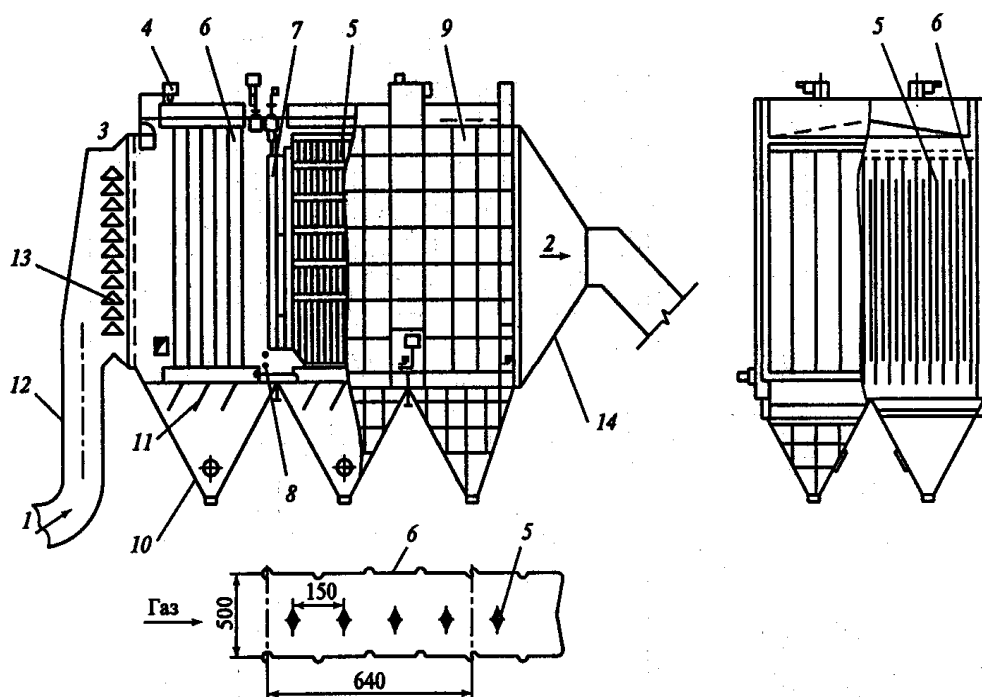


Рис. 2.6. Конструкция трехпольного двухсекционного электрофильтра типа ЭГА:

- 1 – вход дымовых газов; 2 – выход очищенных газов; 3 – газораспределительная решетка;
 4 – устройство подачи тока высокого напряжения; 5 – коронирующий электрод;
 6 – осадительный электрод; 7 – встряхивающий механизм коронирующих электродов;
 8 – встряхивающий электрод осадительных электродов; 9 – корпус; 10 – бункер;
 11 – перегородки для уменьшения перетока газа через бункер; 12 – подъёмная шахта;
 13 – газораспределительные объёмные элементы; 14 – конфузорный отвод дымовых газов

Дымовые газы после распределительной решетки попадают в коридоры, образованные вертикально висящими широкополосными осадительными электродами. Между осадительными электродами расположены коронирующие электроды. Осадительные и коронирующие электроды объединены по ходу движения газов в поля. В зависимости от требуемой степени очистки газов и электрофизических свойств золы число полей может составлять от трех до восьми. Осадительные электроды набираются из стандартных элементов шириной 640 мм. Количество элементов может изменяться от четырех до шести, а высота электродов составляет 6; 7,5; 9; 12 или 15 м. Осадительные электроды заземляются. Коронирующие электроды устанавливаются между осадительными электродами с шагом 325 мм и крепятся к рамам, подвешенным к опорно-проходным изоляторам.

Для получения наивысшей напряженности электрического поля коронирующие электроды должны иметь заостренную форму. Ранее применяли проволоку малого диаметра (3–5 мм) круглого или штыкового профиля. В настоящее время применяют коронирующие электроды с фиксированными точками разряда – ленточно-игольчатые в виде узких полос с выштампованными иголками. На концах иголок достигается наивысшая напряженность электрического поля. Подвод электрического тока (заряда) высокого напряжения к коронирующим электродам электрофильтров (60–80 кВ) осуществляется агрегатами питания.

Агрегат питания состоит из регулятора напряжения, повышающего трансформатора и выпрямителя. Для обеспечения оптимального режима питания напряжение на электродах следует поддерживать на максимально высоком уровне, но ниже пробивного.

В обозначении электрофильтра горизонтального модификации А (например, ЭГА 2-88-12-6-4) указываются следующие основные характеристики: количество параллельных секций – 2; количество газовых проходов между осадительными электродами – 88; высота электродов – 12 м; количество элементов в осадительном электроде – 6; число полей – 4. Типоразмерный ряд электрофильтров включает 161 аппарат с числом полей от 3 до 8 и производительностью до 1,3 млн м³/ч (при скорости очищаемого газа 1 м/с).

Технические характеристики современных электрофильтров приведены в Приложении (табл. 5).

Эффективность работы электрофильтра, согласно теории золоулавливания [28], оценивается параметром золоулавливания П. На основании обобщения данных испытаний отечественных электрофильтров

было получено полуэмпирическое выражение для определения параметра золоулавливания при равномерном поле скоростей:

$$\Pi_p = 0,2 K_{\text{ун}} \sqrt{\frac{v}{u}} \frac{n L_n}{t}, \quad (2.15)$$

где $K_{\text{ун}}$ – коэффициент вторичного уноса; v – скорость движения частиц к поверхности осаждения (скорость дрейфа), м/с; u – средняя скорость движения потока газов, м/с; n – число полей; L_n – длина одного поля, м; t – расстояние между осадительными и коронирующими электродами, м. Коэффициент вторичного уноса определяется по выражению

$$K_{\text{ун}} = K_{\text{н}} K_{\text{эл}} K_{\text{вс}} [1 - 0,25(u - 1)], \quad (2.16)$$

где $K_{\text{н}} = 7,5/H$ – коэффициент, который учитывает уменьшение вторичного уноса при увеличении высоты электрода H более 7,5 метров; $K_{\text{вс}}$ – коэффициент, учитывающий режим встряхивания. При периодическом встряхивании для трехпольного электрофилтра $K_{\text{вс}} = 1,3$, а для четырехпольного $K_{\text{вс}} = 1,7$; $K_{\text{эл}}$ – коэффициент, учитывающий тип коронирующих электродов. Для современных электродов с фиксированными точками $K_{\text{эл}} = 1$.

Основное влияние на степень золоулавливания в электрофилтре оказывает скорость дрейфа (скорость осаждения) v .

Для упрощения расчетов скорости дрейфа для частиц определенного диаметра d применяется эффективная напряженность электрического поля $E_{\text{эф}}$, которая определяется по выражению

$$E_{\text{эф}} = K_{\text{ок}} E. \quad (2.17)$$

В этой формуле средняя напряженность электрического поля E и коэффициент обратной короны $K_{\text{ок}}$ зависят от электрофизических свойств золы и могут быть количественно оценены критерием ВТИ:

$$K_{\text{ф}} = \frac{(Al_2O_3 + Si_2O_3) A^r}{(W^r + 9H^r) S^r}, \quad (2.18)$$

где Al_2O_3 и Si_2O_3 – содержание этих соединений в золе, %; A^r , W^r , H^r , S^r – состав топлива на рабочую массу, %.

Значения E и $K_{\text{ок}}$ приведены в табл. 2.3. Для зол топлив, у которых $K_{\text{ф}} > 100$, резко снижены E и $K_{\text{ок}}$, а следовательно, и скорость дрейфа значительно ниже.

Под средней напряженностью поля будем понимать

$$E = U / t, \quad (2.19)$$

где U – напряжение, подведенное к электрофильтру, кВ; t – расстояние между осадительным и коронирующим электродами, м.

Тогда скорость дрейфа частицы диаметром d_i можно определить по формуле

$$v_i = 0,25(K_{ок} E)^2 d_i. \quad (2.20)$$

Для упрощения расчетов расщепку золы можно характеризовать средним медианным диаметром d_{50} , и тогда для определения скорости дрейфа используется формула

$$v_i = 0,25(K_{ок} E)^2 d_{50}. \quad (2.21)$$

Таблица 2.3

*Среднее значение напряженности электрического поля E
и коэффициент обратной короны $K_{ок}$
для золы некоторых топлив России*

Месторождение и марка топлива	E , кВ/м	$K_{ок}$
Кузнецкий Т	240	0,62
Экибастузский СС	240	0,83
Подмосковный Б	245	1,0
Донецкий АШ, ГСШ	250	1,0
Канско-Ачинский Б	280	1,0

Для электрофильтра параметр золоулавливания и, следовательно, степень золоулавливания возрастают с увеличением эффективной скорости дрейфа частиц v , числа полей у электрофильтра n и длины каждого поля L_n , а уменьшаются с ростом скорости дымовых газов u и расстояния t между коронирующими и осадительными электродами.

Формула (2.15) выведена для работы электрофильтра в идеальном случае, когда отсутствует вторичный унос, обеспечивается равномерный поток газов, нет движения запыленного потока через неактивные зоны электрофильтра и т. д. За счет этого фактическая эффективность золоулавливания электрофильтра ниже. В расчетах указанные факторы учитываются при помощи коэффициентов, методика определения которых изложена в литературе [28].

Скорость дрейфа в электрофильтре сильно зависит от удельного электрического сопротивления золы ρ . В области $\rho = 10^8 - 10^9$ Ом·м происходит резкое падение скорости дрейфа за счет образования «обратной короны». Сущность этого явления заключается в том, что на слое золы с высоким удельным электрическим сопротивлением, осевшим на осадительном электроде, происходит большое падение напряжения, что уменьшает разность потенциалов в газовом пространстве и снижает скорость осаждения частиц. Кроме того, в слое золы происходит пробой пористого слоя, в результате которого образуется тонкий канал, заполненный положительными ионами. В межэлектродное пространство выбрасываются положительно заряженные ионы (возникает обратный коронный разряд), которые нейтрализуют отрицательно заряженные частицы золы и эффективность улавливания резко падает.

Как видно на рис. 2.7, а, наибольшее удельное электрическое сопротивление лежит в диапазоне температур 140–160 °С. Кроме того, чем меньше содержание серы в топливе, тем выше удельное электрическое сопротивление золы.

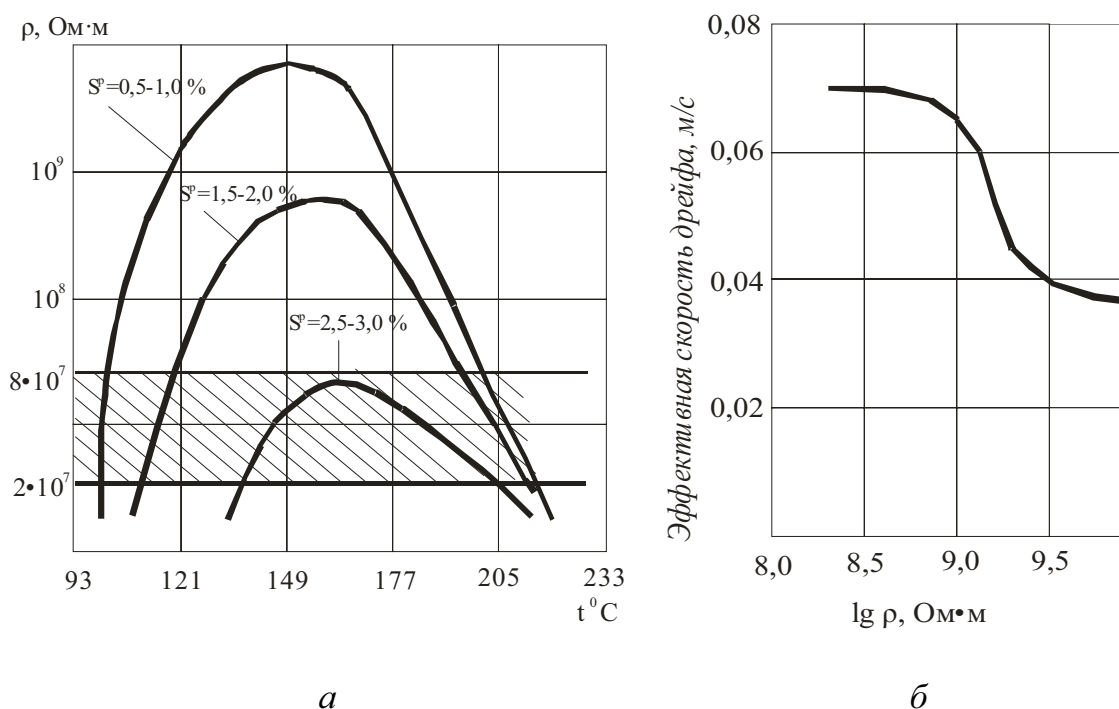


Рис. 2.7. Влияние свойств пылеугольного потока на работу электрофильтра:

а — зависимость электрического сопротивления золы от температуры и концентрации в топливе серы S^p ; б — зависимость эффективной скорости дрейфа от логарифма удельного электрического сопротивления

На рис. 2.7, б показано, что при увеличении логарифма удельного электрического сопротивления от 9 до 10, скорость дрейфа частиц падает более чем в два раза.

Удельное электрическое сопротивление зависит от температуры, влажности и химического состава дымовых газов.

В табл. 2.4 приведены температуры дымовых газов некоторых топлив оптимальные для электроочистки в сравнении с допустимыми температурами.

Таблица 2.4

Значения температуры дымовых газов необходимой по условиям эффективной электроочистки

Угли	Температура уходящих дымовых газов, °С	
	Проектируемая при производстве котлов	Необходимая по условиям эффективной очистки
Экибастузские	135–170	95–100
Кузнецкие	130–160	105–110
Подмосковный	170–180	150–155

Для эффективной электрической очистки дымовых газов, имеющих неблагоприятные электрофизические свойства (например, при сжигании экибастузских и некоторых марок кузнецких углей), необходимо предусматривать специальные мероприятия для снижения интенсивности или предотвращения образования обратной короны. К таким мероприятиям можно отнести кондиционирование дымовых газов.

Химический метод кондиционирования

Он заключается в изменении электрофизических свойств золы при добавлении в газ химических веществ или водяного пара, адсорбирующихся на поверхности частиц золы и увеличивающих их поверхностную проводимость.

В качестве кондиционирующих добавок применяются триоксид серы, водяной пар, аммиак и другие соединения. Заметный рост эффективности наблюдается при добавлении триоксида серы в количестве 20 миллионных долей по объёму газа.

Термический метод кондиционирования

Электрическое сопротивление золы определяется как её поверхностной проводимостью, так и объёмной. При низкой температуре УЭС золы определяется поверхностной проводимостью, обусловленной адсорбцией из дымовых газов поверхностью золы влаги и различных химических веществ в первую очередь сернистого ангидрида.

При высоких температурах газов УЭС определяется объёмной проводимостью, обусловленной механизмом ионной проводимости, при которой главным переносчиком зарядов являются ионы щелочных металлов.

Температурно-влажностное кондиционирование

В данном методе используются преимущества влажностного и температурного кондиционирования дымовых газов при их оптимальном сочетании. Так для экибастузских углей при снижении температуры газов до 99 °С и увеличении влажности газа на 8 г/м³ УЭС золы снижается в 70 раз, а при температуре 82 °С увлажнении на 22 г/м³ УЭС уменьшается на 2–3 порядка. Этот метод особенно привлекателен при реконструкции и перевооружении угольных ТЭС. На Омской ТЭЦ-5, работающей на экибастузских углях, удачной оказалась разработанная ВТИ комбинированная двухступенчатая система золоулавливания, состоящая из скрубберов и электрофильтров с общей эффективностью золоулавливания 98,5–99,0 %. Скруббер предназначен не только для золоулавливания, но и температурно-влажностного кондиционирования.

Наиболее простой и дешевый способ кондиционирования, не требующий дополнительного оборудования — испарение влаги в газоходе перед электрофильтром. Этот способ приемлем в основном при сжигании в котлах средне- и малозольных углей, когда в электрофильтре отсутствует проблема запыления коронного разряда из-за чрезмерной запыленности очищаемого газа. На Каширской ГРЭС на блоках 300 МВт применена система охладительного испарения химстоков в газоходах.

Метод импульсного питания

Одним из способов борьбы с обратной короной может быть импульсное напряжение для питания электрофильтров, что при постоянном токе позволяет увеличивать эффективное напряжение и удельный заряд твердых частиц. Это позволяет увеличивать скорость дрейфа частиц на осадительные электроды и повысить эффективность улавливания в 1,5–1,6 раза. При этом возрастает и потребляемая электрофильтром мощность.

Метод питания электрофильтра знакопеременным напряжением

Повысить эффективности дымовых газов в электрофильтрах можно путем применения новых режимов электропитания. При знакопеременном питании (ЗПП) высокое напряжение чередующейся полярности подается на коронирующие электроды. Полярность электрического напряжения меняется каждый раз, когда напряженность в слое приближается к пробивному значению. После переключения полярности слой на электроде перезаряжается, заряд частиц в межэлектродном пространстве также меняет свой знак и сила, действующая на частицы, по-прежнему оказывается направленной к осадительному электроду. В этом случае не происходит накопления зарядов на слое оседающей золы, предотвращается рост электросопротивления слоя и развитие обратной короны. Кроме того, существенно улучшаются условия встряхивания осадительных электродов от уловленной пыли, увеличивается период между встряхиваниями и повышается надежность работы механической части. Ресурс работы осадительных электродов и механизмов встряхивания возрастает до 10–12 лет, т. е. в два раза меньше по сравнению с униполярным питанием. Необходимая для эффективной очистки температура очищаемых газов должна быть в пределах 135–145 °С. Условная скорость дрейфа частиц возрастает в 1,2–1,3 раза.

Метод предварительной ионизации

Одним из перспективных способов улавливания высокоомной золы является предварительная её зарядка. Устройство состоит из параллельных групп электродов, через которые проходит газовый поток. Высокое напряжение низкой частоты подается на противоположные по заряду группы электродов. При этом напряженность электрического поля примерно в 10 раз превышает таковую в традиционном электрофильтре. Скорость зарядки очень высокая, что позволяет установить рассматриваемое устройство, например, на входе электрофильтра и использовать его при скорости газа выше 10 м/с.

2.2.4. Рукавные тканевые фильтры

В рукавных фильтрах фильтрация осуществляется через гибкую ткань, изготавливаемую из тонких нитей диаметром 100–300 мкм. Фильтры благодаря цилиндрической форме получили название рукавных. С помощью тканевых фильтров можно достичь высокой степени улавливания пыли до 99,9 %. Их использование связано с рядом условий. Скорость газового потока через ткань должна быть очень низкой – порядка 0,01–0,02 м/с. Даже при таких скоростях гидравлическое сопро-

тивление оказывается высоким (около 0,5–1,5 кПа). Наибольшую трудность при эксплуатации представляет удаление осевшей на ткани золы. Для этого применяется механическое встряхивание либо продувка воздухом в обратном направлении, причем на это время очищаемая секция, как правило, должна отключаться от газового потока шиберами.

Материал фильтра должен быть стойким к повышенной температуре, влажности и влиянию химических соединений. В качестве материала фильтров для работы при температуре газов до 130 °С нашли применение шерсть или шерстяной войлок, при температуре около 260 °С используется стекловолокно и стекловолокно с графитом, применяется также оксалин (до 250 °С). Длительность работы ткани составляет 1–3 года.

Тканевые фильтры и электрофильтры требуют приблизительно одинаковых капитальных и эксплуатационных затрат, но в отличие от электрофильтров, тканевые электрофильтры проще в эксплуатации и более эффективны [24].

Использование тканевых фильтров позволяет довести степень очистки дымовых газов до 99,9 % и снизить содержание золовых частиц в уходящих газах котлов ТЭС до 35–50 мг/м³, что соответствует показателям экологически безопасных ТЭС.

На рис. 2.8 представлен кассетный импульсный рукавный фильтр ФКИ-8000, предназначенный для энергоблоков ТЭС. Производительность фильтра по газу составляет 570 тыс. м³/ч, поверхность фильтрования 7840 м², скорость фильтрования 1,25 м/мин, эффективность золоулавливания 99,5 %.

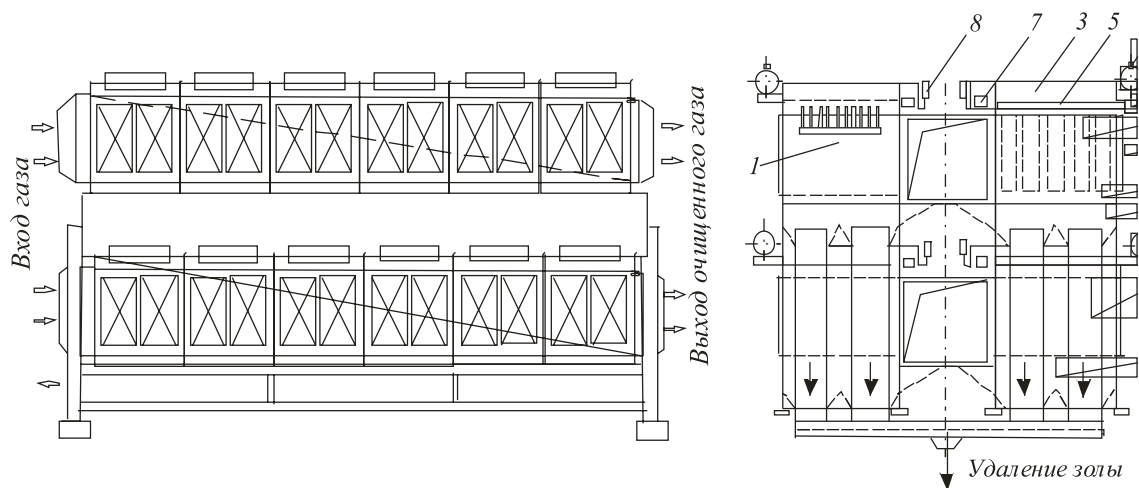


Рис. 2.8. Фильтр кассетный импульсный:

- 1 – корпус; 2 – камера запыленного газа; 3 – камера очищенного газа; 4 – кассета фильтровальная; 5 – импульсная труба; 6 – ресивер; 7 – поворотная заслонка; 8 – пневмоцилиндр; 9 – дверь монтажного проема; 10 – бункерное устройство; 11 – стояк сброса золы; 12 – клапан электропневматический*

Дымовые газы проходят внутрь рукавов, осаждение частиц пыли осуществляется на наружной поверхности стенки рукава. При регенерации одна из камер с помощью клапана отключается от подачи дымовых газов и прилипшие к ткани слои пыли удаляются с помощью струи сжатого воздуха, направляемой против движения процесса фильтрации. Избыточное давление воздуха не превышает 10^4 Па. Такая регенерация является щадящей, при этом срок эксплуатации рукавов достигает 16 тыс. ч. Ресурс фильтрующей ткани определяется появлением дефектов в ткани либо ростом ее сопротивления из-за склеивания пор. Рукава обычно имеют следующие размеры: диаметр 300 мм, длину 10 м. Площадь фильтрации одного рукава составляет 10 м^2 .

Для одного котла блока 800 МВт требуются четыре рукавных 10-ти касетных ФКИ-8000 либо фильтр ФРО-32500 (технические характеристики этих фильтров приведены в Приложении табл. 7).

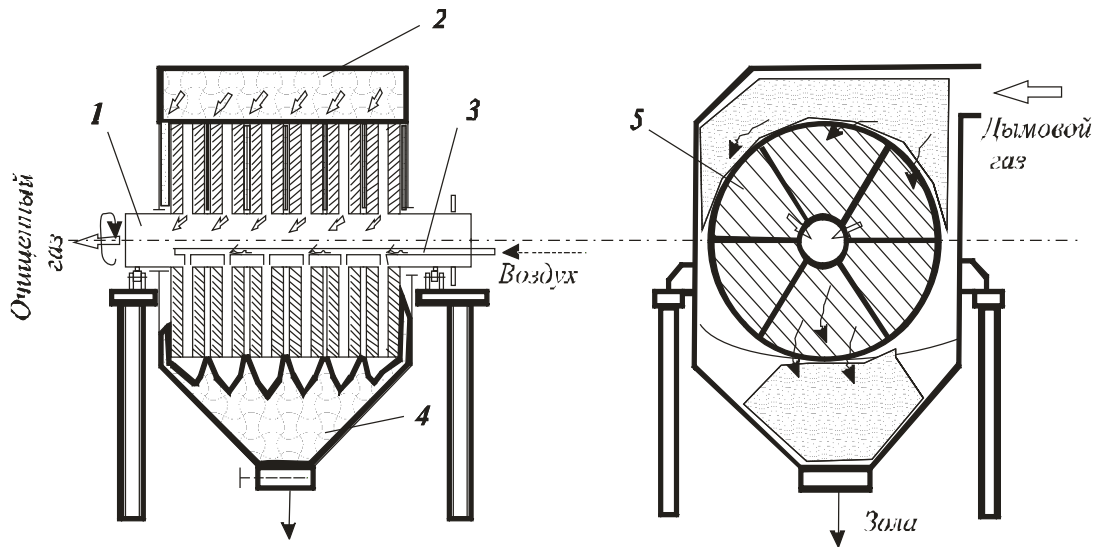
Исследования, выполненные на опытно-промышленном рукавном фильтре, установленном на Красноярской ТЭЦ-2, при сжигании ирша-бородинского угля, в золе которого содержится 35 % оксида кальция, показали, что при движении газов через слой золы, осевшей на фильтровальной ткани, содержание оксида серы в уходящих газах снижается на 20–30 %.

2.2.5. Роторные фильтры

Роторный зернистый фильтр предназначен для очистки газов, имеющих температуру до $300 \text{ }^\circ\text{C}$ от неслипаемой и слабослипаемой пыли.

Фильтр роторный *зернистый* (рис. 2.9) состоит из неподвижного корпуса 2 с расположенным в верхней части входным патрубком.

В нижней части вдоль корпуса имеется отверстие (проем) для выхода золы и установки бункеров сбора золы 4. В корпусе помещен вращающийся ротор 1 на наружных подшипниковых опорах с укрепленными на нем фильтрующими элементами. Ротор по длине имеет двойной цилиндрический каркас с полым пространством между внутренним цилиндрическим каркасом и валом ротора. На этот каркас установлены кассеты с фильтрующим материалом 5. В качестве фильтрующего материала применяются специальные стекло-шарики диаметром 3–4 мм, магнитное стекло, феррогранулы, феррокорунд, граншлаки. По сечению ротор разделен на 12 секторов. В каждом секторе установлены четыре фильтрующие кассеты, укрепленные в отверстиях на цилиндрической поверхности полого ротора.



*Рис. 2.9. Роторный зернистый фильтр:
 1 – полый ротор; 2 – корпус; 3 – импульсная камера;
 4 – золовый бункер; 5 – кассета с фильтрующим слоем*

Кассета зернистая состоит из объемного каркаса, выполнена из металлических решеток, между которыми засыпается зернистый материал крупностью 2–3 мм. При вращении ротора зернистый материал имеет возможность пересыпаться за счет полости в кассете, что исключает связывание пыли в монолит и способствует эффективности регенерации. Ротор связан с электроприводом с регулируемым числом оборотов. На концах ротора по торцам с обеих сторон укреплены два секционных коллектора с выходными патрубками очищенного газа. Конструкция фильтра исключает попадание пыли в коллектор очищенного газа при любом положении в пространстве фильтрующих элементов. Фильтр не требует затрат ручного труда на его эксплуатацию. Для обеспечения нормальной эксплуатации фильтр подвергается постоянной регенерации (очистке) фильтрующего материала, без остановки вращения ротора, с помощью импульсной продувки сжатого воздуха 3 или импульсного взрыва газозадушной смеси. Система регенерации включается автоматически при достижении нижнего положения фильтрующих кассет над золовым бункером и при повышении гидравлического сопротивления выше 150 мм вод. ст. Скорость вращения фильтра – (3,5; 6,8; 13,5) ч⁻¹ поддерживается автоматически в зависимости от гидравлического сопротивления фильтра. Вследствие регенерации сопротивление фильтра может снижаться, в этом случае уменьшается и скорость вращения. Каждый сектор ротора с кассетами за один оборот подвергается регенерации в нижнем положении. При прохождении запыленного газа через фильтрующий зернистый материал пыль оседает

снаружи кассеты, а газ проходит через фильтрующий материал (зерно), попадая во внутренний полый ротор, направляясь к торцевым выходным патрубкам. Оттуда очищенный от грубых фракций газ поступает к фильтру роторному волокнистому второй степени.

Достаточная пылеемкость фильтрующих элементов позволяет фильтру функционировать продолжительное время после отключения системы регенерации. Высокая теплоемкость ротора делает фильтр практически нечувствительным к резким скачкам температуры очищаемого газа, вызванным изменениями технологических режимов основного оборудования. Модульный принцип конструирования дает возможность совершенствовать технологию изготовления фильтра.

Необходимая степень очистки обеспечивается подбором наполнителя, конструкцией кассет и удельной газовой нагрузкой. Предлагаемый фильтр прост в изготовлении, не требует дорогостоящих материалов и специальной подготовки газа (охлаждение, осушение и т. п.), может эксплуатироваться при максимальных концентрациях пыли в очищаемом газе. При незначительной начальной запыленности дымовых газов 5–15 г/м³ и отсутствии требований глубокой очистки роторные зернистые фильтры могут применяться в качестве одной степени со степенью очистки до 95 % с достижением конечной запыленности до 150 мг/м³. При высоких экологических требованиях эти фильтры могут применяться в качестве первой степени золоулавливания.

Фильтр производительностью до 300 тыс. м³/ч. По газу разработан в нескольких вариантах.

Фильтр роторный *волокнистый* (рукавный) служит в качестве второй степени пылеочистки для тонкой очистки газов. Техническая характеристика одной из модификаций роторного зернистого фильтра представлена в Приложении табл. 8.

По конструкции и принципу действия роторный волокнистый фильтр аналогичен роторному зернистому фильтру, но вместо кассет с зернистым наполнителем устанавливаются жесткие проволочные каркасы «патронного типа» диаметром 150–200 мм, ввинчивающиеся в специальные гнезда на роторе (коллекторе очищенного газа). На проволочные каркасы надеваются фильтры (рукава) из специального волокнистого материала. Таким образом, получается вращающийся рукавный фильтр, обеспечивающий вместе с предочисткой степень очистки до 99,9 %. Высокая пылеемкость позволяет фильтру нормально функционировать при значительных колебаниях технологических параметров загрязненных газов, т. е. при повышении начальной кон-

центрации пыли, температуры газового потока и др. Регенерация фильтра происходит так же, как для роторного зернистого фильтра.

При сжигании углей, в золах которых высокое содержание оксида кальция (в золе березовского угля $\text{CaO} = 50\%$), в рукавном фильтре будет связываться 25–30 % SO_2 , что обеспечит требуемое снижение выбросов оксидов серы. Дополнительно снизить концентрацию диоксида серы в уходящих газах можно, осуществив подачу на вход в тканевый фильтр сухого тонкодисперсного реагента – извести.

2.2.6. Мокрые золоуловители с трубами Вентури

Если принять за 100 % суммарный объем дымовых газов в теплоэнергетике, то согласно приближенной оценке на долю электрофильтров приходится 45 %, мокрых золоуловителей – 45 % и сухих инерционных аппаратов – 10 % очищаемых газов.

Для мокрых золоуловителей (МЗУ) разработаны типоразмерные ряды. На котлах производительностью до 640 т/ч пара в отечественной энергетике используется около 4000 таких установок.

Большую роль в эффективности работы МЗУ имеет фракционный состав золы. Улавливание крупных фракций достаточно эффективно идет на орошающей стенке центробежных скрубберов (ЦС). Улавливание более мелких фракций можно осуществить на орошаемых прутковых решетках, установленных перед скрубберами в мокрых прутковых золоуловителях (МП), на каплях жидкости в коагуляторах Вентури, установленных перед скрубберами (МС, МВ).

ЦС имеют низкую эффективность и на крупных котлах устанавливаются перед электрофильтрами в качестве первой ступени золоулавливания, а также при работе на высокоомных золах для увлажнения дымовых газов, что повышает эффективность и надежность электроочистки. Такие схемы газоочистки дымовых газов от твердых частиц применяются на котлах, сжигающих экибастузские угли (Экибастузские ГРЭС, Омская ТЭЦ-5 и т. д.).

Золоуловители типа МП, МВ, МС при умеренном охлаждении дымовых газов до 80–90 °С и аэродинамическом сопротивлении 1000–1400 Па имеют эффективность до 96 %. В современных условиях такая эффективность не удовлетворяет экологическим требованиям. МЗУ типа МП на проектируемых ТЭС не применяются, а на действующих ТЭС они заменяются более эффективными.

На рис. 2.10 представлены наиболее встречающиеся на ТЭС мокрые золоуловители МС с горизонтальным коагулятором Вентури (КВ) и МВ с вертикальным КВ.

Дымовые газы, двигаясь по КВ, ускоряются в конфузурной части и достигают скорости в горловине 50–70 м/с. В конфузурной части установлены форсунки, через которые разбрызгивается вода. Поскольку в этой части КВ скорость частиц больше скорости газа, частицы налипают на капли и влетают внутрь капли, образуя крупные фракции. В диффузорной части скорость газов и неуправляемых частиц падает и становится ниже скорости капель. За счет разности скоростей коагуляция продолжается.

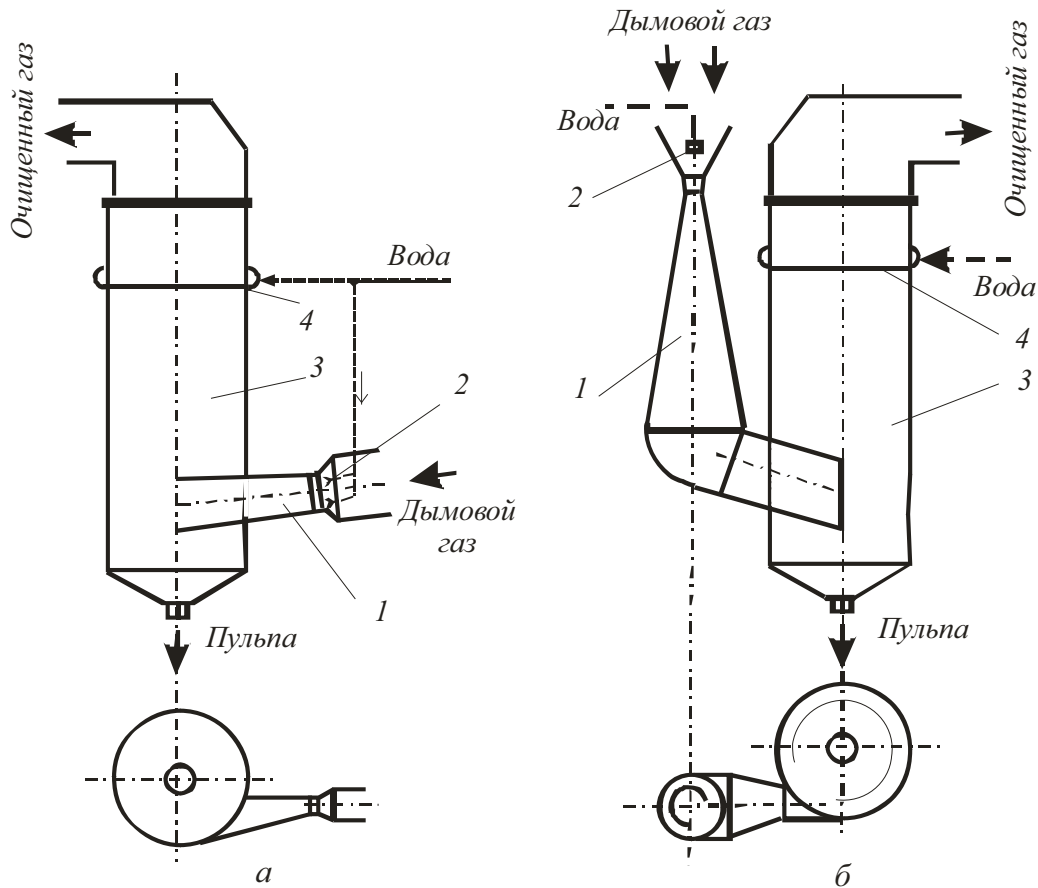


Рис. 2.10. Центробежные скрубберы с коагуляторами Вентури (КВ)

а) МС с горизонтальной КВ; б) МВ с вертикальной КВ:

1 – коагулятор Вентури; 2 – форсунка для орошения КВ; 3 – скруббер-каплеуловитель;
4 – пояс орошения каплеуловителя

Далее поток газа с фракциями тангенциально вводится в каплеуловитель. Входной патрубок устанавливается под уклоном вниз, и часть фракций сразу попадает в бункер. Остальная часть под действием центробежных сил отбрасывается к стенкам, с которых смывается водой при помощи сопел пояса орошения. Образовавшаяся пульпа (смесь золы и воды) стекает по стенкам скруббера в бункер и через выпускное

устройство поступает в систему гидрозолоудаления. Очищенные дымовые газы поднимаются вверх, проходят через влагоулавливающее устройство и удаляются из золоуловителя.

Наиболее значимыми факторами в определении эффективности золоулавливания в мокрых золоуловителях являются удельный расход орошающей жидкости и скорость газа в горловине КВ. Определяющий проскок золы параметр можно рассчитать по приближенной формуле

$$\Pi = \sqrt{g_{\text{ж}} u_{\text{г}}}, \quad (2.22)$$

где $g_{\text{ж}}$ — удельный расход орошающей жидкости, л/м³; $u_{\text{г}}$ — скорость газа в горловине, м/с.

В этих аппаратах процесс улавливания твердых частиц идет в два этапа: коагуляция частиц на капли в КВ с образованием крупных фракций и удаление фракций в скруббере под действием центробежных сил. Если сравнить эффективность улавливания КВ и каплеуловителя по отдельности, то окажется, что осаждение крупных частиц в каплеуловителе идет более эффективно. Поэтому основные усилия должны быть направлены на повышение эффективности процесса коагуляции, например, путем изменения траектории движения частиц или капель. При этом вероятность столкновения капель и частиц возрастает.

Технически это возможно осуществить за счет установки центробежных форсунок или расположением форсунок навстречу потоку газа.

Предложено несколько вариантов установки резонаторов для аэроакустического воздействия на поток дымовых газов в трубе Вентури (Беловская ГРЭС, Ново-Кемеровская ГРЭС, Южно-Кузбасская ГРЭС и др.). Вводимый в диффузор поток нагретого возмущенного в резонаторе воздуха меняет траекторию движения частиц, заставляя их колебаться. После модернизации эффективность золоуловителей повысилась до 99,0–99,3 %. Однако возникают эксплуатационные трудности: забивание золой форсунок, значительный шум и вибрация по месту установки резонаторов.

Разработаны новые модификации установок с трубами Вентури — интенсивного орошения (МВ-ИРО) и многозаходные каплеуловители (ММК).

Увеличение расхода орошающей воды в трубе Вентури установки МВ-ИРО до 0,35–0,54 л/м³ повышает эффективность золоулавливания до 91 %. Это приводит к значительному понижению температуры дымовых газов. Поэтому для подогрева охлажденных газов к ним добавляются нагретый в воздухоподогревателях котлов воздух, что приводит к перерасходу топлива на 1–1,2 %.

В многозаходных каплеуловителях (ММК) на один каплеуловитель устанавливается от двух до шести одинаковых КВ. Эффективность золоулавливания до 98,9 % идет за счет улучшения коагуляции в трубах Вентури и аэродинамики входящего в каплеуловитель потока газа. В четырехзаходных ММК в центре каплеуловителя устанавливается осевая цилиндрическая вставка, исключаяющая более разреженную центральную часть скруббера, что уменьшает вторичный унос твердых частиц. Эта вставка орошается водой, что также способствует повышению эффективности золоулавливающей установки.

2.2.7. Эмульгаторы

Открытое в 1974 году явление скачкообразного увеличения массы и теплообмена между газовой и жидкой фазой в режиме инверсии фаз (эмульгирования) позволило разработать МЗУ нового поколения. В режиме инверсии фаз жидкость из пленочного режима движения переходит в сплошную среду, а газ – в дисперсную. В результате активный объём заполняется эмульсией, состоящей из жидкости и множества мельчайших пузырьков газа, которые существенно меньше достижимых при других способах образования. Степень очистки от пыли газовых потоков может составлять 99–99,5 % даже при значительном отклонении рабочих параметров от расчетных. Попутно улавливается от 5 до 20 % SO₂ в зависимости от химического состава золы. Эмульгаторы могут также применяться в системах обеспыливания тракта углеподачи.

В эмульгаторах используются следующие механизмы осаждения пыли, в той или иной степени связанные с размером газовых пузырьков в потоке двухфазной среды:

- гравитационное осаждение – этот механизм характерен для крупных частиц и малых скоростей газов;
- инерционное осаждение – происходит тогда, когда масса частицы или скорость её движения настолько значительны, что она не может следовать по линии тока газа, а продолжает движение по инерции, сталкивается с препятствием и прилипает к нему. В данном случае препятствие – это граница пузырьков газа. Эффект усиливается с турбулизацией потока;
- осаждение под действием центробежной силы – процесс происходит аналогично инерционному осаждению, только в данном случае траектория движения пузырьков не случайна, а специально созданная конструкцией аппарата;
- диффузионное осаждение, когда мелкие частицы испытывают непрерывное воздействие молекул газа, находящихся в броуновском

движении, в результате которого возможно осаждение этих частиц на поверхности пузырьков газа. С повышением температуры и с уменьшением диаметра газовых пузырьков диффузионный эффект осаждения возрастает;

- электростатическое осаждение возможно в результате появления электростатических зарядов на пылевых частицах и каплях жидкости.

В настоящее время на ТЭС применяются эмульгаторы двух типов: батарейные эмульгаторы (УЭЗ) и эмульгаторы кольцевые однотрубные (ЭКО).

В батарейных эмульгаторах запыленный газовый поток подается снизу в трубчатые фильтрующие элементы и закручивается завихрителями (рис. 2.11), при этом центробежными силами зола отбрасывается к периферии.

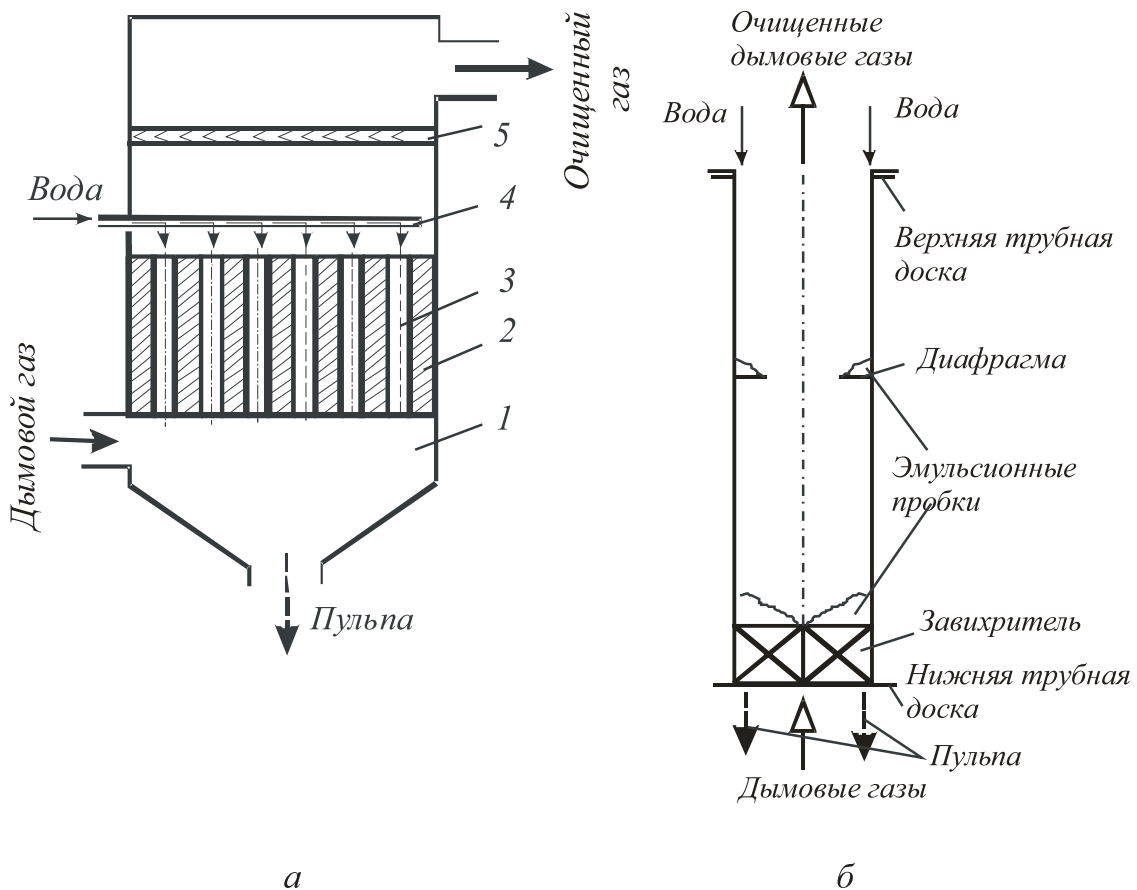


Рис. 2.11. Батарейный эмульгатор УЭЗ-1:

а – контактный элемент эмульгатора; б – трубчатый фильтрующий элемент;
 1 – корпус; 2 – кассета; 3 – трубка; 4 – коллектор воды; 5 – каплеуловитель

Орошающая жидкость подается из водораспределителя через коллекторы 4. Жидкость поступает из дренажных отверстий орошающих коллекторов в водораспределительные розетки. Диаметр дренажных отверстий определен, исходя из условия обеспечения оптимального расхода воды. Из водораспределительных розеток жидкость стекает по стенкам трубчатых элементов, отрывается от стенок на кольцевых диафрагмах и при столкновении с дымовыми газами дробится на мельчайшие частицы, смешиваясь с газами.

Постепенно пространство между завихрителями и инициаторами эмульгирования заполняется газожидкостной эмульсией, образуя эмульсионный слой. В таких условиях массообменные процессы между орошающей жидкостью и газами максимально интенсифицируются.

На верхней границе столба эмульгированной жидкости происходит разделение фаз, и очищенный газ удаляется вверх, а золотая пульпа под действием центробежных сил отбрасывается к стенкам трубок и стекает вниз в бункерное пространство узла выгрузки пульпы. Таким образом, эмульсионный слой с высокой эффективностью абсорбирует золу и окислы серы при пропуске через него загрязненного газа. Каплеуловитель служит для исключения уноса воды с очищенным газом.

Возможны следующие варианты комплектации установки:

- на 100 тыс. м³/ч – установка УЭЗ-100 (2 кассеты эмульгаторов в одном скруббере);
- на 200 тыс. м³/ч – установка УЭЗ-1 (4 кассеты эмульгаторов в одном скруббере);
- на 300 тыс. м³/ч – установка УЭЗ-300 (6 кассет эмульгаторов в одном скруббере).

Техническая характеристика установки УЭЗ-1 производительностью 200 тыс. м³/ч приведена в Приложении табл. 6.

В Институте теплофизики СО РАН г. Новосибирска для ТЭЦ-4 разработан более совершенный и надежный вихревой скруббер. В зависимости от условий работы вихревой скруббер может быть выполнен в единичном, групповом или батарейном исполнении. Производительность по газу может составлять сотни тысяч кубометров в час, а гидравлическое сопротивление от 40 до 150 мм вод. ст. Основным элементом вихревого скруббера является вихревая камера, устройство которой приведено на рис. 2.12.

При подаче газа и жидкости в вихревую камеру, закрученный газ вовлекает жидкость во вращательное движение и образует внутри камеры вращающийся газожидкостный слой 3. В результате поступающий в

камеру газ постоянно барботирует через слой жидкости, очищается от твердых и газообразных примесей и выходит через центральный патрубок. Отработанная жидкость и уловленные частицы по стенкам корпуса стекают в бункер. Высокая эффективность вихревого скруббера обеспечивается развитой поверхностью контакта фаз, интенсивным перемешиванием и высокой дисперсностью вращающегося газожидкостного слоя.

Опытный вихревой скруббер, установленный на НТЭЦ-4, работает при расходе газа 6500–7000 м³/ч и удельном расходе воды 0,15 л/м³ с эффективностью 94 %.

В отличие от батарейных, в кольцевых однострубных эмульгаторах газожидкостная эмульсия образуется в виде кольца. Этот процесс очистки газов можно осуществить на ТЭС в реконструированных каплеуловителях существующих золоулавливающих установок. Принципиальная схема такой установки приведена на рис. 2.13.

Запыленные газы через тангенциальный вход *11* поступают в нижнюю часть цилиндрического корпуса *1* под завихритель *2*. По трубе орошения *3* на тарелку завихрителя подается орошающая вода, образуя вращающуюся ванну жидкости.

При определенной скорости газа жидкость начинает в виде пленки и струй срываться с тарелки и смешиваться с дымовыми газами, образуя газожидкостную эмульсию, которая со временем накапливается в пристенной зоне корпуса непосредственно над завихрителем. При выходе на стационарный режим возникает противоток газ-жидкость и пульпа с уловленной золой сливается под действием сил тяжести в коническое днище корпуса, откуда через гидрозатвор удаляется в канал ГЗУ. Дымовые газы после промывки в эмульсионном слое проходят через раскручиватель *4*, где дополнительно подкручиваются.

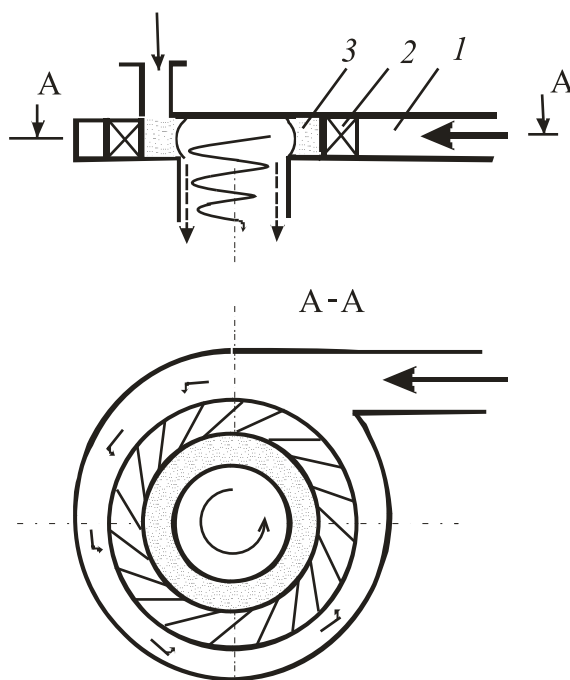


Рис. 2.12. Вихревая камера:
1 – улиточный корпус, 2 – завихритель,
3 – вращающийся эмульсионный слой

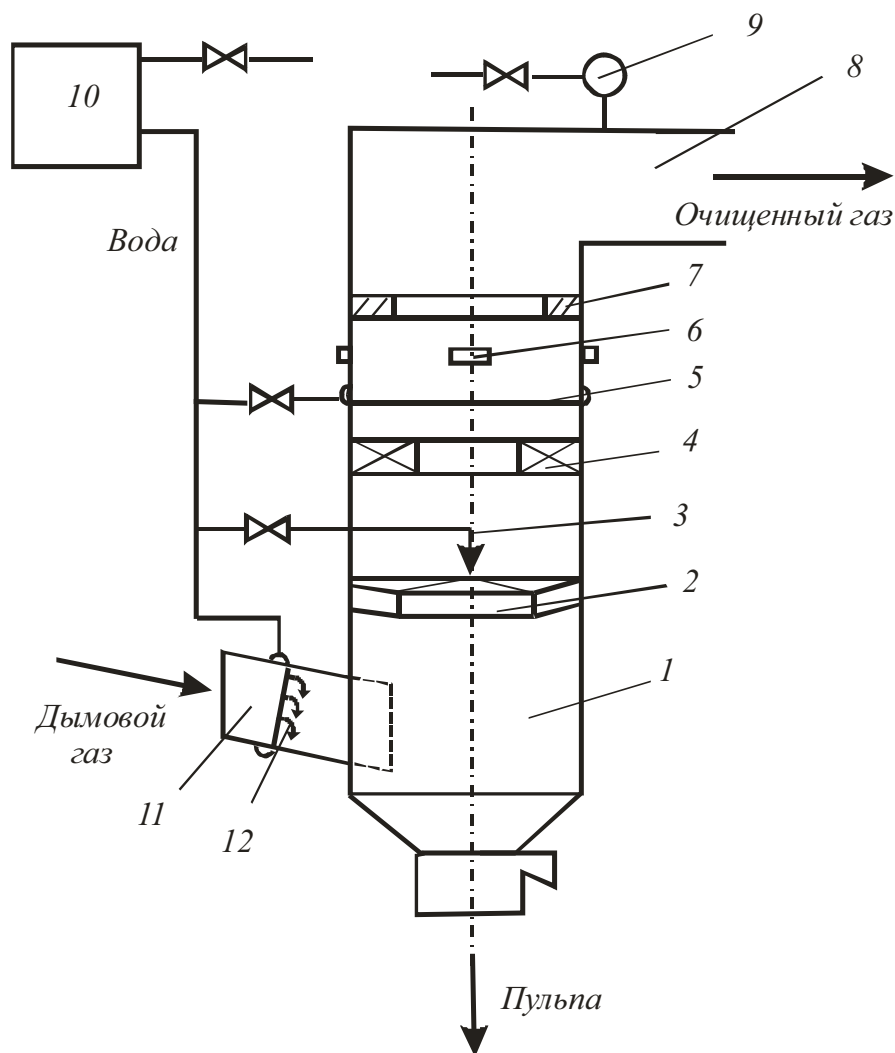


Рис. 2.13. Схема кольцевого однотрубного эмульгатора

Очищенные газы имеют температуру 40–50 °С и относительную влажность, близкую к 100 %, поэтому для исключения образования конденсата на стенках газохода и дымососе и предотвращения коррозии в выходной газоход 8 подается горячий воздух 9.

Горячий воздух берется за второй ступенью воздухоподогревателя в количестве, необходимом для повышения температуры дымовых газов до 70–80 °С.

Для предотвращения отложений во входном газоходе на расстоянии 400–700 мм от врезки в цилиндрический корпус предусмотрены промывочные сопла 12, расположенные по касательной к образующей газохода и направленные под определенным углом к оси газового потока. Такое расположение газохода обеспечивает минимальную рециркуляцию водяных брызг внутрь газохода и тем самым снижает вероятность появления отложений золы в газоходе.

Газоход выполнен из углеродистой стали, а в зоне расположения промывочных сопел – из нержавеющей стали или футеруется термокислотостойкой плиткой марки ТКШ. Техническая характеристика ОЭ приведена в Приложении табл. 9.

Батарейные эмульгаторы, имеющие корпуса с плоскими стенками (УЭЗ-1, ЭКО-2, ЭКО-2М) и встроенные в корпуса существующих МВ, эксплуатируются на Иркутских ТЭЦ-5 и ТЭЦ-10, Верхнетагильской ГРЭС, Новосибирской ТЭЦ-4, Алма-Атинской ТЭЦ и др.

Однотрубные эмульгаторы (ОЭ) установлены на Черемховской ТЭЦ-12, Иркутской ТЭЦ-10 для котла ПК-24. Кольцевые эмульгаторы (КЭ) – на Артёмовской ТЭЦ, Томь-Усинской ГРЭС.

Основным недостатком мокрых золоуловителей является понижение температуры дымовых газов. Минимально допустимая температура газов определяется исходя из известной температуры точки росы водяных паров t_p'' из соотношения

$$t \geq t_p'' + 21, \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.23)$$

Для выполнения этого требования часто применяют подогрев очищенных газов горячим воздухом или очищенными в дополнительных золоуловителях горячими дымовыми газами. Схема подогрева приведена на рис. 2.14.

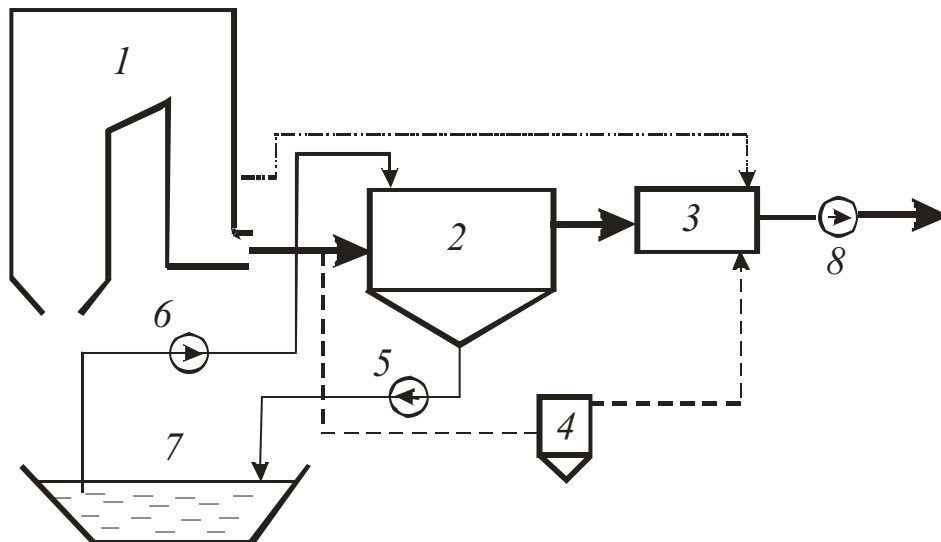


Рис. 2.14. Принципиальная схема мокрой золоулавливающей установки с подогревом очищенных дымовых газов:

- 1 – котел; 2 – мокрый золоуловитель; 3 – камера смешения;
 4 – дополнительный инерционный золоуловитель; 5 – баггерный насос;
 6 – насос осветленной воды; 7 – золоотвал

При более высоких температурах уходящих газов расход воды больше и эффективность золоулавливания выше.

В табл. 2.5 приведены оптимальные соотношения минимально допустимых температур газов и удельных расходов воды при различных температурах уходящих из котла газов для мокрых золоуловителей двух типов с КВ.

Таблица 2.5

Допустимые по условиям охлаждения газов удельные расходы воды на орошение золоуловителей, кг/м³

Типоразмер, диаметр каплеуловителя, мм		Допустимая температура за золоуловителем, °С							
		70–75				75–80			
		Температура уходящих газов, °С							
		130	150	170	190	130	150	170	190
МВ	3100	–	0,085	0,11	0,135	–	–	0,09	0,115
	3300	–	0,085	0,11	0,125	–	–	0,095	0,11
	3500	–	0,085	0,11	0,125	–	–	0,095	0,11
	3700	–	0,085	0,105	0,125	–	–	0,09	0,11
	3900	–	0,080	0,105	0,125	–	–	0,09	0,105
	4400	–	0,080	0,1	0,125	–	–	0,095	0,105
МС	2300	0,12	0,18	0,225	–	0,1	0,15	0,185	0,225
	3000	–	0,145	0,18	0,22				
	3200	0,12	0,175	0,22	–	–	0,14	0,175	0,22
	3600	0,11	0,16	0,22	–	–	0,135	0,17	0,20
	4000	0,11	0,15	0,19	–	–	0,12	0,16	0,19
	4500	0,10	0,15	0,185	–	–	0,125	0,16	0,19

2.2.8. Двухступенчатые золоулавливающие установки

Перспективными для использования в энергетике являются такие комбинированные золоулавливающие аппараты (электрофильтр + водяной аппарат для улавливания в том числе и мелких частиц (рис. 2.15); электрофильтр + рукавный фильтр рис. 2.16).

Такие установки с двухступенчатым золоулавливанием рекомендуется применять при работе котлов на зольных топливах $A_{np} > 3\%$ и высоких экологических требованиях к ТЭС.

Вместо двух последних электрополей установлен рукавный фильтр. Применение в качестве первой ступени мокрой очистки газа способствует, кроме того, повышению эффективности электрофильтра за счет снижения удельного электрического сопротивления золы. Комбинация электрофильтра и рукавного фильтра в одном корпусе реко-

мендована в качестве варианта реконструкции устаревших электрофильтров для электростанций, на которых предполагается переработка и отпуск потребителям золошлаковых материалов.

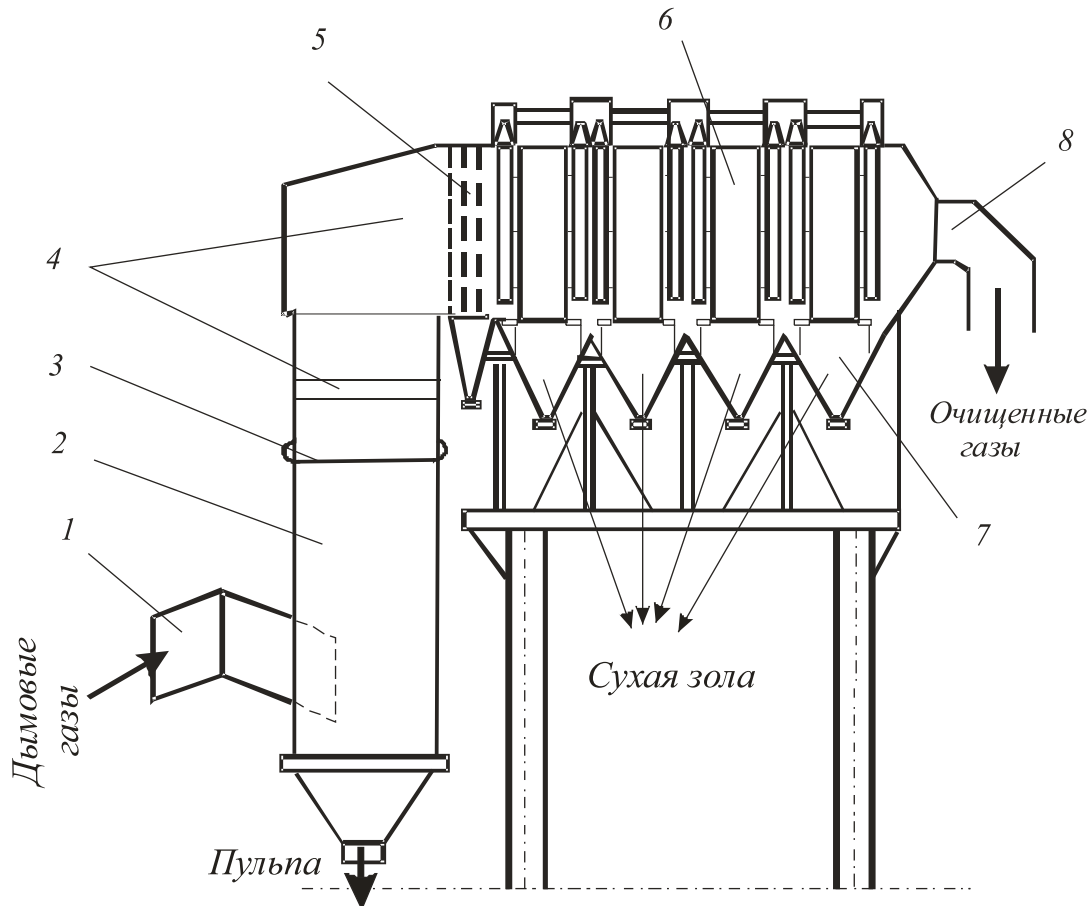


Рис. 2.15. Двухступенчатый золоуловитель для золы топлив с высоким удельным электрическим сопротивлением:

- 1 – вход запыленных газов; 2 – мокрый скруббер; 3 – подвод орошающей воды мокрого скруббера; 4 – швellerная решетка для задержания капель; 5 – газораспределительные решетки; 6 – система осадительных электродов; 7 – бункеры для уловленной золы; 8 – выход очищенных и увлажненных дымовых газов*

Эффективность 2-ступенчатой ЗУ определяется по уравнению:

$$\eta_{3У}^{2X} = \eta_{3У}^1 + \eta_{3У}^1 (1 - \eta_{3У}^{11}). \quad (2.24)$$

Необходимо отметить, что перечисленные новые технологии, помимо твердых частиц, позволяют улавливать как ртуть, так и ее соединения. Все это необходимо будет учитывать при выборе газоочистного оборудования, поскольку в промышленно развитых странах уже в настоящее время уделяется большое внимание уменьшению выбросов ртути с дымовыми газами ТЭС.

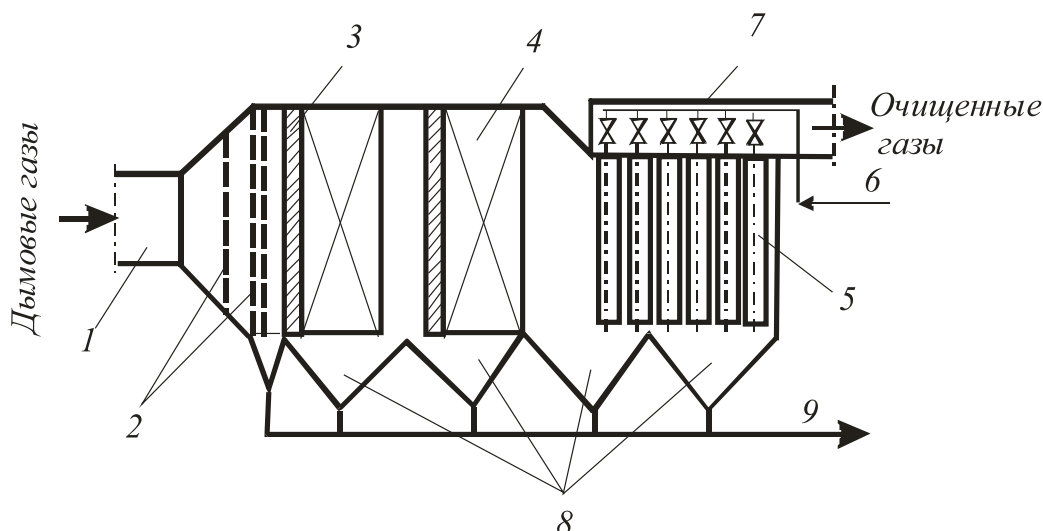


Рис. 2.16. Схема комбинированного золоуловителя:

1 – входной короб; 2 – распределительные решетки; 3 – ступень зарядки частиц в электрополе; 4 – ступень осаждения частиц в электрополе; 5 – рукавный фильтр; 6 – подвод сжатого воздуха; 7 – выходной короб; 8 – бункер; 9 – отвод уловленной золы

2.2.9. Определение массового выброса твердых частиц при сжигании углей

Массовый выброс золы и твердых частиц несгоревшего топлива M_3 вычисляется по одному из нижеприведенных выражений [34]:

$$M_3 = 10^3 B \frac{A^r}{100 - \Gamma_{\text{ун}}} \alpha_{\text{ун}} (1 - \eta_{\text{зу}}), \text{ г/с.} \quad (2.25)$$

При отсутствии экспериментальных данных о содержании горючих в уносе используется формула:

$$M_3 = 10B \left(A^r + q_4 \frac{Q_{\text{н}}^r}{32,68} \right) \alpha_{\text{ун}} (1 - \eta_{\text{зу}}), \quad (2.26)$$

где B – расход натурального топлива, кг/с; A^r – зольность топлива на рабочую массу, %; $\alpha_{\text{ун}}$ – доля золы, уносимой газами из котла (табл. 2.6); $\eta_{\text{зу}}$ – доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях, с учетом залповых выбросов (в расчетах не учитывается влияние сероулавливающих установок); $\Gamma_{\text{ун}}$ – содержание горючих в уносе, %; q_4 – потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, % (для твердых топлив эта величина принимается в соответствии с нормативными данными [2], для мазутных котлов $q_4 = 0,02$ % [1]); $Q_{\text{н}}^r$ – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг; 32,68 – теплота сгорания углерода, МДж/кг.

Таблица 2.6

Величины коэффициента $\alpha_{\text{ун}}$ для различных топочных устройств

Тип топочного устройства	Величина $\alpha_{\text{ун}}$
Открытые топки с ТШУ	0,95
Открытые топки с ЖШУ	0,7–0,85
Полуоткрытые топки с ЖШУ	0,6–0,8
Двухкамерные топки	0,5–0,6
Топки с вертикальными предтопками	0,2–0,4
Горизонтальные циклонные топки	0,1–0,15
Газомазутные топки	1,0
Котлы с циркулирующим кипящим слоем	0,4–0,6

Для топлив, в золах которых $\text{CaO}_{\text{св}} \geq 25 \%$, учитываются процессы сульфатизации в дымовых газах, в результате которых образуются твердые частицы CaSO_3 , в расчет вводится поправка k_{SO_2} , равная для эстонских сланцев – 0,8; для углей КАТЭК – 0,5; для ангренских углей – 0,1:

$$M_3 = B \frac{A^r + 2,5k_{\text{SO}_2} S^r}{100 - \Gamma_{\text{ун}}} \alpha_{\text{ун}} (1 - \eta_{\text{зy}}). \quad (2.27)$$

2.2.10. Массовый выброс мазутной золы (в пересчете на ванадий)

При сжигании мазута в котельных установках наряду с газообразными образуются и твердые продукты сгорания, состоящие из продуктов недожога и минеральной составляющей. В состав минеральных компонентов входят в основном соединения металлов, таких как ванадий, никель, железо, алюминий, кобальт и др. Для мазутной золы в качестве контролирующего показателя принят пентоксид ванадий V_2O_5 .

Единственным возможным вариантом снижения выбросов мазутной золы в атмосферу является установка на котлах золоулавливающих установок. В некоторых отечественных мазутах содержание в золе ванадия в пересчете на V_2O_5 достигает 30 %, что является очень высоким показателем для ванадийсодержащего сырья. В связи с тем, что в мазутной золе содержится также ряд других микроэлементов, она может найти широкое применение в металлургии. Кроме того, с уменьшением выброса сажистых частиц с продуктами сгорания мазута уменьшается выброс в атмосферу бенз(а)пирена и других токсичных полициклических ароматических углеводородов (ПАУ).

Отечественные мазутные ТЭС практически не оборудованы золоуловителями. Однако за рубежом накоплен большой опыт по внедрению и эксплуатации различных устройств для улавливания твердых частиц при сжигании мазута. Это — электрофильтры, рукавные фильтры и их комбинации. Мазутная зола обладает повышенной адгезивной способностью, гигроскопичностью, повышенной способностью слеживаться, и это учитывается в конструкциях золоуловителей. Электрофильтры оборудуются специальными нагревателями для подогрева газа выше точки росы при пуске котла. Для надежного удаления золы золовые бункеры снабжаются обогревателями и специальными механизмами. Чтобы уменьшить налипание частиц на электродах в Японии применяют впрыск перед электрофильтрами аммиака. При ухудшении характеристик электрофильтра прибегают к водной промывке электродов газораспределительных решеток и других элементов. Степень очистки газа в электрофильтрах достигает 95 %.

Не менее эффективными для улавливания мазутной золы являются рукавные фильтры. Для нейтрализации присутствующих в газах SO_3 на входе в фильтры вводится щелочная присадка. Скорость фильтрации при температуре 125 °С составляет 0,3 м³/мин. Очистка рукавов осуществляется поочередно каждый час при помощи вентиляторов, всасывающих отфильтрованный газ.

Довольно широкое распространение получили инерционные золоуловители — батарейные циклоны (БЦ) с элементами, диаметром 152—305 мм. Для предупреждения отложений на элементах циклонов предусмотрены промывочные устройства. Степень улавливания БЦ составляет 70—90 %. Так как в уловленном материале содержится большое количество углерода, в некоторых схемах предусмотрен их возврат на повторное дожигание.

Мазутная зола представляет собой сложную смесь, состоящую в основном из оксидов металлов. В качестве контролирующего показателя принят ванадий, по содержанию которого в золе установлен санитарно-гигиенический норматив — ПДК. Массовый выброс в атмосферу мазутной золы с дымовыми газами в пересчете на ванадий вычисляется по формуле [5]

$$M_{V_2O_5} = 10V_{V_2O_5} B(1 - \eta_{oc})(1 - \eta_{zy}^V), \text{ г/с}, \quad (2.28)$$

где $V_{V_2O_5}$ — содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчете на V_2O_5 , %, (табл. 2.7).

Таблица 2.7

Содержание V_2O_5 в мазуте (по данным ВТИ)

Исходный продукт (месторождение нефти)	Завод-изготовитель мазута	Марка мазута	Содержание V_2O_5 в мазуте, %
Смесь разных видов нефти	Полоцкий	40	0,013
	Полоцкий	100	0,013
	Бакинский	100	0,0021
	Омский	40	0,0087
	Ухтинский	40	0,0078
	Новокуйбышевский	40	0,0062
	Мухановская, ромашкинская, туймазинская, бавлинская, прикамская;	-»-	100
Тюменская;	Хабаровский	40	0,0049
Ишимбайская, тобинская, арланская, байтуганская, карташевская;	-»-	100	0,0056
Казахстанская, жирновская, шкаповская, усть-балыкская мангышлакская	Ишимбайский	100	0,035
	Орский	100	0,019
	Краснокаменский	100	0,0043
	Грозненский	40	Следы
		100	Следы

При совместном сжигании мазута и твердого топлива в пылеугольных котлах степень улавливания мазутной золы (η_{zy}^V , %) в пересчете на ванадий в золоулавливающих установках вычисляется по формуле

$$\eta_{zy}^V = \eta_y C, \quad (2.29)$$

где η_y – общая степень улавливания твердых частиц при сжигании угля, %; C – коэффициент, равный:

- для электрофильтров – 0,6;
- для мокрых аппаратов – 0,5;
- для батарейных циклонов – 0,3.

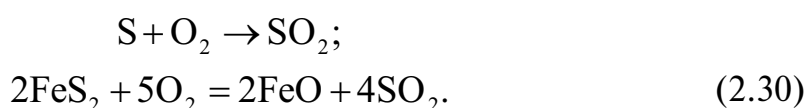
2.3. Снижение выбросов диоксида серы

Диоксид серы представляет собой бесцветный газ с резким удушливым запахом. Повышение концентрации SO_2 в атмосферном воздухе приводит к раздражению слизистых оболочек глаз, органов дыхания живых существ, включая человека, вплоть до возникновения хронических респираторных заболеваний. Кроме того, SO_2 в атмосфере

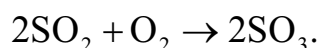
под действием озона окисляется до триоксида, и, соединяясь с водяными парами, образует пары серной кислоты H_2SO_4 . Озон окисляет также окислы азота с конечным образованием паров азотной кислоты HNO_3 . Пары обеих кислот имеют плотность в 3–4 раза больше плотности воздуха, что обеспечивает их интенсивное осаждение. Атмосферные осадки ускоряют поступление этих кислот в почву и водоемы, что приводит к их закислению. К этому следует добавить, что смесь серной и азотной кислот растворяют тяжелые металлы и с грунтовыми водами вносят их в пресную воду, отравляя живые организмы, включая человека. Расчеты показывают, что около 90 % SO_2 выпадает из дымовых газов на почву в радиусе примерно 15–35 высот дымовых труб. И только 10 % SO_2 переносится в другие регионы под действием атмосферных потоков. В атмосферном воздухе SO_2 «живет» до 3-х суток и весь выпадает на растительность, почву, водоемы и сооружения.

В углях сера содержится в трех формах: колчеданной (FeS_2), органической (в составе сложных молекул органической массы) и незначительное количество сульфатной серы (сернокислые соли кальция, щелочных металлов). В жидком топливе сера присутствует в основном в составе органических полигетероциклических соединений. Высоким содержанием сероводорода отличаются природный и попутный газ только некоторых месторождений (Оренбургский, Астраханский).

При окислительном сжигании топлива сера претерпевает сложные превращения и многократно изменяет форму своих химических соединений, переходя, в конечном счете, в SO_2 (99 %) и SO_3 (1 %):



При температурах ниже 700 °С происходит интенсивное доокисление по формуле



Количество образующихся при сжигании топлив окислов серы зависит прежде всего от сернистости и расхода топлива.

Месторождения высокосернистых углей в России находятся в европейской части страны и на Урале. Угли Сибири и Дальнего Востока обычно имеют малое содержание серы. Отечественные энергетические мазуты содержат 2–3,5 % серы.

При использовании топлив, имеющих небольшое содержание серы, нормативы удельных выбросов SO_2 с дымовыми газами обеспечи-

ваются естественным образом. Часть углей Сибири и Дальнего Востока требуют очистки продуктов сгорания всего на 15–55 %. Продукты сгорания углей европейской части страны и Урала, а также сернистые мазуты необходимо очищать на 82–95 %. В перспективе предусматривается использование в энергетике малосернистых топлив сибирских месторождений. Но потребление сернистых мазутов теплоэлектроцентралями останется еще значительным.

Уменьшить выброс окислов серы можно различными путями:

- применением малосернистых топлив;
- очисткой топлив от серосодержащих компонентов до его сжигания – первичная подготовка топлива;
- связыванием серы в процессе сжигания топлив;
- очисткой дымовых газов.

2.3.1. Первичная подготовка топлива

Предварительная подготовка топлива перед сжиганием в котлах предполагает:

- механическое обогащение топлив;
- термохимическую обработку топлив;
- модификацию топлива.

Обогащение углей – это разделение горючей массы и балластных примесей различными механическими методами. Колчеданную серу из твердого топлива можно удалить механическим путем, используя её большую плотность (около 5 т/м³) по сравнению с углем (2 т/м³).

В Кузнецком бассейне более 65 % углей подвергается механической обработке. Исходный уголь – малосернистый, зольность 21–25 %.

В процессе переработки получают: 63 % концентрата с зольностью 8,5 %; 35 % промпродукта с зольностью 34 % и 0–2 % отсева породы. В энергетике применяется промпродукт.

Канско-ачинские бурые угли характеризуются низкой зольностью и небольшим содержанием серы и считаются экологически чистыми. Они не требуют обогащения, но значительное содержание в них балластной влаги ограничивает применение. В настоящее время ведутся работы по освоению новой автоклавно-брикетной технологии производства высококалорийного, механически прочного, атмосферо- и влагоустойчивого кускового топлива и брикетов из канско-ачинских углей.

В Печорском бассейне работает девять фабрик, на которых обогащается весь добываемый уголь, в результате зольность снижается до

17,5 %. В бассейне применяются все методы обогащения: тяжело-средние сепараторы и гидроциклоны; отсадка; крутонаклонные и пневматические сепараторы; сушка в трубах-сушилках и аэроклассификаторах. В Подмосковном бассейне, где добывается высокосернистый бурый уголь, около 30 % угля охвачено всеми видами обогащения.

Во многих перспективных процессах углеочистки необходимым условием отделения больших количеств пиритной серы и других минеральных примесей является размалывание угля до очень тонких фракций. При этом большинство минеральных включений в угле может быть высвобождено. Механическое дробление является энергетически затратным и дорогостоящим. Одна из новых технологий – *взрывная*. Процесс идет в жидких средах, которые могут проникнуть внутрь тонких пор в угле при высоких давлениях. При сбросе давления и расширении жидкости уголь распадается на микроскопические частицы. Поскольку минеральные включения в угле являются относительно беспоровыми, они абсорбируют жидкость в меньшей степени и, следовательно, в большей степени остаются укрупненными. Вследствие разницы в размерах частиц уголь и минеральные включения могут быть отделены друг от друга одним из механических способов.

Разрабатывается принципиально новый метод – *биологическая* очистка. Определены естественно существующие бактерии, которые могут десульфуривать уголь. Делаются попытки улучшить сероотделяющие характеристики этих микробов, особенно скорость «поедания» ими органической серы. Другие исследователи работают над идеями использования грибков, которые имеют преимущества перед бактериями. Химическая или биологическая угольная очистка позволяет отделять до 90 % общей серы и 99 % золы угля.

Термохимическая обработка угля – один из эффективных способов извлечения из топлива органической серы. Термическая переработка топлив (газификация, пиролиз) на ТЭС перед сжиганием в энергетических котлах предполагает энерготехнологическое комплексное (ЭТК) использование органических топлив, при котором обеспечивается извлечение ценного химического сырья – различных смол и ароматических углеводородов.

Сернистые соединения топлив в процессе термической переработки при температурах 900–1300 °С переходят в основном в газообразный сероводород H_2S . Методы очистки газов от сероводорода в технике достаточно отработаны и эффективны. Они позволяют выделить до 95 % H_2S из газа и использовать его для получения нужных народному хо-

зьяйству продуктов. В энергетических котлах сжигаются только очищенный от вредных примесей горючий газ и полукокс, что и обеспечивает чистоту окружающей среды. В образовавшемся полукоксе сохраняется лишь небольшая часть связанного азота, что предотвращает образование топливных оксидов азота. Поскольку процесс горения в топках котлов идет при более низких температурах, по сравнению с прямым сжиганием топлива, удастся сократить в 1,5–2 раза образование «воздушных» окислов азота.

Из мазута сера может быть выделена путем *каталитического гидрирования* в виде H_2S с последующим восстановлением его до элементарной серы. Эту технологию целесообразно применять на нефтеперерабатывающих заводах.

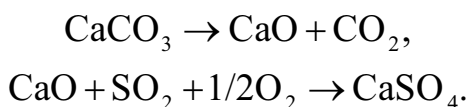
Фирма ИНТРЭК (Россия) разработала и реализовала на ряде ТЭС ОАО «Мосэнерго» технологию сжигания эмульгированного мазута, позволяющую снизить количества вредных газообразных выбросов при полной утилизации замазученных вод [16]. В результате испытаний, проведенных на ТЭЦ-8, ТЭЦ-11, ТЭЦ-21, ТЭЦ-25, ТЭЦ-26 и котельной Загорской ГАЭС, были сделаны следующие выводы:

- исчезает проблема замазученных вод, поскольку именно эту воду эмульгируют в первую очередь, а приготовленная ВМЭ не расслаивается в процессе хранения в баках;
- повышается надежность топливоотдачи, так как отсутствуют водяные пробки в мазутопроводах;
- выбросы NO_x снижаются на 25–44 % при повышении КПД котла на 0,5–1,0 %;
- снижается выброс CO при работе с теми же коэффициентами избытка воздуха, что и при сжигании обычного мазута, или снижается коэффициент избытка воздуха при одинаковых значениях концентрации CO .

2.3.2. Связывание серы в процессе сжигания топлива

Связывание серы в процессе горения топлива осуществляется в *кипящем слое твердых частиц* размолотого известняка, в который погружены поверхности нагрева котла. Таким способом можно сжигать твердое, жидкое и газообразное топливо. Эта технология позволяет примерно на 90 % химически связать серу, содержащуюся в топливе, не допуская контакта сернистых соединений с поверхностями нагрева, где окислы серы становятся коррозионно-активными, а также предотвращать выброс этих окислов в атмосферу.

При температуре $t = 800\text{--}850\text{ }^\circ\text{C}$ одновременно с процессом горения топлива протекает реакция разложения известняка CaCO_3 и десульфуризация газов:



В результате реакции образуется гипс. Эффективность удаления серы в этом случае зависит от количества известняка (рис. 2.17).

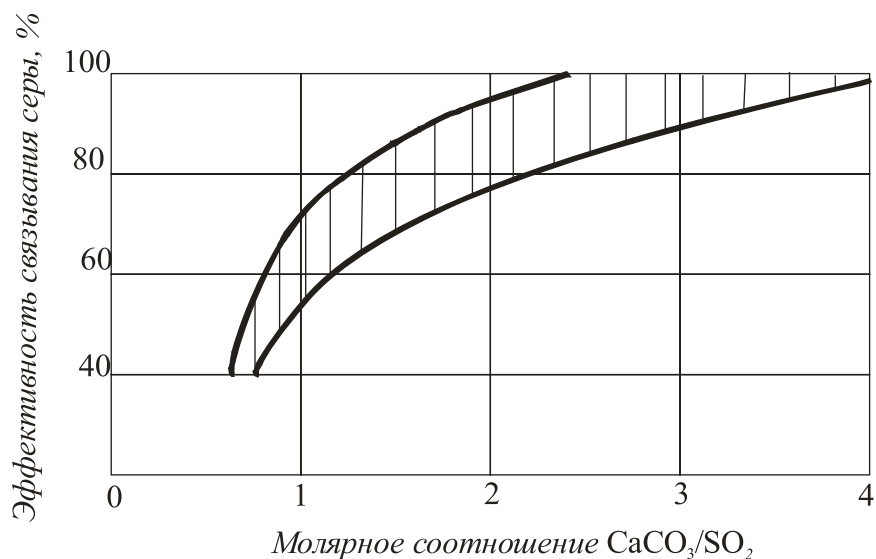


Рис. 2.17. Эффективность связывания серы в зависимости от молярного соотношения $\text{CaCO}_3/\text{SO}_2$

Для организации глубокого выгорания топлива целесообразно обеспечить его многократную циркуляцию в топке с кипящим слоем (ЦКС) путем увеличения расхода (скорости) воздуха.

Принципиальная схема парового котла с топкой ЦКС, работающего при атмосферном давлении, показана на рис. 2.18.

В топку с кипящим слоем подаются дробленый уголь с размерами частиц 1,5–6 мм, известняк, песок или другой зернистый материал, которые под действием восходящего потока воздуха, поступающего через решетку в нижней части топки, образуют суспензионный кипящий слой. Горючие вещества сгорают при температуре 760–980 °С. При такой температуре зола не размягчается и не спекается, а процесс горения протекает эффективно.

Продукты сгорания поднимаются в верхнюю часть топки и попадают в циклон. Из циклона инертная масса, несгоревшие частицы топлива и непрореагировавший известняк возвращаются обратно в топку.

ку. Трубы поверхностей нагрева располагаются в кипящем слое и в конвективной шахте. Для подачи воздуха под раздающую плиту используется высоконапорный дутьевой вентилятор.

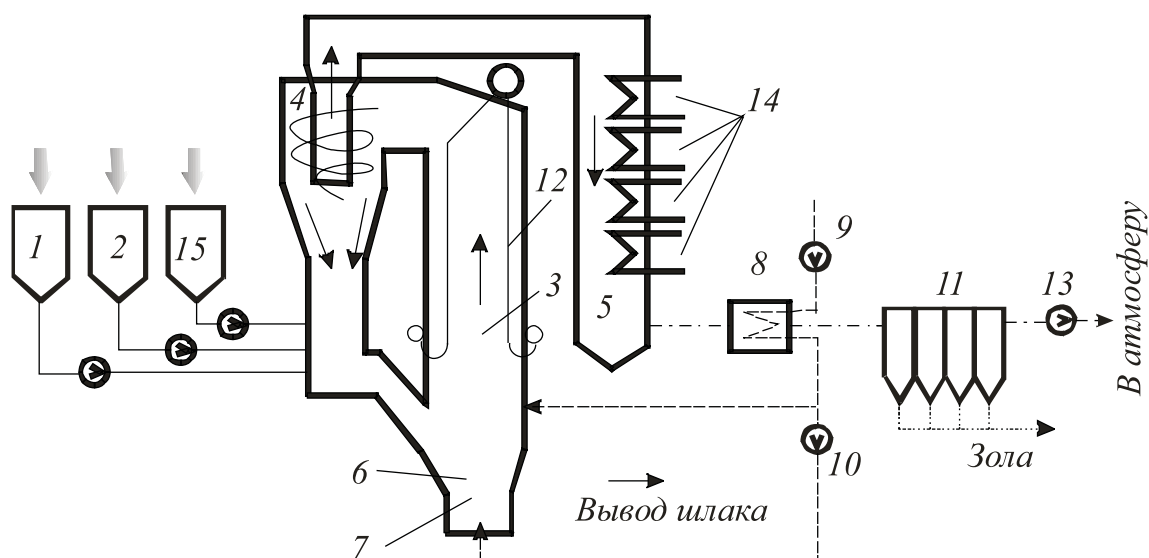


Рис. 2.18. Схема котла с топкой ЦКС, работающего при атмосферном давлении (не под наддувом):

- 1 – бункер известняка; 2 – бункер топлива; 3 – топка котла; 4 – циклон;
 5 – опускающая конвективная шахта; 6 – кипящий слой; 7 – воздухоразделяющая плита;
 8 – РВП; 9 – дутьевой вентилятор; 10 – высоконапорный вентилятор;
 11 – электрофильтр; 12 – экранные поверхности нагрева; 13 – дымосос;
 14 – конвективные теплообменные поверхности;
 15 – бункер с инертным телом (песок, зола и др.)

В нижней части циклона обеспечивается его уплотнение благодаря установке золового затвора. Для регулирования температуры в топке возвращаемую туда золу охлаждают в золопаровых и золоводяных теплообменниках.

К достоинствам топок с ЦКС в отношении экологии следует отнести высокую степень связывания SO_2 и снижение концентрации NO_x в уходящих газах за счет низкотемпературного сжигания.

В настоящее время электростанции подобного типа работают во многих странах мира. Например, на ТЭС г. Гарденн (Германия) в 1995 г. был введен в работу энергоблок мощностью 250 МВт. Установка работает на угле с зольностью 28 %, влажностью 11 % и содержанием серы 3,7 %. Выбросы оксидов азота NO_x составляют 250 мг/м³ и SO_2 не более 400 мг/м³.

На проектируемой Ростовской ГРЭС с котлами с ЦКС при молярном соотношении Ca/S, равном 2,0–2,5, степень связывания серы должна составить 90 % при содержании SO_2 в выбросах не более 200 мг/м³. Техничко-экономические расчеты показали, что при одинаковых эколо-

гических показателях сооружение Ростовской ГРЭС с блоками 300 МВт, оснащенных котлами с ЦКС, на 20–25 % дешевле строительства аналогичных электростанций с пылеугольными блоками с очисткой от оксидов серы мокроизвестняковым способом, а оксидов азота аммиачно-каталитическим способом.

Одним из наиболее серьезных недостатков ЦКС являются трудности с использованием золошлаков ТЭС. ВТИ разработаны предложения по методам утилизации ЗШО для Несветай ГРЭС. К настоящему времени прошли экспериментальную проверку следующие методы:

- изготовление безобжигового гравия и бетона на его основе;
- для производства мелкозернистого бетона;
- для закладки выработанных шахт угледобывающей промышленности;
- для наращивания дамб существующих золоотвалов.

2.3.3. Очистка дымовых газов от диоксидов серы

Очистка уходящих газов котлов от сернистых соединений затруднительна из-за слишком больших объемов очищаемых газов и слишком малого (0,1–0,3 % по объему) содержания в них окислов серы.

Технологически различают сухие и мокрые методы очистки дымовых газов от сернистых соединений. В качестве поглотителей при мокрых методах применяются водные растворы (суспензии) веществ, переводящих окислы серы в серноокислые или сернистоокислые соли. Классификация сероочистных установок приведена в табл. 2.8.

Сухие методы основаны на вводе в дымовые газы сухого реагента в тонкодиспергированном (размолотом) виде. Так как в твердом веществе не происходит перемешивание, хемосорбция происходит только на поверхности частиц. Поэтому внутри частиц всегда остается большое количество непрореагировавшего реагента.

Однако с увеличением степени измельчения усложняется схема его приготовления, увеличиваются капитальные и эксплуатационные расходы. Существуют два направления сухой очистки:

- получение реагента из вводимого в дымовые газы вещества с последующим взаимодействием полученного реагента с SO_2 ;
- ввод в дымовые газы готового реагента, который сразу начинает связывать SO_2 .

В первом случае в качестве реагента применяется известняк, который под воздействием высоких температур разлагается на CaO и CO_2 , во втором случае – известь Ca(OH)_2 и сода NaOH . Наиболее простая *сухая известняковая технология* очистки дымовых газов от SO_2 предполагает ввод размолотого известняка (извести) в топливо или подачу в горелки.

Таблица 2.8

Классификация установок сероочистки

Кратность использования реагента	Степень улавливания	Агрегатное состояние реагента и отхода	Длительность работы установки СО в течение рабочей смены котла	Совмещение с котлом или другим котельным оборудованием
Регенеративные (многократного использования)	Малая степень (10–35 %)	Сухие реагенты в отход в сухом виде	Постоянная работа	Совмещение с котлом
	Средняя степень (35–70 %)	Мокро-сухие (реагент в жидком виде, отход в сухом)		Совмещение с золоуловителем
Нерегенеративные (однократного использования)	Высокая степень (>70 %)	Мокрые (реагент и отход в виде суспензии или раствора)	Периодическая (сезонная работа)	Специальные аппараты

Хорошие результаты были получены при вводе известняка в верхнюю часть топки. Этот способ именуется сухой известняковой технологией (СИТ). При температуре 1000–1100 °С происходит обжиг тонко размолотого известняка в топочной камере до образования активной извести с последующим ее взаимодействием с диоксидом серы. Основные химические реакции этой технологии:

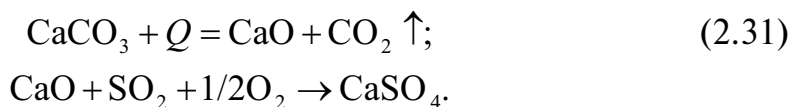


Схема установки сероочистки СИТ, рекомендованная УралВТИ [13, 28], показана на рис. 2.19.

Установка работает следующим образом. Размолотый известняк из стационарной силосной башни 1 подают в расходный бункер 2, а из него – в верхнюю часть топочной камеры, где имеется зона с температурой дымовых газов 1000–1100 °С. Частицы известняка при этой температуре разлагаются с образованием извести, которая взаимодействует с SO₂ при температуре газов около 850 °С. При температуре газов приблизительно 500 °С связывание диоксида серы прекращается, и ле-

тучая смесь золы с отходами сероочистки уходит с дымовыми газами в золоуловитель. В результате реакции образуется безводный гипс (ангидрид). Наличие в продуктах сгорания безводного гипса может привести к образованию в скрубберах-пылеуловителях трудноудаляемых отложений, поэтому необходимо обеспечивать точный химический баланс в золоуловителях.

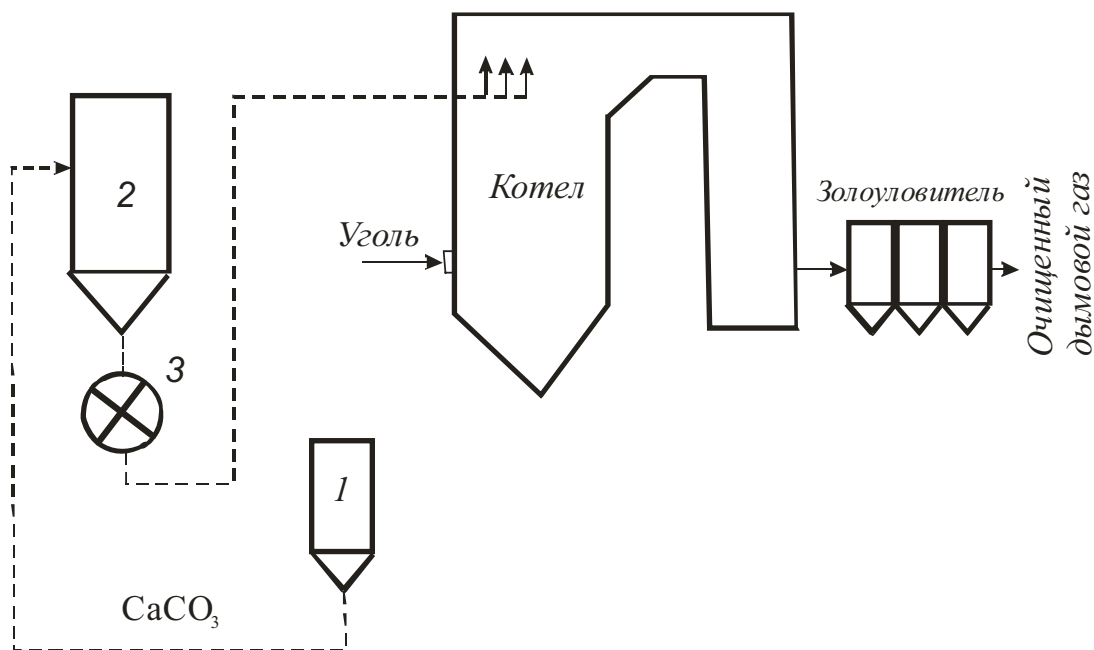


Рис. 2.19. Принципиальная схема СИТ:

1 – силосная башня для хранения размолотого известняка; 2 – расходный бункер;
3 – система пневмотранспорта известняка в топку котла

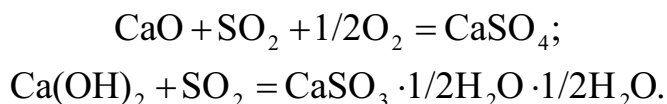
Отходами в этой технологии является смесь золы с безводным гипсом и оксидом кальция, которые можно применить для дорожного строительства или заполнения земельных неудобий.

Применение СИТ имеет ряд особенностей:

- в ней можно использовать известняк любой степени кристаллизации, включая отходы кристаллизованного известняка и мраморного производства;
- ввод в дымовые газы известняка изменяет химический состав золы и снижает в результате этого температуру начала деформации золы, что может привести к *увеличению шлакования* поверхностей нагрева;
- известь реагирует с триоксидом серы SO_3 так, что температура серноокислотной точки росы снижается. Уменьшение температуры точки росы сказывается на работе котельной установки двояко: во-первых, это позволяет снизить температуру уходящих газов и

тем самым частично компенсировать затраты на сероочистку; во-вторых, электрофизические свойства дымовых газов ухудшаются, что особенно важно при использовании на котле электрофилтра, поскольку в этом аппарате возможно появление обратной короны.

В *сухой известковой* технологии используется тонко размолотая негашеная CaO или гашеная Ca(OH)₂ известь, которую вводят перед конвективной шахтой котла в зону температур примерно 850 °С. В результате протекающих реакций получают безводный или полуводный гипс:

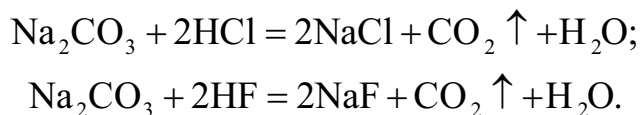


Применение извести оказывает такое же влияние на работу электрофилтров и скрубберов. Кроме того, известь дороже известняка.

Сухая содовая технология может применяться для очистки кислых дымовых газов. Сода является весьма активным, но дорогостоящим реагентом. Связывание SO₂ происходит по химической реакции



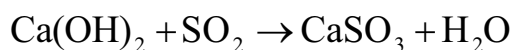
Кроме SO₂, сода нейтрализует и другие кислые компоненты дымовых газов – хлорид HCl и фторид HF водорода по реакциям



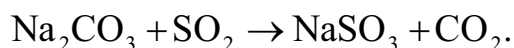
Установка газоочистки состоит из сухого абсорбера, установленного перед рукавным фильтром. Вводимая в дымовые газы размолотая сода связывает кислые компоненты, образовавшиеся твердые отходы и летучая зола улавливаются фильтрующим материалом рукавных фильтров. Причем реакция связывания продолжается в осажденном слое в течение межрегенерационного периода рукавов.

Мокро-сухим (МСС) называется такой способ, когда реагент вводится в дымовые газы в виде тонкодиспергированной жидкости (водной суспензии или водного раствора), которая связывает диоксид серы и за счет теплоты дымовых газов полностью испаряется. Способ основан на эффективном поглощении SO₂ известью Ca(OH)₂ или содой Na₂CO₃.

При этом имеют место реакции с образованием сульфитов кальция или натрия:



или



Структурная схема мокро-сухого способа очистки дымовых газов от SO_2 представлена на рис. 2.20.

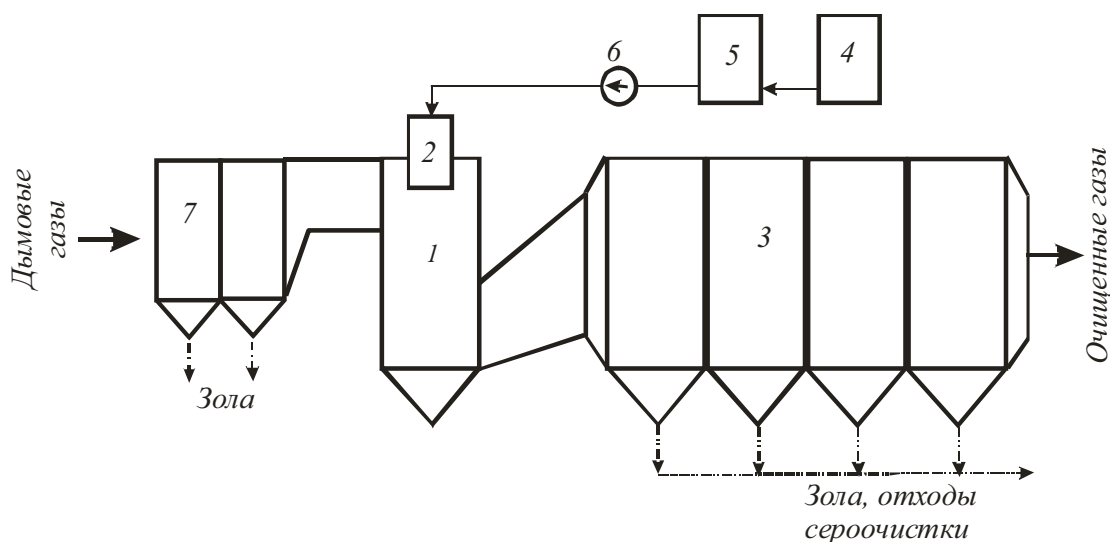


Рис. 2.20. Схема сероочистки с полым абсорбером-сушилкой:

- 1 – абсорбер-сушилка; 2 – разбрызгивающее устройство;
- 3, 7 – электрофильтр; 4 – силос для хранения извести;
- 5 – емкость для хранения известковой суспензии; 6 – насос

Дымовые газы из котла проходят предварительную очистку от твердых частиц в двух-трехпольном электрофильтре 7 и направляются в полый абсорбер-сушилку 1.

Во входном патрубке абсорбера устанавливаются специальные направляющие устройства, обеспечивающие закрутку газовых потоков таким образом, чтобы капли суспензии не попадали на стенки аппарата. Узел приготовления известковой суспензии состоит из силоса извести 4, емкости для приготовления и хранения суспензии 5, насоса 6 и механического разбрызгивающего устройства 2. Образовавшиеся отходы и оставшаяся зола улавливаются в электрофильтре или рукавном фильтре 3. Большой объем аппарата при малой скорости газа позволяет глубоко охлаждать дымовые газы, что обеспечивает высокую эффективность сероулавливания и повышает надежность работы электрофильтра.

Если запыленность уходящих из котла дымовых газов велика (более $5-7 \text{ г/м}^3$), то перед абсорбером-сушилкой устанавливается предвключенный золоуловитель. Продукты сероочистки вместе с летучей золой улавливаются в золоуловителе, установленном за абсорбе-

ром, и складываются на золоотвале. За счет увеличения времени контакта реагента и SO_2 эффективность сероулавливания возрастает до 90–92 % при полном испарении воды.

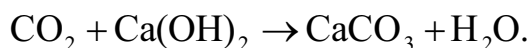
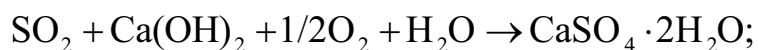
К преимуществам МСС относятся:

- простота технологической схемы;
- меньшие, чем при МИС, капитальные затраты;
- меньший расход тепловой энергии на подогрев дымовых газов по сравнению со схемой МИС;
- отсутствие сточных вод.

Недостатками способа являются:

- значительное энергопотребление (3–6 % мощности ТЭС);
- повышенный расход дорогих реагентов (известки или соды);
- низкое качество сухих отходов (отсутствие гипсовых вяжущих веществ);
- необходимость установки системы очистки дымовых газов от твердых частиц (продуктов реакций) после абсорбера.

Упрощенная мокро-сухая технология E-SO_x основана на связывании оксидов серы тонкодиспергированной водно-известковой суспензией с последующим высушиванием этой суспензии с использованием теплоты очищенных дымовых газов. Основные химические реакции технологии E-SO_x:



Сероочистка по технологии E-SO_x (рис. 2.21) работают следующим образом. В форкамеру электрофилтра при помощи пневмомеханических форсунок вводят диспергированную известковую суспензию.

При большой поверхности контакта с дымовыми газами обеспечивается быстрое поглощение оксидов серы из газов и быстрое высушивание капель до поступления газов в первое поле электрофилтра. Технология E-SO_x позволяет наряду с улавливанием оксидов серы, улучшить работу электрофилтра.

Это достигается охлаждением дымовых газов при высушивании капель суспензии, что улучшает электрофизические свойства газов. Объем дымовых газов уменьшается на 15–18 %, что увеличивает скорость газов и уменьшает время пребывания газов в активной зоне электрофилтров. Тонкодисперсное разбрызгивание создают путем использования рабочей среды, в качестве которой используется сжатый воздух или перегретый пар.

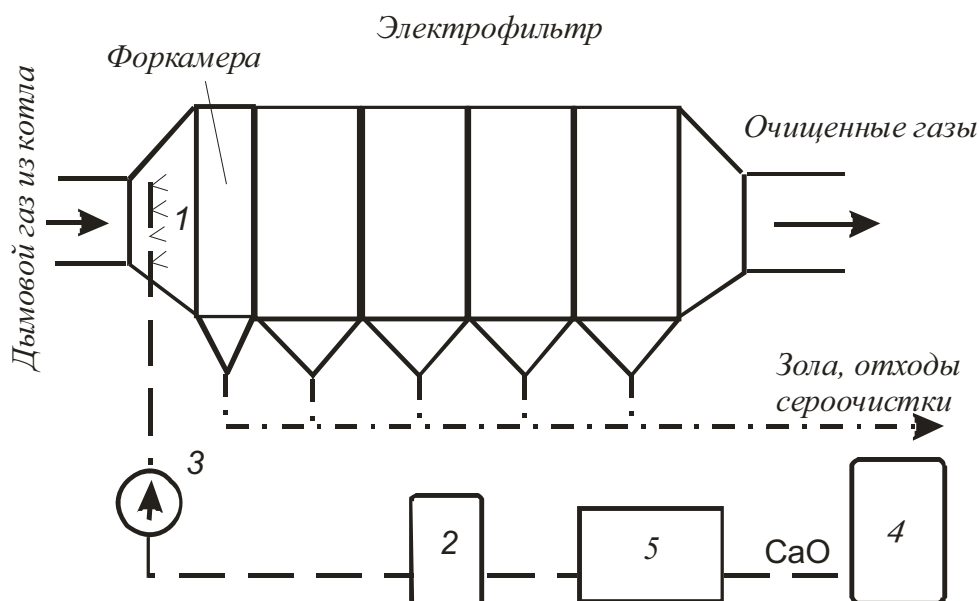


Рис. 2.21. Принципиальная схема упрощенной мокро-сухой известковой сероочистки (E-SO_x):

1 – система тонкодисперсных форсунок в форкамере электрофильтра или в подводящем газоходе; 2 – емкость для хранения суспензии; 3 – насос подачи суспензии к форсункам; 4 – силос извести; 5 – установка гашения извести

Негашеную комовую или размолотую известь подают в аппарат гашения 5, откуда концентрированную суспензию сливают в бак для приготовления реагента 2, где ее смешивают с водой и доводят до нужных параметров. Сухие продукты сероочистки вместе с золой дымовых газов и улавливаются в электрофильтре. Уловленная смесь летучей золы с полуводным сульфитом кальция, двуводным сульфатом кальция и гидроксидом кальция может использоваться в дорожном строительстве, при заполнении неудобий, в качестве заполнителя при производстве строительных изделий.

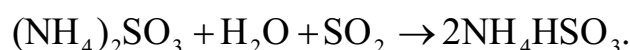
Проект головной сероочистки по технологии E-SO_x разрабатывается ВТИ совместно с ЕРА и SR1 применительно к электрофильтру Дорогобужской ТЭЦ.

В *мокрых технологиях* дымовые газы интенсивно промываются водной суспензией или раствором реагента, что вызывает его диссоциацию на ионы. Присутствующий в дымовых газах диоксид серы растворяется и тоже переходит в ионную форму SO₃²⁻ и быстро связывается с ионами реагента. Расход воды в этих технологиях большой, что приводит к существенному охлаждению газов вплоть до температуры точки росы по водяному пару. Поэтому для повышения температуры применяют подогрев дымовых газов. Мокрые технологии подразделяются на:

- регенеративные (циклические);
- нерегенеративные.

Регенеративные технологии

Аммиачно-циклический способ очистки дымовых газов от SO_2 основан на поглощении SO_2 из дымовых газов распыленным раствором сульфита аммония $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_3$ с образованием бисульфита аммония по обратимой реакции:



После промывки газов раствор бисульфита аммония подвергают нагреву с образованием концентрированного сернистого ангидрида и сульфита аммония:



Сернистый ангидрид используется для получения кислоты или элементарной серы, а сульфит аммония $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_3$ используется повторно. Технологическая схема такой очистки показана на рис. 2.22.

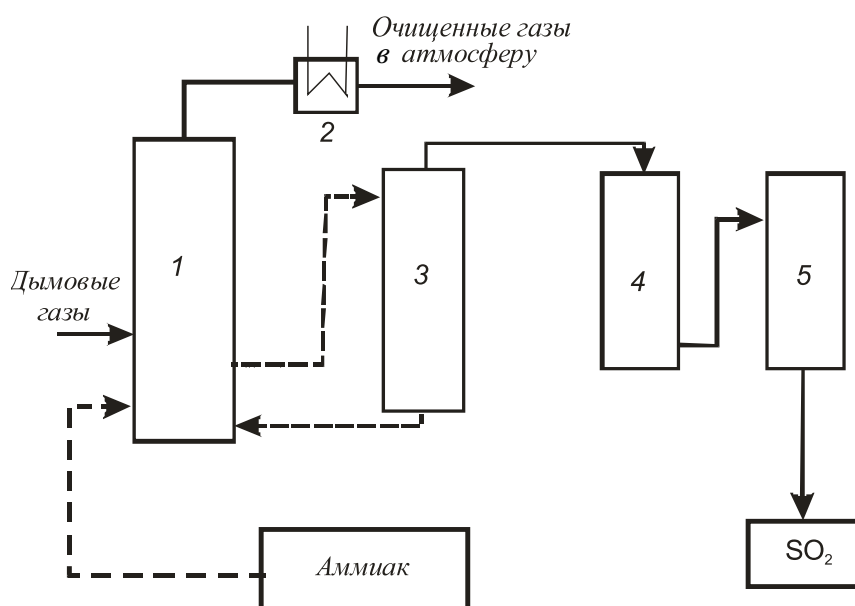


Рис. 2.22. Принципиальная схема аммиачно-циклической сероочистки:

*1 – абсорбер; 2 – теплообменник; 3 – десорбционная колонна;
4 – конденсатор; 5 – сушильная башня*

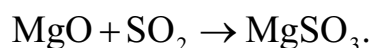
Дымовые газы после золоуловителя поступают в противоточный абсорбер 1, орошаемый сульфит-бисульфитным раствором. Абсорбер полый или насадочный состоит из нескольких ступеней орошения, куда подается аммиак для восполнения потерь. Насыщенный диоксидом серы раствор подают в десорбционную колонну 3, в которой поддержи-

вают температуру 97 °С и вакуум около 47 кПа. В результате разложения бисульфата аммония образуется сульфитный раствор, который возвращается в абсорбер, и газообразный SO₂. Из абсорбера смесь диоксида серы с водяными парами пропускают через конденсатор 4, где удаляют основную часть влаги, затем через сушильную башню 5. Осушенный SO₂ путем охлаждения сжижают, сливают в цистерны и транспортируют потребителям. Очищенные газы после подогрева в подогревателе 2 сбрасываются в атмосферу.

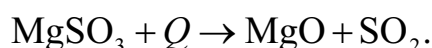
Достоинством способа является практическое отсутствие затрат реагентов и небольшой расход тепловой энергии на восстановление (NH₄)₂SO₃. Этот метод рентабелен при содержании SO₂ в дымовых газах не менее 0,5 %.

К недостаткам следует отнести то, что все оборудование должно иметь кислотостойкое исполнение, кроме того, достаточно сложна эксплуатация установки. Данный способ находится в стадии освоения.

При очистке по *магнезитовому способу* дымовые газы поступают в абсорбер типа трубы Вентури, где орошаются суспензией, содержащей оксид магния. При этом происходит химическая реакция



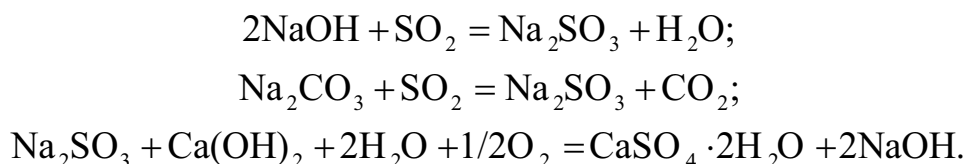
Полученный кристаллический сульфит магния обезвоживается и подвергается термическому разложению при температуре 900 °С с образованием концентрированного сернистого ангидрида SO₂ и оксида магния:



Концентрированный газ SO₂ используется для приготовления серной кислоты или элементарной серы, MgO используется повторно в установке сероочистки.

Достоинствами способа являются незначительный расход химических реагентов (только на восполнение потерь в технологическом цикле), получение высококачественных побочных продуктов: серной кислоты или элементарной серы. Недостатки способа – невысокая степень улавливания серы (до 90 %) и большой расход тепловой энергии на разложение сульфита магния. Способ не нашел широкого применения.

Технология использования скрубберов Вентури (ТСВ). В этой технологии для сероочистки предусмотрена промывка дымовых газов раствором соды с последующей конверсией известью в сульфат кальция. Основными химическими реакциями являются:

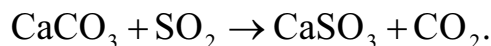


В трубу-коагулятор Вентури впрыскивается раствор соды, который одновременно удаляет из дымовых газов диоксид серы и коагулирует летучую золу. В каплеуловителе за счет закрутки потока газов происходит отделение пульпы, которая стекает по стенкам вниз и сливается в конвертер. Очищенные дымовые газы при необходимости подогреваются до температуры выше температуры точки росы и выбрасываются в атмосферу. Пульпа в конвертере смешивается с известковой суспензией, в результате чего сульфит натрия переходит в сульфат кальция. Двухводный сульфат кальция и зола транспортируются на золоотвал. Сброс гипса на золоотвал способствует герметизации ложе золоотвала. Поскольку скруббер орошается раствором соды, исключаются трудноудаляемые гипсовые отложения. Данная технология может быть применена и на других мокрых золоуловителях, например ИРО и эмульгаторах.

Нерегративные технологии

Мокроизвестняковый способ основан на интенсивной промывке дымовых газов в абсорбере, установленном за высокоэффективным золоуловителем, известняковой суспензией с получением двухводного гипса. Эта технология является абсолютно безопасной, поскольку и известняк, и гипс — нейтральные малорастворимые вещества.

В основе этого процесса лежит химическая реакция, протекающая при контакте дымовых газов с известняком в объеме распыленной суспензии известняка с образованием твердого сульфита кальция и углекислого газа:



Процесс протекает в абсорбере башенного циркуляционного типа. В нижней части абсорбера накапливается суспензия сульфита кальция. При барботаже воздуха через слой этой суспензии происходит доокисление сульфита кальция в двухводный сульфат кальция (гипс) по реакции



На рис. 2.23 приведена схема включения сероочистки МИС в систему газоходов котельного агрегата.

Дымовые газы после электрофилтра и дымососа 1 направляются через регенеративный газовый подогреватель (РГП) 3 к промывочной башне 4. Необходимость охлаждения дымовых газов перед промывочной башней вызвана тем, что взаимодействие карбоната кальция CaCO_3 с диоксидом серы SO_2 происходит эффективно только при относительно низких температурах (приблизительно 50°C). В то же время температура уходящих газов перед дымовой трубой должна быть не ниже $70\text{--}80^\circ\text{C}$.

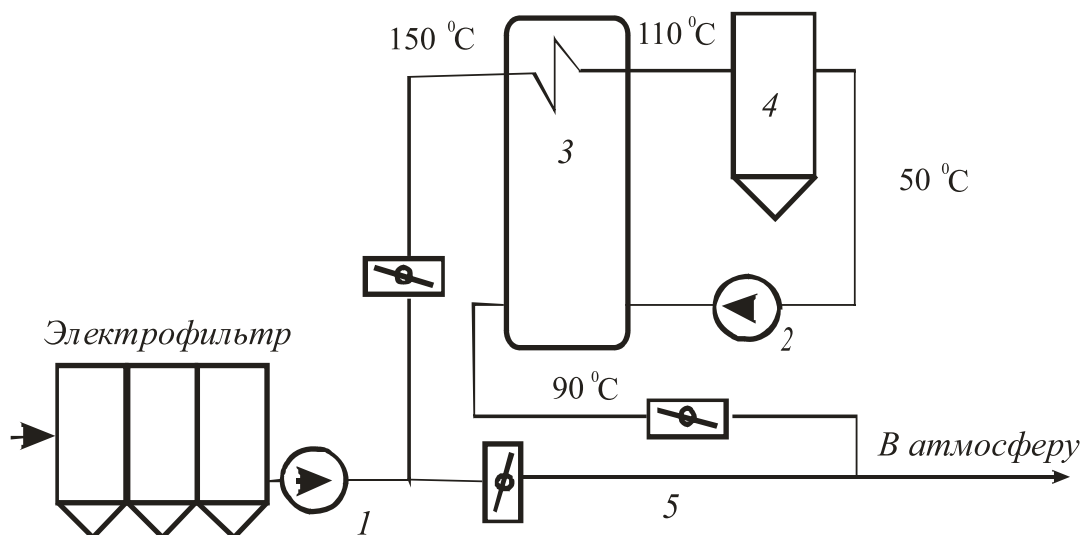


Рис. 2.23. Принципиальная схема включения сероочистки, работающая по технологии МИС:

1, 2 – дымососы; 3 – регенеративный газовый подогреватель (РГП); 4 – промывочная башня (абсорбер или скруббер); 5 – байпасная линия

Для регулирования температуры уходящих газов предусмотрена байпасная линия 5. Для подачи очищенных газов в дымовую трубу используется вспомогательный дымосос 2.

Принципиальная схема установки МИС с абсорбером представлена на рис. 2.24.

Основным элементом МИС является абсорбер. Дымовые газы поступают в нижнюю часть абсорбера и движутся снизу вверх, проходя последовательно две зоны очистки: первую 1, где происходит реакция связывания SO_2 последовательно в слое частично обработанного известняка, и вторую 2, где очистка осуществляется в зоне свежей известняковой суспензии. Затем газы проходят зону промывки технической водой 3, где удаляются механические включения. Далее очищенный газ подается в каплеуловитель 4, где он практически полностью освобождается от капель воды. Образовавшиеся частицы CaCO_3 поступают в нижнюю часть абсорбера, где в результате барботажного воздуха доокисляются в гипс.

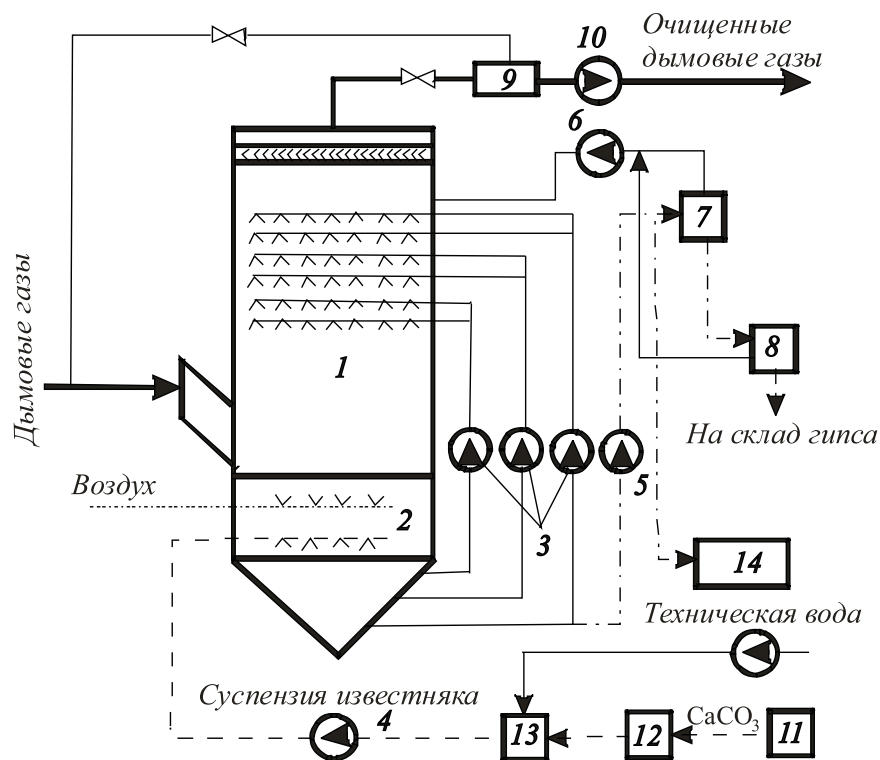


Рис. 2.24. Принципиальная схема мокрой известняковой очистки МИС:
 1 – абсорбер; 2 – сборно-окислительная емкость; 3 – насосы рециркуляции;
 4 – насос известняковой суспензии; 5 – насос откачки гипсовой суспензии; 6 – насос;
 7 – гидроциклон; 8 – вакуум-фильтр; 9 – теплообменник; 10 – дымосос;
 11 – склад известняка; 12 – узел подготовки размолотого известняка; 13 – мешалка;
 14 – шламоотвал

Из нижней части абсорбера суспензия гипса подается в гидроциклон 10, в котором происходит отделение суспензии гипса от воды, а более мелкие частицы известняка с водой возвращаются в абсорбер. Для повышения эффективности связывания SO_2 и снижения расхода известняка в абсорбере обеспечена многократная циркуляция известняковой суспензии с помощью циркуляционного насоса б.

Обычно башенный абсорбер устанавливают за электрофильтром, что обеспечивает высокую чистоту гипса.

Технология МИС получила в мировой практике самое широкое распространение, так как имеет существенные преимущества:

- позволяет обеспечить высокую степень улавливания SO_2 при непрерывном ужесточении санитарного законодательства;
- является единственной экологически безопасной, поскольку и реагент, и отходы нейтральны и плохо растворимы, так что никакие нарушения процесса или аварии не приведут к загрязнению окружающей среды;

- наличие природного известняка практически в любом месте страны.

К недостаткам МИС следует отнести большой дополнительный расход технической воды и большое количество образующихся минерализованных сточных вод. Большие размеры установки определяют большие капитальные затраты, составляющие 150–200 долл. на 1 кВт установленной мощности; также возрастает расход электроэнергии на собственные нужды ТЭС (на 3–5 %).

Мокрая известковая технология основана на связывании SO_2 и SO_3 водной суспензией извести с получением двухводного сульфата кальция $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. Сероулавливающая установка работает так же, как и мокрая известняковая. Гидроксид кальция имеет более высокую растворимость в воде, чем известняк, и более активен, поэтому объём абсорбера примерно в два раза меньше при плотности орошения 10 л/м³. Мокрая известковая сероочистка занимает второе место в мировой практике по распространению на ТЭС вследствие меньших размеров и стоимости оборудования. Но работа с известью требует определенных правил безопасности для исключения её воздействия на окружающую среду.

Аммиачно-сульфатная технология (АСТ) основана на связывании диоксида и триоксида серы водным раствором аммиака с последующим окислением образовавшихся продуктов взаимодействия до стабильного сульфата аммония $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$.

Принципиальная схема установки АСТ приведена на рис. 2.25.

Установка работает следующим образом. Обеспыленные дымовые газы поступают в нижний контур абсорбера, где наряду с улавливанием рабочий раствор упаривается теплом дымовых газов до насыщения жидкости сульфатом аммония. Основная абсорбция происходит в верхних контурах, орошаемых аммиачно-сульфитным раствором. В последний по ходу газа контур подается слабый раствор аммонийных солей. Раствор из каждого верхнего контура самотеком сливается в расположенный ниже контур. В сборную ёмкость каждого контура вводится газообразный аммиак, полученный в паровом испарителе. Для повышения степени улавливания SO_2 и предотвращения образования сульфатно-аммиачных аэрозолей, выбрасываемых с очищенными газами, в нижней части сульфит-бисульфитные соли принудительно доокисляются до сульфатных. Это обеспечивает повышение эффективности сероулавливания до 98–99 %. Очищенные газы проходят через каплеуловитель, затем нагреваются на 20–25 °С в теплообменнике и выбрасываются в атмосферу.

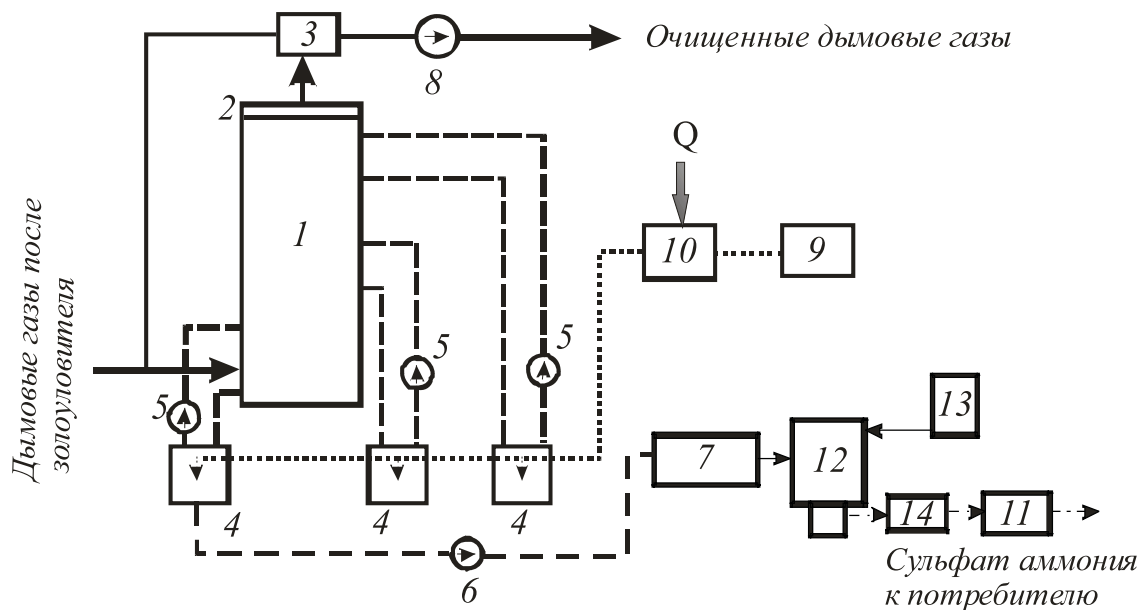


Рис. 2.25. Принципиальная схема аммиачно-сульфатной сероочистки:

- 1 – абсорбер; 2 – каплеуловитель; 3 – устройство для нагрева дымовых газов;
 4 – сборные емкости контуров орошения; 5 – циркуляционные насосы;
 6 – насос для откачки насыщенного раствора; 7 – фильтр; 8 – дымосос;
 9 – хранилище жидкого аммиака; 10 – испаритель; 11 – барабанная сушилка;
 12 – выпарной аппарат; 13 – эжектор; 14 – центрифуга

Продуктом сероочистки является насыщенный раствор сульфата аммония, который может быть использован по двум направлениям:

- расфасовка в цистерны и отправка потребителям в жидком виде — более дешевый вариант, но требует постоянной отгрузки;
- получение сухого сульфата аммония, складирование, расфасовка и отгрузка потребителям, что требует установки дополнительного оборудования (фильтр, выпарной аппарат, барабанная сушилка и т. п.).

Обязательным элементом новых угольных энергоблоков должны стать установки сероочистки дымовых газов. В настоящее время наиболее распространены на зарубежных ТЭС (МИС), снижающие выбросы SO_2 в среднем на 95 %. На новых российских энергоблоках при сжигании высокосернистых углей для обеспечения принятых перспективных норм по допустимым выбросам SO_2 необходимо будет использовать такие же схемы, или разработанную ВТИ и внедренную на Дорогобужской ТЭС (АСТ). При сжигании средне- и малосернистых топлив (к которым относится большинство угольных месторождений в России, включая Кузнецкий и Канско-Ачинский бассейны) достаточно эффективной является менее капиталоемкая упрощенная мокро-сухая технология сероочистки. Кроме того, в настоящее время исследуются новые технологии сероочисток с более эффективными сорбентами, по-

зволяющими решать проблемы удаления вредных веществ комплексно (в том числе – и тяжелых металлов). Техничко-экономическое сравнение наиболее перспективных сероочистных технологий приведено в табл. 2.9.

Таблица 2.9

Техничко-экономические показатели технологий сероочистки при изготовлении оборудования российскими заводами (по данным ВТИ)

Показатель	Способ сероочистки			
	МИС	АСТ	Е-SO _x	СИТ
Содержание серы S ^r , %	2,0	0,5–2,0	0,5–1,0	0,3–0,8
Эффективность связывания SO ₂ , %	95–98	86–92	50–70	30–50
Удельные капзатраты, долл/кВт	125–150	80–90	15–20	9–15
Стоимость удаленной тонны SO ₂ , долл/кВт	290–320	200–215	240–350	270–330

Анализируя различные способы сероочистки (см. табл.) можно сделать вывод, что высокоэффективные технологии требуют больших капитальных вложений и эксплуатационных затрат, что окупается при сжигании высокосернистого топлива либо при сложной экологической ситуации региона, где расположена ТЭС.

Требуемую эффективность работы сероулавливающей установки для котлов разной мощности легко подсчитать, зная нормативы удельных выбросов:

$$\eta_{\text{SO}_2} = \frac{n' - n''}{n'} 100 \%, \quad (2.33)$$

где n' – исходные (фактические) удельные выбросы диоксида серы без учета связывания его в топке компонентами золы; n'' – нормы удельного выброса НУВ_n в г/МДж, приведены в Приложении табл. 2.

$$n' = 20S^{\text{пр}} = 20 \frac{S^r}{Q_{\text{H}}^r}, \text{ г/МДж.}$$

Очистка дымовых газов от диоксидов серы известью или известняком является наиболее разработанным и реализованным процессом в России и за рубежом.

Расход известняка на сероулавливающую установку определяется по формуле

$$G_{\text{CaCO}_3} = \mu_1 B \frac{S^r}{100} \frac{\eta}{K_{\text{CaCO}_3} K_{\text{исп}}}, \text{ кг/с,}$$

где μ_1 – отношение молекулярных масс CaCO_3 и серы ($\mu_1 = 3,125$); B – расход топлива, кг/с; S^r – содержание серы в топливе, %; η – степень очистки газов от SO_2 ; K_{CaCO_3} – содержание углекислого кальция в природном известняке; $K_{\text{исп}}$ – коэффициент использования известняка.

Количество твердых сухих отходов, получающихся в результате очистки газов, определяется по формуле

$$G_{\text{отх}} = (\mu_2 K_{\text{исп}} + 1 - K_{\text{исп}}) G_{\text{CaCO}_3}, \text{ кг/с,}$$

где μ_2 – отношение молекулярных масс сульфата кальция $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ и известняка CaCO_3 ($\mu_2 = 1,72$). В расчете принимается, что сульфит полностью окисляется в сульфат.

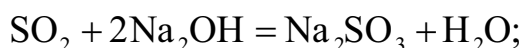
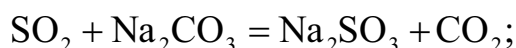
Сероочистка продуктов сгорания мазута

На газомазутных ТЭС мазут может использоваться как основное топливо (таких станций не много) или как резервное.

В первом случае следует применять эффективные сероочистки, например мокрую известняковую или аммиачно-сульфатную (технологии выше рассмотрены).

Если мазут используется как резервное топливо и сжигается сезонно, на котлах приемлемы простые и дешевые сероулавливающие технологии. Наиболее перспективной является мокрая содовая. Процесс сероулавливания проходит по реакциям:

- абсорбция карбонатом, бикарбонатом или гидратом натрия (карбонатной, питьевой или каустической содой):



- окисление сульфата натрия:



Сероулавливающая установка состоит из узлов абсорбции, приготовления раствора реагента и окисления отходов сероочистки. Узел аб-

сорбции размещается в ячейке котла, остальные узлы на промплощадке ТЭС. В качестве абсорбера может применяться широко используемый на отечественных ТЭС скруббер Вентури, в котором одновременно улавливается мазутная зола. Степень сероулавливания составляет 80 %.

2.3.4. Определение массового выброса диоксида серы

Количество диоксида серы SO_2 и SO_3 в пересчете на SO_2 (г/с), выбрасываемое в атмосферу в единицу времени, вычисляется по формуле:

$$M_{SO_4} = 20BS^r \left(1 - \frac{\eta'_{SO_2}}{100} \right) \left(1 - \frac{\eta''_{SO_2}}{100} \right) \left(1 - \frac{\eta_{cy} \tau_{cy}}{100 \tau_k} \right), \quad (2.34)$$

где η'_{SO_2} – доля SO_2 , уловленная золовыми частицами непосредственно в газоходе котла (табл. 2.10); η''_{SO_2} – доля SO_2 , уловленная в золоуловителях: для сухих золоуловителей $\eta''_{SO_2} = 0$, для мокрых: при орошении нейтральной водой $\eta''_{SO_2} = 1,5$; при орошении щелочной водой (щелочность 5–10 мг-экв/л) $\eta''_{SO_2} = 2–3$ %; η_{cy} – эффективность работы сероулавливающей установки, %; τ_{cy} , τ_k – число часов работы сероулавливающей установки и котла, соответственно, ч/год.

Таблица 2.10

Величина η'_{SO_2}

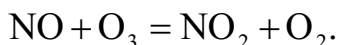
Топливо	η'_{SO_2} , %
Торф	15,0
Сланцы	5,0–8,0
Экибастузский уголь	2,0
Березовские угли:	
• для топок с твердым шлакоудалением	50,0
• для топок с жидким шлакоудалением	20,0
Канско-Ачинские угли:	
• для топок с твердым шлакоудалением	20,0
• для топок с жидким шлакоудалением	5,0
Прочие угли	10,0
Мазут	2,0

2.4. Снижение выбросов окислов азота

2.4.1. Механизм образования окислов азота в топочных процессах

Оксиды азота в воздушном топочном пространстве образуются из азота воздуха и азотосодержащих компонентов топлива.

В дымовых газах на выходе из топки котла оксиды азота присутствуют в виде: N_2O , NO , NO_2 , N_2O_3 , N_2O_4 , N_2O_5 , причем 95–97 % составляют NO . Но при температурах ниже $700\text{ }^\circ\text{C}$ происходит доокисление NO до NO_2 . Этот процесс в основном происходит в шлейфе дымовых газов, выбрасываемых в атмосферу. Степень трансформации NO в NO_2 зависит в основном от концентрации озона в приземном слое атмосферы и при интенсивном турбулентном перемешивании идет по реакции



Экологическая опасность NO_2 в несколько раз превосходит NO . Это газ красно-бурого цвета с удушливым и резким, раздражающим запахом; хорошо растворяется в воде, образуя красно-бурюю жидкость, которая при температуре $-10,2\text{ }^\circ\text{C}$ твердеет и образует бесцветные кристаллы. Диоксид азота отрицательно влияет на здоровье людей, поражается дыхательная система, легкие. Особенно подвержены воздействию диоксида азота дети. Крайне опасным для жизни может оказаться даже временное вдыхание воздуха с концентрацией этого газа $200\text{--}500\text{ мг/м}^3$.

Диоксид азота обладает высокой поглощательной способностью в ультрафиолетовой области спектра. При наличии в воздухе других загрязняющих ингредиентов, например: углеводов, вступает с ними в реакцию с образованием смога, способствуют образованию парникового эффекта, разрушая озоновый слой атмосферы. Кроме того, оксиды азота с водяными парами образуют «кислотные дожди», которые наносят большой ущерб водным и лесным экосистемам и сельскохозяйственным угодьям.

Для разработки путей борьбы с образованием оксидов азота важно знать, как они образуются. В настоящее время достаточно хорошо изучены три основных механизма их образования:

- образование «*термических*» (воздушных) NO из молекулярного азота воздуха при температуре выше $1800\text{ }^\circ\text{K}$ (механизм Зельдовича);
- образование «*топливных*» NO из связанного азота, содержащегося в топливе;
- образование небольшого количества «*быстрых*» NO путем реакции молекулярного азота воздуха с углеводородными радикалами (механизм Фенимора).

Скорость образования термических окислов азота экспоненциально зависит от температуры и содержания кислорода в степени 0,5. Процесс обратимый, протекает по цепному механизму с образованием свободных атомов кислорода воздуха и азота. Итоговую реакцию можно записать в виде



Важно отметить, что интенсивное образование NO идет в области максимальных температур, т. е. в зоне факела, где уже сгорела основная масса топлива. Из-за высокой энергии активации основное количество термических окислов азота образуется в узком диапазоне температур. Время пребывания в этой зоне факела во много раз меньше времени достижения равновесной концентрации.

Наличие в дымовых газах тех или иных NO зависит от целого ряда факторов, наиболее значимым из которых является температура сжигания топлива. Зависимость образования окислов азота от температуры представлена на рис. 2.26 [13].

При низкотемпературном сжигании топлива, когда максимальная температура не превышает 1500 °С, термические NO_x можно вообще не учитывать ввиду их малости. Такое положение характерно для *пылеугольных* топок с прямым сжиганием влажного бурого угля, при высокой доле рециркуляции газов, подаваемых через горелки, или при высоком коэффициенте избытка воздуха в топочной камере.

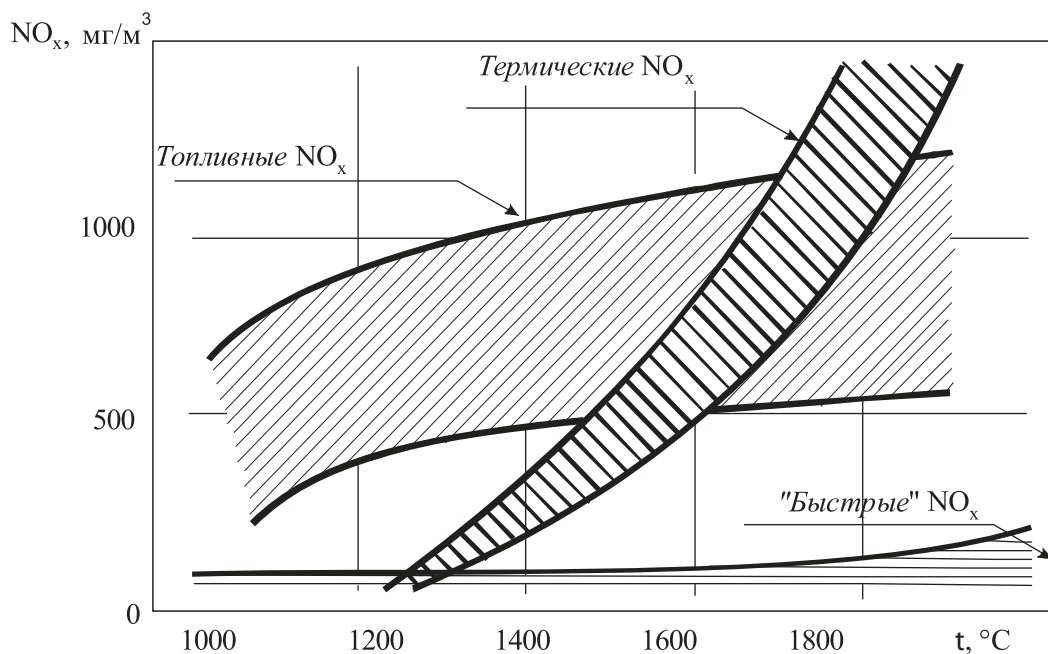
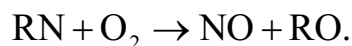


Рис. 2.26. Зависимость образования окислов азота от температуры при сжигании органического топлива

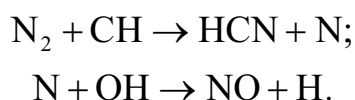
Образование топливных оксидов азота осуществляется в два этапа: на начальном участке факела происходит газификация капель мазута или угольных частиц с выделением летучих азотсодержащих соединений (радикалов R) типа CN, HNC, HN, HN₂, а затем частичное окисление этих соединений по реакции



Топливные оксиды азота образуются параллельно с горением топлива в основной зоне горения за промежуток времени меньший, чем время горения топлива. Процесс образования NO из азота топлива происходит уже при относительно низких температурах 550–1000 °С. Зависимость выхода топливных оксидов азота от содержания молекулярного кислорода в зоне горения близка к квадратичной. Естественно, важным фактором здесь является содержание азота в топливе. Полное превращение азота топлива в окислы азота имеет место при %. При сжигании углей с $N^r = 1,1–1,4 \%$ и $S^r = 1–3 \%$ степень перехода азота топлива в NO_x составляет обычно 20–30 %. При температуре в топке ниже 1450 °С связанный азот топлива становится доминирующим в образовании оксидов азота. При факельном сжигании топлива в топочную камеру через горелки подаются прямооточные или закрученные потоки смеси топлива с воздухом и чистого воздуха (иногда газы регенерации). Конструкции применяемых горелок разнообразны, так как диапазон изменения характеристик топлива очень велик. Выход летучих горючих, в значительной степени определяющий реакционные качества топлива, меняется от 2 до 92 %. Все пылеугольные горелки имеют поток первичного воздуха, который смешивается с топливом до поступления в топку, и поток вторичного воздуха, который смешивается с аэросмесью после выхода из горелки. Прогрев аэросмеси способствует выходу летучих и их воспламенению. Поэтому на начальном участке всегда имеется высокотемпературная зона, в которой идет интенсивный выход азотсодержащих компонентов и образование топливных NO. При сгорании летучих расходуется в основном кислород, содержащийся в первичном воздухе. Горение летучих ускоряет прогрев и воспламенение коксовых частиц и здесь уже используется кислород вторичного воздуха. Далее по ходу факела, когда содержание кислорода значительно снижается, доминируют другие реакции: NO, взаимодействуя углеводородами HC, образуют промежуточные азотсодержащие компоненты, которые восстанавливают NO до молекулярного азота N₂.

Топливные оксиды азота отсутствуют при сжигании природного газа, так как газ почти не содержит связанного азота. При сжигании мазута в энергетических котлах доля топливной составляющей оксидов азота относительно невелика.

«Быстрые» NO образуются на начальном участке факела в зоне разогрева топливно-воздушной смеси. Здесь определяющим является присутствие радикалов, образующихся при термическом разложении топлив в результате аномально быстрых реакций молекулярного азота с углеводородами, содержащимися в топливе (CH, HC, NH и др.):



Эти реакции активно протекают уже при температуре 1300 °С, когда образование термических NO еще не происходит. Концентрация «быстрых» NO растет при увеличении избытка воздуха и температуры и при сжигании природного газа может составить 70–90 мг/м³. Доля «быстрых» оксидов азота в топке котлов при факельном сжигании не превышает, как правило, 10–15 % от общего выхода оксидов азота в топочном процессе.

В реальных топочных процессах приходится учитывать возможность одновременного действия рассмотренных механизмов образования NO_x. Ведущая роль того или иного механизма определяется свойствами топлива (содержание связанного азота, теоретическая температура горения), а также спецификой организации факела (интенсивность смесеобразования, температурный уровень процесса). Это должно учитываться при разработке мероприятий, подавляющих образования NO_x в целях достижения современных норм по выбросу оксидов азота в атмосферу.

Для снижения образования термических NO_x применяются первичные (режимно-технологические) мероприятия, основанные на воздействии на один или несколько факторов в зоне максимальной генерации NO_x и на создании специальных условий в факеле горения, приводящих к восстановлению образовавшихся оксидов азота до молекулярного азота.

Эти мероприятия должны быть направлены на:

- снижение температуры горения;
- уменьшение времени пребывания продуктов сгорания в области высоких температур;
- интенсификацию зон реакций с восстановительной атмосферой (избыток воздуха меньше единицы), где образование NO из азота топлива затруднено, и восстановление оксидов азота идет до молекулярного азота, и ослабление зон протекания окислительных реакций.

2.4.2. Способы подавления образования окислов азота

Для снижения выбросов оксидов азота на электростанциях проводят следующие режимно-технологические или первичные мероприятия:

- сжигание топлива с малыми коэффициентами избытка воздуха (снижение NO_x до 33 %);
- рециркуляцию дымовых газов (снижение NO_x до 33 %);
- нестехиометрическое сжигание топлива (снижение NO_x до 35–40 %);
- многоступенчатое сжигание топлива (снижение NO_x до 35–40 %);
- использование горелок с низким выбросом NO_x (снижение NO_x до 60 %);
- выключение из работы одной или нескольких горелок;
- впрыск воды (или водомазутной эмульсии) в ядро факела (снижение NO_x на 25–44 %);
- снижение температуры горячего воздуха;
- предварительный подогрев угольной пыли;
- комбинацию первичных мероприятий (снижение NO_x до 90 %).

Некоторые из этих мероприятий могут быть осуществлены только путем изменения режима эксплуатации котла (низкий избыток воздуха, нестехиометрическое сжигание). Простота их реализации сочетается с ограниченной эффективностью, возможным ухудшением показателей работы котла. Основная группа технологических мероприятий требует для своей реализации конструктивного совершенствования топочно-горелочной системы.

Сжигание топлива с малыми коэффициентами избытка воздуха

Одним из наиболее распространенных и легко реализуемых режимных мероприятий, направленных на уменьшение выбросов оксидов азота, является снижение избытка воздуха в топке. В результате уменьшения содержания кислорода в факеле происходит подавление образования как «термических», так и «топливных» NO_x , и поэтому данное мероприятие может быть применено при сжигании любых видов органического топлива. На рис. 2.27 представлена зависимость концентрации NO_x от коэффициента избытка воздуха.

Максимум содержания NO_x в дымовых газах соответствует такому значению коэффициента избытка воздуха, при котором в данных условиях достигается наиболее полное сгорание топлива: для газо-мазутных котлов при величинах $\alpha_{\text{max}} = 1,15–1,25$ и для пылеугольных – $\alpha_{\text{max}} = 1,3–1,5$.

Многочисленные опыты на котлах разных типов подтвердили, что снижение избытков воздуха однозначно приводит к уменьшению выхода NO_x . Эффективность мероприятия зависит от вида топлива, особенностей котла и процесса сжигания, что отражено в табл. 2.11.

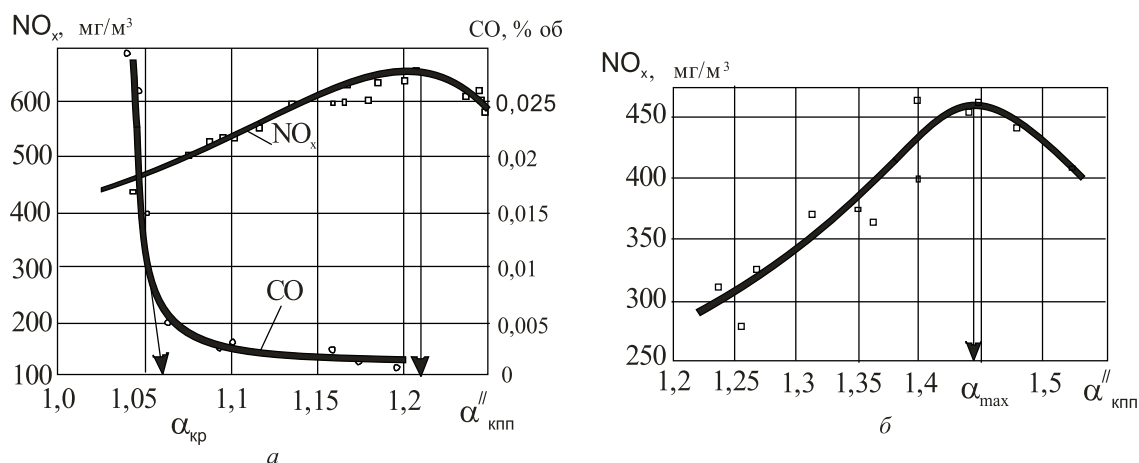


Рис. 2.27. Зависимость концентрации NO_x от коэффициента избытка воздуха:
а – при сжигании угля; *б* – при сжигании мазута

Таблица 2.11

Влияние коэффициента избытка воздуха на снижение выхода NO_x (%) для некоторых котлов

Тип котла	Топливо	Коэффициент избытка воздуха α		Снижение выхода NO_x , %
		до	после	
БКЗ-420-140	Экибастузский	1,3	1,2	25
ТПП-312	Донецкий ГСШ	1,3	1,1	33
ТГМ-94	Газ	1,07	1,025	40
ТГМ-84	Мазут	1,09	1,04	25
ТГМП-204	Мазут	1,1	1,0	43

При этом не требуется каких-либо дополнительных капитальных и эксплуатационных затрат, а все расходы на его внедрение сводятся к стоимости режимно-наладочных испытаний котла.

Однако снижение избытков воздуха возможно лишь до тех пор, пока это не приводит к интенсивному росту продуктов неполного сгорания (рис. 2.27). Уменьшение α ниже определенного критического значения приводит к резкому увеличению химического недожога и возрастанию содержания монооксида углерода CO , H_2 , сажи и полициклических ароматических углеводородов (ПАУ), в частности бенз(а)пирена. Кроме этого, происходит увеличение содержания горючих в уносе, возрастает интенсивность шлакования поверхностей нагрева и высоко-

температурной коррозии экранов. Поэтому при переходе на работу с малыми избытками воздуха рабочие избытки воздуха принимаются несколько выше критических значений.

Для большинства отечественных котлов предельный коэффициент избытка воздуха в горелках равен 1,1–1,15 при сжигании твердых топлив и 1,01–1,03 при сжигании природного газа и мазута.

Рециркуляция продуктов сгорания

Рециркулирующие дымовые газы, вводимые в ядро факела, могут воздействовать на образование NO по различным направлениям:

- разделяет топливо и окислитель, что тормозят смесеобразование;
- обедняя окислитель за счет снижения концентрации кислорода;
- снижая температурный уровень топочного процесса.

Эффективность подавления образования оксидов азота при вводе газов рециркуляции определяется следующими факторами: место отбора газов на рециркуляцию; условия их ввода в топочную камеру; степень рециркуляции r (%); распределение газов рециркуляции по объему топочной камеры; состояние котельного агрегата.

Существует несколько способов ввода газов рециркуляции в топку:

- в под (нижнюю часть) топки;
- в щлицы под горелками;
- непосредственно в горелочное устройство в один из воздушных потоков или между потоками воздуха;
- в горелку в поток топлив;
- в воздухопровод горячего воздуха.

При сжигании природного газа наибольшее снижение выхода оксидов азота наблюдается при вводе газов рециркуляции непосредственно в топливо.

Существенное подавление образования оксидов азота имеет место в основном при подаче газов рециркуляции в количестве до 15–22 % от объема образовавшихся газов. Дальнейшее повышение степени рециркуляции приводит к незначительному дополнительному снижению выхода NO_x при одновременном ухудшении экономичности установки и возрастанию потерь с химическим недожогом.

Повысить эффективность снижения выхода оксидов азота без существенного увеличения доли рециркуляции возможно путем неравномерной раздачи продуктов сгорания в горелочные устройства по ширине топки или ярусам горелок. Поскольку зона максимальных температур располагается ближе к центру топочной камеры, большую долю рециркулируемых газов необходимо подавать в центральные горелки.

Первый способ предполагает отбор газов на рециркуляцию из газохода перед РВП и ввод их в короб горячего воздуха перед горелками. В этом случае транспорт отобранных на рециркуляцию продуктов сгорания осуществляется с помощью специальных дымососов рециркулирующих газов (ДРГ), что позволяет гибко регулировать степень рециркуляции продуктов сгорания в диапазоне от 0 до 20–25 % в зависимости от нагрузки котла и вида сжигаемого топлива. Данная схема организации рециркуляции характеризуется короткими газоходами рециркуляции, отсутствием дополнительных нагрузок на основные дутьевые вентиляторы (ДВ) и дымососы (ДС), минимальным снижением КПД котла из-за высоких температур продуктов сгорания, отобранных на рециркуляцию (это свыше 300 °С). Для улучшения перемешивания дымовых газов с воздухом, который поступает в топочную камеру, устанавливают смесители.

В настоящее время наибольшее распространение получила рециркуляция дымовых газов в воздухопроводах. На рис. 2.28 представлены три способа её реализации.

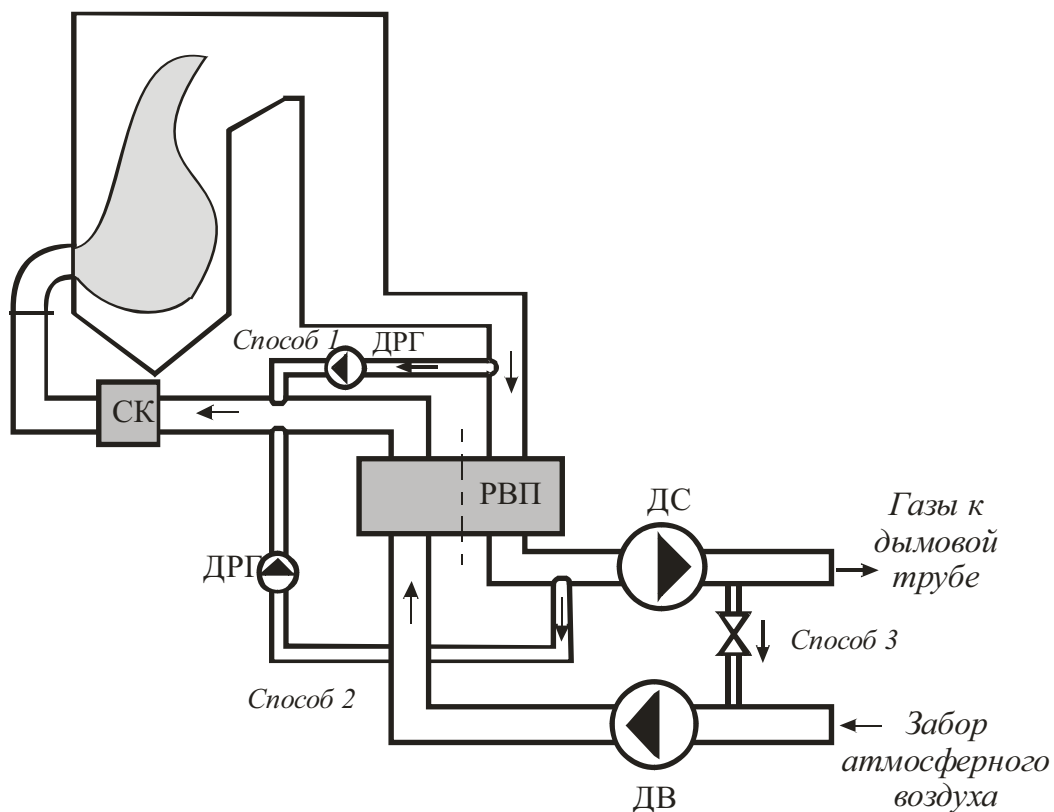


Рис. 2.28. Принципиальная схема рециркуляции дымовых газов котла с использованием дымососов рециркуляции газов:

ДРГ – дымосос рециркуляции газов; ДВ – дутьевой вентилятор; ДС – дымосос; РВП – регенеративный воздухоподогреватель, СК – смесительная камера

Недостатками первого способа является высокая стоимость ДРГ, повышенные энергозатраты на привод ДРГ и затраты на его техническое обслуживание в связи с повышенными температурами газов рециркуляции.

Второй способ реализует отбор газов на рециркуляцию из газохода после РВП. Из-за меньших температур газов (обычно 130–160 °С) затраты на обслуживание ДРГ и стоимость самого ДРГ меньше по сравнению с первым способом. Недостатками данной схемы являются длинные газоходы, дополнительная нагрузка на ДС.

Третий способ организации рециркуляции газов заключается в устройстве переключки между газоходом непосредственно за дымососом ДС и воздухопроводом перед дутьевым вентилятором. В этом случае дымовые газы с выхлопа дымососа (с избыточным давлением) самотеком поступают на всас дутьевого вентилятора (находящегося под разрежением). Количество рециркулирующих газов регулируется с помощью шиберов, установленных на переключке. Данный способ отличается самыми короткими газоходами и отсутствием ДРГ, ввиду чего он намного дешевле остальных. К достоинствам такой упрощенной схемы следует также отнести хорошее перемешивание продуктов сгорания с воздухом в дутьевом вентиляторе.

Недостатками упрощенной схемы является ограничение максимальной степени рециркуляции, которая, как правило, не превышает $r = 12–15 \%$ (определяется запасом производительности тягодутьевых машин), возможность усиления коррозии и заноса воздухоподогревателя отложениями при сжигании мазута, дополнительная нагрузка (ДВ) и (ДС).

Эффект снижения выхода оксидов азота при организации рециркуляции газов несколько выше при сжигании природного газа, чем при сжигании мазута. В настоящее время большинство действующих и все новые газомазутные котлы имеют рециркуляцию в качестве эффективного внутритопочного мероприятия.

Анализ опыта применения рециркуляции в качестве природоохранного мероприятия на российских ТЭС показывает, что в большинстве случаев ее эффективность составляет 40–70 % при сжигании природного газа и 40–60 % при сжигании мазута. Так на котлах ТГМ-96Б ТЭЦ-8 Мосэнерго подача дымовых газов в смеси с дутьевым воздухом при степени рециркуляции 8–9 % дает двукратное снижение выхода NO_x до 80–100 мг/м³. Использование специальных смесителей рециркуляции газов с воздухом позволило снизить выход NO_x на котлах КВГМ-180 до 60–80 мг/м³, на ТП-170-16 – до 125 мг/м³.

При низкотемпературном сжигании твердого топлива рециркуляция продуктов сгорания в качестве природоохранного мероприятия не используется ввиду малой эффективности. При высокотемпературном сжигании твердого топлива эффект от рециркуляции дымовых газов может быть получен только в случае замещения этими газами первичного воздуха, транспортирующего угольную пыль к горелкам. Применение рециркуляции для снижения выхода NO_x в теплонапряженных топках с ЖШУ возможно лишь в том случае, если снижение температуры в топке не повлияет на устойчивость выхода жидкого шлака. Внедрение всех рассмотренных схем рециркуляции газов сопровождается увеличением образования CO и Б(а)П и снижением КПД котла за счет увеличения потерь тепла с уходящими газами.

Нестехиометрическое сжигание топлив

При нестехиометрическом сжигании топлив в топочной камере организуется восстановительная ($\alpha < 1$) и окислительная ($\alpha > 1,2-1,25$) зоны горения. В восстановительной зоне происходит подавление образования термических и топливных оксидов азота из-за недостатка кислорода, а в окислительной зоне образование термических NO_x сдерживается в результате снижения температуры горения за счет больших избыточных объемов воздуха.

На практике нестехиометрическое сжигание топлива в топках котлов реализуется путем разбаланса топливовоздушного соотношения в горелочных устройствах или по ярусам горелок. Для этого используются три схемы разбаланса (рис. 2.29).

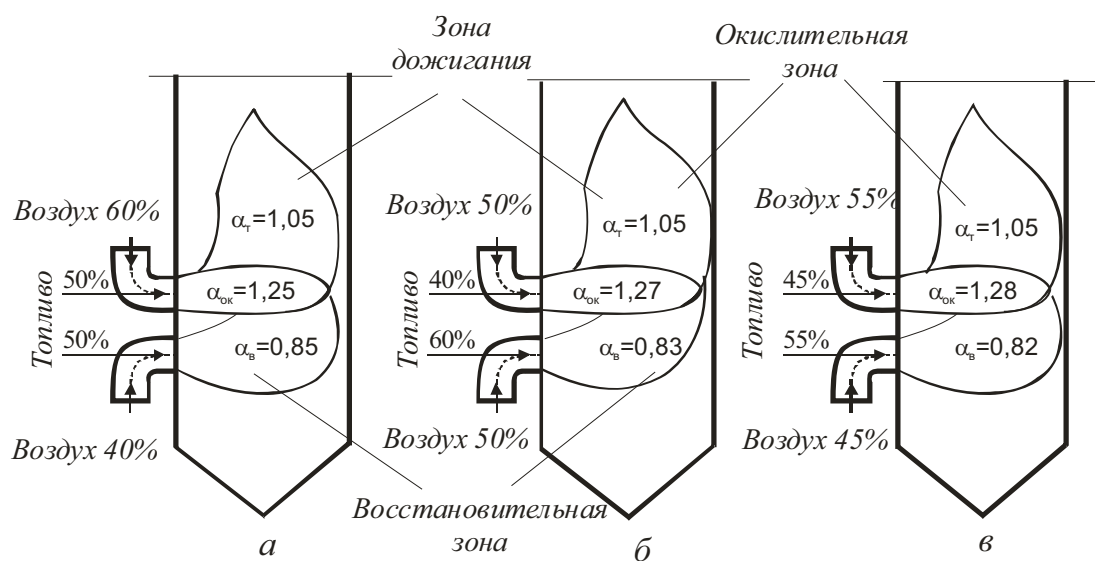


Рис. 2.29. Схемы разбаланса подачи топлива и газа в топку котла:
а) воздушный; б) топливный; в) комбинированный

Воздушный разбаланс осуществляется перераспределением подачи воздуха по горелочным устройствам путем частичного прикрытия воздушных шиберов перед частью горелок при равномерной раздаче топлива. Частичное закрытие индивидуальных воздушных шиберов перед соответствующими горелками обеспечивает переток дополнительного количества воздуха на остальные горелочные устройства, воздушные шибера перед которыми остаются полностью открытыми. При этом общий расход воздуха на котел остается неизменным, что можно контролировать по содержанию кислорода в дымовых газах за топкой. Данный способ разбаланса является достаточно универсальным и может быть использован при нестехиометрическом сжигании *любых топлив*, а также при их *совместном сжигании*. Реализация его проста и требует лишь предварительной проверки работы исполнительного механизма привода воздушных шиберов. Изменение нагрузки котла в этом случае осуществляется путем регулирования подачи топлива на котел и давления воздуха в общем коробе.

Топливный разбаланс осуществляется перераспределением подачи топлива в горелки при равномерной раздаче воздуха по всем горелочным устройствам. Для этого все воздушные шибера перед горелками полностью открыты. Данный вид разбаланса рекомендуется при нестехиометрическом сжигании *природного газа* и в отдельных случаях при сжигании угля. При этом характер аэродинамики топки, условия воспламенения и выгорания топлива практически не изменяются. При нестехиометрическом сжигании мазута топливный разбаланс *не рекомендуется* из-за ухудшения качества распыла и сепарации раскаленных капель мазута из воздушного потока, что приводит к появлению химического недожога и загрязнению поверхностей нагрева в газоходах котла.

Комбинированный способ разбаланса заключается в одновременном перераспределении и воздуха, и топлива по горелочным устройствам с целью создания в топочной камере ярко выраженных восстановительных и окислительных зон горения. Для этого через одни горелки обеспечивается пониженный расход топлива, а через другие – пониженный расход воздуха. Комбинированный разбаланс может быть рекомендован в тех случаях, когда простым перераспределением по горелкам или топлива, или воздуха не удастся обеспечить оптимальные величины избытков воздуха в окислительных и восстановительных. Этот способ разбаланса топливовоздушного соотношения рекомендуется для нестехиометрического сжигания *природного газа, углей*, а также при *совме-*

стном сжигании разных видов топлива. Наиболее эффективно тангенциальное расположение горелок, образующих центральный вихрь в центре топки. При этом происходит замедление смесеобразования, рассредоточение выгорания и тепловыделения в топочный объем, интенсификация теплоотвода к экранным поверхностям нагрева. Схема топочного процесса представляет собой концентрическое сжигание, осуществляемое за счет различного угла ввода аэросмеси и вторичного воздуха. Образующиеся при этом два концентрических восходящих потока формируют обогащенную топливом среду в центре топочной камеры и обедненную среду в периферийной части потока вблизи экранных поверхностей. При этом не только уменьшается выход NO_x , но и удается исключить образование восстановительной коррозионно-опасной зоны вблизи экранных труб. На действующих котлах концентрическая система сжигания может быть организована путем реконструкции. Так на котле ПК-40 с жидким шлакоудалением (Беловская ГРЭС) со встречной компоновкой прямоточных горелок реконструкция была проведена путем переориентировки осей горелок с различным отклонением потоков аэросмеси и вторичного воздуха от стенки топки. Достигнуто уменьшение выхода NO_x на 50–60 %.

Эффективность подавления образования оксидов азота при нестехиометрическом сжигании топлив существенно зависит от режимных условий. При сжигании природного газа минимальный выход оксидов азота наблюдается при избытках воздуха, соответственно, в восстановительной и окислительной зонах, равных 0,75 и 1,35, сжигании мазута в восстановительной зоне – 0,8–0,85 и в окислительной – 1,3–1,25.

Результаты внедрения нестехиометрического сжигания на различных котлах приведены в табл. 2.12.

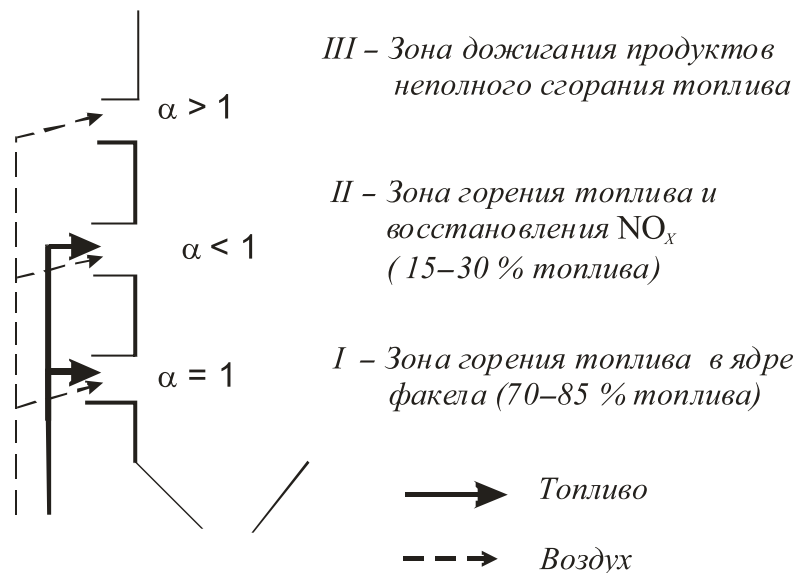
Трехступенчатое сжигание топлив

Основная идея этого внутритопочного мероприятия заключается в том, чтобы, наряду с подавлением образования оксидов азота на начальной стадии горения, создать далее по факелу условия для их восстановления до молекулярного азота N_2 . За рубежом данное технологическое мероприятие известно под названием *Reburning Technology* (рис. 2.30). С этой целью при трехступенчатом сжигании основное количество топлива (75–90 %) сжигается в нижней части топки (первая ступень) с пониженными избытками воздуха, близкими к стехиометрическому значению (для газа и мазута $\alpha = 1,0–1,03$; для твердых топлив).

Таблица 2.12

Результаты внедрения нестехиометрического сжигания

Котел	Топливо	Выбросы NO_x , мг/м ³		Снижение выбросов NO_x , %
		При обычном сжигании	При стехиометрическом сжигании	
ПТВМ-100	Мазут	250	170–175	30
	Газ	—	—	30–40
ТГМЕ-464	Газ	—	—	30
БКЗ-320-140ГМ	Мазут	510–530	280–300	43–45
ТГМ-151	Газ	330	260	20
ТГМЕ-94	Газ	—	—	50
ТГМ-84Б	Газ	250	135	45
	Мазут	430	260	40
	Газ/мазут	340	220	35
ТГМЕ-206	Газ	—	—	25 20
	Мазут	—	—	
БКЗ-75-35ГМ	Мазут	330–350	150–155	50–55
БКЗ-420-140НГМ	Газ	600	410	30
ТП-230-2	Газ	—	—	25
	Газ	460–485	310–350	28–32
ПК-24	Черемховский уголь	—	—	30–35
ЦКТИ-75-39Ф	Кизеловский уголь	390–400	290–310	22–34

Рис. 2.30. Принципиальная схема трехступенчатого сжигания топлива в топке котла (α – избыток воздуха)

Это подавляет образование топливных и термических оксидов азота в данной зоне. Выше основных горелочных устройств в топке устанавливаются дополнительные горелки, через которые подается оставшая часть топлива (10–25 %) с недостатком воздуха. Избытки воздуха в этих горелках выбираются таким образом, чтобы в результате смешения с продуктами сгорания из первой ступени в данной промежуточной зоне (вторая ступень) суммарные избытки воздуха были ниже стехиометрических $\alpha < 1,0$ (обычно $\alpha = 0,8–0,98$). В такой восстановительной газовой среде происходит не только подавление образования топливных и термических NO_x , но и активное реагирование (восстановление) оксидов азота из первой ступени с углеводородными CH_i и азотсодержащими RN_i радикалами с образованием молекулярного азота в цепных реакциях.

Еще выше, над восстановительной зоной, устанавливаются сопла подачи воздуха для организации зоны дожигания (третья ступень) с традиционными для сжигаемого топлива избытками $\alpha > 1$.

Таким образом, объем топочной камеры делится по высоте на зону первичного горения топлива, поступающего через основные горелки, зону вторичного горения и восстановления оксидов азота и третичную зону дожигания продуктов неполного горения из второй зоны.

Практическая реализация метода трехступенчатого сжигания в топках котлов возможна лишь при наличии нескольких ярусов горелок. При этом их расположение на стенах топочной камеры (встречное, одностороннее, тангенциальное) не является определяющим фактором. В отличие от двухступенчатого данный метод нетрадиционного сжигания представляется более перспективным для использования на котлах с *жидким шлакоудалением* по условиям выхода жидкого шлака и при сжигании высокосернистых топлив по условиям обеспечения минимальной газовой коррозии экранных труб. В то же время трехступенчатое сжигание может применяться и в топках с *твердым* шлакоудалением.

Часто для усиления эффективности снижения выбросов оксидов азота и уменьшения недожога топлива на пылеугольных котлах при реализации трехступенчатого сжигания во вторую (восстановительную) ступень вместо твердого топлива подается *природный газ* в количестве 10–25 % по теплу. При его сжигании в восстановительной зоне с недостатком воздуха образуется большее количество углеводородных радикалов CH_i , чем при сжигании угля. Поэтому реакции восстановления NO_x в этом случае протекают заметно активнее. В эти же горелки вместе с воздухом подаются газы рециркуляции в количестве

$r = 10\text{--}15\%$. Они служат в качестве балласта для повышения количества движения топливовоздушного потока с целью обеспечения его удовлетворительного перемешивания с продуктами сгорания из первой ступени. При этом снижение выхода оксидов азота составляет примерно 60%. Подачу газов рециркуляции в горелки второй ступени с аналогичной целью используют иногда и при сжигании в восстановительной зоне твердого топлива.

Согласно зарубежным данным организация трехступенчатого сжигания природного газа и мазута обеспечивает снижение выбросов оксидов азота на 65–80%. Особенно успешной считается реализация трехступенчатого сжигания на газомазутных котлах с тангенциальной компоновкой горелок, при которой обеспечиваются лучшие условия смешения.

Дополнительный эффект при трехступенчатом сжигании разных видов топлива дает использование в первичной зоне горения современных малотоксичных горелочных устройств. При таком сочетании концентрации оксидов азота в уходящих газах снижаются на 75–80%.

Следует особо отметить, что трехступенчатое сжигание является достаточно сложной нетрадиционной технологией, эффективность которой (с точки зрения КПД котла и снижения выбросов NO_x) зависит от многих факторов. Поэтому при ее внедрении требуется одновременный учет разных параметров (расходы и скорости потоков, расположение горелок и сопел по высоте топочной камеры, их количество и т. д.), определяющих условия смешения, стехиометрию, температуру и время пребывания газов в каждой из трех зон.

Классическая схема трехступенчатого сжигания внедрена на котле ТПП-312 блока 300 МВт Ладыженской ГРЭС. Основные пылеугольные вихревые горелки расположены встречно на фронтном и заднем экранах топки котла в два яруса (по 8 горелок в каждом ярусе). В дополнительных прямооточных горелках сжигается природный газ в количестве 15–20% по теплу. Данные горелки расположены встречно над основными с небольшим наклоном вниз. Сопла третичного воздуха размещены выше дополнительных горелок на тех же стенах топочной камеры. Кроме этого, для предотвращения шлакования ширм в районе аэродинамического выступа дополнительно через сопло вводились газы рециркуляции.

После внедрения трехступенчатого сжигания концентрация NO_x в дымовых газах (при нормальных условиях) была снижена с 1100–1200 до 500–570 мг/м³, а при тщательной настройке режима работы — даже

до 400 мг/м^3 , т. е. примерно на 65 %. Проведенные испытания показали, что реконструкция не уменьшила надежность и экономичность работы котла. Разработан проект реализации трехступенчатого сжигания на котлах данного типа с использованием для создания восстановительной зоны пыли более тонкого помола.

Основными преимуществами технологии трехступенчатого сжигания являются ее универсальность по топливу, возможность внедрения на котлах СКД даже при сжигании высокосернистых топлив, высокая эффективность снижения выбросов оксидов азота, составляющая в зависимости от условий реализации 40–75 %.

К недостаткам способа следует отнести его сложность, как правило, значительный объем реконструкции при внедрении и связанные с этим довольно большие капитальные затраты, а также некоторое увеличение недожога топлива.

Горелки с низким выбросом NO_x (малотоксичные горелки)

У горелок с низким выбросом NO_x , которые созданы в многочисленных вариантах, организована ступенчатая подача воздуха (рис. 2.31). Это влияет на интенсивность смесеобразования путем торможения подмешивания вторичного воздуха в начальный участок факела. Экологический эффект достигается:

- при сжигании угля – за счет выделения основной массы связанного азота топлива в среде, обедненной окислителем, и снижения образования топливных NO ;
- при сжигании газа – за счет снижения температурного уровня процесса при расщеплении тепловыделения по высоте топочной камеры и соответствующего уменьшения образования термических (воздушных) NO .

Принцип работы такой горелки заключается в следующем. В ядро факела подается количество воздуха, недостаточное для обеспечения полноты горения (кислородный «го-

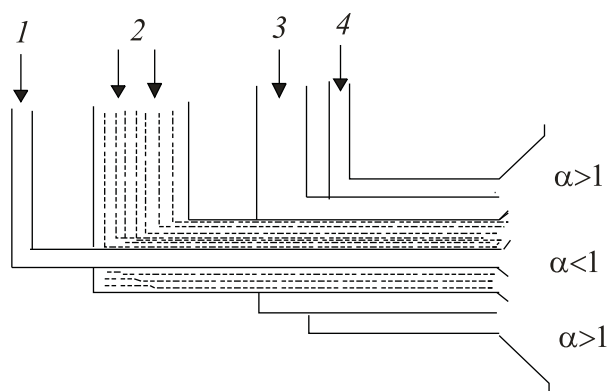


Рис. 2.31. Принципиальная схема пылеугольной горелки с низким выбросом NO_x :

- 1 – первичный воздух; 2 – пылевоздушная смесь;
3 – вторичный воздух;
4 – третичный воздух (α – избыток воздуха)*

лод»), в то время как во внешнюю зону горения подается избыточное количество воздуха, чтобы обеспечить полноту сгорания топлива. Кроме того, конструкция горелки позволяет поддерживать рециркуляцию воздуха внутри зоны горения.

Применение этих горелок дает возможность снизить выбросы оксидов азота от 50 % для угольных котлов до 60 % для газомазутных котлов, не ухудшая технико-экономические показатели котла.

Впрыск влаги в зону горения

Впрыск влаги в виде воды или водяного пара подавляет в основном образование *термических* оксидов азота и в значительно меньшей степени влияет на выход топливных NO. Поэтому впрыск влаги используется в виде природоохранного мероприятия только при сжигании *газа и мазута*.

Подавление образования NO происходит в результате снижения температуры в зоне горения топлива и разбавления действующих концентраций реагентов. Причем первый фактор имеет преобладающее влияние на уменьшение образования оксидов азота. Поэтому для достижения наилучшего эффекта впрыск влаги следует осуществлять непосредственно в ядро горения (так называемый локальный дозированный впрыск).

Количество подаваемой в топочную камеру влаги ($\delta_{вл}$) составляет около 10 % от массы топлива:

В качестве впрыскиваемой влаги могут использоваться:

- техническая вода;
- насыщенный пар;
- вода непрерывной продувки;
- пар промежуточных отборов;
- замазученные воды.

Достоинством метода являются небольшие конструктивные и эксплуатационные затраты, а также его простота и легкость автоматизации. Подача влаги осуществляется через форсунки, которые, как правило, устанавливаются в горелочных устройствах, для этого часто используют паровые каналы мазутных форсунок.

Следует особо отметить, что наряду со снижением образования NO, впрыск влаги за счет диссоциации водяных паров при высоких температурах способствует уменьшению химического недожога топлива в результате активно протекающих цепных реакций доокисления CO, H₂ и ПАУ гидроксидом OH. Это позволяет уменьшить величину

избытка воздуха в топке и, тем самым, дополнительно повысить эффективность подавления оксидов азота.

К недостаткам можно отнести существенное снижение КПД котла (0,5–1,3 %) за счет потерь с уходящими газами и повышение интенсивности низкотемпературных сернокислотной и кислородной коррозии поверхностей нагрева. Коррозия существенно уменьшает сроки службы РВП и газоходов. Кроме этого, в ряде случаев отмечается увеличение гидравлического сопротивления газового тракта.

В связи с этим данный метод в основном рекомендуется использовать на ТЭС как *кратковременное* мероприятие в период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) или для термической переработки загрязненных вод.

В табл. 2.13 приведены сведения о внедрении впрыска влаги на разных котлах.

Таблица 2.13

Сведения о внедрении впрыска влаги на разных котлах

Тип котла	Топливо	$\delta_{\text{вл}}$, %	Снижение выбросов NO _x , %
ТГМП-314Ц	Мазут	6,0	20–40
БКЗ-320-140ГМ	Мазут	6–8	30
ТГМ-84	Газ, мазут	10,0	25
ТГМ-94	Газ	8,0	20

Снижение температуры горячего воздуха

Уменьшение температуры подаваемого в топку горячего воздуха вызывает снижение температурного уровня в зоне горения. При этом происходит снижение выхода оксидов азота благодаря подавлению образования термических NO. Поэтому данное мероприятие может быть использовано при сжигании прежде всего *природного газа* и в ряде случаев *мазута*.

Для большинства действующих газомазутных котлов температура горячего воздуха превышает 300 °С. Принципиально возможно обеспечить устойчивое зажигание природного газа при температуре горячего воздуха 250–270 °С и мазута – при температуре 280–290 °С. Существенное снижение температуры воздуха приводит к повышению температуры уходящих газов и соответствующему снижению КПД котла. Так, на

котле БКЗ-320-140ГМ Энгельсской ТЭЦ было получено 23%-е снижение выброса оксидов азота при уменьшении температуры горячего воздуха от 195 до 140 °С. Одновременно наблюдался рост температуры уходящих газов примерно на 7 °С.

Снижение температуры горячего воздуха может быть рекомендовано для газомазутных котлов в основном как кратковременное мероприятие, направленное на снижение выброса NO_x при неблагоприятных метеоусловиях. Его практическая реализация на котлах осуществляется путем байпасирования части воздуха мимо воздухоподогревателя. При малых затратах на реализацию метода возможно обеспечить снижение выхода NO на 10–30 %.

Снижение температуры горячего воздуха для котлов (ТШУ) весьма нежелательно, так как ухудшает стабильность воспламенения и эффективность сгорания угольной пыли.

Для топок с ЖШУ снижение температуры горячего воздуха для уменьшения выбросов NO_x , как правило, также не может быть рекомендовано в связи с необходимостью обеспечения надежного выхода жидкого шлака во всем рабочем диапазоне нагрузок. Исключение могут составлять только отдельные котлы с высоконапряженными полукрытыми топками, с вихревыми или циклонными предтопками, в которых температура факела в нижней части топки существенно превышает температуру нормального жидкого шлакоудаления.

Предварительный подогрев пыли

Одним их наиболее эффективных средств подавления топливных оксидов азота является предварительный подогрев угольной пыли до температуры, при которой начинается активный выход летучих. Если этот процесс организовать до поступления топлива в топку и при существенном недостатке окислителя ($\alpha = 0,02–0,05$), то большая часть азотсодержащих компонентов переходит в молекулярный азот N_2 . В результате этого концентрация NO_x в продуктах сгорания снижается в 2–5 раз. Процесс горения коксовых частиц в факеле начинается на более ранней стадии, что снижает содержание горючих в уносе. Опыты, проведенные в ВТИ на экспериментальной установке, показали, что для достижения значительного снижения NO_x требуется подогрев до достаточно высокой (критической) температуры, зависящей от свойств углей. Для тощих углей требуется подогрев на 200 °С выше, чем для пыли бурых углей. В настоящее время ведутся работы по разработке пылеугольных горелочных устройств нового типа.

Применение комбинаций первичных мероприятий

Для достижения нормы выбросов NO_x при сжигании топлив в топках котлов, как правило, применяют комбинации первичных методов [13]. На газомазутных котлах чаще всего используют следующие комбинации первичных мероприятий:

- сочетание ступенчатого сжигания топлив с рециркуляцией дымовых газов;
- установку полуподовых горелок в сочетании со ступенчатым сжиганием и с рециркуляцией дымовых газов и др.

В настоящее время для снижения выбросов NO_x при сжигании твердого топлива используются комбинации следующих первичных мероприятий: использование специальных горелок; ступенчатая подача воздуха и топлива; рециркуляция дымовых газов; предварительный подогрев угольной пыли; подача пыли высокой концентрации и др.

С их помощью на российских ТЭС уже достигнута концентрация NO_x 450–550 мг/м с котлами, сжигающими каменные угли и концентрация 300–350 мг/м с котлами, сжигающими бурые угли.

В табл. 2.14 и 2.15 приведены обобщенные результаты внедрения различных технологических мероприятий на газомазутных и пылеугольных котлах ТЭС России.

Таблица 2.14

Результаты внедрения технологических методов по подавлению оксидов азота на газомазутных котлах ТЭС России

Метод подавления NO_x	Тип и производительность котла (D_n), т/ч	Топливо	Содержание NO , мг/м ³ (при $\alpha_{yx} = 1,4$)		ТЭС, ГРЭС, на которых внедрены мероприятия по подавлению NO_x
			до внедрения	после внедрения	
Использование малотоксичных горелок с рециркуляцией дымовых газов	ТМ-104; (670)	Газ Мазут	325 510	120 250	Шатурская ГРЭС
Двухступенчатое сжигание топлива	ТГМ-84; (420)	Газ Мазут	250 425	140 240	ТЭЦ-9 ОАО «Мосэнерго»
Трехступенчатое сжигание топлива	ТГМ-96Б; (480)	Газ Мазут	470 370	230 220	ТЭЦ-8 «Мосэнерго»

Окончание табл. 2.14

Метод подавления NO _x	Тип и производительность котла (D _n), т/ч	Топливо	Содержание NO, мг/м ³ (при α _{yx} = 1,4)		ТЭС, ГРЭС, на которых внедрены мероприятия по подавлению NO _x
			до внедрения	после внедрения	
Многоступенчатое сжигание, рециркуляция дымовых газов на всас дутьевых вентиляторов (r = 30 %)	ТГМ-96Б; (480)	Газ	470	30	ТЭЦ-8 «Мосэнерго»
Двухступенчатое сжигание, рециркуляция дымовых газов, 10%-й впрыск воды в горелки	ТГМП-204; (2500)	Газ	1200	160	Сургутская ГРЭС
Рециркуляция дымовых газов в воздухопровод перед горелками	КВГМ-180; Водорейн.	Газ Мазут	220 400	60 150	ТЭЦ-21, 23 и 25 ОАО «Мосэнерго»
Рециркуляция дымовых газов (r = 27 %), ступенчатое сжигание топлива	ТГМП-344; (950)	Газ Мазут	1500 1320	140 210	ТЭЦ-26 «Мосэнерго»
Использование подовых горелок, рециркуляция дымовых газов, ступенчатое сжигание	ТГМП-344; (950)	Газ Мазут	1500 1320	110 210	ТЭЦ-25 ОАО «Мос- энерго»
Трехступенчатое сжигание и подача рециркулирующих газов в горелки	ПК-33; (640)	Газ	300	90	Щекинская ГРЭС
Рециркуляция дымовых газов (r = 15 %), прямоточные горелки, малые избытки воздуха	ПК-41; (475)	Мазут	850	240	Карманов- ская ГРЭС
Ступенчатое сжигание с перераспределением топлива по ярусам, рециркуляция дымовых газов	ТГМП-1202; (3950)	Газ	1500	300	Костром- ская ГРЭС котел блока 1200 МВт
Ввод рециркулирующих газов на всас дутьевых вентиляторов	ТГМ-84; (420)	Газ	300	125	Ново-Рязан- ская ТЭЦ
Малотоксичные горелки, ступенчатое сжигание топлива	ТГМ-114; (475)	Газ Мазут	950 850	85 130	Средне- уральская ГРЭС

Таблица 2.15

Результаты внедрения технологических методов по подавлению оксидов азота в дымовых газах на пылеугольных котлах ТЭС России

Метод подавления NO _x	Производит. котла D _n , т/ч	Уголь, способ шлакоудаления	Содержание NO, мг/м ³ (при α _{yx} = 1,4)		Котел, ТЭС, на которых реализовано мероприятие
			исходное состояние	после реализац. мероприятия	
Двухступенчатое сжигание топлива	210	Кузнецкий Г промпродукт ТШУ	900	470	БКЗ-210-140Ф; Западно-Сибирская ТЭЦ
Ступенчатое сжигание топлива	170	Донецкий тощий; ЖШУ	960	640	Котел ТП-170; Ярославская ТЭЦ-2
Трехступенчатое сжигание	950	Донецкий Г, Д; ЖШУ	1100–1200	500–570	Котел ТПП-312; Ладыженской ГРЭС
Схема трехступенчатого сжигания с горелками концентрического сжигания	420	Азейский; ТШУ	1100	650	Котел ТП-85; Иркутской ТЭЦ-9
Горелками концентрического сжигания топлива, ступенчатый ввод воздуха	270	Смесь углей азейского Б и черемховского каменного	1100–1400	700–770	Котел ПК-24-82СП; Иркут. ТЭЦ-10
Подача пыли высокой концентрации в горелки	475	Экибастузский; ТШУ	800	400	Котел ПК-39; Троицкая ГРЭС
Предварительный подогрев угольной пыли	420	Тощий; ЖШУ	1300	800–850	Котел ТП-87; Ижевская ТЭЦ-2
Двухступенчатое сжигание топлива	220	Кузнецкий Г; ТШУ	830	430	Котел БКЗ-220-100; Кузнецкая ТЭЦ
Упрощенное трехступенчатое сжигание	187	Подмосковный бурый; ТШУ	750	450	Котел ТП-230; Ступинская ТЭЦ

Из анализа приведенных выше данных можно сделать следующие выводы:

- на котлах, в которых сжигается газ, можно при использовании первичных мероприятий получить концентрации оксидов азота, приближающиеся к требуемым для экологически безопасных ТЭС (150–200 мг/м³);
- на котлах, в которых сжигаются мазут и твердое топливо, для получения экологически безопасных показателей выбросов NO_x необходимо использование вторичных мероприятий.

В дополнение к материалу, посвященному первичным мероприятиям по уменьшению выбросов NO_x из топок котлов, следует отметить, что при использовании малозатратных методов подавления NO_x, при сжигании природного газа в случае неполного сгорания топлива могут образовываться угарный газ СО, углеводороды СН₄, С₂Н₆, а также канцерогенные вещества. Продукты неполного сгорания топлива весьма вредны. Проблема изучения канцерогенных веществ, образующихся при неполном сгорании топлива, в последнее время привлекла серьезное внимание специалистов. По своей распространенности и интенсивности воздействия из многих химических веществ этого типа наибольшее значение имеют полициклические ароматические углеводороды (ПАУ) и наиболее активный из них бенз(а)пирен С₂₀Н₁₂.

Применение двусветных экранов

Снижение выхода оксидов азота вследствие снижения максимальной температуры возможно за счет организации интенсивного охлаждения зоны активного горения путем введения в нее дополнительных поверхностей нагрева, например двусветных экранов.

Двусветные экраны являются эффективным методом снижения выбросов оксидов азота при реконструкции барабанных котлов с прямоугольным сечением топки. При относительно небольших капитальных затратах включение дополнительной экранной поверхности существенно снижает теплонапряжение лучевоспринимающей поверхности и уменьшает выход NO_x на 20–40 %.

Исследования, проведенные на котлах ТГМ-84 и ТГМ-94 паропроизводительностью 420 т/ч, показали, что при близких значениях тепловых напряжений топочного объема и одинаковой (однофронтальной) компоновке горелок при равных избытках воздуха, концентрация NO_x в газах за котлом ТГМ-84, который имеет двусветный экран, почти в 2 раза ниже, чем за котлом ТГМ-94, в котором двусветного экрана нет.

2.4.3. Способы селективного восстановления оксидов азота до молекулярного азота

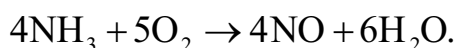
Для очистки дымовых газов от оксидов азота используют селективный некаталитический высокотемпературный (СНКВ) и селективный каталитический низкотемпературный (СКВ) методы восстановления NO_x до молекулярного азота.

Некаталитические системы проще, а их эффективность достаточно высока: выбросы оксидов азота снижаются на 40–60 %. Аммиак (аммиачная вода, карбамид) вводится в высокотемпературную область газохода котла (900–1100 °С) с газами рециркуляции, воздухом или паром. Сочетание технологических методов подавления оксидов азота с методом СНКВ при сжигании угля позволяет снизить концентрации оксидов азота в дымовых газах до 300 мг/м³.

Однако при практической реализации системы СНКВ возникает ряд трудностей:

- невозможно обеспечить оптимальную температуру дымовых газов по всему сечению газохода;
- невозможно предотвратить изменение температуры в реакционной зоне при изменении нагрузки котла;
- недостаточна протяженность реакционной зоны для обеспечения необходимого времени протекания реакции;
- невозможно распределить аммиак по сечению газохода так, чтобы везде соотношение NH_3/NO_x было близко к оптимальному.

При превышении температуры газов свыше 1100 °С возможно протекание реакции, в результате которой ввод аммиака увеличивает содержание NO_x в дымовых газах



При температуре газов ниже 950 °С скорость реакции взаимодействия NH_3 и NO_x падает и происходит проскок аммиака, который сам является токсичным газом. Кроме того, при понижении температуры газов до 210–220 °С (область воздухоподогревателей) происходит взаимодействие аммиака с водяными парами и SO_3 с образованием кристаллического бисульфата аммония NH_4HSO_4 . По технологии СНКВ в мире эксплуатируется более 20 установок в Западной Европе, свыше 100 в США. В России метод СНКВ был внедрен на Тольяттинской ТЭЦ (АО «Самараэнерго»), затем на котле ТП-81 Чайковской ГРЭС («Пермь-энерго»). Принципиальная технологическая схема установки, использующей в качестве реагента аммиачную воду, для котла ТП-87 Тольят-

тинской ТЭЦ, сжигающего газ и кузнецкий уголь, приведена на рис. 2.32. Она включает в себя стационарную емкость 5 для хранения аммиачной воды, обеспечивающей непрерывную работу в течение 10–20 дней, два (один резервный) насоса-дозатора 6 для подачи аммиачной воды в смеситель 4, в котором происходит испарение аммиачной воды. Смесь аммиака с паром после смесителя поступает в устройство впрыска в газоход 1, в зону температур 900–1070 °С. Пар подается через коллектор 3 в количестве, необходимом для охлаждения сопел и раздающих труб 2 до температур, обеспечивающих заданный ресурс их эксплуатации, а также достаточном для раздачи аммиака по сечению газохода. Эффективность очистки газов от NO_x на установке составила 50 %.

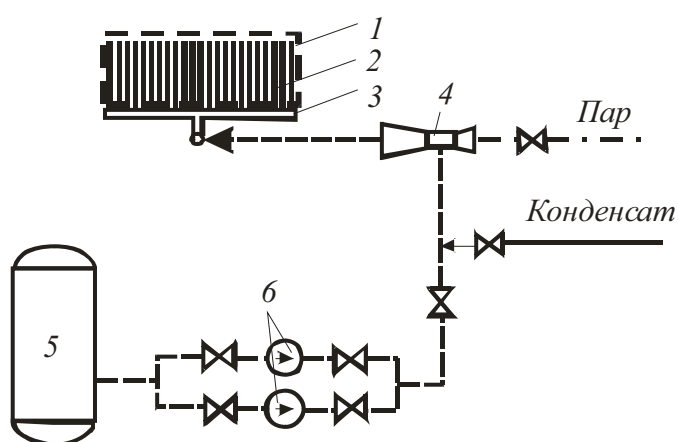
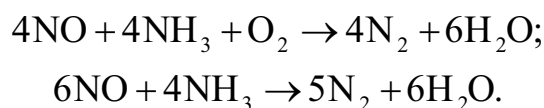
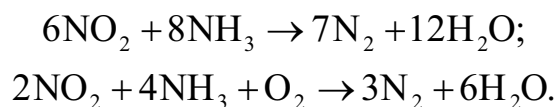


Рис. 2.32. Принципиальная технологическая схема СНКВ установки на Тольяттинской ТЭЦ:
 1 – устройство для впрыска аммиака в газоход;
 2 – раздающие трубы;
 3 – коллектор; 4 – смеситель;
 5 – ёмкость для хранения аммиака; 6 – насос-дозатор

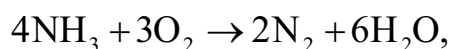
В системах (СКВ) восстановление оксидов азота аммиаком происходит на поверхности гетерогенного катализатора в присутствии кислорода при температурах 300–450 °С. Реакции с монооксидом азота NO имеют вид:



Присутствующий в уходящих газах котла диоксид азота NO₂ (его не более 5 %) вступает с аммиаком в несколько иные реакции:



При температурах дымовых газов ниже 340 °С увеличивается интенсивность нежелательных реакций (например NH₃ с O₂):



при этом увеличивается расход аммиака.

При температуре 450 °С и выше возникает опасность значительного снижения эффективности работы катализатора.

К катализаторам предъявляются следующие требования:

- высокая активность восстановления NO_x в N_2 в широком диапазоне температур;
- высокая избирательность (селективность) по NO_x ;
- низкая активность реакций с оксидами серы;
- устойчивость против истирания твердыми частицами и отравления катализатора;
- длительный ресурс.

Этим требованиям отвечают следующие материалы:

- оксиды титана, алюминия или кремния в пористом виде;
- смеси оксидов ванадия, молибдена, вольфрама, а также ряда других металлов.

Наиболее эффективным и проверенным методом очистки дымовых газов от NO_x на сегодняшний день является селективное каталитическое восстановление NO_x аммиаком на оксидных ванадий-титановых катализаторах.

На рис. 2.33 представлена зависимость степени очистки R_{NO_x} дымовых газов в СКВ- и СНКВ-установках от температуры дымовых газов и избытка аммиака.

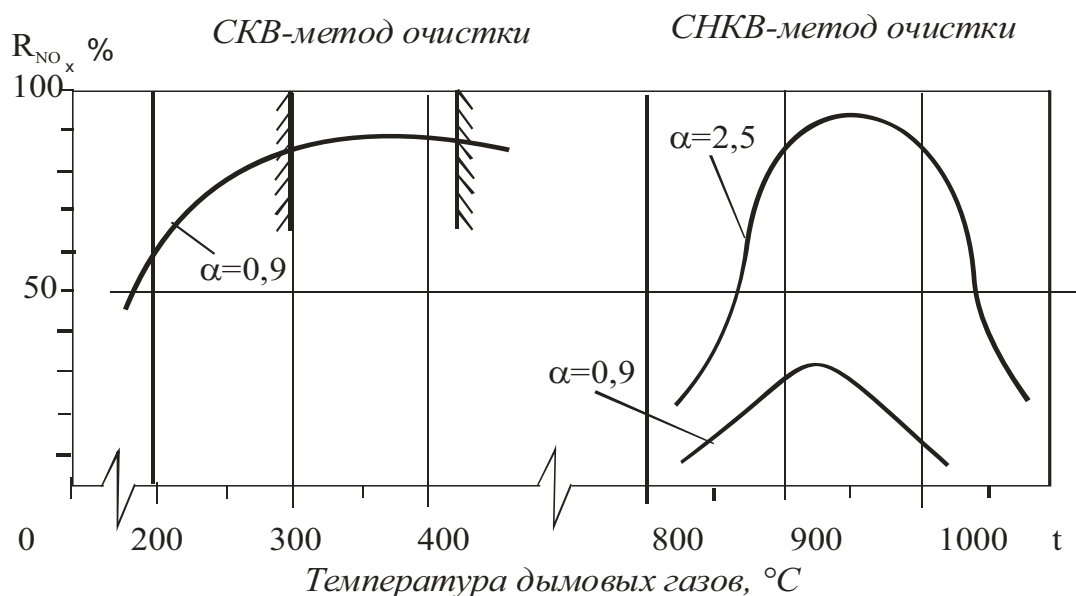


Рис. 2.33. Зависимость степени очистки дымовых газов от оксидов азота СКВ и СНКВ-установками от температуры дымовых газов (α — мольное соотношение NH_3 и NO_x)

Разработаны два варианта схемы включения СКВ-установки в газовый тракт котла [13,28]:

- 1) СКВ-установка «горячая» – работает в зоне температур газа около 350 °С. Располагается такая установка в газовом тракте котла перед воздухоподогревателем за водяным экономайзером (рис. 2.34);
- 2) СКВ-установка «холодная» – включается после электрофильтра и сероочистки (рис. 2.35).

Достоинством «горячей» СКВ-установки является то, что дымовые газы на входе в каталитический реактор имеют температуру, оптимальную для эффективного восстановления NO_x , и дополнительный подогрев дымовых газов перед реактором не требуется. Для поддержания этой температуры при переменных режимах работы котла, при пусках котла после ночного простоя требуется установка байпасных линий для экономайзера (экобайпас) и реактора (реактор-байпас). Используя экобайпас, можно быстро поднять температуру дымовых газов перед реактором на необходимый уровень при пуске котла.

Другая проблема заключается в том, что на поверхности катализатора происходит конверсия (переход) SO_2 в SO_3 . В присутствии аммиака протекают следующие нежелательные химические реакции:

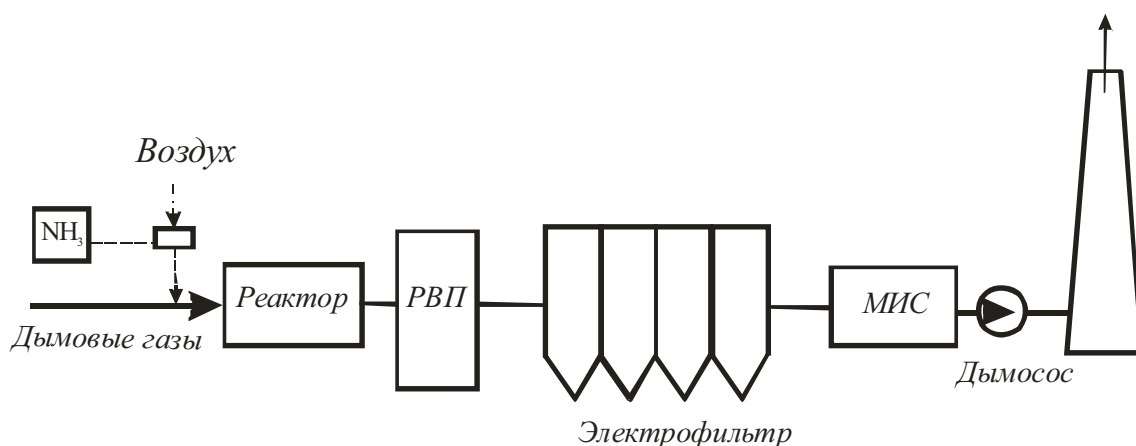
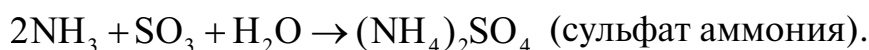


Рис. 2.34. Схема «горячей» СКВ-установки

Примерно 10 % аммиака превращается за реактором в бисульфат и сульфат аммония и откладывается на поверхности нагрева РВП. Большая часть (около 70 %) проскока аммиака связывается летучей золой в электрофильтре и удаляется вместе с уловленной золой. Если далее расположена сероочистка с получением товарного гипса, тогда 10 % амми-

ака может быть связано как в гипсе, так и в сточных водах сероочистки. Кроме того, около 10 % избыточного аммиака выбрасывается из дымовой трубы в атмосферу. Концентрация NH_3 в очищенных дымовых газах может составлять примерно 0,6–0,7 мг/м³. Время эффективной работы катализатора составляет в среднем 2–3 года на угле, 5 лет на мазуте и 7 лет при работе ТЭС на природном газе.

Образующиеся кристаллы сульфат и бисульфат аммония «отравляют» катализатор и забивают регенеративный воздухоподогреватель РВП. В связи с этим требуется увеличивать число промывок (РВП), возрастает объем обмывочных сточных вод, снижается число часов использования установленной мощности блока. Кроме того, возникают конструктивные сложности монтажа «горячей» СКВ-установки на действующих котлах.

На рис. 2.35 изображена схема «холодной» СКВ-установки.

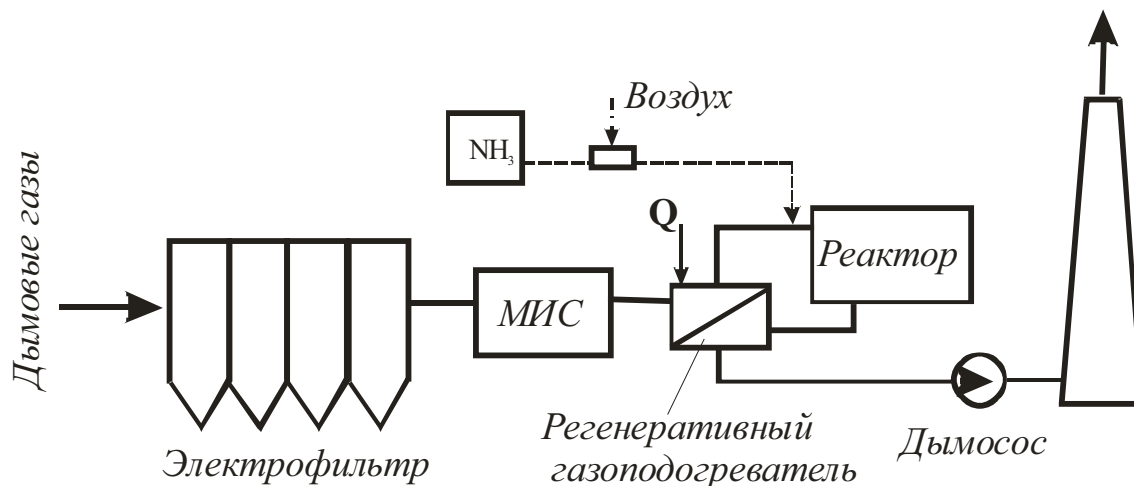


Рис. 2.35. Схема «холодной» СКВ-установки

В схеме «холодной» СКВ-установки, расположенной после золо- и сероочистки, содержание SO_2 в уходящих газах меньше. Значительно уменьшается опасность загрязнения катализатора и РВП твердыми частицами, отложениями сульфат и бисульфат аммония. За счет более эффективного использования катализатора уменьшается объем катализатора.

Поскольку для эффективной работы реактора требуется температура дымовых газов около 350 °С, уходящие газы перед реактором следует подогревать. Так как регенеративного подогрева газа в этом случае недостаточно, приходится использовать дополнительный подогрев — сжигание мазута или природного газа или обеспечивать подогрев в теплообменнике паром при повышенных параметрах.

Каждая схема включения имеет как преимущества, так и недостатки. Оптимальную схему включения следует выбирать с учетом результатов технико-экономического расчета.

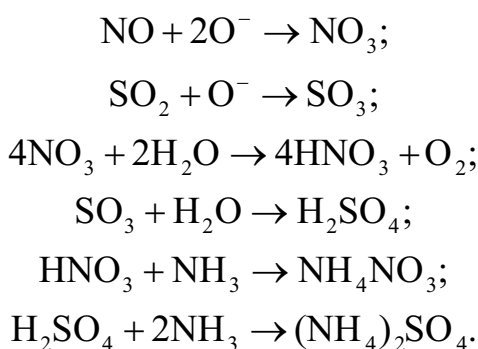
Небольшое количество катализатора размещают на поверхности воздухоподогревателя, где и удается обеспечить дополнительное восстановление NO_x . Данная система обеспечивает удаление 67 % исходного содержания NO , с минимальным проскоком аммиака. Состав вредных выбросов в атмосферу на такой ТЭС соответствует требованиям, предъявляемым к выбросам экологически безопасных ТЭС. По технологии СКВ в мире работают более 300 установок, в России — 2 установки на ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго».

2.4.4. Радиационно-химические методы уменьшения выбросов оксидов азота и диоксидов серы

Радиационно-химическая очистка (РХО) основана на облучении дымовых газов потоком β -частиц (электронов). В результате протекания радиационно-химических реакций образуются реакционно-активные компоненты O^- ; OH^- ; H_2 . Они взаимодействуют с NO_x и SO_2 , в результате чего получают более высокие оксиды азота и серы (NO_3 и SO_3), которые с водяным паром образуют пары азотной и серной кислот. Возможны два способа нейтрализации кислот:

- аммиаком, который вводится в газопоток до стадии облучения (сухой способ);
- промывка газов после облучения водой в скруббере и нейтрализация высококонцентрированной золой (мокрый способ).

На рис. 2.36 приведена схема с использованием аммиака и получением твердого нитрата и сульфата аммония. Протекающие в облучателе реакции имеют вид:



Этот способ позволяет улавливать до 90 % оксидов серы и азота. Достоинствами способа являются:

- 1) одновременная очистка дымовых газов как от NO_x , так и от SO_2 ;

- 2) отсутствие отходов;
- 3) получение товарных продуктов;
- 4) возможность удобного размещения установки на действующих электростанциях.

К недостаткам ЭЛС следует отнести:

- 1) высокие капитальные затраты;
- 2) необходимость дополнительной очистки уходящих газов от твердых частиц сульфата и нитрата аммония;
- 3) психологическое воздействие на людей понятия «радиационная защита».

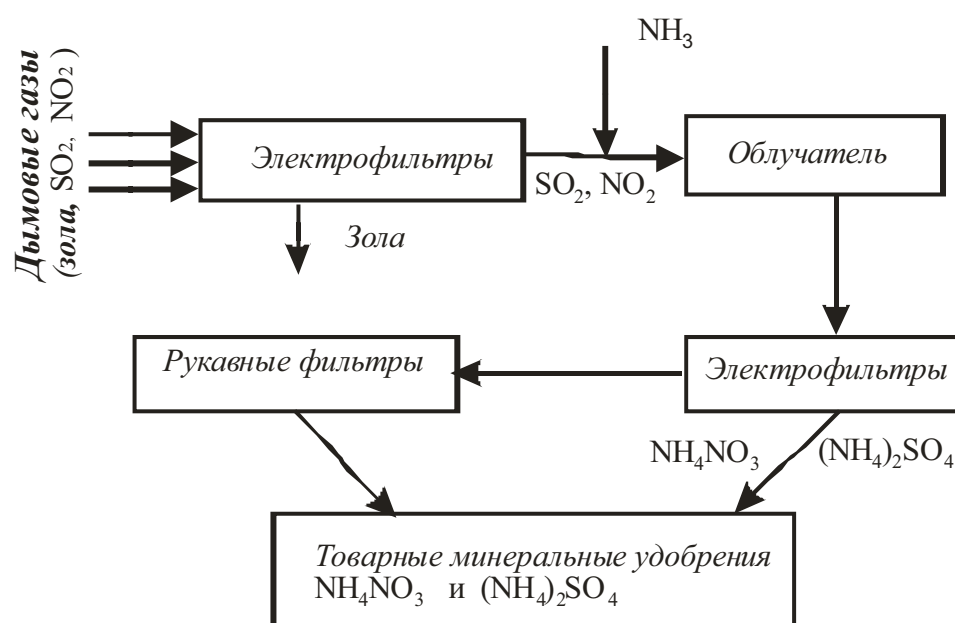
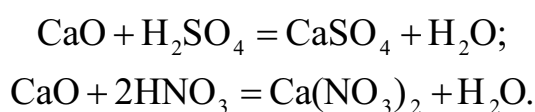


Рис. 2.36. Схема радиационно-химического обезвреживания дымовых газов («сухой способ»)

Если имеются трудности с производством аммиака, его доставкой и применением, возможен вариант мокрой очистки. На рис. 2.37 приведена схема РХО для березовских углей. Дымовые газы после электрофильтра и облучательной камеры поступают на полые скрубберы, орошаемые водой. Далее образовавшаяся смесь кислот H_2SO_4 и HNO_3 направляется в нейтрализатор, где раствор нейтрализуется окисью кальция и магния, содержание которых в золе березовского угля около 20 %. Взаимодействие свободной CaO с кислотами идет по реакциям:



Из нейтрализатора раствор идет в загуститель 1, представляющий собой раствор $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$, направляется далее на загуститель 2, откуда выходит товарный продукт в виде минерального удобрения, а условно «чистая» вода направляется на орошение скрубберов.

Указанная схема предусматривает одновременно утилизацию, как отходящих газов, так и золы ТЭС на березовских углях. Ввиду большого сопротивления скруббера устанавливается вторая группа дымососов.



Рис. 2.37. Схема радиационно-химического обезвреживания дымовых газов («мокрый способ»)

В данном варианте получается годовой полезный продукт в виде азотных минеральных удобрений, а также строительных материалов и изделий.

2.4.5. Определение массового выброса окислов азота при сжигании топлива в котлах

Во всех существующих методиках расчет суммарного выброса оксида азота $\text{NO}_x = \text{NO} + \text{NO}_2$ по сложившейся традиции ведут в пересчете на NO_2 . В настоящее время существует несколько методик, позволяющих рассчитать концентрации или массовый выброс оксидов азота для паровых и водогрейных котлов в зависимости от их производительности, вида сжигаемого топлива, режимных и конструктивных условий.

В связи с установленными отдельными ПДК на оксид NO и диоксид NO_2 азота и с учетом трансформации оксидов азота в атмосферном воздухе, суммарные выбросы оксидов азота разделяются на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ):

$$M_{\text{NO}_2} = 0,8M_{\text{NO}_x}; \quad (2.35)$$

$$M_{\text{NO}} = (1 - 0,8)M_{\text{NO}_x} \frac{\mu_{\text{NO}}}{\mu_{\text{NO}_2}} = 0,13M_{\text{NO}_x}, \quad (2.36)$$

где μ_{NO} и μ_{NO_2} — молекулярные веса NO и NO_2 , равные 30 и 46, соответственно; 0,8 — коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.

Численное значение коэффициента трансформации устанавливается по методике Госкомэкологии России на основании данных наблюдений организаций Госкомгидромета, но не более 0,8.

Выброс окислов азота можно определить на основании данных экспериментальных исследований различного типа котлов:

$$M_{\text{NO}_2} = n_{\text{NO}_2} BQ_{\text{H}}^r, \text{ г/с}, \quad (2.37)$$

где n_{NO_2} — содержание NO_2 на 1 МДж тепла.

В табл. 2.16 приведены результаты измерения содержания окислов азота в дымовых газах, проведенные ВТИ и рядом других организаций на наиболее крупных отечественных котлах при сжигании основных топлив.

Эти выбросы относятся к нормальным эксплуатационным режимам при номинальной нагрузке без применения каких-либо средств снижения выбросов NO_2 .

В случае применения мероприятий по уменьшению выбросов NO_x в формулу (2.37) вводится коэффициент β , учитывающий процент снижения выброса.

$$M_{\text{NO}_2} = n_{\text{NO}_2} BQ_{\text{H}}^r \left(1 - \frac{\beta}{100} \right). \quad (2.38)$$

Таблица 2.16

Результаты определения n_{NO_2} , г/МДж,
в дымовых газах котлоагрегатов

Котлоагрегат	Эквивалентная электрическая мощность	Топливо	n_{NO_2}
ТГМП-204	800	Мазут	0,23
П-57	500	Экибастузский СС	0,35
ТПП-200	400	Донецкий АШ	0,88
ТПП-200	400	Мазут	0,67
ТПП-312	300	Донецкий ГСШ	0,47
ТГМП-314	300	Мазут	0,26
П-49	250	Сушенка назаровск. Б	0,36
ПК-33	200	Подмосковский	0,33
ТП-100	200	Донецкий ПАШ	0,24
ТП-90	160	Донецкий АШ	0,39
ТГМ-94	160	Мазут	0,23
ТГМ-94	160	Газ	0,29
ТПП-110	150	Донецкий АШ	0,59
ТПП-110	150	Газ	0,54
ПК-39	150	Экибастузский СС	0,35
ГТМП-114	150	Мазут	0,4
ТП-87	130	Кузнецкий Г	0,54
ТП-80	130	Кузнецкий СС	0,52
ПК-10 Ш	65	Ирша-бородинский Б	0,36
ПК-10 Ш	65	Березовский Б	0,24

Таблица 2.17

Мероприятия, обеспечивающие снижение выбросов	Снижение выбросов β_{NO_2} , %
Оптимизация топочного процесса	до 15
Двухстадийное сжигание	15–30
Малотоксичные горелки	30–40
Трехступенчатое сжигание	40–45
Двухстадийное сжигание и малотоксичные горелки	40–65
Трехступенчатое сжигание и малотоксичные горелки	60–75
СНКВ (топливо-уголь) при $t = 950$ °С	40–60
СКВ (топливо-уголь) при $t = 350$ – 400 °С	40–90
Двухстадийное сжигание	50–75
Трехступенчатое сжигание совместно с СНКВ	70–90

В табл. 2.17 приведен возможный процент сжигания выбросов β (%) для наиболее изученных и эффективных мероприятий, обеспечивающих сжигание выбросов NO_x .

В случае отсутствия экспериментальных данных n_{NO_2} , выброс окислов азота, с учетом применения указанных выше способов уменьшения выбросов, определяется по формуле [32]:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034KBQ_H^r \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \beta_1(1 - \varepsilon_1 r) \beta_2 \beta_3 \varepsilon_2 \left(1 - \eta_{\text{NO}_2} \frac{\tau_{\text{NO}_2}}{\tau_k}\right) k_b, \quad (2.39)$$

где K – коэффициент, характеризующий выход NO_2 на 1 т условного топлива, который определяется по формулам (2.40)–(2.42) в зависимости от тепловой производительности котлов, кг/т; β_1 – коэффициент, учитывающий влияние на выход NO_2 качества сжигаемого топлива: для твердого топлива $\beta = 0,178 + 0,47N$; для газообразного и жидкого (табл. 2.18); β_2 – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок (для вихревых $\beta_2 = 1$; для прямоточных $\beta_2 = 0,85$); β_3 – коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления: при жидком шлакоудалении $\beta_3 = 1,6$ и во всех остальных случаях $\beta_3 = 1$; r – степень рециркуляции дымовых газов от расхода дутьевого воздуха, (%); ε_1 – коэффициент эффективности воздействия рециркуляции газов в зависимости от условий подачи их в топку (табл. 2.19); ε_2 – коэффициент, характеризующий снижение выброса NO_2 при двухстадийном сжигании в зависимости от δ , процентной доли воздуха, подаваемого через фурмы воздушного дутья, расположенные выше горелок (табл. 2.20); η_{NO} – эффективность применяемой установки по уменьшению выбросов NO (азотоочистка, радиационно-химической очистки, каталитического восстановления и т. д.); τ_k, τ_{NO} – длительность работы котла и применяемой установки, ч/год; $k_b = 0,9$ коэффициент, учитывающий впрыск воды (пара) в топку котла.

Для котлов паропроизводительностью 200 т/ч и более при сжигании газа и мазута во всем диапазоне нагрузок, а также для котлов, сжигающих твердое топливо при нагрузках выше 75 % от номинальной, [46]

$$K = \frac{12D_\phi}{200 + D}, \quad (2.40)$$

где D и D_ϕ – номинальная и фактическая паропроизводительность котла. Для котлов паропроизводительностью от 30 до 200 т/ч [32]

$$K = \frac{7,5D_\phi}{50 + D_H}. \quad (2.41)$$

Для водогрейных котлов с тепловой мощностью 125–210 ГДж/ч

$$K = \frac{2,5Q_{\phi}}{84 + Q}, \quad (2.42)$$

где Q и Q_{ϕ} – номинальная и фактическая тепловая производительность котла, ГДж/ч.

При сжигании твердого топлива с температурой факела $t_{\phi} < 1500$ °С во всем диапазоне нагрузок вместо D_{ϕ} и Q_{ϕ} подставляются D и Q .

При одновременном сжигании в котле двух видов топлива с расходом одного из них более 90 % значение β_1 должно приниматься по основному виду топлива. В остальных случаях β_1 определяется как средневзвешенная по топливу

$$\beta_1 = \frac{\beta_1^1 B^1 + \beta_1^2 B^2}{B^1 + B^2}, \quad (2.43)$$

где β_1^1 , β_1^2 , B^1 , B^2 – соответственно, значения коэффициента и расхода каждого из видов топлива.

Таблица 2.18

Значение коэффициента β_1

Коэффициент избытка воздуха	Топливо	
	Газ	Мазут
$\alpha_T > 1,05$	0,9	1,0
$\alpha_T = 1,05 + 1,03$	0,8	0,9
$\alpha_T < 1,03$	0,7	0,75

Таблица 2.19

Значение коэффициента ε_1 , при $0 < r < 30$ %

Способ ввода в топку газов рециркуляции	ε_1
Газ-мазут при вводе: <ul style="list-style-type: none"> • в под топки; • через шлицы под горелками; • по наружному каналу горелок; • в воздушное дутье; • в рассечку двух воздушных потоков 	0,002 0,015 0,020 0,025 0,030
При высокотемпературном сжигании твердого топлива при вводе рециркуляционных газов: <ul style="list-style-type: none"> • в первичную аэросмесь; • во вторичный воздух 	0,01 0,005

Таблица 2.20

Значение коэффициента ε_2

Доля воздуха δ , %	Топливо	
	газ-мазут	твердое топливо
5	0,9	0,85
10	0,8	0,74
15	0,7	0,65
20	0,62	0,58

2.4.7. Определение массового выброса окислов азота при сжигании топлива в камерах сгорания ГТУ (РД 34.02.305–98)

Суммарное количество окислов азота NO_x в пересчете на NO_2 , поступающих в атмосферу с отработавшими газами газотурбинных установок при сжигании *жидкого топлива* определяется как

$$M_{\text{NO}_2} = C_{\text{NO}_2} v_{\text{cr}} B \cdot 10^{-3}, \text{ г/с}, \quad (2.44)$$

где C_{NO_2} – концентрация окислов азота в отработавших газах в пересчете на NO_2 , мг/нм³ (определяется экспериментально или принимается по табл. 2.21); v_{cr} – объем сухих дымовых газов за турбиной, нм³/кг топлива (нм³/нм³ топлива), вычисляемый по формуле

$$v_{\text{cr}} = (v_{\text{r}}^0 - v_{\text{H}_2\text{O}}^0) + (\alpha_{\text{от}} - 1)v_{\text{в}}^0,$$

где v_{r}^0 – теоретический объем газов, нм³/кг топлива (нм³/нм³ топлива); $v_{\text{в}}^0$ – теоретический объем воздуха, нм³/кг топлива (нм³/нм³ топлива); $\alpha_{\text{от}}$ – коэффициент избытка воздуха в отработавших газах за турбиной; $v_{\text{H}_2\text{O}}^0$ – теоретический объем водяных паров, нм³/кг; B – расход топлива в камере сгорания, кг/с (тыс. нм³/ч).

При сжигании *газообразного топлива* в камерах сгорания ГТУ образуются окислы азота в пересчете на NO_2 в количестве:

$$M_{\text{NO}_2} = C_{\text{V}}^{\text{NO}_2} v_{\text{r}}^{\text{H}} \frac{B_{\text{ГТ}}}{\rho_{\text{r}}^{\text{c}}} \cdot 10^{-3},$$

Здесь v_{r}^{H} – объем (м³/м³) дымовых газов при сжигании 1 м³ топлива с избытком воздуха $\alpha > 1$; $\rho_{\text{r}}^{\text{c}}$ – плотность кг/м³ сухого газообразного топлива; $B_{\text{ГТ}}$ – количество сжигаемого топлива, кг/с.

Таблица 2.21

Концентрация оксидов азота для различных ГТУ

Тип ГТУ, завод	Тип камеры сгорания	Вид топлива	$\alpha_{от}$	Содержан. O_2 в продуктах сгорания, %	Концентрация оксидов азота C_{NO_2} , мг/м ³	
					без усовершенствования	с изменением конструкции
ГТ-100, 750, ЛМЗ	Регистров. блочная	Газотурбинное	4,1	15,9	275	—
ГТ-35-770, ХТЗ	Регистров. выносная	Газ	4,6	16,4	225	—
		Газотурбинное	4,7	16,5	200	—
ГТ-25-770-П, ЛМЗ	Регистров. выносная	Газ	5,5	17,0	135	—
ГТГ-12	Высокофорсированная блочная	Дизельное	5,1	16,9	190	—
ГТН-25, НЗЛ	Микрофакельная, кольцевая	Газ	4,1	15,9	58	—
ГТЭ-150, ЛМЗ	Высокофорсированная блочная	Газ	3,5	15,0	220	150
		Газотурбинное			270	210
ГТЭ-45, ХТЗ	Регистров. кольцевая	Газ	4,0	15,8	220	100
		Газотурбинное			240	150

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

2.5. Выбросы в атмосферу продуктов неполного сгорания топлива

Бенз(а)пирен Б(а)П – один из самых токсичных продуктов сгорания, принадлежащих к группе полициклических ароматических углеводородов или ПАУ, Б(а)П представляет собой твердое кристаллическое вещество желтого цвета с температурами плавления 179 °С и кипения 500... 570 °С. Поэтому в газовом тракте котлов бенз(а)пирен в зависимости от температуры продуктов сгорания может находиться в газообразном, жидком (аэрозоли) или твердом состояниях. Вместе с твердыми частицами возможно его удаление из дымовых газов в системах золоулавливания.

Определение содержания Б(а)П в дымовых газах, так же как и СО, проводится только путем инструментальных замеров. Непосредственное измерение содержания бенз(а)пирена $C_{20}H_{16}$ в уходящих газах котлов сопряжено с большими трудностями и в настоящее время производится только в некоторых специализированных организациях. Поэтому в [35] приводится методика для расчетного определения содержания Б(а)П в уходящих газах котлов, основанная на анализе и обобщении большого числа экспериментальных данных. Погрешность данной методики составляет приблизительно 20 %.

2.5.1. Расчет выбросов бенз(а)пирена для газомазутных котлов

Концентрация бенз(а)пирена в сухих дымовых газах котлов при сжигании мазута $C_{БП}^M$ и природного газа $C_{БП}^Г$ ($мкг/м^3$), приведенная к избытку воздуха $\alpha = 1,4$, рассчитывается по формулам:

$$C_{БП}^M = \frac{q_{лг}^{-0,53} (0,232 + 0,606 \cdot 10^{-3} q_V)}{\exp[25(\alpha'' - 1)]} K_r K_D K_{ст} K_{вл} K_{оч}, \quad (2.45)$$

$$C_{БП}^Г = \frac{q_{лг}^{-1,26} (0,0536 + 0,163 \cdot 10^{-3} q_V)}{\exp[25(\alpha'' - 1)]} K_r K_D K_{ст} K_{вл}, \quad (2.46)$$

где $q_{лг}$ – теплонапряжение поверхности зоны активного горения, $МВт/м^2$; q_V – теплонапряжение топочного объема, $кВт/м^3$ (является проектной величиной, определяется из технической документации на котел); α'' – коэффициент избытка воздуха в дымовых газах на выходе из топки: при $\alpha'' > 1,08$ в формулах (2.44) и (2.45) принимать $\exp[25(\alpha'' - 1)] = 0,135$; K_r – коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции; K_D – коэффициент, учитывающий нагрузку котла; $K_{ст}$ – коэффициент, учитывающий ступенчатое сжигание топлива; $K_{вл}$ – коэффициент, учитывающий подачу влаги; $K_{оч}$ – коэффициент, учитывающий увеличение выброса бенз(а)пирена при очистке конвективных поверхностей нагрева на работающем котле (табл. 2.22).

Значения $q_{лг}$ и остальных коэффициентов определяются по формулам:

$$q_{лг} = \frac{Q'_H B}{2(\alpha_T + b_T) z_{яр} h_{яр} + 1,5 a_T b_T}; \quad (2.47)$$

$$K_r = 1 + dr; \quad (2.48)$$

$$K_D = \left(2 - \frac{D_\phi}{D_H} \right)^{2,4}; \quad (2.49)$$

Таблица 2.22

Значения $K_{оч}$ в зависимости от условий очистки

Период между очистками, часов	При дробевой очистке конвективных поверхностей нагрева	При обдувках регенеративных воздухоподогревателей
12–24	1,2	1,1
40–48	1,5	1,25
72	2	1,5

$$K_{ст} = 1 + b\delta; \quad (2.50)$$

$$K_{вл} = \exp(-\lambda g). \quad (2.51)$$

В формулах (2.46)–(2.50):

- Q_H^r – низшая теплота сгорания натурального топлива, МДж/кг;
- B – расход топлива на котел, кг/с ($\text{м}^3/\text{с}$) (при наличии в топке двухсветного экрана B принимается на одну ячейку);
- $z_{яр}$ – число ярусов горелок;
- $h_{яр}$ – расстояние по высоте между осями соседних горелок, м (для топок с однорядным расположением горелок единичной мощностью от 30 до 60 МВт произведение $z_{яр} \cdot h_{яр} = 3$ м);
- α_t – ширина топки (в свету), м (при наличии двухсветного экрана – ширина одной ячейки);
- b_t – глубина топки (в свету), м; r – степень (доля) рециркуляции дымовых газов;
- d – коэффициент, характеризующий влияние рециркуляции дымовых газов на выброс бенз(а)пирена:
 - при вводе в под топочной камеры $d = 1$;
 - при вводе в воздух или отдельный канал горелки $d = 4$;
 - при вводе в шлицы (сопла) напротив горелок $d = 2$;
 - при вводе в шлицы над горелками $d = 2,7$;
- D_ϕ – фактическая нагрузка котла, кг/с;
- D_H – номинальная нагрузка котла, кг/с;
- b – коэффициент, учитывающий воздействие воздуха, подаваемого во вторую ступень горения:
 - при отключении половины горелок верхнего яруса по топливу $b = -1$ (для мазута) и $b = -0,2$ (для газа);
 - для схемы, реализующей ступенчатое сжигание «по вертикали», $b = 7$;

- для схемы, реализующей ступенчатое зажигание «по вертикали», $b = -2,7$;
- δ – доля воздуха, подаваемая во вторую ступень горения;
- g – водотопливное отношение при подаче влаги в зону горения;
- λ – коэффициент, учитывающий воздействие влаги при вводе ее:
 - в пристенную зону топки и при зольном впрыске $\lambda = 15$;
 - в дутьевой воздух $\lambda = 2$.

2.5.2. Расчет выбросов бенз(а)пирена для пылеугольных котлов

Концентрация бенз(а)пирена в сухих дымовых газах котлов за золоуловителями при факельном сжигании углей $C_{\text{БП}}^{\text{T}}$ (мкг/м³), приведенная к избытку воздуха в газах $\alpha = 1,4$, рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{БП}}^{\text{T}} = \frac{A Q_{\text{H}}^r}{\exp(1,5\alpha_{\text{T}}'')} \left(\frac{D_{\phi}}{D_{\text{H}}} \right)^{1,1} \left(1 - \frac{\eta_{\text{ЗВ}} Z}{100} \right), \quad (2.52)$$

где A – коэффициент, характеризующий конструкцию нижней части топки (при жидком шлакоудалении $A = 0,378$, при твердом – $A = 0,521$); Q_{H}^r – низшая теплота сгорания натурального топлива, МДж/кг; α_{T}'' – коэффициент избытка воздуха в газах на выходе из топки; $\eta_{\text{ЗВ}}$ – КПД золоуловителя (по золе), %; Z – коэффициент, учитывающий снижение улавливающей способности бенз(а)пирена золоуловителями (для сухих аппаратов $Z = 0,7$, для мокрых – $Z = 0,8$).

2.5.3. Определение выбросов оксида углерода

Оксид углерода СО образуется при сжигании топлив вследствие плохой организации горения (химический недожог $q_3 > 0$), а также при термической переработке различных топлив методом пиролиза или газификации.

Количество окиси углерода (г/с), выбрасываемое в атмосферу определяется по формуле:

$$M_{\text{CO}} = C_{\text{H}} B \left(1 - \frac{q_4}{100} \right), \quad (2.53)$$

где C_{H} – коэффициент, характеризующий выход окиси углерода при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива, кг/т. Для мощных котлоагрегатов с твердым и жидким шлакоудалением $C_{\text{H}} = 0$.

2.6. Снижение выбросов в атмосферу парниковых газов

2.6.1. Определение количества выбросов углекислого газа и способы их снижения

В результате сжигания на Земле органических топлив происходит ежегодный прирост выбросов CO_2 сверх сбалансированного круговорота, что способствует образованию парникового эффекта. На долю ТЭС приходится примерно 22 % общих мировых выбросов CO_2 .

Согласно рамочной конвенции ООН об изменении климата Земли Россия взяла на себя обязательства до 2008–2012 гг. не превышать выбросы парниковых газов относительно уровня 1990 г. Удельный выброс CO_2 на единицу выработанной электрической и тепловой энергии в РФ составляет 0,414 кг/(кВт·ч). Это лучший показатель в мире. Для расчета выброса углекислого газа применяются коэффициенты эмиссии, которые приведены в табл. 2.23.

Таблица 2.23

Коэффициенты эмиссии CO_2

Вид топлива	Коэффициенты эмиссии CO_2	
	т CO_2 /тут	т CO_2 /ГДж
Твердое	2,76	25,68
Газообразное	1,62	15,07
Мазут	2,28	21,22

Уменьшить выбросы углекислого газа можно за счет:

- сжигания топлив с малым содержанием углерода (природный газ);
- использования энергоносителей, не содержащих углерод (ядерное топливо);
- использования возобновляемых источников энергии;
- энергосбережения;
- теплофикации;
- реализации технических решений, повышающих КПД ТЭС.

2.6.2. Определение количества выбросов водяных паров и способы их снижения

Основными источниками выброса водяных паров в атмосферу от ТЭС являются системы прямоточного или обратного охлаждения конденсаторов турбин и дымовые трубы. Водяные пары не оказывают непосредственно вредного воздействия на организм человека, животный и растительный мир. Они приводят к образованию тумана, наледи

на сооружениях и дорогах, к обрыву линий электропередач и т. д. Кроме того, водяные пары способствуют образованию фотохимического тумана – смога и вносят свой вклад в парниковый эффект. Для регионов с дефицитом пресной воды сокращение выбросов паров экономически оправдано.

Наибольшее применение на ТЭС получили оборотные системы технического водоснабжения с градирнями, в которых охлаждение циркуляционной воды происходит за счет испарения воды и каплеуноса. При этом количество образовавшегося и выбрасываемого в атмосферу пара сопоставимо с пропуском пара в конденсатор. Потери воды на испарение можно найти по формуле:

$$D_{\text{исп}} = K_{\text{исп}} \Delta t G_{\text{ц}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (2.54)$$

где $K_{\text{исп}}$ – коэффициент, учитывающий долю теплоотдачи испарением в общей теплопередачи, в зависимости от температуры воздуха по сухому термометру принимается от 0,001 до 0,0016; Δt – перепад температур воды, проходящей через градирню, °С; $G_{\text{ц}}$ – расход охлаждающей циркуляционной воды, м³/ч.

Полностью исключить выброс водяного пара можно, используя для охлаждения воды сухих градирен в сочетании со смешивающими (установка Геллера–Форго) и поверхностными конденсаторами. Существенно сократить выброс водяных паров можно путем применения градирен смешанного (полусухого) типа. Для уменьшения уноса капель воды в верхней части градирни предусматривают каплеуловители.

Другим источником выбросов водяных паров являются дымовые газы, образующиеся при сгорании всех видов органического топлива.

Количество образующегося водяного пара при сгорании углей и мазутов зависит от состава топлива на рабочую массу и молекулярного соотношения воды и водорода и может быть определено по формуле:

$$D_{\text{H}_2\text{O}} = B \left(\frac{\mu_{\text{H}_2\text{O}}}{\mu_{\text{H}_2}} \text{H}^r + \text{W}^r \right) = B(9\text{H}^r + \text{W}^r). \quad (2.55)$$

При сжигании газа количество водяных паров пропорционально расходу топлива и определяется как

$$D_{\text{H}_2\text{O}} = 2,07B. \quad (2.56)$$

В энергетике известны технологии получения воды из дымовых газов в контактных теплообменниках, с дальнейшим использованием её на ТЭС.

В табл. 2.24 приведены значения выбросов в атмосферу водяных паров с дымовыми газами и из градирен для различных блоков при сжигании различного топлива (А – каменный уголь, Б – мазут, В – природный газ).

Таблица 2.24

Выбросы водяного пара в атмосферу от различных источников ТЭС

Энергоблок	Вид топлива	Выбросы водяного пара в атмосферу				
		Дымовой трубой		Градирней		Всего
		т/ч	%	т/ч	%	
К-300-240	А	52,1	8,4	568	91,6	620
	Б	64,4	10,2	568	89,9	632
	В	107,9	16,0	568	84,0	676
Т-250/300-240	А	71,1	48,5	75,5	51,5	147
	В	119,2	61,2	75,5	38,8	195

Из приведенных данных видно, что наибольшие выбросы пара имеют место при сжигании газа. Теплофикационные блоки имеют выбросы значительно меньшие как из градирен, так и в целом.

2.7. Расчет максимальной приземной концентрации

Природоохранные технологии по уменьшению выбросов вредных веществ в атмосферу должны обеспечивать в приземном слое атмосферы концентрации, не превышающие предельно-допустимые на эти вещества. На рис. 2.1 изображено формирование дымового факела и график изменения подфакельных концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы. Для практических расчетов рассеивания в атмосфере вредных примесей, содержащихся в дымовых газах ТЭС, используется математическая модель рассеивания примесей в воздухе, разработанная ГЕО Госкомгидромета (ОНД-86) [37,5]. Согласно этой модели приземная подфакельная концентрация по мере удаления от трубы возрастает и достигает максимума C_M на расстоянии X_M . Нормативные расчеты обязательны при проектировании и реконструкции энергетических объектов.

Величина максимальной концентрации i -го вредного вещества, мг/м³, выбрасываемого с дымовыми газами из *одиночной* дымовой трубы с круглым устьем в приземном слое атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях на расстоянии X_M от трубы, определяется по формуле:

$$C_{mi} = \frac{AM_i F m n \eta_p}{H^2 \sqrt[3]{V_{др}} \Delta T}, \quad (2.57)$$

где A – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы и определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в воздухе, зависит от климатических условий района. Применяются следующие значения A : для субтропической зоны Средней Азии – 240; для Казахстана, Нижнего Поволжья, Кавказа, Молдавии, Сибири, Дальнего Востока и остальных районов Средней Азии – 200; для Севера и Северо-Запада европейской территории России, Среднего Поволжья, Урала и Украины – 160; для Центра европейской территории России – 120; M_i – расход вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу всеми котлами, подсоединенными к трубе, г/с; F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе; равен для газообразных веществ 1, а для пыли и золы при степени очистки в золоуловителях до 90 % – 2,5 и при большей равен 2; m и n – безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса; η_p – коэффициент, учитывающий рельеф местности [37]; $V_{др}$ – объемный расход дымовых газов, выбрасываемых в атмосферу всеми котлами, подсоединенными к трубе, м³/с; H – высота дымовой трубы, м; ΔT – разница между температурой газов на выходе из трубы и температурой воздуха, °С; где D – диаметр устья дымовой трубы, м.

Коэффициент m определяется в зависимости от параметра f :

$$m = 1 / (0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}). \quad (2.58)$$

Коэффициент n определяется в зависимости от параметра V_M :

$$\begin{aligned} n &= 3 \text{ при } V_M \leq 0,3; \\ n &= 3 - \sqrt{(V_M - 0,3)(4,36 - V_M)} \text{ при } 0,3 < V_M \leq 2; \\ n &= 1 \text{ при } V_M = 2. \end{aligned}$$

Для ТЭС обычно $V_M > 2$ и $n = 1$.

Максимальная приземная концентрация определяется при опасной скорости ветра U_M . Это такая скорость ветра, при которой для заданного состояния атмосферы рассеивание дымовых газов идет наименее благоприятным образом и концентрация вредных примесей на уровне дыхания человека достигает своей максимальной величины. Величина опасной скорости ветра U_M , м/с на уровне флюгера (обычно 10 м от уровня Земли) определяется по следующим соотношениям:

$$\begin{aligned}
U_M &= 0,5 \text{ при } V_M \leq 0,5; \\
U_M &= V_M \text{ при } 0,5 < V_M \leq 2; \\
U_M &= V_M(1 + 0,12\sqrt{f}) \text{ при } V_M > 2,
\end{aligned}
\tag{2.59}$$

где параметр V_M определяется:

$$V_M = 0,65\sqrt{V_{\text{дг}}\Delta T / H}; \tag{2.60}$$

$$f = 10^3 w_0^2 D / (H^2 \Delta T), \tag{2.61}$$

w_0 – скорость выхода газов из устья трубы, м/с, определяется по формуле:

$$w_0 = \frac{4V_{\text{дг}}}{\pi D^2}. \tag{2.62}$$

Расстояние X_M , на котором достигается максимальная концентрация вредных веществ C_{Mi} по оси факела, при $F < 2$ определяется как

$$X_M = dH, \text{ м}, \tag{2.63}$$

а при $F \geq 2$ – как

$$X_M = dH(5 - F) / 4, \text{ м}, \tag{2.64}$$

где d – безразмерная величина, определяется по формулам:

$$d = 4,25V_M(1 + 0,28\sqrt[3]{f}) \text{ при } V_M \leq 2; \tag{2.65}$$

$$d = 7\sqrt{V_M}(1 + 0,28\sqrt[3]{f}) \text{ при } V_M > 2. \tag{2.66}$$

Расчет подфакельной приземной концентрации на расстоянии X от трубы

Концентрация вредных веществ в атмосфере по оси факела на различных расстояниях X от источника выброса

$$C_{xi} = S_1 C_{Mi}, \tag{2.67}$$

где S_1 – безразмерная величина, определяемая по формулам:

$$S_1 = 3\bar{X}^4 - 8\bar{X}^3 + 6\bar{X}^2 \text{ при } \bar{X} \leq 1;$$

$$S_1 = 1,13 / (0,13\bar{X}^2 + 1) \text{ при } 1 < \bar{X} \leq 8;$$

$$S_1 = 1 / (3,18\bar{X}^2 + 3,52\bar{X} + 12) \text{ при } \bar{X} > 8 \text{ и } F < 2;$$

$$S_1 = 1 / (0,1\bar{X}^2 + 2,47\bar{X} - 17,8) \text{ при } \bar{X} > 8 \text{ и } F \geq 2,$$

где $\bar{X} = X/X_M$ – относительное расстояние до максимальной концентрации.

Расчет подфакельной приземной концентрации при скорости ветра U

Максимальная приземная концентрация вредного вещества при скорости ветра U , отличающейся от опасной скорости ветра U_M , определяется по формуле

$$C_{Mu_i} = rC_{Mi}, \quad (2.68)$$

где r – безразмерная величина, определяемая в зависимости от отношения $\bar{U} = U/U_M$ по формулам:

$$r = 0,67\bar{U} + 1,67\bar{U}^2 - 1,34\bar{U}^3 \quad \text{при } \bar{U} \leq 1;$$

$$r = 3\bar{U} / (2\bar{U}^2 - \bar{U} + 2) \quad \text{при } \bar{U} > 1.$$

Расстояние от источника выброса X_{Mu} , на котором при скорости достигается C_{Mu_i} , определяется по формулам:

$$X_{Mu} = pX_M, \quad \text{м}, \quad (2.69)$$

где p – безразмерная величина, определяемая по формулам:

$$p = 3 \quad \text{при } \bar{U} \leq 0,25;$$

$$p = 8,43(1 - \bar{U})^5 + 1 \quad \text{при } 0,25 < \bar{U} \leq 1;$$

$$p = 0,32\bar{U} + 0,68 \quad \text{при } \bar{U} > 1.$$

Расчет приземных концентраций вредных выбросов от нескольких дымовых труб ТЭС

Если на ТЭС выброс дымовых газов организуется от Z нескольких одинаковых (высота и диаметр устья) труб, расположенных близко друг к другу, то для расчета рассеивания выбросов можно использовать выше приведенную методику, подставляя в уравнения (2.56–2.61) количество труб Z , суммарный от всех труб выброс M_i и объем газов $V_{др}$.

$$C_{Mi} = \frac{AM_i F m m \eta_p}{H^2} \sqrt[3]{\frac{Z}{V_{др} \Delta T}}; \quad (2.70)$$

$$V_M = 0,65 \sqrt{V_{др} \Delta T / ZH}; \quad (2.71)$$

$$f = 10^3 w_0^2 D / (ZH^2 \Delta T). \quad (2.72)$$

Далее в расчетах рассеивания следует сравнить максимальные приземные концентрации каждого вредного выброса с предельнодопустимыми концентрациями на эти выбросы с учетом фоновых.

2.8. Расчет выбросов в атмосферу от неорганизованных источников ТЭС

2.8.1. Пыление угольных складов

Открытые угольные штабеля оказывают вредное воздействие на окружающую среду:

- пыление при разгрузке, хранении и транспортировке;
- вымывание загрязнений из угля поверхностными водами и осадками в почвенный слой и грунтовые воды;
- окисление угля при хранении в штабеле, приводящее в результате разогрева и возгорания к выделению в атмосферу продуктов неполноты сгорания.

Пылящие свойства углей зависят от их физических свойств и влажности. Эродированные угольные частицы осаждаются под действием гравитационных сил в непосредственной близости от штабеля и могут создавать высокий уровень загрязнения воздуха в рабочей зоне и на прилегающей территории, превышающий в ряде случаев уровень ПДК.

Максимально разовый вынос угольных частиц M^r (г/с) с поверхности угольного штабеля S (м²) оценивается, исходя из удельной сдуваемости угольной пыли m^0 (г/с·м²) для данной скорости ветра (табл. 2.25) [6, 16, 28].

$$M^r = m^0 S K_1 K_2 K_3, \text{ г/с}, \quad (2.73)$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий конструктивные особенности угольного склада; при наличии бортовых ограждений $K_1 = 0,5$; K_2 – коэффициент, учитывающий состояние поверхности штабеля; при уплотнении поверхностного слоя катком $K_2 = 0,5$; K_3 – коэффициент, зависящий от влажности топлива (табл. 2.26).

Таблица 2.25

Скорость ветра u , м/с	2	3	5	7	10	15
Удельный сдув m^0 , г/(м ² ·с)	–	0,0013	0,05	0,93	2,97	24,4

Таблица 2.26

Влажность угля W^r , %	Значение скорости ветра, м/с		
	5,0	7,0	10,0
5	0,16	0,3	0,5
10	0,04	0,1	0,35
15	0,026	0,05	0,071

Нормированию подлежат выбросы угольных частиц при «перевалке» топлива на складе. Пыление штабелей угля, если оно приводит к загрязнению воздуха за пределами промплощадки, не допускается, и нормативы на выбросы не предусматриваются. Эти выбросы рассматриваются как сверхлимитные.

Для предотвращения ветровой эрозии, пыления при разгрузке и формировании штабеля могут быть применены закрытый угольный склад, ограждение штабеля подпорными стенками на всю его высоту, искусственные ветрозащитные устройства, посадки деревьев, увлажнение поверхностного слоя и др.

Под действием дождей и талых вод образуются стоки, содержащие токсичные вещества, вымываемые из угольной массы, — цинк, медь, хром, сульфаты, ряд тяжелых металлов. Недостаточная подготовка подштабельного основания может привести к фильтрации загрязненных вод в почву и грунтовые воды.

В качестве альтернативного варианта предлагается для ТЭС, расположенных вблизи от угольных карьеров, применять для хранения угля закрытые склады. Несколько закрытых емкостей обеспечат трехдневный запас топлива, предотвратят пыление и возгорание угля, а также влияние на водные бассейны за счет ливневых вод.

2.8.2. Влияние золоотвалов на окружающую среду

При сжигании твердых топлив на ТЭС образуются твердые продукты сгорания (отходы) шлак и зола, 84 % которых складываются на золоотвалах (ЗО) и 16 % отпускается потребителям. Ежегодно угольные ТЭС образуют около 30 млн т золошлаковых отходов, для складирования которых отчуждаются огромные территории. Золоотвалы уже сейчас занимают большие площади (более 22 тыс. га), в которых хранится 1,2 млрд т отходов и ежегодные расходы на хранение золошлаковых материалов (плата за размещение и аренду) в целом «ЕЭС России» составляет более 14 млрд р. (цены 2000 г.).

Проектная мощность ЗО согласно нормативам составляет 5 лет эксплуатации ТЭС. Это вызывает необходимость наращивать емкости или сооружать новые ЗО, что усугубляет экологическую ситуацию. Как действующие, так и отработанные ЗО, оказывают негативное воздействие на окружающую среду, которое можно рассматривать в следующих аспектах:

- отчуждение земель под ЗО;
- пыление в летний сухой период времени;

- фильтрация вымываемых из золошлаков токсичных веществ в грунтовые воды и почву;
 - испарение воды с поверхности ЗО и бассейна осветленной воды.
- Решить проблему сокращения площади, занимаемой ЗО на существующих ТЭС, можно путем реорганизации системы складирования.
1. *Сухое складирование* с послойной укаткой золошлаков. Оно исключает сооружения ограждающих дамб и вдвое сокращает емкость ЗО. Кроме того, золошлаковый массив имеет малопылящую поверхность и становится непроницаем для грунтовых, талых и дождевых вод.
 2. *Использование гидроциклонов* для сгущения пульпы. Это позволяет на ТЭС, имеющих мокрые золоуловители, создать внутростанционный замкнутый водный цикл ГЗУ. Поступление воды на ЗО сокращается в 5–8 раз.
 3. *Транспортировка золошлаковой пасты* Ж:Т = 1:1 (Ж – жидкая, Т – твердая фаза) для ЗШМ, имеющих повышенное содержание СаО. Такая схема была разработана Союзтехэнерго для ТЭС, работающих на углях КАТЭКа. Преимущества схемы заключаются в резком сокращении воды на ГЗУ, отсутствии линии осветленной воды, сокращении расхода электроэнергии на собственные нужды ГЗУ, предотвращении пыления ЗО и фильтрации воды в почву. Вместо ЗО золошлаковую пасту можно закачивать в овраги для выравнивания рельефа.
 4. *Полная переработка* ЗШМ предусматривается на новых ТЭС. Потребителям будет максимально отпускаться сухая зола, шлаки или продукты их переработки. Оставшиеся ЗШМ после грануляции предполагается хранить на складах и по мере спроса отпускать потребителям.

Массовый выброс золовых частиц с поверхности ЗО и откосов дамб можно определить [6, 28]

$$M_{zo} = m^0 K_1 K_2 K_3 K_4 (S_o + S_{отк}), \text{ г/с}, \quad (2.74)$$

где m^0 – удельная сдуваемость ЗШМ (г/с) устанавливается экспертно в интервале 1–20 (г/с·м²); K_1 – коэффициент, учитывающий скорость ветра, $K_1 = 1–2$; K_2 – коэффициент, учитывающий содержание СаО в золошлаках: $K_2 = 1,0$ при СаО < 10 %; $K_2 = 1,61 \cdot 10^{-3}$ при СаО = 10–25 %; $K_2 = 0$ при СаО > 25 %; K_3 – коэффициент, учитывающий защищенность золоотвала от ветрового воздействия рельефом или специальными ветрозащитными устройствами (табл. 2.27); K_4 – коэффициент, учитываю-

ший оперативные мероприятия пылеподавления (табл. 2.28); S_o , $S_{отк}$ — площади пылящих пляжей отвала и откосов дамб, соответственно, м².

Количество золы, поступающей в атмосферу вследствие ветровой эрозии, может достигать сотен тонн в год/га.

Нормированию подлежат выбросы золошлаковых частиц при выгрузке золошлаковых материалов на действующих и отработанных ЗО. Выбросы золовых частиц с поверхности ЗО рассматриваются как свежелимитные.

Таблица 2.27

Коэффициент K_3 , учитывающий защищенность золоотвала

Факторы защищенности ЗО от пыления	K_3
Закрытие золоотвала высокими элементами рельефа: <ul style="list-style-type: none"> • с одной стороны; • с двух сторон; • с трех сторон 	0,6 0,3 0,15
Сооружение сплошных барьеров (решетчатые ограды, прокладка пульпопровода по гребню дамбы, лесополосы вдоль границ отвала)	0,7
Относительное увеличение высоты дамбы, расположенной с подветренной стороны, по отношению к преобладающим ветрам	0,85
Закрепление поверхности зольного пляжа химикатами (коркообразование)	0,15
Закрепление поверхности пляжей шлаком	0,05
Закрепление поверхности зольного пляжа из связного грунта (суглинки, глина)	0,02

Таблица 2.28

Коэффициент K_4

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

Разработанные мероприятия по пылеподавлению направлены на фиксацию поверхностного слоя и экранирование, предотвращающее распространение пылевых частиц за пределы ЗО.

На стадии проектирования ЗО используются следующие мероприятия:

- оптимальное использование рельефа местности для ограничения ветрового воздействия (размещение в низинах, на подветренных склонах природных возвышенностей, в окружении залесенных участков);
- размещение ЗО на территориях с наименьшей вероятностью поступления запыленного потока на жилые массивы;
- выбор оптимальной конфигурации ЗО;
- секционирование ЗО;
- создание на дамбах ЗО искусственных ветрозащитных барьеров (приподнятые пульпопроводы, лесополосы, решетчатые ограждения);
- применение лесозащитных полос в санитарно-защитной зоне ЗО;
- рассредоточенный намыв пульпы через разводящую сеть пульпопроводов, проложенных по периметру ограждающих дамб;
- размещение на дамбах стационарных дождевальных систем, а на пруде специальных плавучих дождевальных установок для орошения сухих пляжей в жаркое летнее время;
- укрепление наружных откосов дамб растительным грунтом с посевом трав;
- установка шандор на водосбросах осветленной воды для подтопления пляжей, лежащих выше уровня отстойного пруда.

В процессе эксплуатации ЗО должны соблюдаться оперативные мероприятия по пылеподавлению, предусмотренные проектом.

Предотвращение пыления при производстве работ по наращиванию дамб или отгрузки золошлакового материала потребителям рекомендуется проводить орошение стационарными дальнеструйными дождевальными установками, карьерными оросителями; поливочными машинами; гидромониторами и др.

На период прекращения действия секций ЗО с осущением поверхности (наращивания дамб, консервации) в качестве противопыляющих мер применяется засыпка поверхности ЗО слоем связного грунта (суглинок, глина), связующими минеральными или органическими материалами, такими как битумы, латекс, каменноугольные смолы, лигнор, различными полимерами.

В качестве постоянных противопыляющих мероприятий на отработанных секциях ЗО применяется рекультивация с формированием растительного покрова. Однако слой плодородной почвы менее 1 м не позволяет использовать эти территории для выращивания сельскохозяйственных культур и для выпаса скота.

Для предотвращения фильтрации действующих ЗО можно использовать защитное ограждение типа «стенка в грунте», создание перехватывающих скважин по периметру ЗО и откачкой из них погружными насосами воды на золоотвал (Пермская ГРЭС). Необходимо предотвратить поступление дождевых и паводковых вод с прилегающих возвышенных территорий в водный объем ЗО.

Для предупреждения фильтрации при проектировании ТЭС применяются:

- противофильтрационные экраны из асфальтобетона, полимерной пленки толщиной 1–2 мм (Новочеркасская ГРЭС); покрытие слоем глины 0,5 м;
- устройство горизонтальных дренажей;
- специальная схема намыва ЗШМ, с тем чтобы на основание оседали мелкодисперсные, плохо проницаемые частицы с добавлением глинистых грунтов до 30 % по объему (Омская ТЭС 4).

Для предотвращения загрязнения водоемов сточными водами системы золошлакоудаления, согласно нормам проектирования ТЭС, следует применять обратные системы водоснабжения.

2.8.3. Выбросы углеводородов из мазутохранилищ

Мазут используется на ТЭС как основное топливо, растопочное или резервное. Мазут хранится в мазутных резервуарах, снабженных дыхательными устройствами, через которые при заполнении резервуаров, а также вследствие диффузии при стабильном уровне мазута в атмосферу попадают углеводороды, выделяющиеся при испарении с поверхности. Эти выбросы составляют не более 0,001 % годового расхода топлива, но приземная концентрация в радиусе 500 м может достигать значительных величин до 3–5 мг/м³. Тоннажный выброс углеводородов из резервуаров определяется суммированием потерь из шести наиболее теплых (2 и 3 кварталы) и шести наиболее холодных месяцев года (1 и 4 кварталы) и рассчитываются по формуле [16]:

$$M_{\text{нф}} = \sum VcK_1K_2 10^{-6}, \text{ т/год}, \quad (2.75)$$

V – объем нефтепродукта, поступающего в резервуары в течение квартала, м³; c – массовая концентрация насыщенных паров при среднек-

вартальной температуре газового пространства резервуаров $г/м^3$; K_1 – коэффициент, зависящий от оборачиваемости резервуара; K_2 – коэффициент, учитывающий технические средства сокращения потерь и режим эксплуатации резервуара. Если мазутные резервуары на ТЭС используются как мерники, то $K_2 = 1$.

Среднеквартальная температура газового пространства резервуара для 2 и 3 кварталов

$$t_{2-3}^{гп} = 0,7t_{нф} + 0,3t_{в}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (2.76)$$

для 1 и 4 кварталов

$$t_{1-4}^{гп} = 0,5(t_{нф} + t_{в}), \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Здесь $t_{нф}$ и $t_{в}$ – среднеквартальные температуры нефтепродуктов в резервуаре и атмосферного воздуха, $^\circ\text{C}$. Среднеквартальная оборачиваемость резервуаров $n = V/V_p$, где V_p – объем резервуара, $м^3$.

2.8.4. Выбросы в атмосферу аэрозолей извести и известняка

Внедрение на ТЭС сероулавливающих установок на базе извести и известняка требует создания складов для хранения и переработки этих материалов, включая получение гипса.

Количество поступающих в атмосферу выбросов этих веществ зависит от установленного оборудования (источника выброса) в технологическом процессе при обработке извести и производстве гипса.

Ориентировочные удельные расходы загрязненного воздуха и концентрации аэрозолей от различных источников приведены в табл. 2.29.

Таблица 2.29

Удельные расходы загрязненного воздуха и концентрации аэрозолей

Источник выброса	Объем продукта V ($м^3/кг$)	Тем-ра, $^\circ\text{C}$	Концентрация пыли, $г/м^3$	Продукт
Дробилка щековая	0,7	16	15	Известняк
Дробилка молотков	0,8	17	20	–//–
Грохот	0,07	18	14	–//–
Узлы пересыпки	0,23	27	15	–//–
Мельницы помола извести	0,35	80	650	Известь
Узлы перегрузки извести	0,5	30	27	–//–

Расход каждого выброса, кг/ч, определяется по формуле [6]

$$M = 10^{-3} V G_{\text{пер}} c, \quad (2.77)$$

где V – объем загрязненного воздуха от источника выброса, м³/ч (м³/кг); $G_{\text{пер}}$ – расход реагента, кг/ч; c – концентрация аэрозоля в потоке загрязненного воздуха, г/м³.

2.9. Утилизация и переработка золошлаковых отходов ТЭС

В процессе сгорания топлива происходят сложные химические и фазовые превращения его минеральной части с образованием шлака и золы. Главные составляющие золошлаковых материалов – это оксиды SiO₂, Al₂O₃, Fe₂O₃, CaO, MgO. Небольшая доля приходится на сульфаты CaSO₄, MgSO₄, FeSO₄, в еще меньших количествах присутствуют фосфаты, оксиды щелочных металлов K₂O и Na₂O. В золошлаковых материалах могут содержаться биогенные (фтор, марганец, кобальт, свинец, медь и др.) и токсические микроэлементы (бор, ванадий, мышьяк, стронций, бериллий и др.).

Химический состав золы может колебаться в значительных пределах при сжигании одного и того же топлива на ТЭС, однако в среднем химический состав золы в течение длительного периода времени можно считать достаточно стабильным для практического применения. Многообразие энергетических топлив приводит к образованию золы самого разнообразного химического состава [24].

Особую роль в формировании свойств золы играют гипс CaSO₄·2H₂O, кальцит CaCO₃ и доломит CaMg(CO₃)₂, а также продукты их частичного термического разложения – ангидрит Ca(OH)₂ и свободный оксид кальция CaO. В золах всех типов содержатся сульфаты и карбонаты кальция [23].

Практически во всех золах содержатся органические включения (недожог) в виде кокса и полукокса – в форме либо самостоятельных частиц, либо включений в крупные фракции золы. В зависимости от типа топочной камеры (с твердым или жидким шлакоудалением) при сжигании топлива образуются две разновидности шлака – твердый и жидкий. При жидком шлакоудалении практически все шлаки представляют собой стекло, при твердом шлакоудалении – в основном стекло, и кристаллическая часть этих шлаков образована преимущественно кварцем, магнетитом, гематитом, муллитом.

Золошлаковые материалы складировются на золоотвалах и могут отпускатся в «сыром» виде и в виде переработанного продукта.

Количество золошлаков, подлежащих эвакуации может быть определено в т/час по формуле:

$$M_{\text{зш}} = M_{\text{зшл}} + M_{\text{ТВ}} = 10^{-2} B \left(A^r + q_4 \frac{Q_{\text{H}}^r}{32,7} \right) [(1 - \alpha_{\text{ун}}) + \alpha_{\text{ун}} \eta_{\text{зу}}], \quad (2.78)$$

где количество золы

$$M_{\text{ТВ}} = 10^{-2} B \left(A^r + q_4 \frac{Q_{\text{H}}^r}{32,7} \right) \alpha_{\text{ун}} \eta_{\text{зу}}, \quad (2.79)$$

количество шлака

$$M_{\text{зшл}} = 10^{-2} B \left(A^r + q_4 \frac{Q_{\text{H}}^r}{32,7} \right) (1 - \alpha_{\text{ун}}), \quad (2.80)$$

где B – расход топлива, т/ч.

Учитывая, что расход топлива на ТЭС меняется в течение года в зависимости от нагрузки и состав топлива не стабилен, выход золошлаков также не стабилен в течение года. Для топлив, в золах которых $\text{CaO}_{\text{св}} \geq 25\%$, учитываются процессы сульфатизации в дымовых газах, в результате которых образуются твердые частицы CaSO_3 . В расчет вводится поправка k_{SO_2} , которая принимается для эстонских сланцев – 0,8; для углей КАТЭК – 0,5; для ангренских углей – 0,1.

$$M_{\text{ТВ}} = B \frac{A^r + 2,5k_{\text{SO}_2} S^r}{100 - \Gamma_{\text{ун}}} \alpha_{\text{ун}} \eta_{\text{зу}}. \quad (2.81)$$

Соотношение оксидов колеблется в значительных пределах, меняя состав зол от кислых (как правило, это золы каменных углей) до высокоосновных (золы прибалтийских сланцев, бурых углей КАТЭК и торфов).

Классификация топливных зол по технологическим свойствам и сферам использования приведены на рис. 2.38.

Зола и шлаки, образующиеся при сжигании твердых топлив на ТЭС, транспортируются в основном на золоотвалы, занимающие миллионы гектаров территории. В настоящее время на золоотвалах ТЭС России, скопилось огромное количество золошлаков, хранение которых с каждым годом становится всё более актуальной экологической проблемой. Одним из возможных путей решения этой проблемы может стать использование золы и шлака в различных отраслях хозяйства. Отработанные и законсервированные золоотвалы могут стать сырьевой

базой ценных материалов для различных отраслей народного хозяйства. В приложении табл. 10 приведены разработанные в России технологии производства различных материалов как из золы-уноса, так и из золошлаковых смесей.



Рис. 2.38. Схема утилизации зол согласно классификации состава

Так при высокотемпературном сжигании березовских бурых углей в пылеугольных котлах с жидким шлакоудалением и повышенном содержании в золах CaO – 42 %, предлагается сухая система обработки золы и шлаков. Из нижней части топки расплав поступает на ленту конвейера, составленную из достаточно массивных чугунных сегментов, охлаждаемых холодным воздухом. Расплав резко остывает и за счет внутренних напряжений шлаковое стекло растрескивается. Остывший шлак поступает на дробилку, выдающую щебень нужной крупности, часть которого поставляется внешнему потребителю, другая часть используется на дорстройпромкомбинате при ТЭС. Зола уноса улавливается в электрофильтре, затем поступает в мельницу, где обрабатывается вместе со шлаковыми отходами и добавками (песок, цемент и др.). Получаемые основные компоненты для изготовления продукции стройиндустрии поступают на склад, затем отпускаются внешним строительным организациям.

Применение сухого золоулавливания в сочетании системами *пневмомеханического* шлакоудаления по сравнению с системами гидрошлакоудаления на электростанциях позволяет:

- повысить надежность работы не только системы шлакоудаления, но и ТЭС в целом;
- снизить себестоимость производства энергии;
- значительно улучшить экологические показатели ТЭС;
- приступить к созданию экологически приемлемых систем золошлакоудаления ТЭС с возможностью отгрузки золы и шлака в сухом виде, в соответствии с техническими требованиями потребителей, в объеме до 100 % их образования;
- исключить нерациональное использование земли для размещения гидрошлакоотвалов и затрат на их строительство;
- снизить водопотребление на ТЭС;
- снизить выбросы CO_2 за счет уменьшения удельных расходов топлива при производстве энергии и использовании шлаков в качестве ценного материала техногенного происхождения взамен природных материалов при производстве продукции различного назначения предприятиями других отраслей экономики.

Ниже в качестве примера приведены несколько принципиальных схем переработки золошлаковых материалов. Технологическая схема (рис. 2.39) предложена на основании лабораторных исследований свойств зол бурых углей Канско-Ачинского бассейна, опытно-промышленных проверок *производства зольных вяжущих материалов*.

Разработаны научные основы и технологии *получения сульфата алюминия и глинозема* на основе золы низкотемпературного сжигания кузнецких углей в кипящем слое известняка (рис. 2.40).

Примерный состав золы, в %: $\text{SiO}_2 = 59$; $\text{Al}_2\text{O}_3 = 22$; $\text{Fe}_2\text{O}_3 = 8$; $\text{CaO} = 2,5$; $\text{Mo} = 0,8$; $\text{K}_2\text{O} = 1,4$; $\text{Na}_2\text{O} = 1$; $\text{MnO}_2 = 0,8$; $\text{CaSO}_4 = 3,5$; $\text{C} = 1$.

При работе ТЭС с переменной нагрузкой в течение года, выход золы не равномерен. Заводы по переработке золы работают обычно ритмично, а хранение сухой золы представляет определенные трудности. В схеме предлагается неостребованную золу гранулировать на специальных окомковывателях (с подсушкой и обжигом в топке котла) и гранулы пневмотранспортом направлять на временное хранение на склад.

Сухая зола с высоким содержанием свободной CaO может применяться в виде гранул в сельском хозяйстве для раскисления почв. Принципиальная схема производства гранул приведена на рис. 2.41.

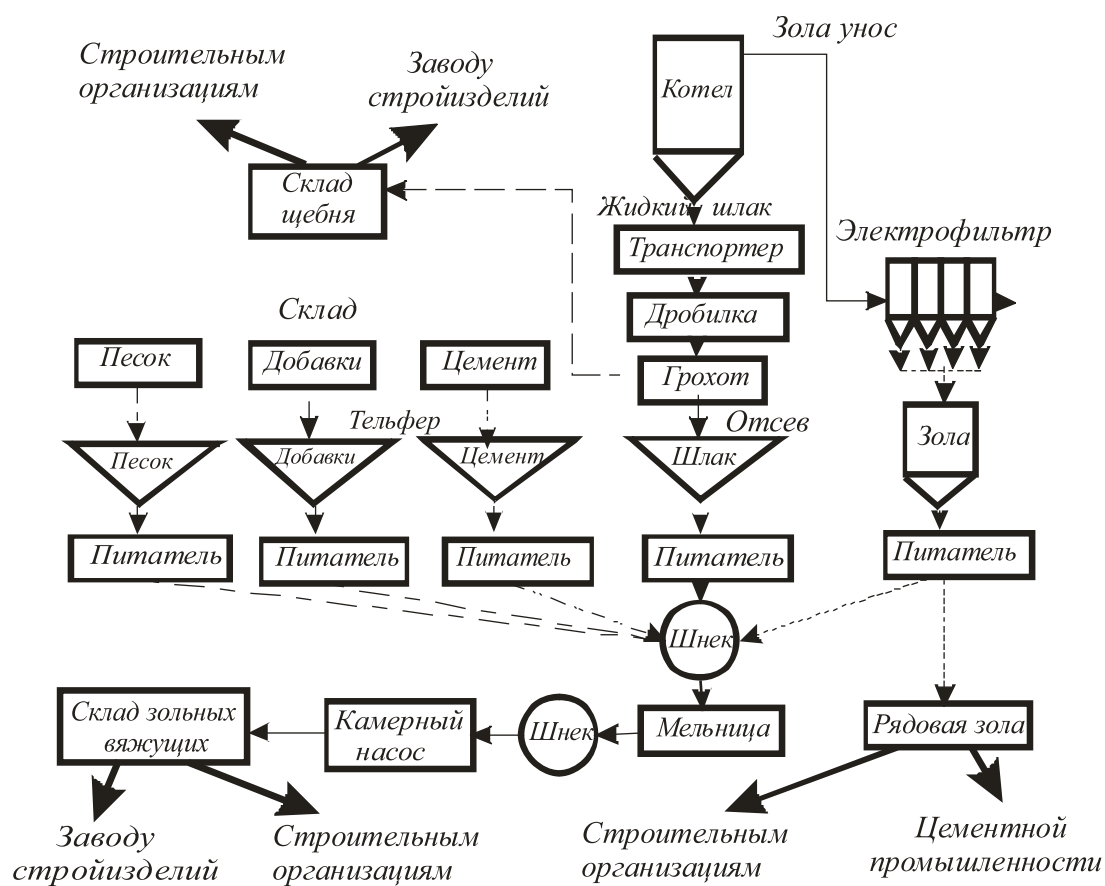


Рис. 2.39. Технологическая схема производства зольных вяжущих материалов

Сухая зола после электрофильтров пневматическим транспортом подается в расходный бункер 1. Из бункера питателем 2 транспортируется в смеситель 3. Одновременно в смеситель подается необходимое количество воды (около 20 % от веса золы) из емкости 4, оборудованной дозатором 5. Из смесителя увлажненная и перемешанная масса поступает в гранулятор 6, где происходит дополнительное перетирание золы и образование гранул за счет перекатывания комочков золы по поверхности барабана при его вращении.

Образовавшиеся гранулы размером до 5 мм через сетчатые окна попадают в приемник 7, из которого ковшовым элеватором 10 перегружаются в бункер готового продукта 8. В бункере продукт подсушивается сушильным агентом, который подается через устройство 11. После подсушки гранулы набирают необходимую прочность до 2 кг на гранулу. Отгрузка продукта осуществляется либо в бумажные мешки, либо непосредственно в автомобиль. Неостребованная продукция транспортируется на склад. Схема рекомендована для зол углей КАТЭКа.

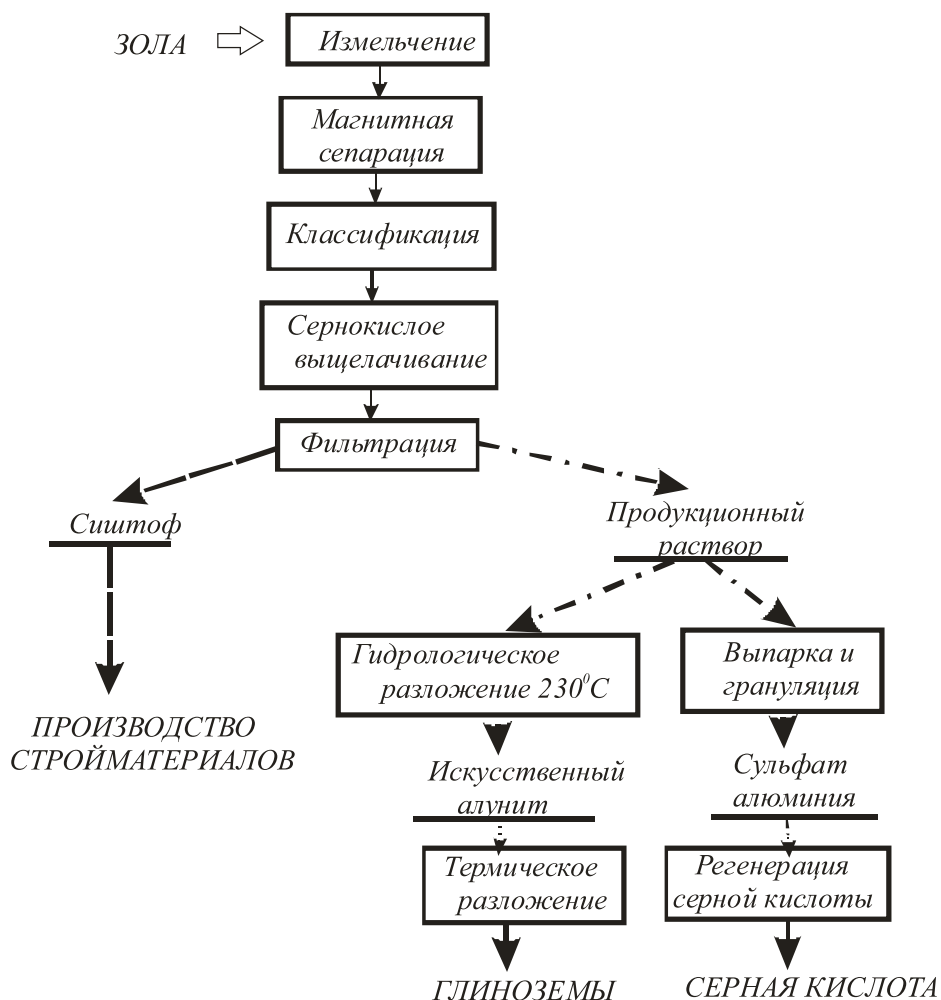


Рис. 2.40. Сернокислотная схема получения глинозема и сульфата алюминия

Золовые гранулы могут использоваться при производстве глинозема, в стройиндустрии для изготовления железобетонных конструкций или в дорожном строительстве. Емкость золоотвала в схеме рассчитана на выравнивание сезонной неравномерности выхода и потребления золы и полутора-двух месячный аварийный запас. Глиноземы широко применяются в химической промышленности для производства катализаторов, в шинной, легкой и других отраслях промышленности.

В результате дробления расплава в газовом потоке на отдельные мельчайшие капли и раздувания последних благодаря увеличению газовых включений в составе золы-уноса образуется *микросфера* (ценосфера). Микросфера – полые стекловидные шарики, имеющие ряд ценных специфических свойств, обеспечивающих их применение в самых различных областях. Благодаря правильной сферической форме и низкой плотности микросферы могут служить прекрасным наполнителем для самых разнообразных изделий.

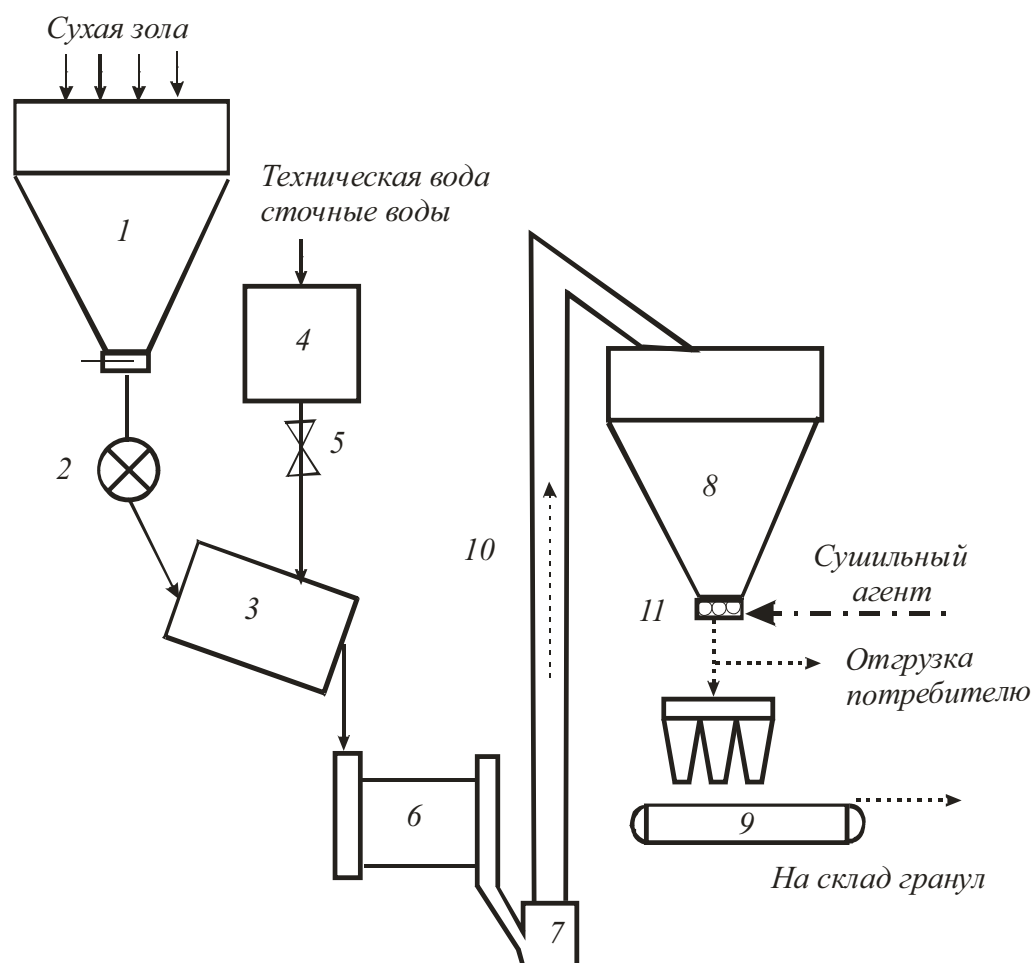


Рис. 2.41. Схема производства гранул для сельского хозяйства

В настоящее время наиболее широкое применение микросферы нашли:

- легкий наполнитель пластмасс, резины, красок, бумаги;
- легкий жаропрочный наполнитель стройматериалов и керамических изделий;
- теплозащитный материал (в том числе для жаропрочного покрытия космических кораблей);
- легкий наполнитель электроизоляционных материалов; катализатор в нефтепереработке;
- сорбент для ликвидации нефтепродуктов на поверхности воды; пожаротушитель легковозгораемых материалов;
- почвенный слой для быстрого выращивания растений методом гидропоники;
- наполнитель для эмульсионных взрывчатых веществ.

Контрольные вопросы

1. Каковы нормативы удельных выбросов вредных веществ в атмосферу?
2. Понятие предельно допустимого выброса вредного вещества из дымовых труб в атмосферу (ПДВ_i).
3. Как определить эффективность золоулавливания, используя параметр золоуловителя?
4. Какова доля выброса твердых частиц с дымовыми газами из пылеугольных топок различных типов?
5. Назовите способы золоулавливания и типы золоуловителей.
6. От каких факторов зависит эффективность работы батарейных циклонов?
7. В чем заключается принцип действия золоуловителей с трубами Вентури?
8. Назовите способы повышения их эффективности.
9. В чем заключается принцип действия эмульгатора?
10. Каким образом можно поддерживать требуемую температуру дымовых газов за мокрым золоуловителем?
11. Каков принцип действия электрофильтров?
12. От каких факторов зависит эффективность работы электрофильтра?
13. В чём преимущества рукавных фильтров и область их применения?
14. В чем заключается особенность работы роторных фильтров?
15. Когда применяется многоступенчатое золоулавливание и как определяется его эффективность?
16. От чего зависит массовый выброс в атмосферу SO₂?
17. Как рассчитать требуемую эффективность снижения оксидов серы в дымовых газах котлов, используя нормативы?
18. Каковы способы уменьшения содержания серы в топливе до их сжигания?
19. Каким образом происходит связывание серы в процессе горения топлива?
20. В каких установках сочетается золоулавливание и очистки дымовых газов от SO₂?
21. Опишите мокрый известняковый метод очистки газов от SO₂ и область его применения.
22. В чем суть мокро-сухого метода уменьшения выбросов SO₂?
23. В каких случаях можно применить малозатратные упрощенные технологии очистки дымовых газов от SO₂?
24. Чем отличаются регенеративные схемы сероочистки газов от нерегенеративных схем?

25. Каковы механизмы образования NO_x в топках котлов?
26. Перечислите первичные методы подавления образования NO в топках котлов.
27. Как влияет коэффициент избытка воздуха в топке котла на образование NO_x ?
28. Для каких целей в топку котлов осуществляют впрыск воды?
29. Каким образом можно организовать нестехиометрическое сжигание топлива?
30. Для чего в котлах применяют рециркуляцию дымовых газов?
31. В чем суть трехстадийного способа сжигания топлива в котлах?
32. Опишите принцип действия малотоксичной горелки.
33. Чем отличается некаталитический селективный (СНКВ) метод уменьшения выбросов NO_x от каталитического СКВ метода?
34. Чем отличается «горячая» схема СКВ-установки от «холодной»?
35. В чем суть «мокрого» радиационно-химического (РХО) способа очистки дымовых газов?
36. В чем суть «сухого» радиационно-химического способа очистки дымовых газов?
37. Причины образования бенз(а)пирена при сжигании топлив и его опасность для окружающей среды?
38. Источники выбросов водяных паров на ТЭС и их влияние на окружающую среду и оборудование?
39. Сравните выбросы водяных паров ТЭС, сжигающих различные топлива.
40. Укажите пути уменьшения выбросов CO_2 и их эффективность.
41. Перечислите неорганизованные источники загрязнения атмосферного воздуха ТЭС.
42. Какие выбросы в атмосферу учитываются для мазутного хозяйства и от чего они зависят?
43. Какие факторы учитываются при определении выбросов угольных складов?
44. В чем проявляется влияние золоотвалов на окружающую среду?
45. Перечислите методы уменьшения пыления золоотвалов.
46. Назовите методы предотвращения фильтрации вод золоотвала.
47. Какие характеристики золошлаков учитываются при выборе пути их использования?
48. Что такое максимальная приземная подфакельная концентрация вещества и от чего она зависит?

3. ЗАЩИТА ВОДНОГО БАСЕЙНА ОТ СБРОСОВ СТОЧНЫХ ВОД ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

3.1. Водопотребление ТЭС и основные направления рационального водопользования

Расход воды на ТЭС зависит от ее типа, единичной мощности турбин и параметров пара, вида применяемого топлива и района размещения, специфики работы внешних потребителей тепловой энергии и др. Повышение единичной мощности турбин и параметров пара, использование газа вместо твердого топлива снижают удельный объем воды на выработку электроэнергии. Но и при этом расход воды оказывается значительным. Так, для КЭС на органическом топливе мощностью 1 млн кВт полное водопотребление составляет около 0,9 км³ воды в год.

По данным РАО «ЕЭС», доля энергетики в общем объеме потребления пресной воды промышленностью страны составляет около 70 % (21 км³), из которых 90 % сбрасывается в поверхностные водоемы, в том числе 4 % загрязненных стоков.

Вода, используемая на ТЭС, разделяется по ряду характерных признаков. В отечественной практике приняты следующие основные термины и определения по водопотреблению и водоотведению [13].

Свежая (добавочная) вода – это вода, поступающая в технологические системы ТЭС из водных объектов совместного пользования (природного источника, каналов, городского водопровода и др.), или очищенная сточная вода, подаваемая для восполнения безвозвратных потерь воды и потерь на продувку.

Безвозвратные потери воды – это потери воды при производстве тепловой и электрической энергии в результате естественного и дополнительного испарения, уноса капельной влаги, утечек пара в паровом цикле и др.

Оборотная вода – это вода, использованная в технологическом цикле электростанции и после охлаждения / очистки идущая на те же цели.

Повторно используемая вода — это вода, используемая в нескольких технологических системах электростанции после ее охлаждения / очистки, например очищенные нефтесодержащие стоки, применяемые для подпитки оборотных систем.

Последовательно используемая вода — это вода, используемая поочередно в нескольких производственных процессах или агрегатах без промежуточного охлаждения / очистки, например охлаждающая вода, которая подается после конденсаторов турбин в систему гидрозолаудаления или водоподготовки.

Продувочная вода — это вода, отбираемая из системы оборотного водоснабжения и заменяемая добавочной для поддержания солевого состава оборотной воды и загрязненности органическими веществами на определенном уровне.

Водопотребление — это потребление свежей (добавочной) воды из водного объекта или системы водоснабжения.

Полное водопотребление — это сумма объемов свежей и оборотной воды.

Водоотведение — это отведение вод, использованных электростанцией.

Воды, отводимые после производственной и хозяйственно-бытовой деятельности электростанции, загрязненные и нагретые, называются *сточными*. Сточные воды могут сбрасываться в водоемы, закачиваться в подземные горизонты и бессточные скважины, частично или в полном объеме передаваться другим предприятиям.

Нормативно чистые сточные воды — это сточные воды, допустимые к сбросу без очистки, отведение которых в водные объекты не приводит к нарушению качества воды в контролируемом створе или пункте водопользования.

Нормативно очищенные сточные воды — это сточные воды, отведение которых после очистки в водные объекты не приводит к нарушению норм качества воды в контролируемом створе или пункте водопользования.

Загрязненные сточные воды — это воды, сброс которых вызывает нарушение норм качества воды в контролируемом створе или пункте водопользования.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) — концентрация веществ в воде, превышение которой делает ее непригодной для одного или нескольких видов водопользования.

Предельно допустимый сброс веществ в водный объем (ПДС) — масса веществ в сточных водах, максимально допустимая к отведению с уста-

новленным режимом в данном пункте водного объекта в единицу времени с целью обеспечить нормы качества воды в контролируемом створе или пункте водопользования.

Тепловое загрязнение – поступление теплоты в водный объект, вызывающее нарушение норм качества воды.

Удельный сброс загрязняющих веществ – количество загрязняющих веществ, сбрасываемых в водоем при производстве единицы продукции (для ТЭС – это отпуск электрической и тепловой энергии).

Общий баланс воды на ТЭС имеет вид

$$W^{св} = W^{ст} + W^{пер} + W^{пот} . \quad (3.1)$$

где $W^{св}$ – объем свежей воды, поступающей на ТЭС из источника водоснабжения; $W^{ст}$ – объем сточных вод; $W^{пер}$ – объем воды, переданной другим потребителям; $W^{пот}$ – безвозвратные потери воды.

В объем сточных вод системы, кроме воды, организованно отводимой после ее использования в водоемы, включается также вода, фильтруемая в водоемы (утечки через плотину водохранилища, дамбы, дно золоотвалов и шламоотвалов).

В количество воды, передаваемой другим предприятиям, включают воду и пар (невозврат конденсата, подпитка теплосети и др.), а также стоки, направленные на очистные сооружения других предприятий.

Полное водопотребление ($W^{в.п}$) на ТЭС выражается в виде суммы потребностей в свежей ($W^{св}$), оборотной ($W^{об}$) и повторно или последовательно используемой ($W^{п.п}$) воде:

$$W^{в.п} = W^{св} + W^{об} + W^{п.п} . \quad (3.2)$$

Значительная плата за использование свежей воды и сброс сточных вод стимулирует сокращение их количества путем создания оборотных систем водоснабжения, очистки и повторного использования сточных вод.

Основное количество воды 85–95 % на ТЭС используется для конденсации отработанного пара в конденсаторах турбин. Остальные 5–15 % объема воды расходуются так: (3–8 %) на охлаждение масла и воздуха; (0,2–0,8 %) на восполнение потерь пара в основном паротурбинном цикле и подпитку теплосети; (2–5 %) на удаления золы и шлака, а также на вспомогательные процессы, связанные с промывкой оборудования, регенерацией и т. д.

3.2. Классификация и характеристика сточных вод

В результате производственной и хозяйственно-бытовой деятельности электростанций образуются сточные воды, которые можно классифицировать следующим образом:

- * нагретые воды систем охлаждения конденсаторов турбин и вспомогательного оборудования;
- * регенерационные воды водоподготовительных установок (ВПУ);
- * замазученные и замасленные воды;
- * промывочные и консервационные воды;
- * воды обмывки наружных поверхностей нагрева котлов;
- * воды систем ГЗУ;
- * поверхностные ливневые и талые воды.

3.2.1. Нагретые воды систем охлаждения конденсаторов турбин и вспомогательного оборудования

Нагретые сточные воды имеют место в системах охлаждения конденсаторов, маслоохладителей и газоохладителей турбоустановок. Соотношение между расходом охлаждающей воды и отработанным паром, попадающим в конденсатор, называется кратностью охлаждения m . В зависимости от типа конденсатора $m = 60–100$, т. е. для конденсации 1 кг пара требуется 60–100 кг воды. Расход охлаждающей воды на конденсатор составит

$$W_{\text{конд}} = mG_{\text{к}} = \frac{G_{\text{к}} \Delta h}{C_{\text{в}} (t_2 - t_1)}, \text{ т/ч}, \quad (3.3)$$

где Δh – удельная теплота конденсации отработавшего пара, кДж/кг; $G_{\text{к}}$ – количество отработавшего пара, поступающего в конденсатор, т/ч; $C_{\text{в}}$ – удельная теплоемкость воды, кДж/(кг·град); t_1 – температура охлаждающей воды на входе в конденсатор, °С; t_2 – температура охлаждающей воды на выходе из конденсатора, обеспечивающая оптимальное давление в конденсаторе, °С.

Пропуск пара в конденсатор $G_{\text{к}}$ зависит от типа турбины, режима работы и показателей тепловой экономичности паротурбинной установки. Если для конденсационных базовых турбин расход охлаждающей воды меняется мало в течение года, то для теплофикационных турбин наибольший расход охлаждающей воды требуется в летних режимах, когда отопительная нагрузка отсутствует и пропуск пара в конденсатор наибольший.

Часть воды используется для охлаждения масла и газа в масло- и газоохладителях турбины. Общий расход охлаждающей воды составляет:

$$W_{\text{ох}} = W_{\text{конд}} + W_{\text{м}} + W_{\text{г}} \approx 1,05W_{\text{конд}}, \quad (3.4)$$

где $W_{\text{м}}$, $W_{\text{г}}$ – расход воды на охлаждение масла и газа, м³/ч (т/ч).

На ТЭС применяются три основных типа систем охлаждения конденсаторов:

- прямоточная;
- обратная с градирнями или брызгальными бассейнами;
- обратная с водохранилищем-охладителем.

При прямоточной системе свежая вода проходит 1 раз через конденсаторы турбин и сбрасывается в водоём. На это расходуется до 99,9 % свежей воды, подаваемой на ТЭС.

При прямоточной системе охлаждения объем водопотребления $W_{\text{ох}}^{\text{св}}$ равен расходу охлаждающей воды

$$W_{\text{ох}}^{\text{св}} = W_{\text{ох}}. \quad (3.5)$$

Охлаждающая вода нагревается в конденсаторах на 8–10 °С. Однако за счет большого расхода воды 100–130 кг/(кВт·ч), количество отводимой теплоты огромно и составляет для ТЭС 4,3 кДж/(кВт·ч).

Количество сбросной теплоты на ТЭС определяется по формуле:

$$Q_2 = \frac{1}{3600} W_{\text{ох}} c_p^{\text{в}} (t_2 - t_1), \text{ МВт}. \quad (3.6)$$

Для того чтобы влияние сбросной теплоты не нарушало экосистемы водоема и не привело к *тепловому загрязнению* водоема, тепловые сбросы по санитарным нормам «Правил охраны поверхностных вод» [38] не должны вызывать повышения собственной максимальной температуры водоема t_{max} более чем на $\delta t_{\text{доп}}$ ($\delta t_{\text{доп}} = 3$ °С в летнее время и 5 °С – в зимнее). Эти нормы могут быть выдержаны лишь в том случае, если удельная тепловая нагрузка на водоем не превышает 12–17 кДж/м². Для соблюдения этого требования запас воды, или дебит, источника должен в 3–4 раза превышать потребность ТЭС в охлаждающей воде. Допустимая температура сбрасываемой в водоём нагретой воды $t_2^{\text{доп}}$ ориентировочно может быть определена из теплового баланса процесса смешения сбросных вод с водой водоема по формуле:

$$t_2^{\text{доп}} = \left(\frac{\alpha W_{\text{деб}}}{W_{\text{охл}}} + 1 \right) \delta t_{\text{доп}} + t_{\text{max}}, \quad (3.7)$$

где α – коэффициент смешения, зависящий от гидравлических и геометрических факторов, влияющих на процесс смешения, $\alpha = 0,2–0,8$; $W_{\text{деб}}$ – расход воды в водоеме (дебит реки), м³/ч.

На интенсивность перемешивания нагретых вод с водами водоема, а стало быть, на сокращение зоны с повышенной температурой, большую роль играет организация выпуска нагретых вод – водосбросы.

водосбросы с переливными и боковыми переливными порогами;

- водосбросы с распределительной решеткой;
- заглубленные водовыпуски струйного и эжекторного типов.

В первом случае нагретая вода стекает в водоем в виде водопада высотой 5–6 м, во втором – в виде падающих с высоты струй воды. При этом вода несколько охлаждается и насыщается кислородом. При заглубленных сбросах водовыпуск осуществляется через патрубки коллектора, расположенного на дне водоема, что значительно интенсифицирует процесс перемешивания нагретой и холодной воды. В таких системах вода во всем тракте не теряет кислорода, и поэтому специальной аэрации не требуется.

Прямоточные системы технического водоснабжения для современных ТЭС, строящихся в европейской части России запрещены из-за значительного роста единичных мощностей ТЭС и отсутствия крупных рек с достаточным дебитом воды. При разрешенном сбросе сточных вод непосредственно в водоисточники плата за сброс не взимается.

В оборотных охлаждающих системах (СОО) основная часть охлаждающей воды используется многократно, нагреваясь в конденсаторах и охлаждаясь в водохранилищах-охладителях, брызгальных бассейнах или градирнях. В СОО расход свежей воды из источника расходуется на восполнение потерь в этой системе, что составляет в среднем 5 % от количества циркулирующей воды.

Основные технико-экономические показатели различных систем охлаждения конденсаторов турбин приведены в табл. 3.1.

В настоящее время на большинстве ТЭС используются СОО, хотя затраты на их сооружение и эксплуатацию достаточно высоки. Основным стимулом к широкому использованию СОО явилось введение платы за свежую воду и сброс сточных вод. В СОО с градирнями основная часть потерь воды обусловлена испарением и капельным уносом. Для сокращения последнего градирни оборудуют каплеуловителями.

Потери воды на испарение можно определить по формуле

$$W_{\text{ох}}^{\text{и}} = K_{\text{исп}} \Delta t W_{\text{ох}}, \quad (3.8)$$

где $K_{исп}$ – коэффициент, учитывающий долю теплоотдачи испарением, принимается по сухому термометру и составляет от 0,001 до 0,0016; Δt – перепад температур воды до и после охлаждения в охладителе.

Потери с капельным уносом

$$W_{ок}^{к.у} = p^{к.у} W_{ок}, \quad (3.9)$$

где $p^{к.у}$ – доля воды, уносимая в виде капель для градирен с каплеуловителями, составляет 0,001, а при отсутствии такого устройства – 0,005.

Таблица 3.1

Показатели систем охлаждения ТЭС

Характеристика показателя	Показатель	Система охлаждения				
		Прямоточная	Оборотная			
			с водохранилищем	с брызгальной установкой	с башенной градирней	с воздушно-конденсационной установкой
Расход природных ресурсов	Дополнительный удельный расход условного топлива, т/(ГВт·ч)	0	9	23	32	46
	Безвозвратное водопотребление, м ³ /(ГВт·ч)	1000	1400	2000	2200	50
	Отвод земли под водоохладители	0	570	60	5	7
Выброс в окружающую среду	Сброс тепла в атмосферу, Гкал/(ГВт·ч)	1380	1450	1520	1600	1730
	Сброс солей в водоисточники, т/(ГВт·год)	0,3	0,9	1,3	1,5	0,02
Экономические	Удельные капитальные вложения в ценах 1984 г., руб/ГВт уст. мощности	12	16	17	20	60
	Эксплуатационные затраты*, млн руб/(ГВт·год)	4,7	4,4	9,9	13,5	22,2
	Расход электроэнергии, ГВт·ч/год	0,05	0,04	0,07	0,1	0,09

При испарении части воды происходит увеличение солесодержания оборотной воды. Наибольшую опасность представляют эти отложения в трубках конденсаторов. Для поддержания солевого состава часть оборотной воды удаляют продувкой. Расход продувочной воды $W_{ок}^{пр}$

определяется допустимой степенью упаривания воды, исходя из условий предотвращения отложений и коррозии в системе, и не превышает обычно 3 % от оборотной воды. Для СОО с градирнями объем водопотребления равен сумме объемов воды отводимой с продувкой, потерь на испарение $W_{\text{ох}}^{\text{и}}$ и с капельным уносом $W_{\text{ох}}^{\text{к.у}}$ из градирен:

$$W_{\text{ох}}^{\text{св}} = W_{\text{ох}}^{\text{пр}} + W_{\text{ох}}^{\text{к.у}} + W_{\text{ох}}^{\text{и}}. \quad (3.10)$$

Для сокращения расхода продувочной воды оборотную воду в СОО обрабатывают кислотой или специальными реагентами, либо умягчают свежую воду, перед подачей ее в СОО. Хорошие результаты дает магнитная обработка всей или части оборотной, а также добавочной воды.

Для СОО с водохранилищами объем свежей воды равен сумме объемов водоотведения и потерь. При этом в объем водоотведения $W_{\text{ох}}^{\text{ст}}$ входят организованный сток воды (продувка) $W_{\text{ох}}^{\text{пр}}$ через плотину и фильтрация $W_{\text{ох}}^{\text{ф}}$ из водохранилища в водный объект, а в объем потерь — естественное $W_{\text{ох}}^{\text{е.и}}$ и дополнительное (за счет сброса нагретой воды) испарение $W_{\text{ох}}^{\text{д.и}}$ с зеркала водохранилища, т. е.

$$W_{\text{ох}}^{\text{ст}} = W_{\text{ох}}^{\text{пр}} + W_{\text{ох}}^{\text{ф}} + W_{\text{ох}}^{\text{е.и}} + W_{\text{ох}}^{\text{д.и}}. \quad (3.11)$$

Для районов с ограниченными водными ресурсами могут применяться сухие воздушно-конденсационные установки или гибридные градирни. В гибридных градирнях используются совместно оросительное охлаждение и охлаждение в радиаторе. Сократить расход свежей воды можно, применив комбинированную систему охлаждения воды, поступающей из конденсаторов в прямоточной системе или с прудом-охладителем, а для охлаждения воды, поступающей с других аппаратов, в оборотной системе с градирнями.

Системы оборотного охлаждения с воздушно-конденсационными установками в настоящее время не применяют из-за повышенных капитальных и эксплуатационных затрат (табл. 3.1).

Важнейшим мероприятием для уменьшения количества тепловых сбросов является использование низкопотенциального тепла охлаждающей воды. Температура воды после конденсаторов не превышает 20–26 °С зимой и 35–42 °С летом. Такая вода может быть использована:

- в тепловых насосах для теплофикационных целей;
- для разведения рыбы;
- для полива в теплицах и оранжереях;
- в животноводческих комплексах;

- для подогрева открытого грунта при производстве сельскохозяйственной продукции и дополнительного охлаждения технической воды;
- для переработки отходов растениеводства и рыбоводства при производстве грибов и т. д.

Впервые в отечественной энергетике в 1990-е годы для Курской АЭС был разработан и внедрен проект энергобиологического комплекса (ЭБК) для выращивания рыбы и сельскохозяйственной продукции с использованием 40 % (≈ 1 тыс. Гкал/ч) сбросного тепла охлаждающей воды энергоблоков.

3.2.2. Регенерационные сточные воды водоподготовительных установок

Количество и качество регенерационных сточных вод зависит от типа ТЭС, требования к составу котловой воды и подпиточной воды теплосетей, способа и схемы подготовки воды на ВПУ, качества исходной воды и т. д. Для восполнения потерь парового цикла на современных ТЭС применяется *обессоленная* вода. Кроме того, при подаче с ТЭС горячей воды имеют место потери сетевой воды. Подпитка теплосетей осуществляется *умягченной и декарбонизированной* водой.

Подготовка воды на ВПУ обычно осуществляется в два этапа. На *первом этапе* воду осветляют в осветлителях и механических фильтрах, одновременно снижая путем коагуляции содержание в ней органических и кремнекислых соединений. Часто этот процесс совмещают с известкованием воды, что обеспечивает снижение ее жесткости и щелочности. Технология обработки воды на *втором этапе* зависит от последующего ее использования.

При подготовке воды для подпитки теплосети или котлов низкого давления известкованную и осветленную воду обычно подвергают *натрионитному умягчению*, в процессе которого основная часть ионов Ca и Mg заменяется на ионы Na , а анионный состав воды остается без изменения.

Для восполнения потерь пара и воды в паротурбинных циклах высокого и сверхвысокого давления используют обессоленную воду [40]. Подготовку добавочной воды для таких котлов осуществляют путем *ионитного* (химического) или *термического обессоливания*. На прямоточных котлах не предусмотрена непрерывная продувка. Солевой баланс поддерживается путем химического обессоливания конденсата после конденсаторов на блочных (БОУ) и автономных обессоливающих уста-

новках (АОУ). На ТЭЦ, отпускающих технологический пар потребителям, устанавливаются конденсатоочистки (КО) для химической обработки возвращаемого с производства конденсата. Для поддержания указанного выше оборудования ВПУ в состоянии, обеспечивающем требуемое качество добавочной воды, необходимы периодические промывки, регенерации и т. д., связанные с образованием сточных вод.

При обработке воды на ВПУ образуются сточные воды двух основных типов:

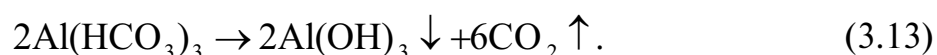
- воды, получающиеся на стадии предочистки воды при ее коагуляции и известковании и содержащие взвешенные вещества;
- воды повышенной минерализации, образующиеся в процессе умягчения и обессоливания воды.

В сточных водах предочистки в твердом виде содержатся органические вещества, повышающие биологическое потребление кислорода водой, грубодисперсные примеси исходной воды, соединения железа и алюминия, а также карбонат кальция, гидроксид магния и «недопал» при известковании. Концентрация твердых частиц в шламовых водах от 5 до 50 кг/м³. При известковании вода, кроме того, имеет повышенное значение рН(10,0–10,4). *Сброс таких вод в водоемы запрещен.*

При обработке вод с пониженной щелочностью (рН ≤ 6,5–7,5) используют только коагуляцию. В качестве реагента-коагулянта наибольшее распространение получил сернокислый алюминий (глинозем) $Al_2(SO_4)_3 \cdot 18H_2O$. В общем виде процесс коагуляции воды сернокислым алюминием можно представить реакцией:



Образующийся бикарбонат алюминия неустойчив и разлагается с образованием хлопьев гидрооксида алюминия:



В последнее время начали использовать оксихлориды алюминия типа $AlCl_2OH$, $AlCl(OH)_2$, $Al_2Cl(OH)_5$.

При совмещении процессов коагуляции и известкования в качестве коагулянта используют сернокислое железо (железный купорос) $FeSO_4 \cdot 7H_2O$ и хлорное железо $FeCl_3 \cdot 6H_2O$.

При умягчении воды известью образуются осадки, содержащие малорастворимые вещества: карбонат кальция, гидроксид магния, диоксид кремния, оксиды железа, оксиды алюминия и непрореагировавшую известь. Скоагулированные органические и неорганические загрязнения

обычно составляют малую часть массы осадка. Содержание твердой фазы в осадках при известковании воды изменяется от 2 до 15 %.

Шламы, образующиеся в осветлителе при коагуляции или коагуляции и известковании, выводятся с непрерывной и периодической продувкой и обычно подаются на специально сооружаемые шламонакопители, рассчитанные на 5–10 лет работы. Шлам в шламонакопителях оседает и уплотняется, а вода возвращается в осветлители. *Сброс таких шламов в водоемы запрещен.*

В связи с тем, что вода после осветлителя содержит некоторое количество взвешенных веществ, ее доосветляют на механических (осветлительных) фильтрах, загруженных зернистым материалом (антрацитом, кварцевым песком, циолитом и др.). *Сточные воды, образующиеся при периодической взрыхляющей промывке этих фильтров, собирают и равномерно подают в осветлители.*

В отечественной практике в основном применяют одно- и двухступенчатое Na-катионирование, H-катионирование с «голодной» регенерацией катионита, когда расход кислоты на регенерацию близок к стехиометрическому, а также различные сочетания H- и Na-катионирования.

По мере работы фильтров качество обработанной воды начинает ухудшаться, и после достижения заданного уровня фильтры отключаются на регенерацию. Истощенный фильтр вначале взрыхляют, в результате чего образуются сточные воды, содержащие взвесь, отфильтрованную в процессе работы фильтра, а также продукты разрушения ионообменного материала.

Регенерацию Na-катионитных фильтров обычно осуществляют 8–10%-м раствором хлорида натрия, а H-катионитных фильтров – раствором серной кислоты различной концентрации (от 0,8 до 4 %). Для обеспечения необходимой глубины регенерации катионита расход регенерационного раствора в большинстве случаев в 2–3 раза превышает стехиометрическое количество. В результате, в отработанном регенерационном растворе содержится весь избыток реагентов, а также ионы Ca и Mg, поступившие в него в процессе регенерации.

После ввода расчетного количества регенерационного раствора катионит отмывают от продуктов регенерации, что приводит к образованию дополнительного количества сточных вод повышенной минерализации.

Сточные воды, образующиеся при взрыхлении фильтров, собирают и равномерно подают в осветлители вместе с водами взрыхляющих промывок механических фильтров.

Сточные воды, образующиеся в процессе регенерации и отмывки катионитов, содержат до 40 кг/м³ минеральных соединений, а их количество составляет от 3 до 10 % количества обработанной воды. Обычно такие *сточные воды разбавляют маломинерализованной водой до ПДК и сбрасывают в водоисточники.*

Процесс регенерации фильтров указанных выше установок *химического* обессоливания также включает в себя три основные стадии: взрыхляющую промывку, ввод регенерационных растворов и отмывку от продуктов регенерации. Регенерация Н-катионитных фильтров осуществляется раствором серной кислоты при ступенчатом повышении её концентрации от 0,8 до 3–4 %. Регенерацию анионитов осуществляют в основном 4%-м раствором едкого натра. При этом чем выше минерализация исходной воды и больше ступеней обработки, тем больше расход реагентов, количество сточных вод и содержащихся в них солей.

Воды взрыхления *возвращают в осветлители*, а минерализованные сточные воды после нейтрализации и разбавления водой до ПДК *сбрасывают в водоемы.*

Методики расчета количества и состава сточных вод, образующихся при работе установок химического обессоливания различного типа, приведены в литературе [14, 39, 41] и других работах.

При суммарном содержании анионов сильных кислот в воде 5 г-экв/м³ и более для ее обессоливания рекомендуется использовать *термический* метод [44]. Суть термического обессоливания заключается в испарении воды и конденсации полученного пара. Так как в процессе испарения с вторичным паром уносится лишь незначительная часть воды в виде капель с содержащимися в ней примесями, солесодержание дистиллята испарителей оказывается очень низким и близким к солесодержанию глубоко обессоленной воды, получаемой при химическом обессоливании.

Качество воды, поступающей на испарители типа «И», должно удовлетворять следующим нормам: общая жесткость не более 30 мг-экв/м³; содержание кислорода не более 30 мг/м³; свободная угольная кислота отсутствует. При солесодержании исходной воды более 2 кг/м³ общая жесткость должна быть не более 75 мг-экв/м³, допускается ее фосфатирование. Основная часть растворенных в воде веществ концентрируется в процессе ее упаривания и выводится с продувкой. Высокое качество питательной воды позволяет проводить ее упаривание в испарителях до солесодержания 100 кг/м³ [13, 14] при давлении выше атмосферного без образования накипи. Продувочная во-

да не содержит токсичных примесей, и после разбавления чистой водой до допустимых значений минеральных примесей может быть *сброшена в водоём*. При термическом обессоливании добавочной воды общий сброс солей оказывается значительно ниже, чем при химическом обессоливании.

На ТЭЦ с промышленными отборами пара при дефиците исходной воды и повышенных потерях конденсата у потребителей целесообразно использовать паропреобразовательные установки для получения вторичного пара. При работе по такой схеме на ТЭС сохраняется весь конденсат греющего пара, отведенного от отбора турбины к паропреобразователю. Для сокращения количества сточных вод продувочные воды испарителей и паропреобразователей могут быть *повторно использованы для нужд ВПУ*.

3.2.3. Замазученные и замасленные воды

Загрязнение воды нефтепродуктами на ТЭС происходит: в процессе эксплуатации и ремонта оборудования мазутного хозяйства; за счет утечек трансформаторного и турбинного масел из маслосистем турбин, генераторов и возбuditелей; аварийного разлива масла и мазута; утечек из систем охлаждения подшипников различных вращающихся механизмов (насосов, дымососов, вентиляторов, мельниц и др.), а также от мойки автотранспорта.

Загрязненные нефтепродуктами воды ТЭС содержат мазут, смазочные и изоляционные масла, керосин, бензин и пр. Количество и степень загрязнения стоков зависит от мощности ТЭС, вида сжигаемого топлива, технического состояния оборудования и технического уровня эксплуатации. Концентрация нефтепродуктов в сточных водах в основном составляет 10–20 мг/л, в ряде случаев 500 мг/л и более [14].

Объемы вод, загрязненных нефтепродуктами, определяются по данным технических паспортов на оборудование, проектно-технической документации или СНиП и уточняются при проведении производственных испытаний. Количество постоянных замазученных сточных вод (табл. 3.2) принимается в зависимости от общей паропроизводительности котлов ТЭС и вида сжигаемого топлива.

Значительное количество замасленных вод образуется при охлаждении маслосистем турбин и подшипников вращающихся механизмов в главном корпусе. Постоянный сброс принимается на один блок и от вспомогательных помещений 5 м³/ч. Периодические сбросы определяются в каждом конкретном случае отдельно. Низкая культура эксплуа-

тации и ремонта оборудования приводит в ряде случаев к увеличению потерь масла в трансформаторах в 3–5 раз по сравнению с нормами.

В результате количество сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, оказывается значительным, что создает проблему их очистки и повторного использования. Сброс недостаточно очищенных от нефтепродуктов сточных вод представляет особую опасность для водоемов. Легкие нефтепродукты образуют пленки на поверхности воды, ухудшая условие аэрации водоемов.

Таблица 3.2

Нормативный расход замазученных сточных вод

Общая производительность котлоагрегатов, т/ч	Количество сточных вод, м ³ /ч	
	Газомазутная ТЭС	Пылеугольная ТЭС
4200	5	3
8400	10	7
12600 и более	15	10

Тяжелые нефтепродукты, оседая на дне, губительно действуют на флору и фауну. Воздействие нефтепродуктов на водоемы имеет длительный характер, так как они являются слабо окисляющимися веществами.

Согласно [41] сточные воды этого типа после очистки должны использоваться на ТЭС повторно.

3.2.4. Сточные воды химических промывок и консервации оборудования

Для очистки внутренних поверхностей оборудования (в основном котлов) от отложений применяют промывки различными химическими растворами. Обязательными являются промывки впервые вводимого в эксплуатацию оборудования – предпусковые промывки и оборудования, выводимого из капитального ремонта. Эксплуатационные промывки проводят периодически, поэтому промывочные воды и воды консервации относятся к периодическим. Количество промывочных сточных вод определяется по нормативно установленным расходам в зависимости от объёма промываемого контура [14]. Усредненное количество сточных вод по данным УралВТИ можно принять равным от предпусковых промывок 45,5 м³/МВт установленной мощности и от эксплуатационных промывок $0,325 \cdot 10^{-2}$ м³/(МВт·ч) произведенной электроэнергии. При этом общее количество воды (м³/год), затраченное на химические промывки, составляет

$$W_{x.n} = W_{n.n} + 0,325 \cdot 10^{-2} \text{Э}n, \quad (3.14)$$

где $W_{n.n}$ – расход воды на предпусковую очистку, м³/год; Э – количество произведенной электроэнергии, МВт·ч/год; n – число эксплуатационных промывок, год⁻¹.

Технология промывок и состав реагентов зависят от состава отложений, удаляемых с поверхности нагрева, и типа оборудования. При химической очистке оборудования выполняются следующие технологические операции [44]:

- водная промывка технической водой;
- обезжиривание внутренних поверхностей растворами щелочи или поверхностно-активных веществ (ОП-7, ОП-10);
- вытеснение раствора технической водой с последующей заменой ее на обессоленную;
- химическая очистка соответствующим раствором;
- пассивация очищенных поверхностей;
- дренирование или вытеснение пассивирующего раствора обессоленной водой.

Для химической промывки используются следующие реагенты: ингибированная соляная кислота, серная кислота с гидрозином, фталевый ангидрид, лимонная кислота, адипиновая кислота, низкомолекулярные кислоты (НМК), комплексоны и композиции на их основе, а также ингибиторы коррозии. Запрещается применять реагенты, для которых не установлена норма ПДК для водоемов различного назначения, а также реагенты, которые не могут быть обезврежены.

В результате химической очистки образуются сточные воды, содержащие как используемые реагенты, так и отложения, удаленные с поверхностей нагрева: сульфаты и хлориды кальция, магния и натрия, всевозможные токсичные соединения (соли железа, цинка, фторсодержащие соединения, гидразин). Кроме того, в сточных водах содержатся органические вещества (нитриты, сульфиды, аммонийные соли), для окисления которых необходим кислород. Наибольшую опасность на санитарный режим водоёмов оказывают присутствующие в этих сточных водах токсичные вещества и органические вещества, потребляющие кислород.

Состав сточных вод от химических промывок определяется по данным химического контроля. При отсутствии данных химического контроля состав сбросных вод после их обезвреживания может быть принят по табл. 3.3 [44].

При консервации оборудования используют «мокрые» методы (при помощи деаэрированной воды, растворов аммиака, гидразина, оксидециламина и др.) и «сухие» (консервация азотом под давлением). Перед ремонтом поверхности нагрева обрабатывают нитритно-аммиачным раствором.

Общее количество вод, сбрасываемых после химических промывок и консервации, велико и носит «залповый» характер, причем концентрации и состав примесей в воде меняется.

Таблица 3.3

*Концентрация веществ в сточных водах
после химических очисток котлов, мг/кг*

Компонент сточных вод	Способ очистки				
	Соляной кислотой	Комплексонами с добавлением кислот			Серной кислотой с фторидами
		серной	НМК	лимонной	
Хлориды Cl	4000	—	—	—	—
Сульфаты SO ₄ ²⁺	—	1800	—	—	3000
Фториды F	—	—	—	—	1300
Железо Fe ²⁺	780	780	780	780	780
Натрий Na ⁺	260	180	180	180	180
ОП-10 (ОП-7)	—	200	200	200	—
Формальдегид	320	—	—	—	200
Аммонийные соединения NH ₄ ⁺	720	720	720	720	1300
Каптакс	—	20	20	20	20
Гидразин	—	30	30	30	30
Минеральные вещества в сумме	8000	5100	6300	5100	5100
Органические вещества:					
• по химическому потреблению O ₂ ;	380	1800	4800	3200	450
• по биологическому потреблению O ₂	220	150	2700	1100	150

Отработанные растворы от всех промывочных операций сливаются в баки-усреднители, объём которых должен быть рассчитан на весь объём сбрасываемой воды с учетом её трёхкратного разбавления. Содержащиеся в отработанной воде примеси можно разделить на три группы:

- неорганические вещества — сульфаты и хлориды кальция, натрия и магния;

- токсичные вещества в большом количестве — соли железа, меди, цинка, фторсодержащие соединения, гидрозин;
- органические вещества — аммонийные соли, нитриты.

Обезвреживание промывочных вод должно заключаться в выделении веществ второй группы и окислении органических соединений. После выделения шламов очищенную воду используют повторно для промывки оборудования, так как сброс её в водоёмы недопустим.

3.2.5. Сточные воды от обмывки наружных поверхностей нагрева котлов

Воды от обмывки наружных поверхностей нагрева образуются на ТЭС, использующих в качестве основного топлива сернистые мазуты и твердое топливо. Зольные частицы, образующиеся при сжигании мазута, обладают большой липучестью и оседают преимущественно на конвективных поверхностях нагрева котлов и в регенеративных воздухоподогревателях (РВП), что приводит к росту сопротивления газового тракта котла и повышению температуры уходящих газов. В состав золы входят оксиды и соединения ванадия, никеля, натрия, кальция, алюминия, железа и др.

В местах, где температура газов ниже точки росы, образующаяся влага поглощает SO_3 и SO_2 из дымовых газов с образованием серной кислоты. Это приводит к интенсивной низкотемпературной коррозии металлических поверхностей с образованием отложений сульфата железа, также увеличивающих сопротивление прохождению дымовых газов. В результате периодически возникает необходимость в очистке этих поверхностей. На ТЭС используется несколько видов очистки РВП от отложений: промывка технической водой и щелочными растворами при повышенном давлении растворов; обдувка перегретым паром; прогрев (прокаливание) набивки РВП. Анализ различных способов очистки показывает, что все они располагают определенными достоинствами и недостатками. При прокаливании и обдувки резко возрастают выбросы в атмосферу золы соединения ванадия и никеля.

На практике для удаления образовавшихся отложений используют промывку 20%-м раствором серной кислоты с последующей обмывкой водой. Образующиеся при обмывке сточные воды содержат до 0,5 % серной кислоты, грубодисперсные примеси, окислы железа, продукты недожега и токсичные соединения ванадия, никеля, меди и др.

При обмывке хвостовых поверхностей котлов, сжигающих твердое топливо, сточные воды в зависимости от характеристики топлива содержат механические примеси, различные растворимые соли, фтор, мышьяк и другие загрязнители.

Обмывки РВП проводят через 15–20 сут эксплуатации котла. Объем водопотребления на промывку РВП и пиковых водогрейных котлов зависит от ряда факторов, в том числе от вида и качества сжигаемого топлива, типа и режима работы котлов, схемы очистки промывочных вод и устанавливается индивидуально для каждой ТЭС. При отсутствии нормативно установленных расходов целесообразно принимать следующие значения табл. 3.4. [13].

Таблица 3.4

Количество обмывочных вод

Поверхности	Расход воды	Продолжительность обмывки	Периодичность обмывки
РВП	5 м ³ /м ² поверхности	1,0 час	1 раз в месяц
Конвективные поверхности нагрева котла, произв. 300 т/ч и более	300 м ³ /ч	2,0 час	1 раз в год перед ремонтом
ПТВМ-50-1	15 м ³ на 1 обмывку	30 мин	1 раз в 15 суток
КВГМ-100(ПТВМ)	20 м ³	—	—
КВГМ-180 (ПТВМ)	25 м ³	—	—

Таблица 3.5

Средний состав обмывочных вод РВП мазутных котлов

Примеси	Концентрация примесей в сточных водах, г/л
Механические	0,2–0,5
Кислотность	4,0–5,0
Железо	3,5–4,0
Никель	0,1–0,15
Ванадий	0,3–0,8
Медь	0,02–0,05
Сухой остаток	35–40

Состав и степень загрязненности сточных вод от промывок РВП зависят от конкретных условий эксплуатации (топлива, оборудования, качества исходной воды и т. п.) и принимаются на основе фактических данных химического контроля.

Для пиковых котлов, оборудованных дробеструйной очисткой, периодичность обмывки принимается один раз в год.

3.2.6. Продувочные воды оборотных систем гидрозолоудаления

Образующиеся при сжигании твердого топлива шлаки и уловленная в золоулавливающих установках зола обычно удаляются водой на золоотвалы. Используют прямоточные и оборотные системы гидрозолоудаления (ГЗУ). Расход воды в них составляет 15–40 м³/т золошлака. В прямоточных системах грубодисперсные примеси отстаивают на золоотвалах, а осветленная вода сбрасывается в водоемы. Такие системы применяют, если в воде не растворяются токсичные примеси золы и шлака.

Наибольшее распространение получили оборотные системы ГЗУ. Осветленная вода с золоотвалов насосами осветленной воды возвращается для повторного использования. В процессе эксплуатации системы в воде возрастает концентрация токсичных веществ, присутствующих в золошлаковых материалах, таких как ванадий, мышьяк, фтор, ртуть и др. Кроме того, при мокром золоулавливании в воде растворяются оксиды серы, азота, углекислый газ. Значение рН воды в оборотных системах гидрозолоудаления может быть от сильнокислотного до сильнощелочного. Большие проблемы в работе мокрых золоуловителей создают солевые отложения в виде CaCO₃, Ca(OH)₂, CaSO₄·2H₂O и др. Для поддержания солевого баланса и предотвращения интенсивного образования отложений оборотные системы ГЗУ имеют продувку.

Водный баланс оборотных систем ГЗУ за годичный период состоит из приходной и расходной частей.

Приходная часть баланса

$$W_1 = W_{\text{гзу}}^{\text{ст}} + W_{\text{гзу}}^{\text{ос}} + W_{\text{гзу}}^{\text{пов}} + W_{\text{гзу}}^{\text{пер}}, \quad (3.15)$$

где $W_{\text{гзу}}^{\text{ст}}$ – объем водной составляющей пульпы, поступающей в отвал, с учетом сточных вод от других систем, сбрасываемых в систему ГЗУ; $W_{\text{гзу}}^{\text{ос}}$ – объем осадков, выпадающих на поверхность золошлакоотвала, бассейна и каналов осветленной воды; $W_{\text{гзу}}^{\text{пов}}$ – объем поверхностного стока, поступающего в систему ГЗУ; $W_{\text{гзу}}^{\text{пер}}$ – объем сбросных вод, переданных от других цехов электростанции или других предприятий, направляемых непосредственно на золоотвал.

Расходная часть баланса

$$W_2 = W_{\text{гзу}} + W_{\text{гзу}}^{\text{ф.п}} + W_{\text{гзу}}^{\text{ф.к}} + W_{\text{гзу}}^{\text{и.в}} + W_{\text{гзу}}^{\text{пор}} + W_{\text{гзу}}^{\text{ис}} + W_{\text{гзу}}^{\text{прод}}, \quad (3.16)$$

где $W_{\text{гзу}}$ – объем воды, забираемой из отстойного пруда для повторного использования в системе ГЗУ; $W_{\text{гзу}}^{\text{ф.к}}$ – потери на фильтрацию через ложе

бассейна осветленной воды; $W_{гзу}^{ф.п}$ — потери на фильтрацию через ложе отстойного пруда; $W_{гзу}^{и.в}$ — потери на испарение с водной поверхности отстойного пруда, бассейна и каналов осветленной воды; $W_{гзу}^{пор}$ — потери воды на заполнение пор намытого золошлакового материала; $W_{гзу}^{ис}$ — потери на испарение воды при контакте с горячей золой и шлаком; $W_{гзу}^{прод}$ — потери с продувкой.

Минимальный расход продувочной воды оборотной системы ГЗУ, необходимый для обеспечения концентрации растворенных солей на безопасном в отношении образования солевых отложений уровне, определяется по методике ВТИ [39]. Качество сбросных вод системы ГЗУ зависит от вида сжигаемого топлива, мощности и типа установленного оборудования и принимается на основе фактических данных химического контроля.

Продувочные воды ГЗУ относятся к токсичным стокам, поэтому оборотные системы на строящихся и реконструируемых ТЭС должны быть бессточными. Рекомендуются их максимально возможное использование для производственных нужд ТЭС.

3.2.7. Поверхностные ливневые и талые воды

Качественный состав поверхностного стока электростанций определяется интенсивностью, повторяемостью и продолжительностью дождей, способом уборки снега, благоустройством территории. Поверхностный сток может содержать почти все загрязняющие вещества, имеющиеся в производственных сточных водах, но основными загрязняющими компонентами этого типа сточных вод являются нефтепродукты и взвешенные вещества.

Основная масса (до 90 %) взвешенных веществ в поверхностном стоке представлена мелкодисперсными частицами размером до 40 мкм, а остальное (до 10 %) — песком, размер частиц которого составляет от 0,1 до 3 мм. Разработаны методики расчета количества дождевых и талых вод в зависимости от региона расположения ТЭС и занимаемой территории [10, 14]. К ним обычно добавляются поверхностные стоки, образующиеся в процессе поливомоечных мероприятий, в том числе при мойке дорожных покрытий.

3.3. Нормирование загрязняющих веществ в сбросных водах ТЭС

В настоящее время нормированию подлежат сбросы загрязняющих веществ следующих технологических схем ТЭС [41]:

- сбросные воды систем охлаждения: при прямоточной схеме; оборотной с прудом-охладителем; продувочные воды систем охлаждения с градирнями;
- сточные воды водоподготовительных установок;
- избыточные воды систем гидрозолоудаления (только для действующих ТЭС);
- дождевые и талые воды – при отведении их в водоём через специальные выпуски.

Обязательный перечень нормируемых и контролируемых показателей состава сточных вод ТЭС приведен в табл. 3.6 [41].

Таблица 3.6

Обязательный перечень нормируемых и контролируемых показателей состава сточных вод ТЭС

Показатель состава сточных вод	Источник сброса		
	ГЗУ	Водоподготовка	Оборотная система охлаждения с градирнями
Взвешенные вещества	+	+	+
рН	+	+	+
Биологическое потребление кислорода	+	–	–
Солесодержание	+	+	+
Хлориды Cl^-	+	\pm^*	\pm^*
Сульфаты SO_4^{-2}	+	+	+
Нефтепродукты	+	+	+
Кальций Ca^{+2}	+	–	–
Железо Fe^{+3}	+	\pm^*	–
Алюминий Al^{+3}	+	\pm^*	–
Медь Cu^{+2}	–	–	+

* Контролируется в зависимости от применяемого реагента.

Если в одном водовыпуске смешиваются сточные воды различных технологических схем, то нормируется ПДС общего (объединенного) потока с учетом всех составляющих. В сбросных водах прямоточных и оборотных систем охлаждения с прудом-охладителем контролируются загрязняющие вещества по всем позициям показателей состава сточ-

ных вод, перечень которых согласовывается с территориальными органами Министерства природных ресурсов России. Перечень показателей качества сточных вод из системы гидрозолоудаления согласуется дополнительно в зависимости от марки сжигаемого угля, в том числе концентрации марганца, ванадия, мышьяка, селена, фтора и хрома.

Система водоснабжения ТЭС должна обеспечивать максимальное повторное использование сточных вод взамен природной воды. В связи с этим смешение сточных вод различного качества до их очистки не допускается. Сточные воды различного качества до локальных очистных сооружений следует отводить по самостоятельным канализационным системам.

Для сокращения водопотребления и сброса сточных вод наиболее перспективны следующие направления:

- максимальное применение систем оборотного водопользования;
- уменьшение потерь воды и повторно-последовательное использование её в нескольких технологических циклах;
- применение современных методов обработки воды, в результате которых сточные воды не образуются вообще либо могут быть использованы в других циклах непосредственно или после соответствующей обработки;
- выделение и использование ценных веществ, содержащихся в производственных сточных водах.

При повторном использовании сточных вод в большинстве случаев требуется меньшая глубина очистки, а следовательно, и меньшие затраты, чем при сбросе сточных вод в водные объекты.

Схемы и технологии очистки сточных вод и способы их повторного использования выбираются в зависимости от конкретных условий ТЭС: от типа основного оборудования, режима его работы, вида топлива, способа золошлакоудаления, системы охлаждения оборудования, схемы водоподготовительных установок, качества и дебита источника технологической воды, местных климатических условий и др.

При этом используются соответствующие рекомендации [38, 39, 40, 44] и проводится технико-экономическая и экологическая оценка различных вариантов.

3.4. Методы очистки сточных вод, схемы очистки и утилизации очищенных вод

Сточные воды по своему составу разнообразны. Присутствующие в них загрязнения находятся в различных агрегатных состояниях, поэтому для очистки вод применяются самые разнообразные методы: механические, химические, физико-химические и биологические.

Механическая очистка сточных вод

На первой стадии очистки из воды удаляются крупные загрязнения. Для этого на очистных сооружениях устанавливаются решетки под углом 60° к горизонту, имеющие прорезы 16–20 мм, и барабанные сита, поверхность которых покрыта металлической сеткой.

При вращении барабана уровень жидкости в нем повышается, что способствует его самоочищению. Для удаления из воды песка и других взвешенных частиц используются песколовки. Они бывают вертикальные, горизонтальные и тангенциальные. Для выделения из воды оседающих или плавающих веществ с размером частиц менее 0,1 мм применяются чаще всего отстойники. Отстойники являются наиболее простыми и надежными в эксплуатации очистными сооружениями. Для более тонкой очистки воды применяют механические фильтры.

Химическая очистка сточных вод

К химическим методам относятся нейтрализация, окисление или восстановление. Эти методы применяются для удаления растворенных веществ как перед подачей на биологическую очистку, так и в оборотных системах водопользования. Сточные воды, содержащие кислоты и щелочи, нейтрализуют путем их смешивания с добавлением реагента. Количество реагента рассчитывается таким образом, чтобы очищенная вода была нейтральной $pH = 6,5–8,5$.

В качестве реагентов-окислителей используют хлор, гипохлориты натрия и кальция, кислород, озон и др. В процессе окислительных реакций токсичные вещества переходят в менее токсичные. Следует отметить, что применение химических реагентов всегда дает хороший эффект. Однако высокая стоимость препятствует их широкому внедрению.

Физико-химическая очистка сточных вод

Из физико-химических методов обработки сточных вод применяются: коагуляция, флотация, адсорбция, экстракция, ионный обмен, ультрафильтрация, обратный осмос, выпаривание и др.

3.4.1. Очистка и утилизация сточных вод, загрязненных нефтепродуктами

Технически проблема очистки этого вида сточных вод на ТЭС решена. Существуют типовые очистные сооружения.

Нашла применение многоступенчатая обработка (рис. 3.1).

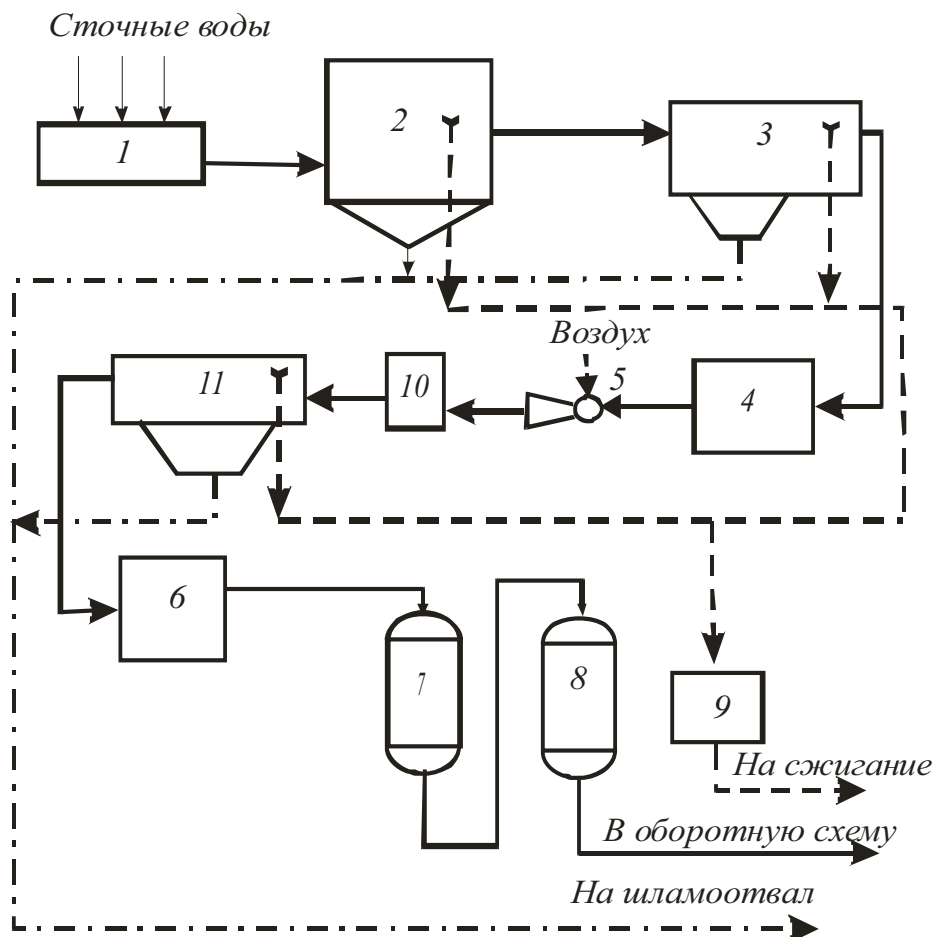


Рис. 3.1. Установка очистки вод от нефтепродуктов:

1 – бак-усреднитель; 2 – бак-отстойник; 3 – нефтеловушка; 4, 6 – промежуточный бак;
5 – эжектор; 7 – механический фильтр; 8 – угольный фильтр; 9 – мазутоприемник;
10 – напорный бак; 11 – флотатор

Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами, собираются в распределительной камере 1, откуда подаются в резервуары-отстойники 2, которые имеют конические днища и устройства для сбора и отвода всплывших и осевших нефтепродуктов. Для улучшения процесса отстаивания сточные воды целесообразно подогревать до 40 °С. Вместимость резервуаров 2 рассчитана на прием четырехчасового поступления сточных вод. Остаточное содержание нефтепродуктов после них составляет 35–40 мг/кг.

В качестве второй ступени рекомендуется применять малогабаритные тонкослойные многоярусные нефтеловушки 3, после которых вода собирается в баках 4. После нефтеловушек или вместо них можно использовать многокамерные флотаторы 11. Для насыщения воды воздухом перед флотацией применяют флотационные насосы или эжекторы 5. Далее вода выдерживается некоторое время в напорном баке и сбрасывается во флотатор. При сбросе давления воды во флотаторе происходит интенсивное всплывание пузырьков воздуха, которые перемещают частицы нефтепродуктов на поверхность воды. Образующаяся пена скрепковым механизмом удаляется с поверхности воды. Остаточная массовая концентрация нефтепродуктов после флотаторов снижается до 10–15 мг/кг. Вода собирается в промежуточном баке 6 и подается на механические фильтры 7, загруженные антрацитом фракции 0,5–1,5 мм. Оптимальная скорость фильтрации равна 5,0–6,5 м/ч, а остаточная концентрация нефтепродуктов после этих фильтров обычно составляет 4–5 мг/кг.

Завершающая стадия очистки осуществляется на фильтрах 8 с активированным углем. Возможно применение намывных фильтров с использованием в качестве фильтрующих материалов вспученного перлита, угольной пыли, а также их смеси. Скорость фильтрации принимается равной 5,0–6,5 м/ч, а остаточная концентрация нефтепродуктов в сточных водах после этих фильтров не превышает 1 мг/кг.

Регенерация механических и угольных фильтров 7 и 8 осуществляется с использованием пара давлением 0,4–0,5 МПа и температурой 150–160 °С, а также сжатого воздуха, подаваемого со скоростью 15 м/ч в течение 20–30 мин. Образующиеся при отмывке сточные воды собираются в промежуточные емкости и после снижения температуры подаются в распределительную камеру 1.

Отделенные нефтепродукты собираются в баке 9, откуда их подают в расходные баки мазутного хозяйства и сжигают в котлах. Осадки, выделившиеся при очистке воды, складываются на шламоотвале с водонепроницаемым основанием, рассчитанным на прием шлама в течение 5 лет. Вывоз осадка из шламонакопителя осуществляется по согласованию с санитарной инспекцией [13]. Ведутся работы по переработке таких осадков, в том числе с получением торфа, используемого при озеленении территории.

Степень очистки сточных вод достигает 95 % и мало зависит от исходной концентрации нефтепродуктов, т. е. для получения остаточной концентрации 0,05 мг/кг (ПДК для рыбохозяйственных водоемов), на очист-

ку должны поступать сточные воды с концентрацией нефтепродуктов не более 1 мг/кг, что практически не встречается в условиях работы ТЭС.

При исходной концентрации нефтепродуктов 20 мг/кг ее можно снизить до 1 мг/кг и использовать повторно в схемах ВПУ, прежде всего при наличии известкования и коагуляции.

Для снижения затрат на строительство очистных сооружений можно применить комбинированную установку, совмещающую процессы флотации и фильтрации. Пример такого фильтра-флотатора приведен на рис. 3.2.

Объем над флотационным отсеком и фильтрами используется для отделения пузырьков воды. Нефтепродукты с поверхности воды собираются скребковыми транспортерами в лоток. Дренажные системы для отвода фильтрата и подачи воздуха расположены в нижней части фильтров и соединены с коллекторами, находящимися под коллектором подачи водовоздушной смеси на флотацию.

Установка представляет собой резервуар, разделенный перегородками на три отсека.

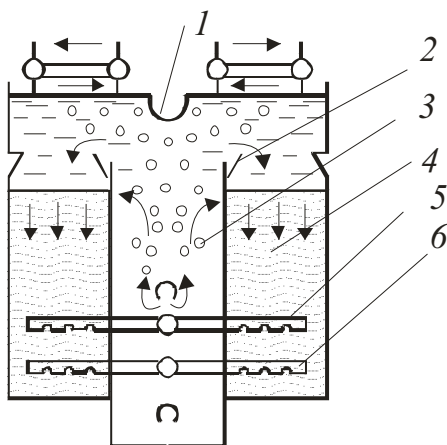


Рис. 3.2. Фильтр-флотатор для очистки замасленных сточных вод:

- 1 — отвод масла;*
- 2 — желоб-пескоуловитель;*
- 3 — зона флотации;*
- 4 — зона фильтрации;*
- 5 — воздух на взрыхление;*
- 6 — отвод фильтрата*

Средний отсек является флотационным, в нем установлен перфорированный коллектор для подачи водовоздушной смеси от напорного бака. В боковых отсеках устроены открытые фильтры, загруженные песком.

Трудности в реализации существующих схем очистки связаны с их громоздкостью, слабой автоматизацией, отсутствием отечественных приборов для автоматического контроля за содержанием нефтепродуктов. На многих ТЭС существуют проблемы, связанные с поступлением на очистные сооружения слишком большого количества сточных вод, значительно превышающее расчетное и обусловленное нарушениями при эксплуатации систем водопользования.

Для сокращения объемов замасленных и замазученных вод следует вводить мероприятия по предотвращению попадания нефтепродуктов в сточные воды ТЭС. Прежде всего рекомендуется создание маслоплотного оборудования (в том числе маслоохладителей), применение густых смазок, повышение культуры эксплуатации и ремонта оборудования, создание самостоятельных систем охлаждения такого оборудования. Следует предусматривать устройство защитных кожухов на масло- и мазутопроводах, обортовки и поддонов в местах установки маслососов и маслобаков, установку баков сбора масла из поддонов и от защитных кожухов и мазута от кожухов мазутопроводов, обортовку площадок ремонта оборудования, исключение попадания мазута в конденсат подогревателей, подачу обводненного мазута для сжигания в котлах без отделения содержащейся в нем воды, предотвращение фильтрации мазута в грунт из резервуаров и сливных лотков.

В систему отведения сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, необходимо направлять: воды охлаждения подшипников и уплотнений сальников насосов и других вращающихся механизмов; дренажные воды полов главного корпуса и вспомогательных помещений, которые могут содержать нефтепродукты; сливы от сети аварийных маслосток; дождевые и талые воды от открытых складов масла, мазута, дизельного топлива и других территорий, загрязняемых в процессе эксплуатации; конденсат с концентрацией мазута более 5 г/м^3 , отмылочные воды фильтров конденсатоочистки. Система отведения таких сточных вод должна быть полностью изолирована.

После очистки сточные воды необходимо использовать на технологические нужды электростанции вместо природной воды (водоподготовительные установки, подпитка систем оборотного водоснабжения и т. п.). Если для охлаждения вращающихся механизмов используется вода из СОО с градирнями, воду следует возвращать в систему охлаждения после очистки от нефтепродуктов.

Сброс сточных вод после очистных сооружений в водоемы не допускается, поэтому проектная схема должна исключать такую возможность. Допускается подача загрязненных нефтепродуктами сточных вод в систему хозяйственной фекальной канализации при наличии сооружений для полной биологической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод.

3.4.2. Сокращение количества и очистка сточных вод химических промывок и консервации оборудования

Конкретная схема очистки сточных вод такого типа зависит от состава примесей в воде, который определяется принятыми методами химической очистки и консервации. При обезвреживании сточных промывочных вод основной задачей является разрушение образовавшихся при промывках комплексов металлов с реагентами, выделение металлов в осадок и разрушение органических соединений.

В существующих технологических схемах предусмотрен сбор и нейтрализация отработанных растворов в специальных баках-нейтрализаторах, объем которых рассчитывается на прием всех промывочных растворов в количестве не менее десятикратного объема промываемого контура.

Для сбора стоков от операции водных промывок, являющихся частью технологии химической очистки, сооружаются специальные открытые резервуары в виде бассейнов с двумя секциями: одна для отстаивания сточных вод от механических примесей, а другая для сбора полученной в первой секции осветленной воды, которую можно использовать повторно в циклах ТЭС.

Осаждение соединений железа происходит при обработке известковым молоком до соответствующего значения рН [11]:

- растворов, содержащих соляную и серную кислоту с фторидами, до рН = 10,0;
- растворов после очистки фталевой кислотой до рН = 11,0;
- растворов после очистки композициями на основе комплексонов до рН = 11,5, после их аэрации в течение не менее двух суток.

Для осаждения меди и цинка из отработанных растворов, содержащих комплексоны, применяют сульфид натрия, который добавляется после отделения осадка гидроксида железа. При наличии гидразина раствор обрабатывают хлорной известью с расходом технического продукта около 1 кг/м³. Полученный шлам подается на нефилтруемый шламоотвал, а осветленная вода подкисляется до рН = 6,5–8,5. Обезвреженная вода может быть использована:

- на угольных ТЭС – подача воды из отстойников в систему ГЗУ, работающей по замкнутому обратному циклу;
- на ТЭС любого типа – подача воды из отстойников на сжигание в топку котла через специально смонтированную форсунку.

Если вода не используется повторно на ТЭС, то её сброс осуществляется в хозяйственно-бытовую канализацию (по согласованию с со-

ответствующими органами), имеющую в своем составе сооружения полной биологической очистки от органических соединений.

Обезвреживание и нейтрализация промывочных растворов осуществляются в баках-нейтрализаторах с применением различных реагентов (рис. 3.3).

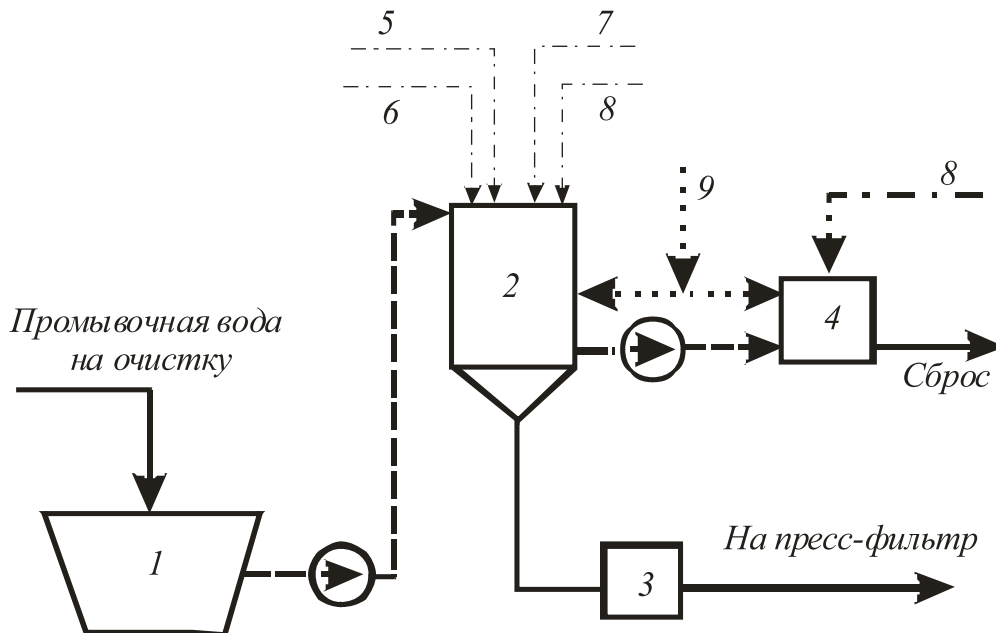


Рис. 3.3. Схема очистки промывочных сточных вод:

- 1 – бак; 2 – бак-нейтрализатор; 3 – шламоотстойник; 4 – бак для коррекции pH;
 5 – подача известкового молока; 6 – подача хлорной извести;
 7 – подача сульфида натрия (Na_2H); 8 – серная кислота; 9 – подача воздуха

Прорабатываются технологии безреагентных парокислородной очистки и пассивации оборудования, его консервация осушенным воздухом и др.

Значительное сокращение количества химических промывок, следовательно, и количества сточных вод этого типа, можно обеспечить путем подпитки котлов добавочной водой соответствующего качества. Так, подпитка котлов марки ТГМЕ-464 на Саранской ТЭЦ-2 дистиллятом испарителей обеспечила их эксплуатацию в течение свыше 15 лет без водно-химических промывок.

3.4.3. Обезвреживание и повторное использование обмывочных вод РВП и конвективных поверхностей нагрева котлов

Существуют типовые решения по созданию оборотной системы использования таких вод с разработанной и апробированной на многих ТЭС технологией извлечения соединений ванадия и никеля в одну или две стадии. При обработке в одну стадию обмывочные воды обрабатыва-

ют известковым молоком до $\text{pH} = 9,0-9,5$. В образующемся шламе содержание V_2O_5 достигает 5 %, а гипса – более 50 %. В этом заключается недостаток одноступенчатой обработки обмывочных вод, что ограничивает возможность использования образовавшихся шламов в металлургии.

При обработке обмывочных вод в две ступени (рис. 3.4) на первом этапе добавляют гидроксид натрия до $\text{pH} = 4,5-5,0$.

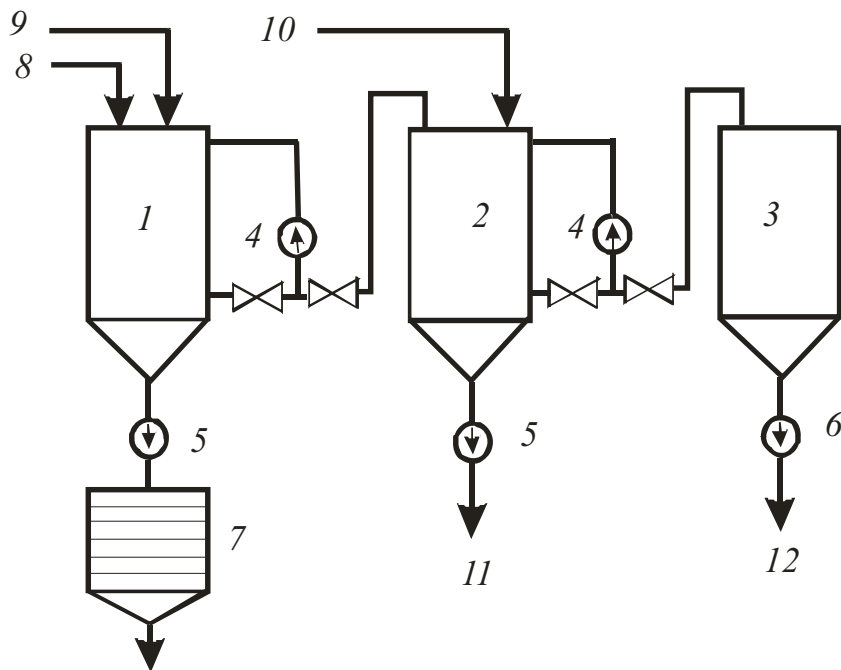


Рис. 3.4. Схема установки для обезвреживания и нейтрализации в две стадии обмывочных вод котлов и РВП:

- 1 – бак для первой стадии обработки воды; 2 – бак для второй стадии обработки воды;*
- 3 – бак осветленной воды; 4 – перекачивающий насос; 5 – шламовый насос;*
- 6 – насос осветленной воды; 7 – пресс-фильтр; 8 – обмывочная вода;*
- 9 – подача едкого натра или аммиака; 10 – подача известкового молока;*
- 11 – нашламоотвал; 12 – на повторное использование*

Объем шлама после пяти-шестичасового отстаивания в баке для первой стадии обработки воды составляет в среднем 20 % объема обмывочной воды и содержит до 5,5 % твердого вещества, в том числе:

- соединения ванадия V_2O_5 20–30 %;
- соединения железа Fe_2O_3 40–60 %;
- гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ 6–10 %;
- другие вещества 10–20 %.

Осветленную воду перекачивают во второй бак-нейтрализатор и обрабатывают известковым молоком до $\text{pH} = 9,5-10,0$. После семи-восьмичасового отстаивания объем шлама составляет около 25 % объема обработанной воды, а концентрация твердого вещества в нем достигает 9 %.

Основные компоненты этого шлама:

- соединения железа Fe_2O_3 35–40 %;
- соединения никеля и меди NiO_3 и CuO 2–3 %;
- гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ 40–55 %;
- другие вещества 10–15 %.

Кроме того, в осадке содержится инертная часть известкового молока.

Повышенное содержание ванадия в шламе, полученном на первой ступени, упрощает его использование в металлургии.

Экспериментально отработана технология, включающая в себя нагрев воды до кипения при добавлении соды и окислителей ($\text{pH} = 1,4-2$). При этом концентрация V_2O_5 в осадке достигает 60 %.

Шлам после второй стадии обработки направляется на шламонакопитель с противofiltrационным покрытием, объем которого рассчитывается на 10 лет работы ТЭС на полной проектной мощности. Осветленная вода после второй ступени обработки и из шламонакопителя используется снова для обмывки. Эти воды имеют обычно pH от 9,5 до 10,0 и содержат около 2 кг сульфата кальция на 1 м^3 . Концентрация ванадия, никеля, меди и железа в них обычно не превышает $0,1 \text{ г/м}^3$ [44]. В связи с использованием едкого натра на первой стадии обработки в этих водах происходит накопление сульфата натрия.

При обмывке пиковых котлов на пылеугольных ТЭС для нейтрализации применяют известковое молоко или известковый шлам осветлителя. Нейтрализованную воду и шлам допускается направлять в систему гидрозолаудаления при условии ее работы по замкнутой оборотной схеме и соблюдения водного баланса системы. Система отведения обмывочных вод должна быть полностью изолированной и не иметь связи с другими системами водоотведения и выпуском вод в водоем. При несоблюдении этих условий для хранения шламов сооружается отдельный недренируемый шламонакопитель.

Недостаток существующих технологических схем – трудности соблюдения техники безопасности, что связано с повышенной токсичностью сточных вод и шламов.

3.4.4. Создание бессточных систем гидрозолаудаления

Все системы ГЗУ на существующих угольных ТЭС имеют продувку.

Экологически и экономически приемлемые способы очистки данного вида сточных вод в настоящее время еще не разработаны. Ситуация осложнена тем, что в ГЗУ часто сбрасывают другие сточные воды с ТЭС. Обычно продувочные воды оставляют 1–3 % расхода осветлен-

ной воды. При этом концентрация вредных веществ в них велика, а выделение вредных веществ связано с большими капиталовложениями. Поэтому в настоящее время ограничиваются лишь обезвреживанием содержащихся в продувочной воде ГЗУ токсичных примесей. В то же время воды ГЗУ содержат весьма ценные элементы (германий, мышьяк, ванадий и др.), использование которых могло бы полностью оправдать затраты на очистку [14, 20, 29]. Наиболее широко для обезвреживания продувочных вод ГЗУ используется известь. В результате образуются малорастворимые соединения, содержащие мышьяк $[\text{Ca}_3(\text{AsO}_4)_2, \text{Ca}_3(\text{AsO}_3)_2]$ или $\text{Ca}(\text{AsO}_2)_2$, фтор (CaF_2), хром $[\text{Cr}(\text{OH})_2]$, которые выпадают в осадок и отделяются от воды.

Применение одной лишь извести далеко не всегда позволяет очистить воду до ПДК по этим элементам, что допускало бы сброс ее в водоемы. Для более глубокой очистки дополнительно применяются и другие реагенты (соли железа, магния, алюминия и др.). В ряде случаев может потребоваться доочистка сорбцией. В качестве сорбентов предлагается использовать различные ионообменные смолы и специально синтезируемые гидроксиды поливалентных металлов (железа, алюминия, титана, марганца, меди и др.) [29]. Для реализации этих технологий необходимы крупномасштабные исследования и большие капиталовложения.

Наиболее реальный путь – это создание оборотных систем ГЗУ без продувок. Для этого необходима реконструкция всех систем водопользования с исключением сброса в систему ГЗУ ливневых вод, продувочных вод градирен, минерализованных сточных вод ВПУ. Если позволяет водный баланс, целесообразно сохранить подачу в эту систему продувочных вод осветлителей и сточных вод от химических очисток оборудования.

Таким образом, необходимо создать оборотные системы ГЗУ с дефицитным водным балансом, а также внедрить установки сгущения пульпы.

Радикальным решением этой проблемы может стать переход на систему сухого разделения золы и шлака, которые обладают ценными свойствами как строительные материалы.

3.4.5. Очистка поверхностных сточных вод ТЭС

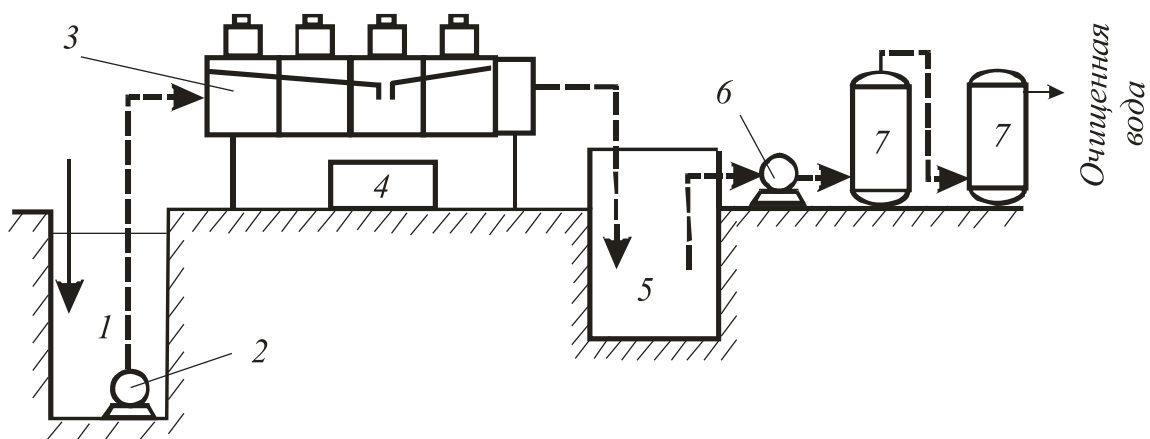
Технология обработки и пути утилизации поверхностных сточных вод зависят от их количества и конкретного состава. Основные загрязнители этого типа сточных вод, как отмечено ранее, – нефтепродукты и взвешенные вещества.

В целях уменьшения выноса загрязняющих веществ с поверхностным стоком необходимо предусматривать различные организационные мероприятия: исключение сброса в дождевую канализацию загрязняющих веществ; организацию регулярной уборки территории; проведение своевременного ремонта дорожных покрытий; ограждение зон озеленения бордюрами, исключающими смыв грунта во время ливневых дождей на дорожные покрытия; упорядочение складирования нефтепродуктов, кислот, щелочей, солей и других веществ, которые могут загрязнять поверхностный сток и др.

Система отведения поверхностных сточных вод с территории электростанции должна быть, как правило, самостоятельной и не иметь связи с другими системами водоотведения (до очистки поверхностного стока).

Для уменьшения загрязнения почв, грунтов и подземных вод на ТЭС должны быть предусмотрены локальные очистные сооружения поверхностных сточных вод. На рис. 3.5 приведена принципиальная схема очистки поверхностных вод, рекомендованная для энергетических предприятий.

Поверхностные сточные воды с производственных территорий, проходя через решетку, собираются в емкости-отстойнике 1, из которого насосами 2 откачиваются в верхнюю часть пневматической флотационной машины типа ПФМ-0,5 с тонкослойным блоком осветления. Вода собирается в резервуаре 5 и затем дочищается в механических фильтрах 7.



*Рис. 3.5. Принципиальная схема очистки поверхностных вод:
1 – резервуар грязной воды; 2 и 6 – перекачивающие насосы; 3 – флотатор;
4 – емкость для сбора пенопродукта; 5 – резервуар чистой воды; 7 – фильтры*

Для проектируемых ТЭС сброс сточных вод после очистных сооружений в водоемы не допускается, поэтому проектная схема должна предусматривать их использование для технологических целей ТЭС. Возможна их подача в системы ГЗУ или СОО, использование в качестве исходных на ВПУ или сброс в городскую канализационную систему. Для действующих ТЭС по согласованию допускается сброс в водоемы, если их состав близок к составу воды в этом водоеме [41].

На большинстве действующих ТЭС отсутствует система очистки этих сточных вод. На некоторых имеются типовые установки ВНИИ-ВОДГЕО – пруды-отстойники с хворостяными фильтрами.

Другой способ очистки сточных вод – сбор в специальные емкости и очистка на установках, включающих в себя отстойники и фильтры, загруженные антрацитом или активированным углем. Отстойник должен быть оборудован устройствами для равномерного (по ширине) впуска и выпуска сточных вод, а также устройствами для задержания и периодического удаления всплывающих примесей (нефтепродуктов) и накапливающегося осадка. Всплывающие примеси отводятся в специальные сборники, где выдерживаются в течение нескольких суток для отделения нефтепродуктов. Нефтепродукты направляются на сжигание, а вода и шлам – обратно в отстойник.

Удаление осадка из отстойника осуществляется с помощью гидроэлеваторной установки или насосами, предназначенными для перекачки шламов с высоким содержанием механических примесей. Обезвоживание осадка происходит на иловых площадках, которые разделяются на карты, оборудованные устройствами для отвода иловой воды.

На пылеугольных ТЭС допускается подача осадка без обезвоживания в систему ГЗУ, на газомазутных ТЭС осадок после обезвоживания складировается в специально отведенных местах по согласованию с местными контролирующими органами. Воду после отстойников направляют на доочистку в механические фильтры и затем используют на другие технологические цели вместо природной.

3.4.6. Утилизация сточных вод водоподготовительных установок

Для утилизации сточных вод предочистки на ТЭС сооружают шламоуплотнительные станции, в которых шлам обезвоживается, а вода возвращается в технологический цикл. Обезвоженный шлам осветлителей, прежде всего известковый, используется для производства извести, в строительстве, для раскисления почв и т. п.

Значительно более сложной оказалась проблема сокращения и утилизации сточных вод ионообменной части ВПУ. Увеличение мине-

рализации исходной воды приводит к значительному росту расхода реагентов на регенерацию с соответствующим увеличением количества сточных вод и их минерализации.

В то же время имеется довольно много сведений о разработке и создании «бессточных» и даже «безотходных» ВПУ на ТЭС. Разработаны «Методические указания по проектированию обессоливающих установок с сокращенными расходами реагентов и сокращенными стоками» [45].

Предлагается многократное использование регенерационных сточных вод в цикле ВПУ и применение более совершенных технологий ионного обмена.

Эффективным методом снижения расхода реагентов и соответствующего уменьшения сброса сточных вод и минеральных примесей может стать замена традиционного для отечественной практики многоступенчатого прямоточного химического обессоливания на противоточное. Применение даже самых совершенных технологий ионного обмена не может исключить образования сточных вод повышенной минерализации. В связи с этим разработано большое число способов обработки и утилизации регенерационных сточных вод ВПУ, в том числе получение их в виде растворов, пригодных для применения в сельском хозяйстве (в виде удобрений). Применение мембранных установок для концентрирования сточных вод и их регенерации с получением исходных растворов кислоты и щелочи, сброс стоков в топки паровых котлов, впрыск стоков в дымоходы котлов перед электрофильтрами, вывоз продуктов упаривания стоков в моря и океаны и др.

Один из вариантов повторного использования регенерационных сточных вод Na-катионитных фильтров реализован на ряде районных тепловых станций МГП «Мостеплоэнерго». Принципиальная схема установки приведена на рис. 3.6.

Исходная вода 1 из городского водопровода подвергается двухступенчатому Na-катионированию в фильтрах 2 и 3, и после деаэрации в деаэраторе 4 обработанная вода 5 подается на подпитку закрытой теплосети. Воды взрыхления Na-катионитных фильтров 2 и 3 собираются в баке 6, осветляются в механическом фильтре 7 и собираются в баке 8, в который направляется также маломинерализованная часть 9 отмывочных вод фильтров 2 и 3.

Регенерационные сточные воды 10 фильтров 2 и 3 с концентрацией солей более 3 кг/м собираются в баке-кристаллизаторе 11, где обрабатываются известью И, количество которой в 1,3 раза превышает кон-

центрацию магния в этих сточных водах, а затем содой *C*. Доза соды должна обеспечить осаждение основной части кальция, поступившего в бак *11* со сточными водами и введенного с известью.

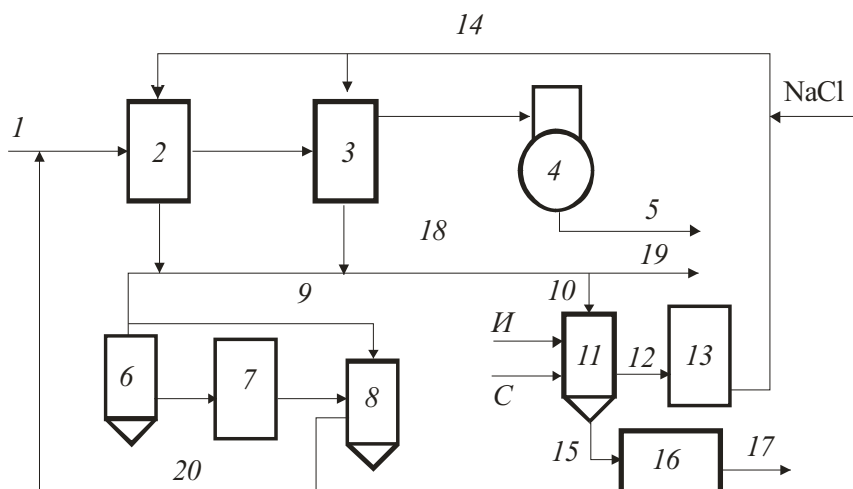


Рис. 3.6. Принципиальная схема Na-катионирования воды с частичной утилизацией сточных вод

Осветленный раствор *12* пропускается через механический фильтр *13*, затем доукрепляется хлоридом натрия до концентрации 85–115 кг/м³ и используется для регенерации фильтров *2* и *3*. Осадок *15* из бака *11* подается на вакуум-фильтры или фильтры-прессы *16*. Частично обезвоженный осадок *17* вывозится автотранспортом.

Так как количество минерализованных регенерационных сточных вод *18* всегда превышает количество регенерационного раствора *14* на часть отмывочных вод, для обеспечения баланса потоков, избыток этих сточных вод *19* сбрасывается в городскую канализацию. Сточные воды из бака *8* используются для взрыхляющей промывки фильтров *2* и *3*, а их избыток *20* смешивается с исходной водой *1*. Реализация этой технологии позволила на 55–60 % сократить количество сбрасываемых в канализацию солей.

Значительное сокращение сброса сточных вод достигается при рациональной эксплуатации установок химического обессоливания добавочной воды котлов и установок умягчения подпиточной воды теплосети. Так на рис. 3.7 представлена принципиальная схема подготовки подпиточной воды теплосети с открытым водоразбором горячей воды и обессоленной добавочной воды котлов давлением 13,6 МПа.

Исходная водопроводная вода *1* поступает на H-катионитные фильтры *2*, а затем в декарбонизаторы *3*. Основной поток декарбонизированной воды подается в теплосеть, а ее часть *5* поступает на ХОУ *6*. Обессоленная вода *7* используется для подпитки котлов.

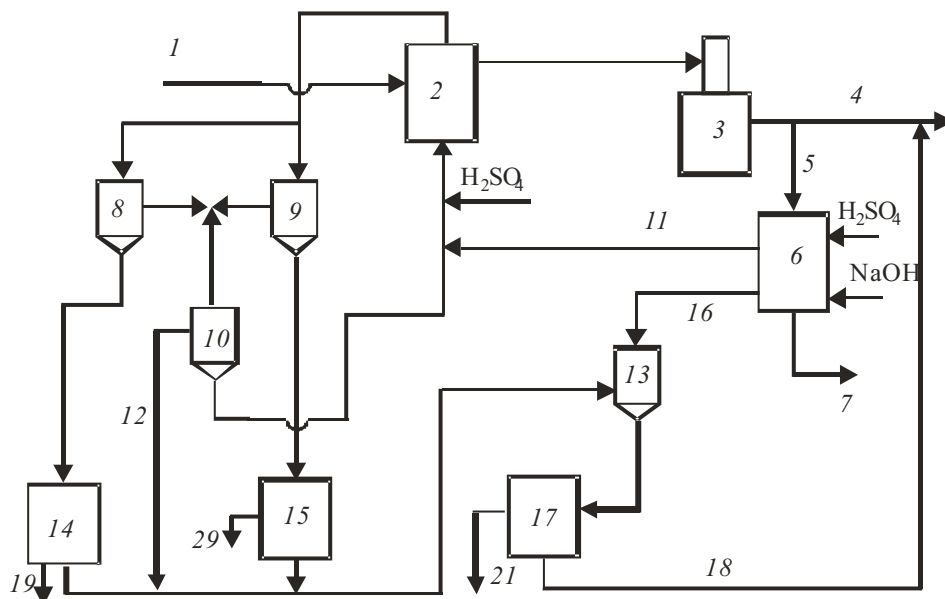


Рис. 3.7. Принципиальная схема ВПУ с утилизацией сточных вод

Взрыхляющая вода и маломинерализованная часть отмывочных вод процесса регенерации фильтров 2 собираются в отстойнике 8. Пересыщенные по сульфату кальция сточные воды подаются снизу вверх в кристаллизатор 9, где во взвешенном состоянии находится ранее образовавшийся гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).

Осветленная вода из аппаратов 8 и 9 собирается в баке 10 и используется при взрыхлении, регенерации и отмывке фильтров 2. Для регенерации этих фильтров применяются также кислые сточные воды 11 ХОУ 6. Избыток осветленного раствора 12 из бака 10 направляется в реактор 13. Осадки из аппаратов 8 и 9 подаются на ШУС 14 и 15.

Фильтрат этих ШУС вместе с потоком 12 подается в реактор 13, где смесь обрабатывается отработанными щелочными растворами 16 ХОУ 6. В результате образуется осадок, основным компонентом которого является гидроксид магния. Осадок обезвоживается на ШУС 17, а осветленный раствор 18 смешивается с декарбонизированной водой 4, подаваемой в теплотель.

Частично обезвоженные на ШУС осадки 19 и 21, содержащие соответственно продукты взрыхления фильтров 2, гипс и гидроксид магния пригодны для полезного использования либо длительного безопасного хранения.

На рис. 3.8 приведена схема выпарного аппарата мгновенного вскипания для получения дистиллята из засоленных стоков, использующего тепло уходящих дымовых газов. Образовавшийся дистиллят возвращается в основной цикл ТЭС.

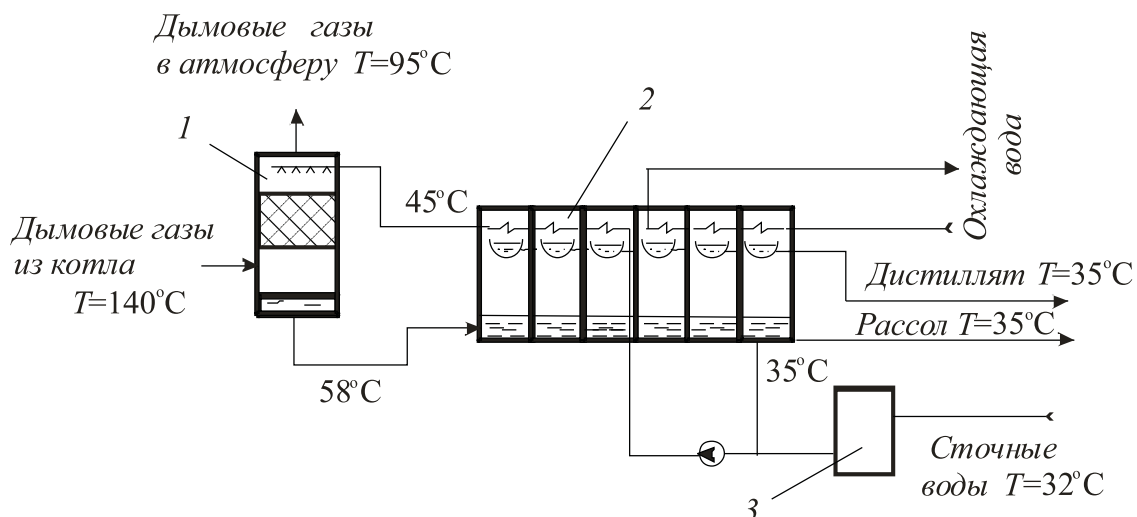


Рис. 3.8. Принципиальная схема установки для получения дистиллята:
 1 – скруббер; 2 – многоступенчатый испаритель мгновенного вскипания;
 3 – узел подготовки исходной воды

Мировой и отечественный опыт показывает, что утилизация минерализованных сточных вод в настоящее время может быть реально осуществлена только путем испарения в испарителях либо путем их естественного упаривания (в регионах с благоприятным климатом) и выделения минеральных компонентов в твердом виде.

На рис. 3.9 представлена принципиальная технология утилизации основной части минерализованных сточных вод Саранской ТЭЦ-2.

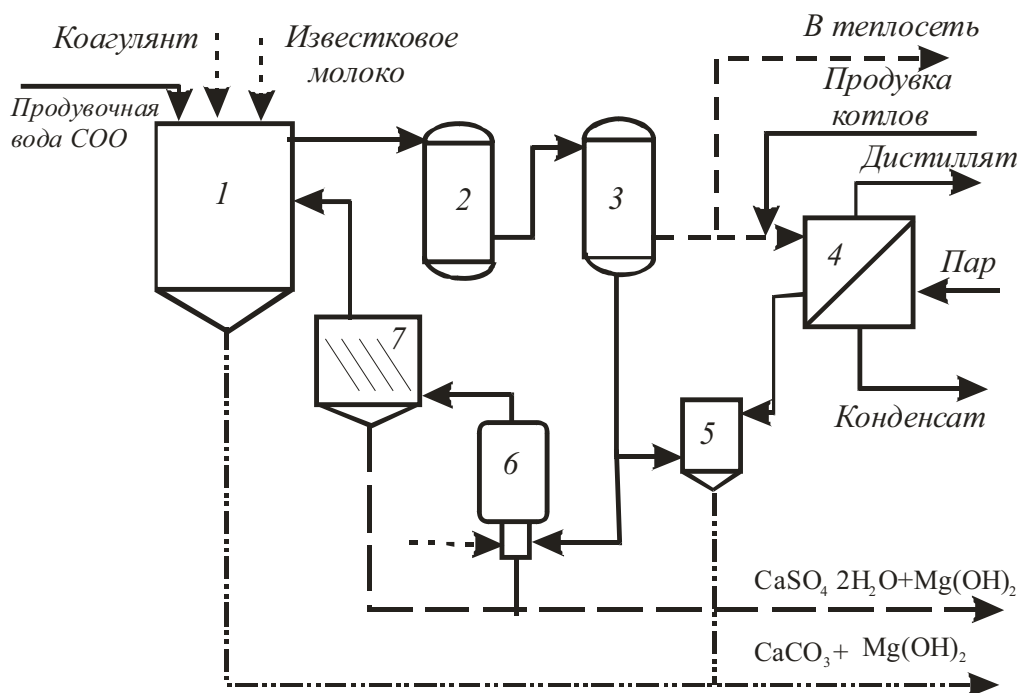


Рис. 3.9. Установка для переработки сточных вод Саранской ТЭЦ-2

По этой схеме продувочная вода СОО направляется в осветлитель 1, где обрабатывается раствором извести и коагулянтами. Далее вода очищается в механических фильтрах 2 и поступает на Na-катионитовые фильтры 3. Часть умягченной воды направляется на подпитку теплосети, а другая часть смешивается с продувкой котлов и направляется на испарительную установку 4. Полученный дистиллят направляется в цикл паротурбинной установки на восполнение потерь пара, а продувка испарителя используется для приготовления регенерационного раствора для ионообменных фильтров в баке-реакторе 5. Избыток отработанного регенерационного раствора поступает на кристаллизатор 6, где нагревается паром и насыщается известью.

В результате такой обработки из сточных вод удаляется почти весь Mg и основная часть солей Ca. Умягченный щелочной раствор через пластинчатый осветлитель 7 сбрасывается в осветлитель 1. Образовавшиеся шламы обезвоживаются и перерабатываются.

3.4.7. Безреагентные методы обработки сточных вод

В мировой практике широкое распространение получили мембранные методы обработки исходных и сточных вод с целью снизить негативное воздействие ВПУ на окружающую среду.

В настоящее время в нашей стране в системах водоподготовки электростанций работают около десятка установок *обратного осмоса* (УОО) [26] и *электродиализных установок* (ЭДУ) [27]. Проводится промышленная апробация УОО производительностью 50 м³/ч на ТЭЦ-23 ОАО «Мосэнерго». На Нижнекамской ТЭЦ-1 запущена в опытную эксплуатацию импортная УОО производительностью 170 м³/ч.

Обе установки включены перед установками химического обессоливания (ХОУ). Полученные результаты подтвердили высокое качество фильтрата, которое позволяет значительно сократить расход реагентов на его последующее дообессоливание.

При работе по такой схеме сброс сточных вод может быть полностью исключен, а расход хлорида натрия сведен до минимума. Достигается это использованием более дорогой соды С, а также извести И.

Разработан целый ряд проектов и для отечественных предприятий. Так, планируется использование УОО на одной из районных тепловых станций МГП «Мостеплоэнерго». Принципиальная схема установки приведена на рис. 3.10.

Эта схема является результатом усовершенствования ранее описанной технологии утилизации сточных вод ВПУ, приведенной на рис. 3.6. Отличие заключается в использовании УОО 8 для концентри-

рования части сточных вод с целью довести их общий объем до объема регенерационного раствора. При этом на смешение с исходной водой *1* будет подаваться частично обессоленный фильтрат *18* от УОО *8*, что сократит нагрузку на Na-катионитные фильтры *2* и *3* с соответствующим уменьшением количества сточных вод. Остальные элементы схемы те же, что и на рис. 3.6.

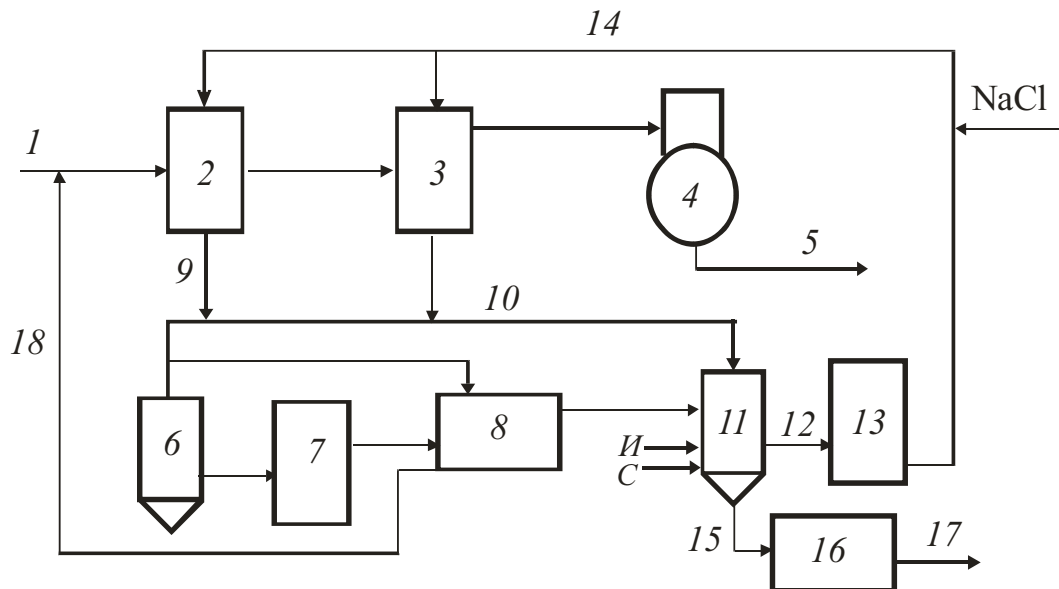


Рис. 3.10. Принципиальная схема полной утилизации регенерационных вод с использованием УОО

При необходимости более глубокого умягчения подпиточной воды теплосети и менее благоприятном соотношении производительностей указанных выше ВПУ может потребоваться H-Na-катионирование подпиточной воды теплосети и выведение части солей натрия из цикла водоподготовки. В этом случае можно обеспечить и утилизацию продувочных вод СОО.

В США разработана комбинированная технология переработки минерализованных сточных вод с использованием УОО и выпарной установки (рис. 3.11).

Продувочные воды ГЗУ подаются в бак-нейтрализатор *1*, где обрабатываются известковым молоком. Затем они направляются в осветлитель *2* и обрабатываются химическими реагентами. Осветленная вода сбрасывается в пруд-отстойник *3*, куда поступает продувка СОО. После обработки химреагентами в баке предварительной очистки *5* стоки проходят через мембранную установку обратного осмоса *6*. Фильтрат после ионообменного дообессоливания используется для восполнения потерь пара и конденсата в котлах ТЭС. Рассол УОО собирается в ба-

ке 7, затем подвергается дополнительному концентрированию в испарителях 8. Осадок после обезвоживания в шламоуплотнителе 4 сбрасывается на шламоотвал, а дистиллят испарителей используется в схеме ТЭС.

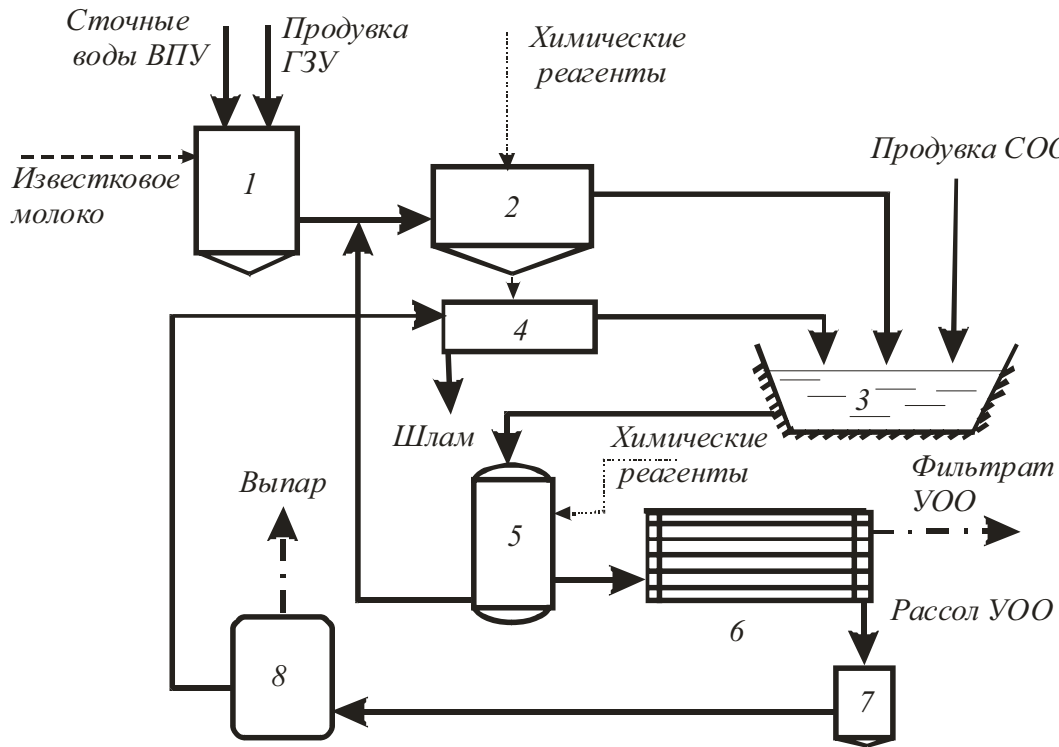


Рис. 3.11. Комбинированная технология по переработке минерализованных сточных вод ВПУ

Магнитная обработка воды на электромагнитных фильтрах ТЭС и АЭС у нас и за рубежом используется довольно давно, но широкого распространения не получила из-за сложности эксплуатации фильтров. С появлением магнитных установок с постоянными магнитными полями интерес к этим установкам возрос.

Разработанные в ТПУ устройства для магнитной обработки воды «МАГНУСТ» (рис. 3.12) предназначены для обработки технической воды в тепловых системах для водогрейных котлов, водяных теплообменников и охладителей, оборотных системах техводоснабжения ТЭС [1].

Подлежащая обработке вода проходит в зазоре 4 аппарата, пересекает силовые линии 2, где подвергается воздействию постоянного магнитного поля. В результате этого воздействия в неравновесной водной среде (концентрация свободного диоксида углерода меньше равновесной $\text{CaCO}_2^{\text{своб}} < \text{CaCO}_2^{\text{ровн}}$) образуются центры кристаллизации солей CaCO_3 . Этот процесс происходит лишь в момент воздействия магнитно-

го поля. При последующем нагревании на выходе из аппарата твердая фаза выделяется в массе воды в виде шлама. Эффективность обработки воды магнитным полем определяется в значительной степени напряженностью магнитного поля в зазоре, скоростью движения воды, углом между направлениями движения воды и магнитных силовых линий, числом пересечений и временем контакта воды с магнитным полем.

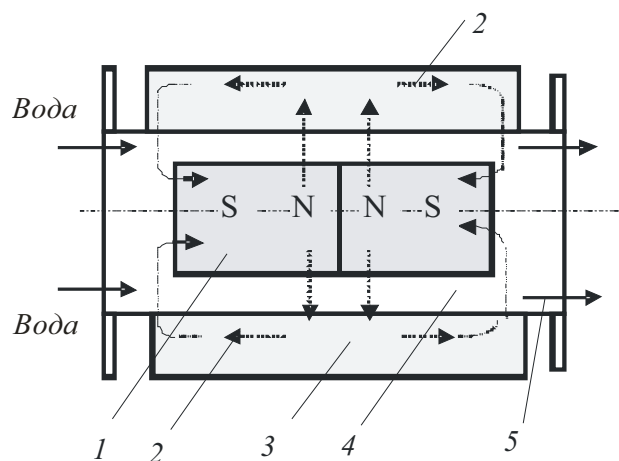


Рис. 3.12. Принципиальная схема аппарата для магнитной обработки воды с постоянными магнитами:

- 1 – постоянный магнит;
- 2 – направление силовых линий;
- 3 – корпус;
- 4 – зазор;
- 5 – направление движения воды

Эта установка представляет собой магнитный динамический реактор и имеет оригинальное техническое решение, основанное на принципиально новых фундаментальных представлениях о свойствах магнитного поля, подтвержденными многочисленными исследованиями.

Таблица 3.7

Типоразмеры магнитных аппаратов «МАГНУСТ»

Наименование параметра	МАГНУСТ-100	МАГНУСТ-150	МАГНУСТ-273	МАГНУСТ-427
Длина L	490	500	540	900
Диаметр D	245	320	460	580
Диаметр проходного сечения, мм	25, 32, 40, 50, 65, 80	50, 65, 80, 100, 120	100, 120, 150, 175	200, 225, 300
Масса, кг	27	30–40	70	190

Отличие устройств «МАГНУСТ» от классических установок – в структуре взаимодействующих между собой магнитных полей, что подтверждено патентом РФ № 2092446. Принципиальная схема установки показана на рис. 3.12. Типоразмеры выпускаемых аппаратов представлены в табл. 3.7. Выбор магнитной установки (МУ) проводится по таблице в зависимости от диаметра проходного сечения применяемых труб. Модели МАГНУСТ 100/Х, 120/Х 273/Х, 427/Х отличаются типа-

ми магнитных систем. Магнитные системы имеют индивидуальные отличия, связанные с особенностями обрабатываемой воды и параметрами эксплуатируемой гидравлической системы. Максимальное рабочее давление для эксплуатации – 16 атм.

Опыт эксплуатации автономных систем теплоснабжения показал, что их успешная и безаварийная работа, как и любых других водонагревательных устройств, не в последнюю очередь зависит от качества воды, поступающей в котел. Отложение различных солей на стенках теплоэнергетических и других аппаратов приводит к резкому снижению эффективности их работы, перерасходу топлива и частым остановкам для чистки.

Не существует одного универсального способа или устройства водоподготовки, так как свойства воды в различных регионах страны различные. Всё предлагаемое для этих целей имеет свою область применения и свои недостатки. Поэтому при одном и том же техническом результате преобладающими факторами, влияющими на выбор устройства, становятся такие, как надежность, доступность в приобретении расходуемых материалов, экономическая эффективность.

В теплоснабжении процессы протекают в основном при низких температурах (80–90 °С). Низкотемпературные накипи состоят, в основном, из карбонатов и продуктов коррозии (преимущественно оксидов железа). Омагничивание воды с целью уменьшения накипеобразования может успешно применяться в различных системах теплоснабжения.

В открытых тепловых сетях, имеющих два вида тепловой нагрузки – отопительную и горячего водоснабжения, температура подпиточной воды может достигать до 150 °С, а её количество составляет 40–50 % от общего количества циркулирующей воды.

Из рис. 3.13 видно, что магнитная обработка подпиточной воды *б* должна сочетаться с термической деаэрацией *в*, предотвращающей коррозию оборудования сетей и, следовательно, появление отложений оксидов железа.

При наличии в исходной воде различных твердых взвесей необходимо её предварительно осветлить *г* при помощи коагуляции и осаждения взвесей. В этом случае последовательность операций такая: контакт воды с коагулянтom – осаждение взвеси – магнитная обработка осветленной воды – подогрев – деаэрация – подача в теплосеть.

В закрытых тепловых сетях, использующих воду, подогретую до 60–70 °С, накипь образуется в трубках подогревателей, которые

необходимо после нескольких месяцев эксплуатации очищать. В этом случае магнитная обработка воды имеет неоспоримое преимущество перед реагентной очисткой и Na-катионитовой подготовкой, физическими методами очистки, поскольку затраты снижаются в 3–4 раза. При магнитной обработке воды при температурах воды ниже 90 °С идет разложение карбонатной жесткости с образованием мелкодисперсного (до 70 % частиц имеют диаметр менее 0,5 мкм) карбоната кальция. Вода при этом остается прозрачной, карбонатного шлама нет и нет отложений на поверхностях нагрева даже при небольшой скорости воды. Эти свойства вода сохраняет только в течение суток, а затем ведет себя так, как если бы её не омагничивали, т. е. идет потеря магнитных свойств воды – релаксация. Поэтому при использовании метода в тепловых сетях, кроме омагничивания подпиточной воды, следует подмагничивать и воду, циркулирующую в системе. Для водогрейных котлов циркуляция практически одной и той же воды проходит в течение всего отопительного сезона (потери воды в системе не превышают 1–2 %). Происходит накопление в системе взвесей и особую роль приобретают шламовыводители. Иногда приходится спускать воду и промывать всю систему.

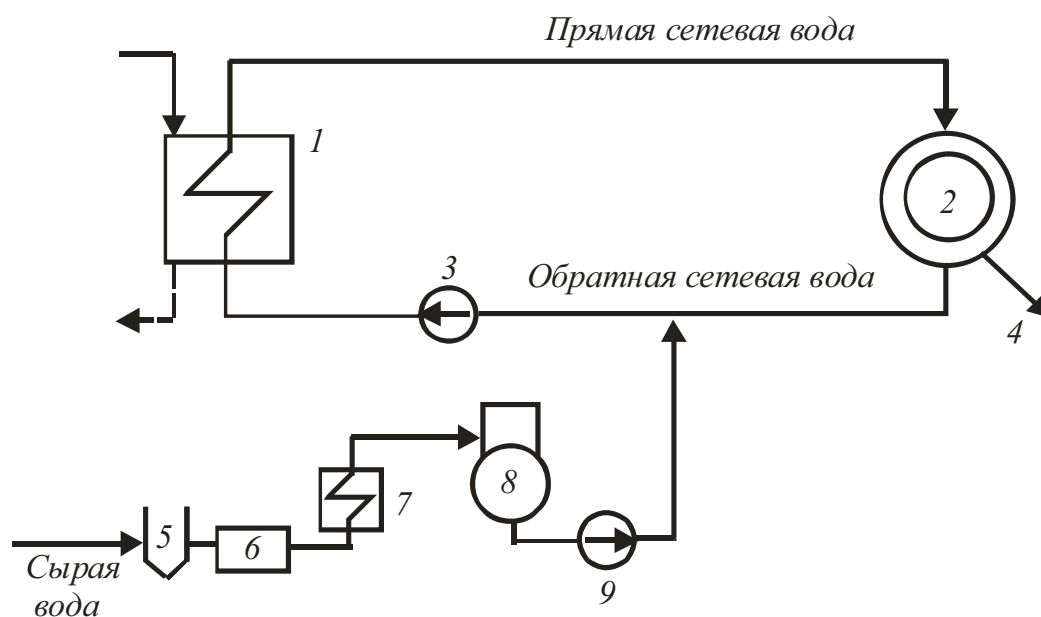


Рис. 3.13. Принципиальная схема включения МУ в линию подпитки открытой тепловой сети:

- 1 – сетевой подогреватель; 2 – тепловой потребитель; 3 – сетевой насос;
 4 – отпуск горячей воды; 5 – осветлитель; 6 – МУ; 7 – подогреватель;
 8 – деаэратор; 9 – подпиточный насос

Для бытового горячего водоснабжения при температурах ниже 70 °С, с омагничиванием всей подпиточной воды, при этом качество подпиточной воды должно соответствовать ГОСТ 2874–73 «Вода питьевая», а напряженность магнитного поля не должна превышать 2000 Э.

Особый интерес представляет подготовка воды для систем охлаждения конденсаторов паровых турбин (рис. 3.14).

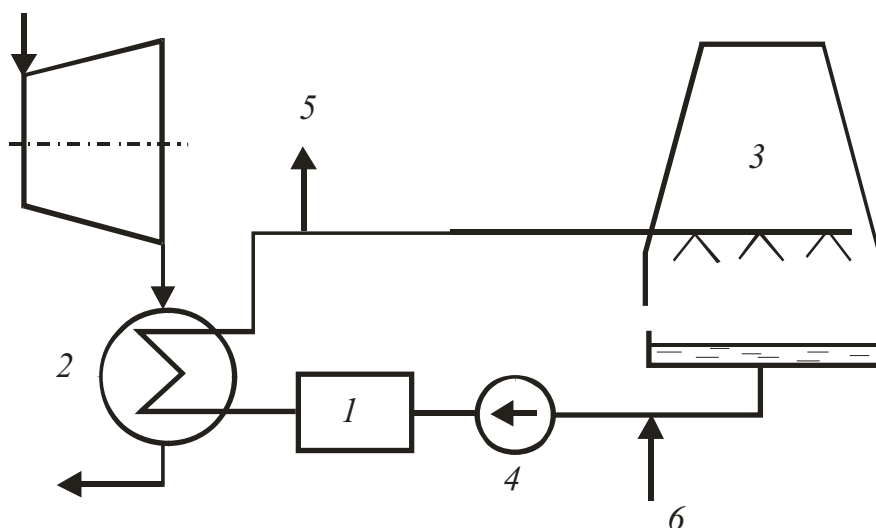


Рис. 3.14. Принципиальная схема включения МУ в обратную систему охлаждения конденсаторов:
 1 – МАГНУСТ; 2 – конденсатор; 3 – градирня; 4 – циркуляционный насос;
 5 – подача воды на ВПУ; 6 – свежая вода из источника на восполнения потерь

Низкотемпературное накипеобразование наблюдается при температурах выше 30 °С в связи с понижением растворимости солей жесткости и распадом бикарбонатов, который интенсивно протекает при температурах выше 40 °С. Обработке в целях предотвращения накипеобразования в системах охлаждения могут подвергаться практически все воды без ограничения солесодержания и жесткости. В том числе морская вода и пластовые воды с общей жесткостью 70 мг-экв/л и содержанием солей 15 г/л, если содержание в них железа не выше 0,2–0,3 мг/л. Процесс низкотемпературного накипеобразования протекает значительно медленнее, чем в паровых котлах и подогревателях. Поэтому результаты воздействия магнитных полей на воду начинают сказываться на тепловых характеристиках работы охлаждающей системы по истечении 20–40 дней.

Для эффективной эксплуатации магнитных установок необходимы следующие условия:

- максимальная температура воды не выше 80 °С;

- общая жесткость воды может быть от 1,5 до 20 мг-экв/л;
- возможно применение артезианской воды без деаэрации при содержании в ней кислорода O_2 не более 3 мг/л и сумме хлоридов и сульфатов не более 50 мг/л;
- содержание железа в артезианской воде допускается не более 0,3 мг/л.

При эксплуатации котлов можно с уверенностью применять магнитную обработку воды для обеспечения *безнакипного* режима при давлении порядка 16 атм и общей жесткости воды 20 мг-экв/л. Это способствует повышению экономичности работы котлов и всей энергетической установки в целом, а также:

- вследствие отсутствия накипи на нагревательных поверхностях можно достичь значительной экономии в расходе топлива;
- существенно сокращается количество промывок внутренних поверхностей котлов и расход реагентов;
- сокращается сброс промывочных сточных вод;
- при использовании магнитной обработки нет необходимости использовать антидепоны или реагенты докотловой и внутрикотловой химической обработки воды (поваренную соль, сульфуголь, фосфаты, нитраты и т. д.);
- увеличивается длительность эксплуатации питательных линий котлов при установке шламоудалителей;
- сокращается количество продувок, а стало быть, и тепловые потери с продувкой могут быть сведены к минимуму.

Контрольные вопросы

1. Укажите основные пути сокращения водопотребления и водоотведения в системах оборотного охлаждения.
2. Основные типы сточных вод и их краткая характеристика
3. Какие технологические сточные воды ТЭС подлежат нормированию?
4. Источники загрязнения воды нефтепродуктами.
5. Способы очистки вод, загрязненных нефтепродуктами.
6. Охарактеризуйте основные направления сокращения количества сточных вод при ионообменном обессоливании воды.
7. В чем основные преимущества термического обессоливания по сравнению с ионообменным?
8. Способы уменьшения регенерационных сточных вод и методы их очистки.

9. Какие ценные примеси содержат обмывочные сточные воды и как их выделить?
10. От чего зависит состав промывочных сточных вод?
11. Способы очистки промывочных сточных вод.
12. Что такое тепловое загрязнение водоемов и способы его предотвращения?
13. От чего зависит допустимая температура нагретых сточных вод?
14. Как можно полезно использовать сброс нагретой воды от ТЭС.
15. Приведите примеры способов безреагентной очистки сточных вод.
16. Образование и способы обработки шламовых вод.
17. Очистка и утилизация грунтовых вод.
18. Где на ТЭС может применяться магнитная обработка воды?
19. Каковы преимущества магнитной обработки воды?
20. Приведите примеры применения установок обратного осмоса УОО.

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИРОДООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ТЭС

4.1. Экономическое обоснование природоохранных мероприятий

Согласно концепции устойчивого развития взаимоотношений общества и окружающей природной среды, сложившейся в конце XX столетия, предусматриваются финансово-налоговые рычаги за используемые природные ресурсы. Наряду с платежами и штрафами за выбросы и сбросы предусматриваются затраты на мероприятия, предотвращающие ущерб, наносимый окружающей среде.

При внедрении природоохранных мероприятий, снижающих негативное воздействие вредных выбросов ТЭС и котельных на окружающую среду, обычно возникают трудности, связанные с несовершенством экономического обоснования их эффективности.

Ниже излагаются основные положения данного подхода с учетом некоторых упрощений и особенностей эксплуатации энергетических котлов [6]. Данная методика предназначена для инженерно-технических работников электростанций и энергосистем для определения экономической эффективности внедрения природоохранных мероприятий без привлечения дополнительного справочного материала.

Экономическое обоснование природоохранных мероприятий проводится сопоставлением экономических результатов от этих мероприятий (P) с затратами (Z), необходимыми для их осуществления, а также достигаемого чистого экономического эффекта (R).

Годовой экономический эффект R , $p./год$, от осуществления мероприятия рассчитывается по формуле

$$R = P - Z, \quad (4.1)$$

где P — экономический результат от реализации мероприятия, $p./год$;
 Z — приведенные затраты на реализацию мероприятия, $p./год$.

Приведенные затраты для природоохранных мероприятий определяются из выражения

$$З = Э + E_n K, \text{ р./год}, \quad (4.2)$$

где Э – эксплуатационные затраты, возникающие при использовании внедренного мероприятия, р./год; К – единовременные (капитальные) вложения на реализацию мероприятия, р.; $E_n = 0,12$ – нормативный коэффициент окупаемости капитальных вложений в природоохранные мероприятия, 1/год.

К эксплуатационным затратам (Э) природоохранных мероприятий относятся ежегодные затраты на основную и дополнительную заработную плату обслуживающему персоналу; планово предупредительный, текущий и капитальный ремонты; амортизационные отчисления на полное восстановление; энергетические расходы (теплота, электроэнергия); расходы на материалы и т. п., текущие затраты, связанные с осуществлением мероприятий, способствующих улучшению качественных характеристик воздушного бассейна, как относимые за счет основной деятельности, так и осуществляемые за счет ежегодных ассигнований из бюджета и других источников; затраты на оплату услуг, связанных с охраной окружающей среды.

Капитальные вложения (К) на охрану воздушного бассейна включают в себя: единовременные затраты на строительство (приобретение, монтаж, стоимость проектных и изыскательских работ) установок для улавливания и обезвреживания вредных веществ из отходящих газов от технологических агрегатов (котлов) и вентиляционного воздуха перед выбросом их в атмосферу; затраты на сооружение новых узлов, совершенствующих технологические процессы в целях снижения вредных выбросов в атмосферу и рассеивания вредных выбросов; затраты на контрольно-измерительную аппаратуру. Не относятся к капитальным вложениям в охрану воздушного бассейна затраты на строительство дымовых труб и газоходов, создание санитарно-защитных зон.

Экономический результат от внедрения природоохранного мероприятия в общем виде выражается величиной предотвращенного этим мероприятием годового экономического ущерба от загрязнения среды $\Delta У$ и прироста прибыли предприятия $\Delta П$.

$$P = \Delta У + \Delta П, \text{ р./год}, \quad (4.3)$$

где $\Delta У = У_1 - У_2$, р/год – предотвращенный экономический ущерб вследствие снижения загрязнения среды, обусловленного внедрением природоохранного мероприятия; $У_1$ – ущерб от загрязнения среды при

эксплуатации оборудования до внедрения мероприятия; Y_2 – то же после внедрения мероприятия; $\Delta\Pi$ – рост прибыли предприятия, который может быть за счет снижения себестоимости, увеличения объема производства, от реализации сырья или готовой продукции, полученных из уловленных отходов основного производства, снижения платежей за вредные выбросы.

$$\Delta\Pi = \Delta Д + \Delta Н, \quad (4.4)$$

$\Delta Д$ – дополнительные денежные поступления в результате использования новой технологии; $\Delta Н$ – снижение платежей за вредные выбросы.

Предотвращенный экономический ущерб от загрязнения атмосферы ($\Delta У$) может достигаться вследствие снижения массы выброса вредного вещества, вследствие изменения токсичности выбросов, либо того и другого вместе, а также изменения характера рассеивания выбросов при использовании природоохранного мероприятия. Поэтому следует определять отдельно ущерб от выбросов в атмосферу до (Y_1) и после (Y_2) внедрения мероприятия.

4.2. Экологический ущерб, причиненный выбросами в атмосферный воздух

Ущерб, причиняемый годовыми выбросами i -го вредного вещества при рассматриваемом состоянии источника, определяется по формуле [5, 6, 10]:

$$Y_i = \gamma \overline{M}_i \sigma f K, \text{ р./год}, \quad (4.5)$$

где $\gamma = 55,7$ – константа, определяющая стоимость тонны условного выброса (р./у. т) (в ценах 2001 г.); \overline{M}_i – условная масса годового выброса вредного вещества из источника, у. т/год; f – безразмерная поправка, учитывающая характер рассеивания примеси в атмосфере (табл. 4.1); σ – безразмерная величина относительной опасности загрязнения атмосферного воздуха (табл. 4.2); K – коэффициент инфляции.

Если зона активного загрязнения (ЗАЗ) неоднородна и состоит из территорий, которым соответствуют различные σ , то определяется усредненное значение $\sigma_{\text{ЗАЗ}}$ для всей зоны активного загрязнения по формуле:

$$\sigma_{\text{ЗАЗ}} = \sum_{j=1}^k \frac{S_j}{S_{\text{ЗАЗ}}} \sigma_j, \quad (4.6)$$

где $\sigma_{\text{ЗАЗ}}$ – общая площадь зоны активного загрязнения; S_j – часть зоны активного загрязнения, относящаяся к одному из типов территории, ука-

занных в табл. 4.2; σ_j – соответствующее ей табличное значение константы; k – число типов территорий, попавших в зону активного загрязнения.

Таблица 4.1

Значение коэффициента f в зависимости от высоты источника загрязнения (H) и среднегодового значения разности температур (Δt) в устье источника и окружающей атмосфере

$\Delta t, ^\circ\text{C}$	$H, \text{ м}$			
	До 20	20–100	101–300	Свыше 300
От 25 до 50	0,9/3,7	0,6/2,8	0,3/1,8	0,2/1,4
От 50 до 150	0,8/3,5	0,4/2,4	0,2/1,4	0,1/1,1
Свыше 150	0,7/3,3	0,4/2,2	0,1/1,2	0,1/0,9

Примечания.

- 1. Приведенные в числителе значения f следует принимать для газообразных примесей и легких мелкодисперсных частиц со скоростью оседания менее 1 см/с, а также частиц, выбрасываемых после пылеочисток с коэффициентом улавливания свыше 90 %.*
- 2. Приведенные в знаменателе значения f следует принимать для частиц, оседающих со скоростью от 1 до 20 см/с, и частиц, выбрасываемых после пылеочисток с коэффициентом улавливания 70–90 %; а также для частиц, образующихся при сжигании жидких и газообразных топлив, не сопровождающихся быстрой конденсацией аэрозолей.*
- 3. Независимо от значений H и Δt значение $f = 10$ принимается для частиц, оседающих со скоростью свыше 20 см/с либо выбрасываемых после очисток с коэффициентом улавливания ниже 70 %; для вредных примесей и частиц, выбрасываемых одновременно с парами воды, сопровождающихся быстрой конденсацией.*

Таблица 4.2

Показатель относительной опасности загрязнения атмосферного воздуха над территориями различных типов

Тип загрязняемой территории	Значение
Курорты, санатории, заповедники, заказники	10
Пригородные зоны отдыха, садовые и дачные участки, а также населенные пункты со средней плотностью населения свыше 300 чел/га	8
Территории промышленных предприятий, промузлов, включая защитные зоны, а также населенные пункты с плотностью населения ниже 50 чел/га	4
Территории лесов и сельскохозяйственных угодий	0,25–0,025

Для труб энергетических предприятий высотой $H \geq 10$ м площадь зоны активного загрязнения представляет собой кольцо, центром которого является источник выброса, и определяется из выражения:

$$S_{\text{зАз}} = 1244\varphi^2 H^2, \text{ м}^2, \quad (4.7)$$

где φ – поправка на тепловой подъем факела, рассчитываемая как

$$\varphi = 1 + \Delta t / 75, \quad (4.8)$$

Δt – среднегодовое значение разности температур в устье трубы $t_{\text{дг}}$ (обычно принимается, что $t_{\text{тр}} = t_{\text{дг}} - 10$ °С, где $t_{\text{дг}}$ – температура газов на выходе из котла) и в окружающей атмосфере на уровне устья t_e , °С (значения t_e для различных регионов приведены в табл. 4.3).

Таблица 4.3

*Среднегодовая температура окружающего воздуха t_e , °С,
разных регионов России*

Архангельск	+1,5	Новосибирск	+4,8
Астрахань	+9,2	Омск	-0,5
Барнаул	+1,0	Оренбург	+3,6
Владивосток	+2,8	Пенза	+3,9
Волгоград	+7,5	Пермь	+1,5
Воронеж	+5,3	Петрозаводск	+3,4
Вятка	+1,8	Ростов-на-Дону	+8,6
Екатеринбург	+1,0	Рязань	+3,9
Иваново	+2,8	Самара	+3,5
Иркутск	-1,7	Санкт-Петербург	+5,0
Казань	+2,8	Тверь	+3,4
Красноярск	+0,8	Томск	-0,6
Курск	+5,4	Тюмень	+1,0
Магнитогорск	+0,7	Ульяновск	+2,9
Москва	+5,0	Уфа	+2,6
Мурманск	+1,2	Хабаровск	-0,6
Нижний Новгород	+3,0	Челябинск	+1,7
Новороссийск	+13,2	Чита	-3,9

Приведенная условная масса годового выброса, у. т/год загрязняющих веществ в атмосферу из источника определяется по формуле:

$$\bar{M}_i = A_i M_i^{\text{год}}, \quad (4.9)$$

где $M_i^{\text{год}}$ – масса годового выброса i -го загрязняющего вещества, т/год; A_i – показатель относительной агрессивности условного выброса рассматриваемой i -й примеси, (у. т/т). Значение показателя относительной агрессивности веществ, выбрасываемых в атмосферу при сжигании органических топлив, приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Показатель относительной агрессивности A_i , у. т/т

Вещество	При количестве осадков	
	Свыше 400, мм/год	В остальных случаях
Оксид углерода	1	1
Сернистый газ (в пересчете на H_2SO_4)	49	49
Оксиды азота в пересчете на NO_2 (по массе)	41,1	41,1
3,4 – бенз(а)пирен	$12,6 \cdot 10^5$	$15 \cdot 10^5$
Сажа без примесей (пыль углерода без учета примесей)	41,5	49,8
Пентаоксид ванадия (пыль)	1225	1470
Зона углей:		
• донецких (АШ, Д, ГСШ), подмосковных;	70	84
• кузнецких, экибастузских, карагандинских;	80	96
• березовских, назаровских, ангренских, торфа	60	72
Твердые частицы, выбрасываемые при сжигании мазута и газа	200	240

4.3. Экологический ущерб от сбросов сточных вод в водоемы

Экономическая оценка годового ущерба от сброса загрязняющих примесей в водоемы $Y_{\text{вод}}$ зависит от категории водоема и участка сброса и определяется по формуле

$$Y = \gamma \sigma_k \sum_{i=1}^n \bar{M}_i, \text{ р./год}, \quad (4.10)$$

где $\gamma = 4670$ – стоимость условной тонны выброса, р./у. т (в ценах 1997 г.); σ_k – константа, зависящая от вида водохозяйственного участка (для сибирских рек приведена в табл. 4.6); n – число примесей, сбрасываемых в водоем; \bar{M}_i – приведенная масса годового сброса i -й примеси:

$$M_i = M_i A_i, \text{ у. т./год}, \quad (4.11)$$

где A_i – показатель относительной эколого-экономической опасности i -й примеси, у. т./т представлен в табл. 4.5; M_i – масса i -го вещества, поступающего со сточными водами в водоем

$$M_i = c_i q \tau_{\text{ст}} \cdot 10^{-6}, \text{ р./год}, \quad (4.12)$$

где c_i – ускоренная концентрация i -го вещества в сточных водах, г/м³; q – количество сбрасываемых сточных вод, м³/ч; $\tau_{\text{ст}}$ – число часов в году, в течение которого осуществлялся сброс i -го компонента, ч/год.

Концентрации i -го вещества c_i определяются по данным анализа сточных вод.

Таблица 4.5

Значения показателя A_i для некоторых веществ

Наименование i -го вещества	Значение A_i , у. т/т
Взвешенные вещества	0,5
БПК	0,033
Нефть	20
Азот общий	0,1
Сульфаты	0,002
Хлориды	0,003
Железо	2
Медь	100
Цинк	100

Предотвращенный экономический ущерб $\Delta У$ от внедрения природоохранных мероприятий составит:

$$\Delta У = \gamma \sigma_{\text{к}} \sum_{i=1}^n \overline{\Delta M}_i, \text{ р./год}, \quad (4.13)$$

где n – количество примесей, массовый выброс которых сократился; $\overline{\Delta M}_i$ – уменьшение приведенного массового выброса i -го загрязняющего вещества в результате внедренного мероприятия, г/м³.

Определение ущерба биоресурсам от загрязнений физическими факторами, ущерба от нарушения и загрязнения недр земли, а также социальный ущерб в данном пособии не рассматривается (см. [13, 28]).

Таблица 4.6

Значение константы σ_k для различных водохозяйственных участков

Наименование бассейнов, рек и створов	σ_k	
Бассейн Балтийского моря	Ленинградская обл.	1,51
	Новгородская область	1,14
	Тверская область	1,08
Бассейн Черного моря	Смоленская область	1,33
Бассейн Каспийского моря	Татарстан	1,35
	Волгоградская область	1,32
	г. Москва	1,41
	Челябинская область	1,1
	Свердловская область	1,18
	Челябинская область	1,13
	Алтайский край	1,04
	Кемеровская область	1,16
	Новосибирская область	1,1
	Омская область	1,18
	Томская область	1,03
	Тюменская область	1,04
	Красноярский край	1,03
Ангаро-Енисейский бассейн	Красноярский край	1,17
	Иркутская область	1,36
	Республика Бурятия	1,36
	Республика Тыва	1,02
Бассейн р. Амур	Приморский край	1,04
	Хабаровский край	1,02

4.4. Система платежей за загрязнение окружающей среды

Плата за выбросы (сбросы, размещение отходов) загрязняющих веществ в окружающую природную среду является формой компенсации ущерба, наносимого загрязнением окружающей природной среде, и состоит из платы за выбросы (сбросы, размещение отходов) в пределах установленных лимитов и платы за сверхлимитное загрязнение [42, 43, 13, 10].

Масса (выбросов) сбросов загрязняющих веществ подразделяется на следующие три категории:

- предельно допустимые выбросы (сбросы) (ПДВ, ПДС);
- временно согласованные выбросы (сбросы) (ВСВ, ВСС);

- сверхлимитные выбросы (сбросы) – превышение временно согласованных или отсутствие утвержденных ВСВ и ВСС.

При объеме выбросов (сбросов) за год меньше ПДВ (ПДС) ставка платы C_1 , р./т, самая низкая, в пределах установленных лимитов выбросов ставка платы за выброс (сброс) 1 т загрязняющего вещества выше в 5 раз, а при сверхлимитных плата за выброс (сброс) загрязняющего вещества увеличивается в 5 раз.

Ставка платы C_1 определяется как

$$C_1 = H_6 K_3 K_n, \quad (4.14)$$

где H_6 – базовый норматив платы за выброс (сброс) 1 т загрязняющего вещества в размерах, не превышающих ПДВ (ПДС) или ВСВ (ВСС), р./т; (табл. 4.7). Из табл. 4.7 видно, что превышение ПДС загрязняющих веществ ведет примерно к пятикратному увеличению платы за сброс конкретного вещества; K_3 – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости атмосферного воздуха, водных объектов и почвы в данном регионе; K_n – коэффициент индексации.

Коэффициент экологической ситуации и значимости состояния атмосферного воздуха и почвы учитывает особенности, связанные с неодинаковыми экологическими и экономическими условиями регионов, и устанавливаются органами исполнительной власти субъектов Федерации. Коэффициент K_3 для Центрального экономического региона РФ равен 1,9, для Западной Сибири он принимается равным 1,2.

Кроме того, вводится дополнительный коэффициент 1,2 при выбросе загрязняющих веществ в атмосферный воздух городов.

Коэффициент индексации K_n устанавливается на федеральном уровне каждый год. Так, в 2000 г. $K_n = 80$, а в 2001 г. $K_n = 94$.

Годовая плата за выбросы (сбросы) i -го загрязняющего вещества определяется: если $M_i < ПДВ_i$

$$П_i = C_1 M_i, \quad (4.15)$$

где M_i – годовой объем выбросов (сбросов) загрязняющего вещества, т/год:

- если $M_i < ПДВ_i$, то

$$П_i = C_1 ПДВ_i + 5C_1 (M_i - ПДВ_i); \quad (4.16)$$

- если $M_i < ВСВ_i$, то

$$П_i = C_1 ПДВ_i + 5C_1 (ВСВ_i - ПДВ_i) + 25C_1 (M_i - ВСВ_i). \quad (4.17)$$

Таблица 4.7

*Базовые нормативы платы, р./т, за выброс (сброс)
загрязняющих веществ (данные 2006 г.)*

Наименование загрязняющего вещества	Плата за выбросы (сбросы) в пределах ПДВ (ПДС)	Плата за выбросы (сбросы) в пределах установленных лимитов ВСВ (ВСС)
<i>Выбросы (сбросы) в атмосферу от стационарных источников</i>		
Азота диоксид	52	260
Азота оксид	35	175
Ангидрид сернистый (диоксид серы)	21	105
Ванадия пятиокись	1025	5125
Зола каменных углей	7(103)	35(105)
Зола сланцевая	21	105
Сажа	80	400
Углерода оксид	0,6	3
<i>Выбросы (сбросы) в поверхностные и подземные водные объекты</i>		
Азот нитратный	245	1225
БПК	91	455
Взвешенные вещества	366	1830
Железо общее	2755	13775
Кальций Ca ²⁺	1,2	6
Магний Mg ²⁺	6,9	34,5
Натрий Na ⁺	2,5	12,5
Никель Ni ²⁺	27548	137740
Нефтепродукты	5510	27550
Сухой остаток	0,2	1
Сульфат-анион	2,8	14
Фосфаты по Р	1378	6890
Хлорид-ион	0,9	4,5

Сумма платы за выбросы (сбросы), не превышающие лимиты, включается в себестоимость продукции. Платы за сверхлимитные выбросы берутся из прибыли предприятия.

В настоящее время имеются базовые нормативы платы на единицу массы (р./т) по 214 веществам, загрязняющим воздух, и 198 ингредиентам, сбрасываемым в водные объекты.

Контрольные вопросы

1. Что такое зона активного загрязнения ТЭС и как её определить?
2. Как определить экономический ущерб от вредных выбросов в атмосферу?
3. Что такое предотвращенный экономический ущерб и от чего он зависит?
4. Как оценивается плата за выброс при превышении ВСВ?
5. Как определить экономический ущерб от выбросов, если загрязнению подвергаются территории различных категорий?
6. Как оценить экономический ущерб загрязнения водоемов?
7. Как влияет экономичность режима работы турбинной установки на массовый выброс вредных веществ?
8. Какое топливо считается самым экологически чистым и почему?
9. Для чего вводится в расчет платежей коэффициент экологической ситуации?
10. Каким образом платежи за выбросы вредных веществ стимулируют природоохранную деятельность ТЭС?
11. Что такое приведенная масса выброса и где она учитывается?

5. ЗАРУБЕЖНЫЕ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ПРОГРАММЫ В ОБЛАСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫХ УГОЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

5.1. Зарубежные программы

Увеличение в энергетике всего мира доли угля в топливно-энергетическом балансе обостряет проблему экологической безопасности и вызывает необходимость разработки и внедрения «чистых» угольных технологий. Большая работа в области экологически чистых технологий в энергетике проводится в США, Японии, Германии и некоторых других странах Западной Европы. Эти страны в качестве основного топлива на ТЭС сжигают уголь. Энергетика США использует 85 % добываемого в стране угля. На угле производится 54 % электроэнергии, поэтому основное внимание уделяется разработкам экологически чистых угольных технологий.

Энергетическое топливо в технологическом процессе ТЭС проходит в три этапа и на каждом этапе возможны экологически чистые технологии:

- *Предтопочные.* Сера и другие минеральные включения в угле отделяются до того, как он попадает в котел.
- *Топочные.* Вредные выбросы внутри предтопка или котла разлагаются или связываются в процессе горения угля.
- *Послетопочные.* Отходящие газы котла очищаются в газоходах, ведущих к дымовой трубе, или в усовершенствованных вариантах современных газоочистных систем.

Предтопочная очистка топлива. В настоящее время в США обогащается около 40 % угля, используемого для энергетических котлов. В основном обогащению подвергаются битуминозные угли Востока и Среднего Запада США на более чем 500 углеобогатительных фабриках. По оценке Института электроэнергетических исследований более широкое использование процессов обогащения и очистки угля могло бы в целом по стране снизить общую эмиссию SO₂ на 10 %.

Традиционно работы по улучшению предтопочной очистки топлива идут по двум главным направлениям: физическая очистка и химическая очистка.

Для отделения органической серы, которая химически связана с углеродом, используются также химические и биологические методы.

Одной из многообещающих химических технологий является обработка горячими химическими реагентами на основе соды или поташа с извлечением серы и минеральных примесей.

Новый метод – биологическая очистка. Определены естественно существующие бактерии и грибки, которые могут десульфуривать уголь.

Химическая или биологическая угольная очистка позволяет отделять до 90 % общей серы и 99 % золы угля.

Сжигание угля. В 60-х и 70-х годах начались работы по совершенствованию процесса сжигания угля. В результате были созданы топочные устройства с кипящим слоем и предтопки с жидким шлакоудалением. В Европе и Соединенных Штатах около 300 установок атмосферного кипящего слоя обеспечивают теплом промышленные процессы.

Благодаря частным разработкам и Программе чистой угольной технологии создаются котлы с кипящим слоем для блоков мощностью до 350 МВт. Установки с кипящим слоем находятся в настоящее время в эксплуатации в Колорадо, Миннесоте и Теннесси.

Разрабатываются установки *пузырькового (барботажного) и циркулирующего кипящего слоя при атмосферном и избыточном давлениях*. Топки с ЦКС под давлением используются в парогазовом цикле, что обеспечивает повышение эффективности производства электроэнергии до величины 40–42 %.

Значительная часть новых топочных технологий основана на концепции *циклонного предтопка*. Его преимуществом является то, что зола удаляется в самом предтопке и не поступает в основную топочную камеру. Наличие высокой температуры, требуемой для плавления золы, приводит к созданию неприемлемых величин NO_x . Результаты исследований показывают, что путем ступенчатого сжигания угля в самом предтопке количество NO_x может быть снижено на 50...70 %. Вводом известняка в камеру предтопка можно также снизить выбросы SO_2 на величину от 50 до 90 %.

Многие перспективные предтопки, испытываемые в Программе чистых угольных технологий, применимы на мазутных котлах.

Установки подавления оксидов азота. Около 25 % оксидов азота, выбрасываемых в целом по США, приходится на долю электростанций.

Для снижения образования оксидов азота значительное внимание уделяется применению специальных горелок и ступенчатому сжиганию топлива. Горелки препятствуют превращению азота в оксиды посредством регулируемого смещения топлива и воздуха в зоне горения. При поддержании в первичной зоне горения дефицита кислорода образование NO_x может быть снижено на 30–50 %

В настоящее время большинство котлостроительных фирм в мире оснащают свои котлы горелками с низким выходом NO_x (Low NO_x).

Вариантом управления образованием NO_x , испытанным в программе чистой угольной технологии, является нетрадиционное применение природного газа. Небольшое количество природного газа (10–20 %) вводится выше основной зоны горения для того, чтобы образовать зону дефицита окисления. Выбросы NO_x при этой системе сжигания ожидаются на 40 % меньше, чем при сжигании только угля.

Капитальные затраты на внедрение нетрадиционного применения природного газа на котле блока 500 МВт оцениваются в среднем 12 долл/кВт (от 5 до 30 долл/кВт) и сравнимы с затратами на горелки с низким выходом NO_x . Промышленное опробование замещения части угля природным газом проверено на 50 угольных электростанциях США.

Очистка отходящих газов

В США полномасштабный *мокроизвестняковый* скруббер начал действовать после 1967 г. на угольной электростанции, принадлежащей электроэнергетическому объединению в Миссури.

Ранее мокроизвестняковые срубберы поражались коррозией и забивались. После того как технология была отработана, проблемы эксплуатации исчезли. Тем не менее, и сегодня примерно 90 % скрубберов в США порождают дорогую и сложную проблему, связанную с утилизацией отходов и большими расходами воды.

Мокро-сухие системы сероочистки целесообразны для технического перевооружения старых электростанций на малосернистом угле, которые не располагают достаточными площадями. Новые скрубберные системы имеют ряд преимуществ, среди которых: регенерация сероабсорбирующих химических компонентов, удаление как SO_2 , так и NO_x , производство не опасных для окружающей среды сухих отходов.

Новый процесс СТ-121 объединяет все необходимые ступени для очистки от SO_2 : абсорбцию, окисление, нейтрализацию и кристаллизацию внутри единственного сосуда струйно-барботажного типа, где уходящие газы барботируют через слой абсорбента. Первая промышленная установка такого типа работает в Иллинойском университете на пылеугольном котле.

Другие решения связаны с использованием новых химических абсорбентов. Одна из технологий использует *оксид меди*, который в реакции с SO_2 превращается в сульфат меди, последний, в свою очередь, превращает NO_x в азот в присутствии аммиака.

В настоящее время наиболее отработана схема селективного *каталитического разложения оксидов азота*, однако возникают проблемы ее применения для высокосернистых углей. Те же катализаторы, помогающие разрушить NO_x , способствуют переходу SO_2 в SO_3 , который, в свою очередь, соединяется с аммиаком и формирует твердые и жидкие сульфаты, вызывающие коррозию и забивание поверхностей нагрева по ходу газов.

Большие надежды возлагаются на *радиационно-химическую* очистку с использованием электронного пучка.

Применение технологий по подавлению образования NO_x и глубокой десульфуризации дымовых газов позволяет осуществить отвод дымовых газов без дополнительного подогрева через градирни. Отказ от дымовых труб и газового теплообменника снижает инвестиционные и эксплуатационные затраты и сокращает расход электроэнергии на собственные нужды.

Переработка (конверсия) угля. В большинстве технологий уголь вначале превращается в газообразное топливо, в других установках из угля получают жидкие формы или комбинацию газообразных, жидких и твердых продуктов.

Система *комбинированного цикла на основе газификации* находится в числе экологически наиболее чистых технологий.

Первой установкой такого типа в США была ТЭС Кул Вотер мощностью 120 МВт при стоимости 263 млн долл. Установка была пущена и освоена в рекордно короткие сроки и с 1984 г. находится в работе. В Программе чистой угольной технологии в отличие от ТЭС Кул Вотер используются методы очистки горячего газа, получаемого в газификаторе. При этом сера и другие включения удаляются при естественной температуре синтезируемого газа.

По одной из таких технологий горячий угольный газ пропускается через слой частиц феррита цинка. Феррит цинка может абсорбировать сернистые загрязнения при температурах выше 1000 °С, после чего регенерируется для повторного использования. При регенерации производится товарная сера. Установка регенерации в состоянии уловить более чем 99,9 % серы.

Обращение к газификации угля сегодня диктуется не столько необходимостью производить замещение нефти или газа, сколько проблемой создания чистых и эффективных процессов генерирования электроэнергии. Технология называется «интегрированный газификационный комбинированный цикл».

Программа предусматривает развитие работ по получению из угля более чистых видов топлива. Накопленный опыт позволяет реализовать две схемы: получение газа и кокса, а также жидких фракций и газа. Планируется и *подземная газификация угля*, что может быть особенно эффективно для угольных пластов, которые не пригодны для добычи.

Перспективным методом получения энергии из угля считается применение *топливных элементов*. Наиболее отработанные технологии – это получение при газификации угля топливных элементов на основе фосфорной кислоты и водорода. В стадии разработки – топливный элемент на основе расплавленного карбоната (углерода), при изготовлении которого в качестве электролита использует высокотемпературную смесь лития и карбоната поташа. Новейшим типом является топливный элемент на базе твердого окислителя. В нем применяются твердые керамические материалы вместо жидкого электролита.

Принятая в США федеральная программа «Clean Coal Technology Demonstration Program» – демонстрационная программа по чистым угольным технологиям (ССТ) и новая программа «Combustion 2000» предполагают создать технологическую базу угольной энергетики ближайшего будущего, основой которой являются:

- парогазовые установки комбинированного цикла (ПГУ) с внутрицикловой газификацией угля и новейшими газовыми турбинами;
- высокотемпературная очистка генераторного газа из угля от токсичных компонентов;
- сжигание угля в кипящем слое (ЦКС) под давлением.

Процессы отличаются экономичностью, степенью проработки и стадией освоения, а также удельными затратами, количеством обслуживающего персонала и используемой площадью.

Благодаря применению относительно недорогих жаростойких перлитных сталей, реализуются и традиционные угольные ТЭС с испарительными градирнями, имеющие КПД нетто примерно 47 %. Начальные параметры пара для них составляют 30 МПа, 600 °С; температура промежуточного перегрева также равна 600 °С.

Краткие сведения о технологиях программы ССТ США приведены в Приложении табл. 11.

5.2. Отечественные программы

Основными направлениями технической политики в области экологии электроэнергетики на период до 2030 г. для ТЭС:

- Демонтаж котельных установок с пониженными параметрами (9 МПа/510 °С и 2,9 МПа/420 °С) и сданных в эксплуатацию еще в 50-е годы прошлого века.
- Для котлов, которые еще длительное время будут работать на твердом и газомазутном топливе предлагается набор мероприятий для снижения вредных выбросов в атмосферу, приведенный в табл. 5.1. Перечисленные мероприятия в большинстве могут быть реализованы ремонтными компаниями за счет некоторого увеличения стоимости и сроков проведения капитального ремонта. Для этой же группы оборудования (пылеугольные котлы на параметры пара 13,8 МПа со сроком остаточной эксплуатации более 10 лет) необходимо реализовать малозатратные мероприятия по повышению эффективности золоулавливания и (в случае сжигания высокосернистых углей) упрощенные схемы сероочистки.
- Для высокоэкономичных блоков 300–800 МВт на канско-ачинских углях для снижения образования оксидов азота целесообразно использовать оправдавший себя на многих действующих котлах (П-67, БКЗ-500-140) принцип низкотемпературного сжигания.
- При использовании на блоках 300–500 МВт каменных углей Кузнецкого бассейна для уменьшения образования NO_x , необходимо применять малотоксичные горелки и ступенчатое сжигание топлива. Сочетание этих мероприятий способно обеспечить концентрацию NO_x менее 350 мг/м³ и удовлетворить нормы на вновь вводимое оборудование ТЭС.
- При сжигании малореакционных топлив (АШ и кузнецкий тощий) в котлах с жидким шлакоудалением, при наличии на электростанциях природного газа целесообразно организовывать трехступенчатое сжигание с восстановлением NO_x в верхней части топки (ребенинг-процесс).

Для объектов электроэнергетики согласно выше указанной концепции к 2015 г. целевые показатели приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

№ п/п	Существующее оборудование	Замещающее оборудование	Показатели технического уровня, мг/м ³			Расход охлаждающей воды, м ³ /МВт
			азота	серы	зола	
Конденсационное оборудование. Топливо – природный газ						
1	К-300-23,5 МПа	ПГУ	50	–	–	50
2	К-200-12,8 МПа	ПГУ	50	–	–	52
3	Оборудование 8,8 МПа и ниже	ПГУ на сущ. площадке и в энергосистеме	50	–	–	50–55
Конденсационное оборудование. Топливо – уголь						
4	К-500-23,5 МПа	Энергоблок 565–600 °С и 23,5–30 МПа	<500	<400	<100	100
5	К-300-23,5 МПа	Энергоблок 565–600 °С и 23,5–30 МПа	<500	<500	<500	110
		Мэн котел с ЦКС	<350	<500	<500	110
6	К-200-12,8 МПа	Энергоблок с 565 °С	<500	<400	<100	120
		Мэн котел с ЦКС	<350	<400	<100	120
		Замещающий блок 300–600 МВт	<500	<400	<100	100
7	К-150-12,8 МПа	Замещающий блок 300–600 МВт	<350	<400	<100	100
Теплофикационное оборудование. Топливо – природный газ						
8	ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа	Теплофикационные ПГУ	50	–	–	50
9	ТЭЦ с параметрами пара 8,8 МПа	Теплофикационные ПГУ	50	–	–	50
Теплофикационное оборудование. Топливо – уголь						
	ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа и ниже	Модернизируемое оборудование	<450	<400	<100	120–140
		Модернизируемое оборудование котел с ЦКС	<350	<400	<100	120–140

Удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу для действующего оборудования должны быть на уровне:

- оксидов азота – 3,0 кг/т у.т.;

- *твердых частиц* – 9,5 кг/т у.т.;
- *оксидов серы* – 14,5 кг/т у.т.

Сокращение выбросов парниковых газов за счет энергосберегающих технологий на 2–3 млн тонн в год.

В табл. 5.2 приведены прогнозируемые экологические показатели для вновь сооружаемых угольных блоков ТЭС России до 2030 г. Для их достижения необходимо совершенствовать известные в настоящее время газоочистные технологии и создавать новые, более эффективные.

Таблица 5.2

*Прогнозируемые экологические показатели для вновь сооружаемых угольных блоков ТЭС России**

Показатели	2010 г.	2020 г.	2030 г.
Степень улавливания SO ₂ , %	30–50	80–90	95–98
Концентрация оксидов азота (O ₂ = 6 %), мг/м ³	200–600	200–400	50–100
Твердые частицы, мг/м ³	50–80	20–30; ограничение по содержанию частиц размером менее 10 мкм	5–10; ограничение по содержанию частиц размером менее 2,5 мкм
Степень улавливания ртути** (тяжелых металлов), %	–	50–60	>90
Использование золошлаковых отходов, %	15	30–50	60–80

* *в зависимости от качества топлива*

** *требует дополнительного нормативного обеспечения*

Угольные энергоблоки придется оснащать полным набором природоохранного оборудования, включая очистку дымовых газов от твердых частиц, оксидов серы (SO₂) и оксидов азота (NO_x).

В качестве золоуловителей на новых котлах предполагается использовать в основном электрофильтры, способные обеспечить требуемые нормы по допустимым выбросам в атмосферу.

Дополнительный эффект на кузнецких и экибастузских углях может быть получен при снижении температуры и кондиционировании дымовых газов. Прогноз использования этих технологий до 2030 г. приведен в табл. 5.3.

Таблица 5.3

*Перспективные технологии по снижению выбросов
загрязняющих веществ в атмосферу от ТЭС*

Наименование загрязняющих веществ	до 2020 г.	до 2030 г.
<i>Технология, её эффективность</i>		
<i>Технологические методы</i>		
Оксиды азота	для котлов на угле – 40–60 %; для ПГУ – 20–30 мг/м ³	для котлов на угле – 50–70 %; для ПГУ – 10–15 мг/м ³
	СНКВ-М – 50–80 %	СКВ – 90–95 %
	СКВ – 80–90 %	
Оксиды серы	<i>Малосернистые топлива</i>	
	Мокрая известняковая (известковая) технология $\eta_{\text{SO}_2} = 80\text{--}90\%$	Мокрая известняковая (известковая) технология $\eta_{\text{SO}_2} = 90\text{--}95\%$
	<i>Сернистые топлива</i>	
	Мокрые (известняковая, аммиачно-сульфатная, сульфатно-магниева)	
	$\eta_{\text{SO}_2} = 95\text{--}98\%$	$\eta_{\text{SO}_2} \geq 99\%$
	Мокро-сухая с ЦКС $\eta_{\text{SO}_2} = 90\text{--}95\%$	Аммиачно-циклическая технология $\eta_{\text{SO}_2} = 99\%$ Мокрые технологии с новыми эффективными сорбентами $\eta_{\text{SO}_2} = 99\%$
Зольные частицы	Электрофильтры $\eta_{\text{SO}_2} = 98\text{--}99\%$	Электрофильтры $\eta_{\text{SO}_2} \geq 99,5\%$
	Рукавные фильтры $\eta_{\text{SO}_2} = 98\text{--}99\%$	Мокрые электрофильтры $\eta_{\text{SO}_2} \geq 99,5\%$
	Комбинированные сухие аппараты (электрофильтр+ тканевый фильтр) $\eta_{\text{SO}_2} \geq 99\%$	Сухие гибридные аппараты $\eta_{\text{SO}_2} \geq 99,5\%$ Комплексная очистка в мокрых ЭФ с импульсным электропитанием
Ртуть (тяжелые металлы)	Ввод сорбентов (активированный уголь и др.) перед электрофильтром $\eta_{\text{SO}_2} = 50\text{--}60\%$	Ввод галогеносодержащих сорбентов в газовый тракт + сероочистка

На ТЭС должны также предусматриваться технологические решения (см. табл. 5.4), обеспечивающие достижение ПДК основных за-

грязнителей и снижение количества загрязненных стоков в водные бассейны, в частности, от химических промывок оборудования, нефтесодержащих вод, сточных вод систем гидрозоло- и шлакоудаления и водоподготовительных установок.

Таблица 5.4

Мероприятия по снижению загрязненных стоков ТЭС

Потоки сточных вод	Основные загрязнители и их ПДК для водоемов рыбохозяйственной категории, мг/л	Мероприятия по снижению загрязненных стоков
Нефтесодержащие стоки	Нефтепродукты – 0,05	Замкнутый контур маслоохладителей, нефтеловушки, повышение качества ремонта теплообменных аппаратов, локальные очистные сооружения очистки нефтесодержащих стоков, а также поверхностного стока с территории предприятия
Продувочные воды оборотных систем охлаждения	Медь – 0,1; хлориды – 300; сульфаты – 100	Использование комплексонов. Повторное использование
Минерализованные сточные воды водоподготовительных установок	Хлориды – 300; сульфаты – 100; рН – 6,5–8,5	Модернизация систем химического обессоливания, применение технологий обратного осмоса и термодистилляции, использование комплексонов
Обмывочные воды	Ванадий – 0,001; никель – 0,01	Сооружение установок по извлечению и исключению сброса
Сточные воды химических промывок оборудования	Железо – 0,1; медь – 0,001; гидразин – 0,00025; рН – 6,5–8,5	Сброс в систему гидрозолоудаления, применение пароводокислородной, парохимической технологий очисток оборудования, консервация оборудования
Сточные воды системы гидрозолоудаления	Фтор – прирост 0,05, не выше 0,75; мышьяк – 0,05; взвешенные вещества – прирост 0,25–0,75; рН – 6,5–8,5	Сооружение оборотных систем гидрозолоудаления. Сухое золоудаление с последующей реализацией золы
Продувочные воды осветлителей	Взвешенные вещества – прирост 0,25–0,75; рН – 6,5–8,5	Утилизация шламовых вод, применение мембранных технологий

По водоподготовке прогресс достигается переходом на экологически совершенные мембранные технологии и термообессоливающие в условиях вакуума, применение которых позволяет безреагентно на 95 % решить проблему солевых стоков ТЭС и в значительной мере упростить проблему сточных вод ТЭС в целом.

При выполнении этой задачи необходимо за счёт внедрения новых технологий обеспечить по сравнению с 2004 годом:

- *снижение удельного объема использования свежей воды на 21 %;*
- *снижение удельного объема безвозвратных потерь на 14 %;*
- *снижение удельного объема сброса загрязненных сточных вод в водные объекты общего пользования на 20 %.*

Ведущими отечественными проектными организациями разработаны проекты 9-ти экологически безопасных ТЭС. Проекты с разной степенью готовности реализуются, что в перспективе позволит создать современные, конкурентоспособные, экологически чистые тепловые электростанции.

На канско-ачинском угле разработаны следующие два варианта Березовской ГРЭС-2:

- мощностью 6,4 ГВт с энергоблоками единичной мощности 800 МВт, оснащенных котлами с уменьшенными габаритами с предварительным подогревом угольной пыли и трехступенчатым сжиганием топлива, с установкой закрытых угольных складов и рукавными тканевыми золоуловителями;
- мощностью 5,0 ГВт с восьмью ПГУ на основе внутрицикловой газификации, с использованием в каждом энергоблоке двух газовых турбин типа ГТЭ-200-1250, котлов утилизаторов и паровой турбины К-225-130.

На кузнецком угле разработаны два варианта ТЭЦ:

- мощностью 1200 МВт на базе котлов с ЦКС производительностью 670 т/ч и турбинами Т-180/210-130;
- мощностью 1250 МВт с ПГУ-300 с внутрицикловой газификацией и высоконапорным парогенератором производительностью 650 т/ч и ГТУ мощностью 115 МВт.

На донецком АШ ухудшенного качества два варианта Ростовской ГРЭС:

- мощностью 2,4 ГВт с котлами ЦКС и восьмью энергоблоками единичной мощностью 300 МВт и электрофильтрами со знакопеременным напряжением;

- мощностью 2,4 ГВт с высокотемпературным сжиганием АШ в предтопках ЭНИН с жидким шлакоудалением и энергоблоками мощностью 300 МВт.
- мощностью 2,4 ГВт на базе котлов для сжигания АШ в шлаковом расплаве и энергоблоками мощностью 300 МВт.
На экибастузском угле два варианта Экибастузской ГРЭС-3:
- мощностью 4 ГВт с энергоблоками 500 МВт, оснащенных котлоагрегатами типа П-57Р с тангенциальной топкой, с мокроизвестняковой сероочисткой и каталитическим восстановлением окислов азота и зернистыми роторными фильтрами;
- мощностью 4 ГВт с аэрофонтанными предтопками для предварительной газификации топлива.

Для дальнейшей проработки были приняты проекты нескольких опытно-промышленных установок (ОПУ): ПГУ с газификацией канско-ачинского угля на Красноярской ГРЭС-2; ОПУ для сжигания донецких АШ ухудшенного качества в шлаковом расплаве на базе действующего котла Несветай ГРЭС «Ростовэнерго».

Ниже рассмотрены принципиальные схемы некоторых проектов ТЭС. Приведенная на рис. 5.1 схема системы подогрева угольной пыли перед сжиганием предложена для сжигания канско-ачинских углей.

Сырой уголь из бункера 1 поступает в газовую сушилку 2, в которой подсушивается уходящими газами, имеющими температуру 160 °С. Подсушенное топливо питателем 3 подается в мельницу 4, куда поступает часть подогретого воздуха и дымовые газы с температурой смеси 215 °С. Другая часть воздуха подается в горелки 7. После мельницы аэросмесь поступает в пылеконцентратор 5, из которого небольшая часть потока мелкодисперсной пыли (при температуре 100 °С) направляется непосредственно к горелкам, а основной поток пыли – в пылеподогреватель 6. Здесь пылевой поток нагревается до 650 °С благодаря забору некоторого количества дымовых газов из верхней части топки.

Затем пыль поступает к многоярусным горелкам 7, в которых осуществляется ступенчатое сжигание угля при температуре не выше 1350 °С с пониженным коэффициентом избытка воздуха ($\alpha_t = 1,12$). Это способствует выделению молекулярного азота N_2 . Оставшийся в коксе азот при умеренных температурах в нижней части топки практически не образует оксидов азота, поэтому их концентрация в газах на выходе из котла не выше 200 мг/м³.

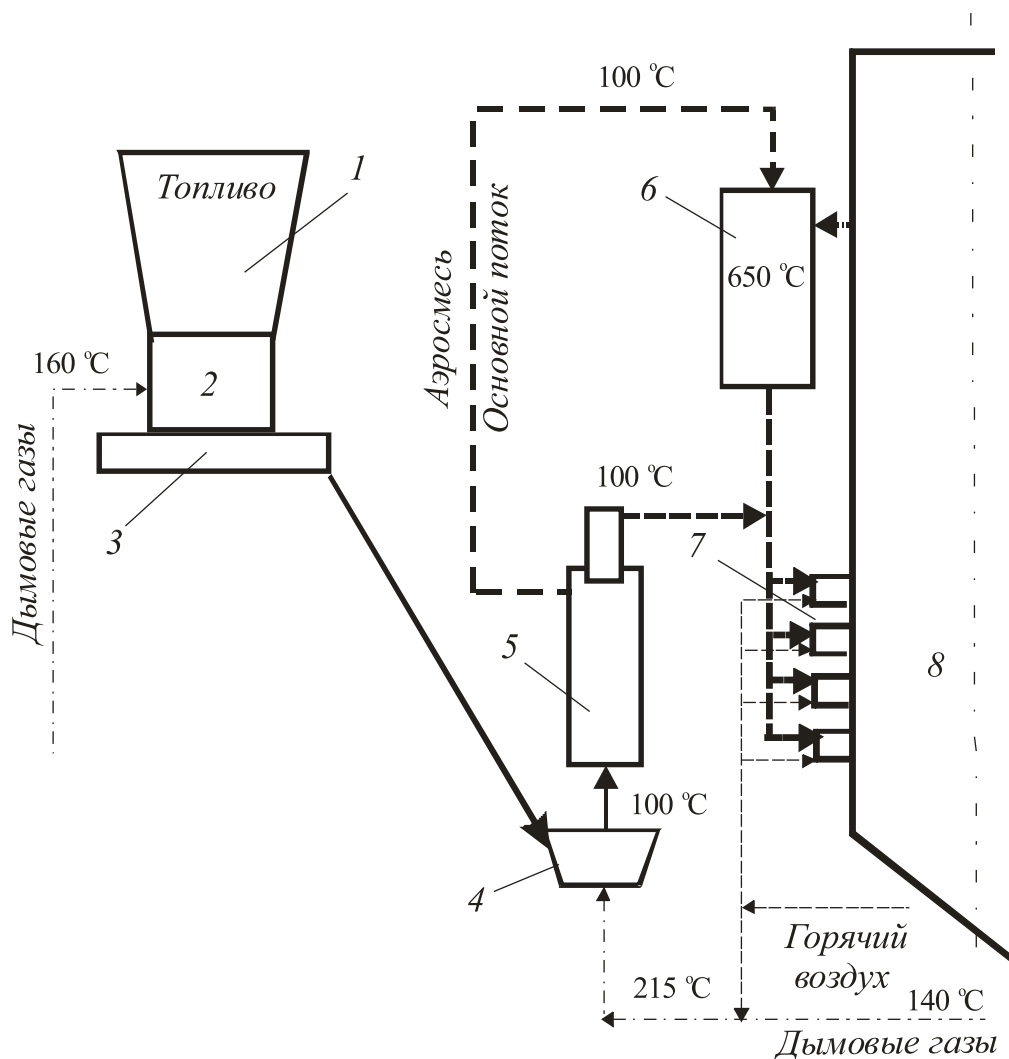


Рис. 5.1. Схема системы пылеприготовления с установкой высокотемпературного подогрева угольной пыли:
 1 – бункер сырого угля; 2 – газовая сушилка; 3 – питатель сырого угля;
 4 – мельница-вентилятор; 5 – пылеконцентратор; 6 – пылеподогреватель;
 7 – горелки; 8 – топка

В минеральной части топлива содержится большое количество оксида кальция CaO , значительная часть которого после сгорания топлива остается в свободном виде и до 50 % связывается SO_2 в уходящих газах. Далее дымовые газы очищаются в рукавных тканевых фильтрах. Концентрация SO_2 в дымовых газах после фильтрации не превышает 300 мг/м^3 , золы 50 мг/м^3 , что соответствует нормативам на выбросы.

Парогазовая установка с *внутрицикловой газификацией* угля на кислородном дутье разработана для мощных энергоблоков тепловых станций КАТЭК. На рис. 5.2 приведена принципиальная схема такой установки.

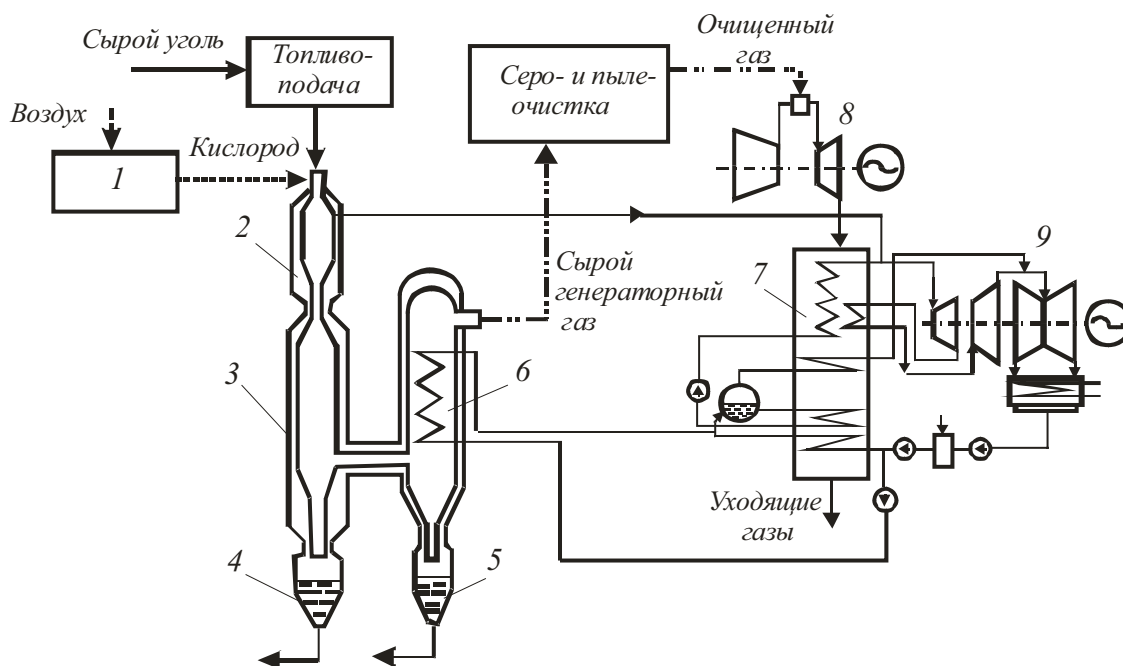


Рис. 5.2. Принципиальная схема ПГУ мощностью 625 МВт с газификацией угля для Березовской ГРЭС-2:

- 1 – воздухоразделительная станция; 2 – газификатор; 3 – радиационный охладитель; 4, 5 – шлюзы; 6 – конвективный газоохладитель; 7 – котел-утилизатор; 8 – газовая турбина; 9 – паровая турбина

Сырой уголь подается в систему топливоподачи, где размалывается и подсушивается до влажности 10 %. В качестве транспортирующего и сушильного агента используется азот, полученный из воздуха на станции 1. Угольная пыль и кислород подаются в горелки, расположенные в верхней части газификатора 2. Газификация топлива осуществляется в кислородной среде под давлением 3 МПа при температуре 1680 °С. Выход генераторного газа составляет не менее 1,79 м³/кг, теплота сгорания – 9050 кДж/кг. В радиационном охладителе газ за счет перемешивания с рециркулирующими холодными газами охлаждается до 900 °С и направляется в конвективный охладитель 6, в котором охлаждается питательной водой паротурбинного цикла. В нижней части корпуса газификатора и конвективного охладителя собирается шлак, который затем выпускается через шлюзы 4 и 5. Далее сырой генераторный газ проходит через систему очистки от пыли и сероводорода и направляется в камеру сгорания ГТУ.

Этот проект предусматривает установку двух газовых турбин мощностью по 200 МВт. Тепло отработанного в ГТ газа используется в котле-утилизаторе для получения пара довольно высоких параметров для паротурбинного блока К-225-130.

На рис. 5.3 приведена принципиальная схема ТЭЦ с котлами ЦКС с компактными сепараторами ударно-инерционного типа.

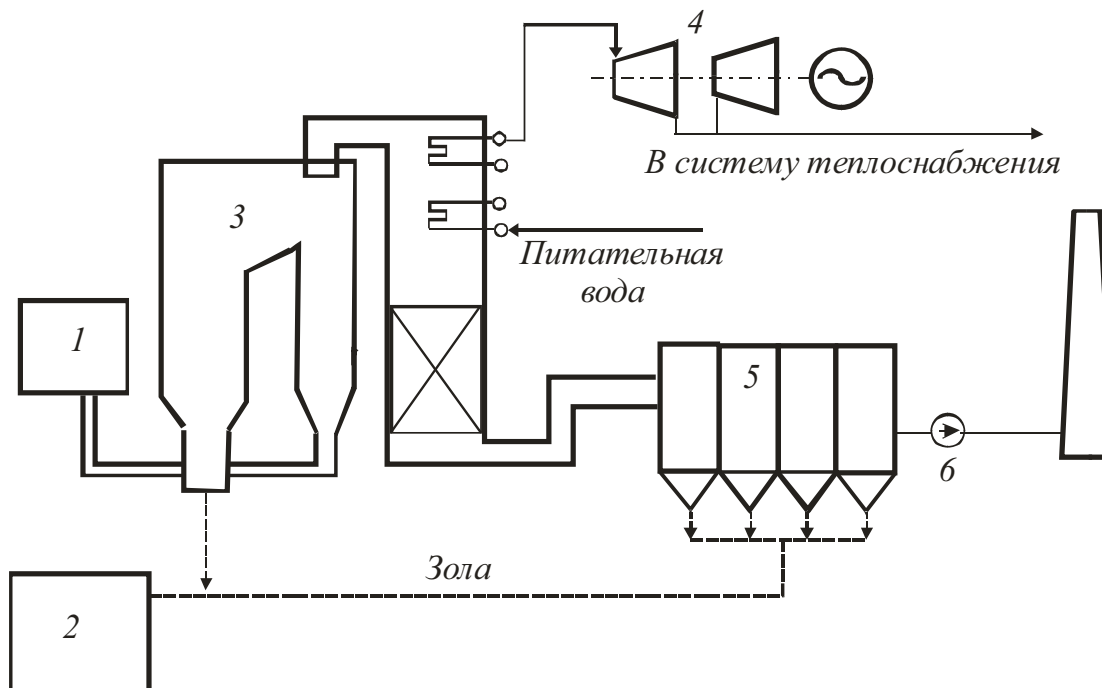


Рис. 5.3. Теплоцентрль с котлами ЦКС на кузнецких углях:
 1 – угольное и известняковое хозяйство; 2 – комплекс по переработке золы;
 3 – котес с ЦКС; 4 – паровая турбина; 5 – золоуловитель; 6 – дымосос

Принципиальным преимуществом котла ЦКС является возможность его размещения в габаритах существующих котельных ячеек без использования дорогостоящих серо- и азотоочисток. В таких котлах возможно сжигание различных низкосортных углей с малой реакционной способностью, высоким содержанием золы, серы и влаги. Низкая температура горения топлива обеспечивает выбросы оксидов азота менее 200 мг/м^3 , а добавка сорбента (доломита или известняка) позволяет связать 90–95 % содержащейся в угле серы.

Достоинством этой технологии является то, что уловленные в золоуловителях зола, сульфиты и сульфаты кальция могут быть использованы в технологиях приготовления строительных материалов (Приложение табл. 9).

Сжигание угля в *кипящем слое под давлением (КСД)* позволяет существенно увеличить единичную мощность котла, уменьшить его габариты, а продукты сгорания использовать в качестве рабочего тела в газотурбинной установке. На рис. 5.4 приведена перспективная принципиальная схема ПГУ со сжиганием угля в кипящем слое под давлением.

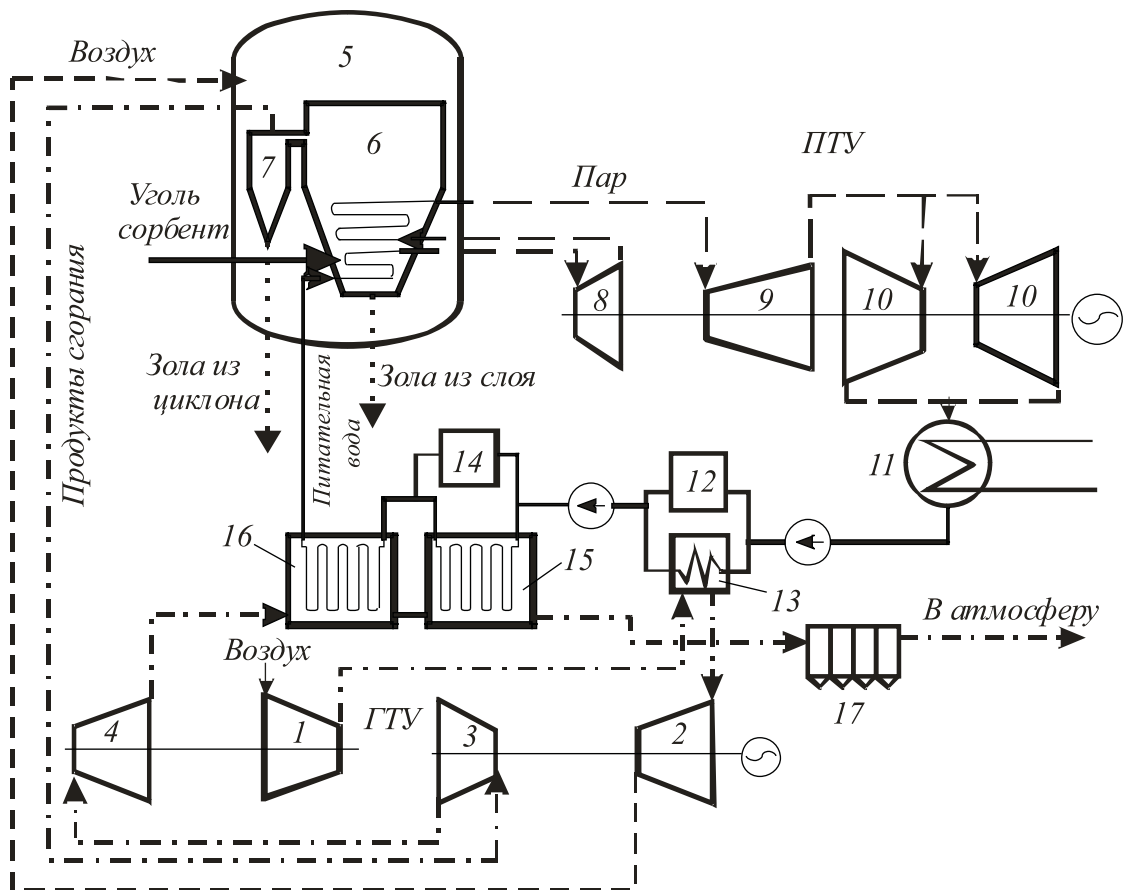


Рис. 5.4. Принципиальная схема ПГУ со сжиганием угля в кипящем слое под давлением:

- 1 – КНД; 2 – КВД; 3 – ТВД; 4 – ТНД; 5 – парогенератор; 6 – топка с кипящим слоем;
 7 – циклон; 8 – ЦВД; 9 – ЦСД; 10 – ЦНД; 11 – конденсатор; 12 – НПД;
 13 – промежуточный воздухоохладитель; 14 – ПВД; 15 – экономайзер-1;
 16 – экономайзер-2; 17 – золоуловитель

Воздух в кипящий слой подается компрессорами низкого (КНД) и высокого (КВД) давления под давлением 1–1,5 МПа; продукты сгорания после очистки от пыли в циклоне 7 направляются в газовую турбину высокого (ТВД), затем турбину низкого (ТНД) давления, расположенных на одном валу и приводящих в действие генератор электрического тока. Тепло отработанного в газовых турбинах пара используется для выработки пара, совершающего полезную работу в паротурбинной установке. Дробленый уголь и сорбент вводятся в топку в сухом виде через шлюзовую систему или насосом в виде водоугольной пасты. Дымовые газы очищаются от золы в золоуловителях и выбрасываются в атмосферу.

Основные технико-экономические и экологические показатели энергоблока 270 МВт на базе паровой турбины К-220-12,75 приведены в табл. 5.5.

Таблица 5.5

*Основные технико-экономические и экологические показатели
энергоблока 270 МВт*

1	Расход угля, кг/с	36,4
2	Расход доломита, кг/с	3
3	Температура сжигания, °С	900
4	Давление пара, МПа	12,75
5	Температура пара, °С	545
6	Расход дымовых газов, кг/с	290
7	Мощность паровой турбины, МВт	225
8	Мощность газовой турбины, МВт	45
9	КПД (нетто) расчетный, %	42,5
10	Вредные выбросы, мг/м ³ :	
	• оксиды серы;	200
	• оксиды азота;	<200
	• пыль	<10

Реализация проекта по экибастузскому углю будет осуществлена на Южно-Уральской ГРЭС. Принципиальная схема по *очистке дымовых газов* для энергоблока К-500-240 с котлом П-57Р с тангенциальной топкой приведена на рис. 5.5.

Зола экибастузских углей обладает высоким удельным электрическим сопротивлением и для повышения эффективности работы электрофильтра 2 в проекте предусмотрена установка низкотемпературного экономайзера в котле после воздухоподогревателя, понижающего температуру дымовых газов до 95–100 °С. Это обеспечивает эффективность работы электрофильтра поддерживать на уровне 99,8 %. Снижение содержания оксидов серы осуществляется на сероочистной установке 3 мокроизвестняковым способом с получением товарного гипса, а оксидов азота – аммиачно-каталитическим способом (СКВ) в реакторе 4. Дымовые газы после сероочистки имеют температуру 55 °С, поэтому их нагревают в теплообменниках 5 дополнительным теплом до 320–350 °С, как этого требует процесс каталитического восстановления. Содержание SO₂ в дымовых газах после очистки составляет 300 мг/м³, а концентрация оксидов азота снижается до 200 мг/м³. Концентрация летучей золы в выбрасываемых в атмосферу газах составляет 80 мг/м³.

К нетрадиционным технологиям необходимо отнести также метод сжигания донецкого антрацитового штыба в *шлаковом расплаве* в аэрошлаковом газификаторе. Этот проект предусматривает сочетание ме-

таллургических печей с котельным агрегатом, в топке которого происходит сжигание продуктов газификации угля.

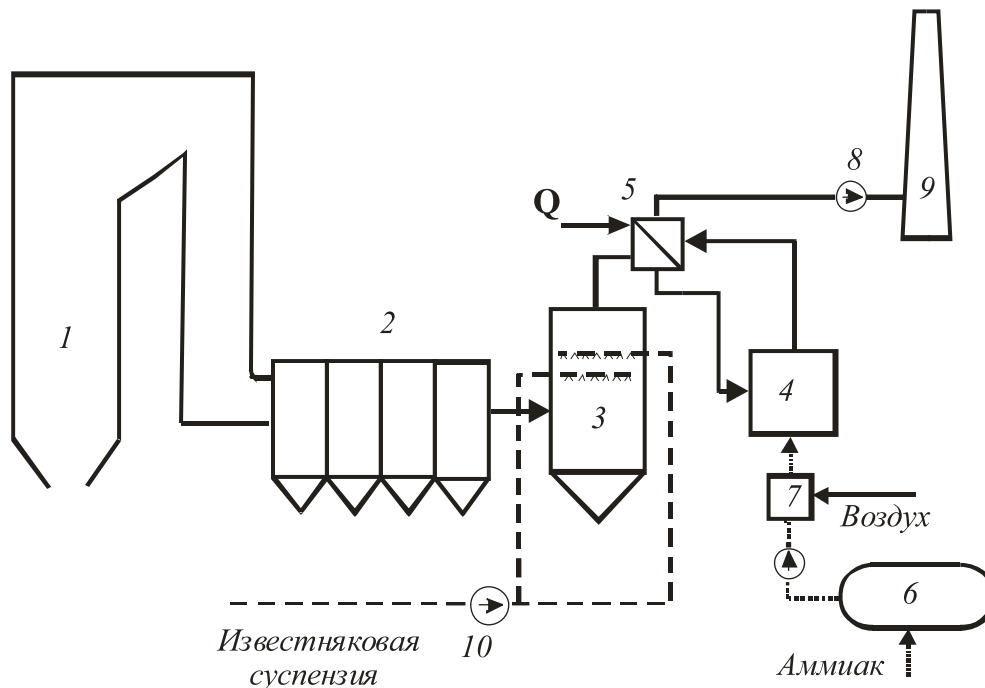


Рис. 5.5. Технологическая схема экологически чистой ГРЭС на экибастузских углях:

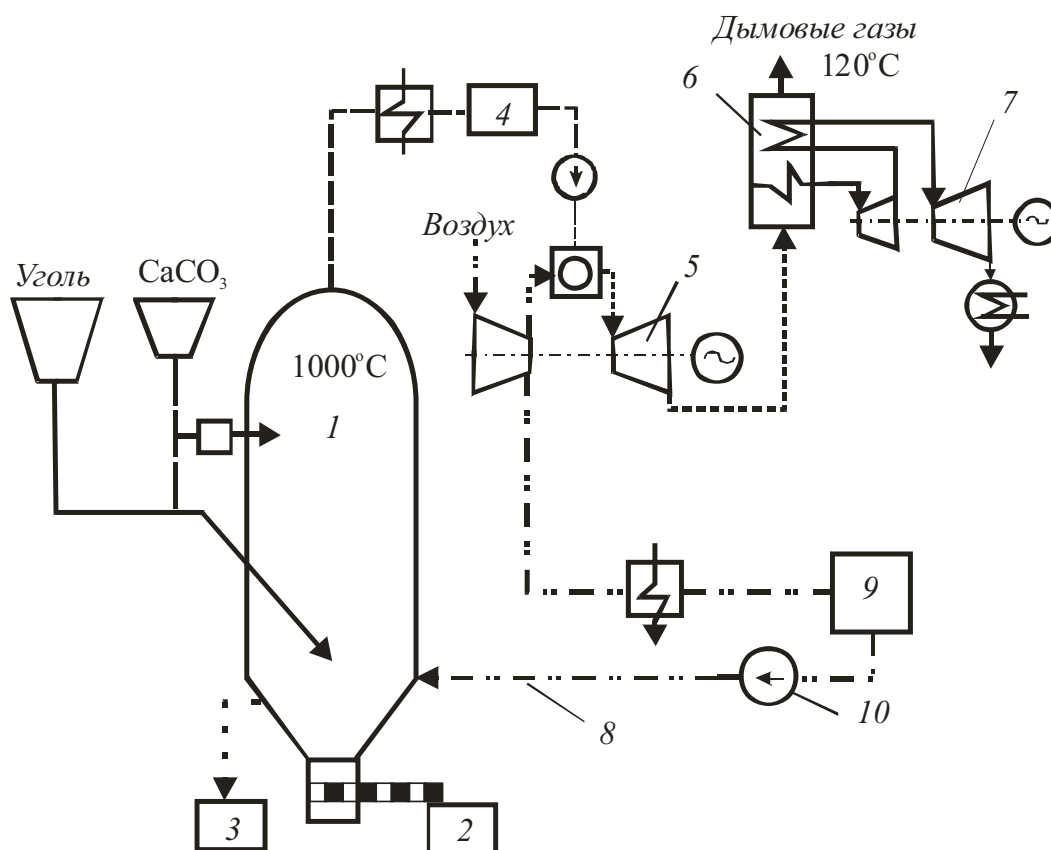
1 – топка котла; 2 – золоуловитель; 3 – сероочистка; 4 – реактор азотоочистки; 5 – теплообменник; 6 – бак аммиака; 7 – смеситель; 8 – дымосос; 9 – дымовая труба

На рис. 5.6 представлена упрощенная схема комбинированного парогазового цикла с применением аэрошлакового газификатора угля под давлением. Дробленое топливо и молотый известняк поступают в аэрошлаковый газификатор *1*, где в расплаве жидкого шлака уголь газифицируется и частично сжигается при температуре 1650 °С. Для интенсификации процесса в газификатор подается воздух, обогащенный кислородом.

Образовавшиеся в этих условиях оксиды серы связываются окисью кальция, а ведение процесса при недостатке кислорода способствует снижению образования окислов азота. Минеральная часть претерпевает сложные физико-химические превращения с восстановлением металлов и накоплением их донной части газификатора.

Этот так называемый тяжелый шлак представляет собой чугуны, или ферросилиций, в котором присутствуют в относительно высокой концентрации цветные и редкоземельные металлы, что является ценнейшим сырьем для предприятий черной и цветной металлургии. Тяжелый шлак периодически сливается в изложницы *2* разливочной ма-

шины, где охлаждается, а затем направляется в виде чушек на склад готовой продукции. Легкий шлак, состоящий из оксидов кремния, кальция, алюминия, магния, натрия и калия сливается из верхней камеры газификатора и поступает на установку переработки 3 его в готовую продукцию. Легкий углерод, имеющий температуру плавления 3500 °С, транспортируется пузырями парокислородного дутья в верхнюю часть расплава и скапливается на его поверхности. Таким образом, в толще гидроаэрошлакового расплава происходит обогащение углерода с выделением его в отдельные агломераты. При газификации угля выход оксидов азота из расплава составляет 50–100 мг/м³, а выход оксидов серы снижается на 25–50 %. Степень улавливания золы достигает 99,5 %.



*Рис. 5.6. Упрощенная схема парогазового энергоблока с аэрошлаковым газификатором угля под давлением:
 1 – аэрошлаковый газификатор; 2 – камера тяжелого шлака;
 3 – камера легкого шлака; 4 – доочистка генераторного газа;
 5 – газотурбинная установка; 6 – котел-утилизатор; 7 – парогенератор;
 8 – воздух, обогащенный кислородом; 9 – кислородная станция; 10 – компрессор*

В НИИ экологических проблем энергетики прорабатывается вариант использования технологии сжигания топлива в шлаковом расплаве в камере-газификаторе (КИСТР), являющейся составной частью

энергетического котла. С помощью фурм-горелок слой шлака продувается обогащенным кислородом дутьем, благодаря чему он поддерживается в состоянии газошлаковой эмульсии. Выходящий генераторный газ дожигается в топке котла, расположенного над камерой-газификатором. Процесс газификации может осуществляться как при атмосферном, так и при повышенном давлении.

Опытно-промышленная установка с указанной технологией переработки донецкого угля АШ с теплотой сгорания 19,82 МДж/кг монтируется на Несветай ГРЭС в ОАО «Ростовэнерго». Мощность паротурбинной установки 200 МВт, расход пара 220 т/ч с температурой 510 °С и давлением 10 МПа. Теплотворная способность генераторного газа 6,0–11,0 МДж/нм³. При расходе угля 32 т/ч, известняка 4,8 т/ч и порошкообразного известняка 3,8 т/ч образуется 8,9 т/ч шлакогранулята, 2 т/ч шлакощебня и 1,2 т/ч тяжелого шлака. Объем дымовых газов составляет 173 900 м³/ч. Расчетный КПД (брутто) равен 96,5 %. ОПУ на Несветай ГРЭС предназначена для исследования и отработки режимов новой отечественной технологии.

Основными преимуществами этой технологии являются:

- возможность использования топлив с различными характеристиками;
- высокая экологическая чистота: по твердым выбросам 50 мкг/м³; оксидам азота до 100 мг/м³; связывание серы до 90 % ;
- отсутствие оборудования по предварительной подготовке топлива к размолу и самой системы пылеприготовления;
- отсутствие необходимости в золоотвале;
- вторичная переработка шлаков с получением готовой продукции в виде шлакоситалла, черных и цветных металлов;
- реализация дефицитных попутных газов кислородной станции (азот, аргон) для нужд предприятий региона.

Освоение и применение данной технологии в энергетике позволяет осуществить комплексное безотходное использование всей органической и минеральной массы угля как ценного природного сырья для производства не только электрической, но и других пользующихся большим спросом видов товарной продукции и тем самым значительно повысить эффективность использования угля.

Большого внимания заслуживают технологии термоконтактного коксования углей (ТККУ). Опытно-промышленные установки нескольких типов установлены на Калининской ТЭЦ, в Красноярске и Екатеринбурге.

На рис. 5.7 представлена принципиальная схема энергоблока 300 МВт на базе ТККУ-300.

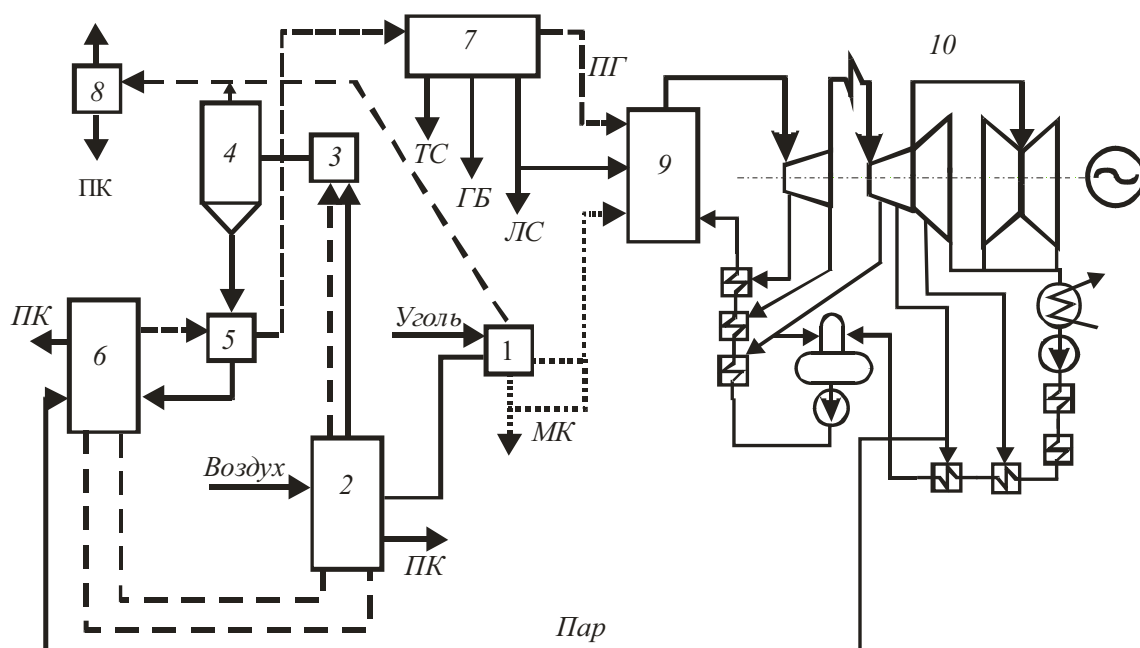


Рис. 5.7. Схема энергоблока на основе термодатного коксования углей:

1 – коксоохладитель; 2 – коксонагреватель; 3 – аэрофонтанная сушилка; 4 – циклон; 5 – теплообменник-адсорбер; 6 – реактор; 7 – отделение конденсации и улавливания; 8 – электрофильтр; 9 – парогенератор; 10 – турбогенератор; ПК – пылевидный кокс; МК – мелкозернистый кокс; ТС – тяжелые смолы; ЛС – легкие смолы; ГБ – газовый бензин; ПГ – пиролизный газ

Измельченный уголь подается в аэрофонтанную сушилку, в которой подсушивается горячими дымовыми газами, поступающими из коксонагревателя. Пылегазовая смесь отсасывается в циклоны для разделения угля и дымовых газов. Далее дымовые газы после очистки в электрофильтрах выбрасываются в атмосферу. Высушенный уголь направляется в теплообменник-адсорбер, а затем попадает в реактор. В реакторе уголь смешивается с горячим коксом, поступающим по трубопроводу из коксонагревателя. В результате уголь нагревается до реакционной температуры и разлагается с образованием парогазовых продуктов и пылевидного кокса (ПК). Избыточный кокс накапливается в коксонакопителе и выводится через коксоохладитель. Нагрев твердого теплоносителя производится в коксонагревателе за счет тепла, выделяющегося при частичном сжигании кокса в кипящем слое. Парогазовая смесь очищается в циклонах, расположенных внутри реактора, и отводится в теплообменник-адсорбер, при этом частицы угля адсорбируют тяжелую фракцию смолы.

После очистки парогазовая смесь поступает в отделение конденсации и улавливания, в котором происходит отделение тяжелых и легких смол, газового бензина и пиролизного газа. Для обеспечения паропроизводительности энергетического котла, кроме пирогаза, в топку подается часть легких смол и 53 % мелкозернистого кокса. Внешнему потребителю отпускается мелкозернистый кокс, тяжелые и легкие смолы и газовый бензин. Эксергетический КПД – 49,8 %.

На базе технологии ТККУ разработана схема ПГУ, так как пирогаз и легкие смолы являются хорошим топливом для газовых турбин.

В заключение следует отметить, что основной задачей отечественной энергетики является техническое перевооружение на основе экологосберегающих технологий как для вновь проектируемых, так и для модернизируемых ТЭС. Эта задача может быть решена путем:

- первичной термической подготовки топлива и газификации;
- применения новых технологий (сжигания топлива, водоподготовки), обеспечивающих снижение уровня токсичных выбросов и сбросов;
- применения эффективных способов газоочистки и очистки стоков;
- применения оборотных схем с минимальным водопотреблением и безотходных технологий использования топлива и дальнейшей переработкой золошлаковых материалов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ состояния и перспективы использования золошлаковых отходов тепловых электростанций / В.Я. Путилов, К.П. Боричев, Б.Л. Вишня, В.М. Микушевич // Энергетик. – 1997. – № 9. – С. 12–13.
2. Безденежных Н.И., Пронин М.С., Безденежных А.А. Разработка технических условий на пылевидную и гранулированную золы канско-ачинских углей для известкования кислых почв в сельском хозяйстве/ В кн. «Повышение эффективности и экологической безопасности сжигания углей на электростанциях Сибири». – Красноярск, 1995. – С. 224–236.
3. Беспалов В.И., Лапицкий М.А., Загорнов М.А. Основные факторы, определяющие эффективность обработки воды на ТЭС магнитными полями // Известия ТПУ. – 2002. – Т. 305. – Вып. 2.
4. Беспалова С.У., Галашов Н.Н. Охрана воздушного бассейна от выбросов ТЭС: учебное пособие для дипл. проект. – Томск: Изд-во ТПИ, 1985.
5. Беспалова С.У. Определение массовых расходов, приземных концентраций и экологического ущерба вредных выбросов ТЭС. Методические указания. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003.
6. Внуков А.К. Защита атмосферы от выбросов энергообъектов: справочник. – М.: Энергоатомиздат, 1992.
7. Временная методика определения предотвращенного экологического ущерба, утвержденная Государственным комитетом РФ по охране окружающей среды. – Москва, 1999.
8. Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1992.
9. Зисман С.Л. Выбор систем технического водоснабжения паротурбинных электростанций с учетом их влияния на окружающую среду // Электрические станции. – 1990. – № 8. – С. 39–44.
10. Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. Основы технико-экономического обоснования экологических проектов: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006.

11. Методические указания по проектированию ТЭС с максимально сокращенными стоками. – М.: Минэнерго СССР, 1991.
12. Новый способ сжигания высокочольных топлив в циркулирующем кипящем слое – основа экологически чистой ТЭС / Э.П. Волков, Е.И. Гаврилов и др. // Теплоэнергетика. – 1990. – № 3. – С. 8–11.
13. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: учебное пособие для вузов / А.И. Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н. Ремезов и др.; под ред. А.С. Седлова. – М.: Изд-во МЭИ, 2001. – 378 с.
14. Покровский В.Н., Аракчеев Е.П. Очистка сточных вод тепловых электростанций. – М.: Энергия, 1980.
15. Потапова Н.В. Технология умягчения воды с утилизацией сточных вод на РТС МГП «Мостеплоэнерго» // Материалы Междунар. науч.-практ. конф. «Экология энергетики–2000». – М.: Москва, 18–20 октября 2000 г. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – С. 185–188.
16. Пугач Л.И. Энергетика и экология: учебник / Л.И. Пугач. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 504 с.
17. Развитие технологий подготовки и сжигания топлив на электростанциях: сб. науч. статей / под ред. А.Г. Тумановского, В.Р. Котлера. – М.: ВТИ, 1996.
18. Рациональное применение золы ТЭЦ: Результаты научно-практических исследований / Сост. Э.П. Гужулев, Ю.Т. Усманский. – Омск: Омский гос. ун-т, 1998. – 238 с.
19. Росляков П.В., Егорова Л.Е., Ионкин И.Л. Методы расчета вредных веществ с дымовыми газами котлов / под ред. М.А. Изюмова. – М.: Изд-во МЭИ, 2000.
20. Рихтер Л.А., Волков Э.П., Покровский В.Н. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1981.
21. Руководство по проектированию обработки и очистке производственных сточных вод тепловых электростанций. – М.: Информэнерго, 1976.
22. Саломатов В.В. Природоохранные технологии на ТЭС и АЭС. Ч. II. Клонцептуальные основы экологически чистых ТЭЦ на кузнецких углях. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2000.
23. Справочник по рациональному использованию золошлаковых отходов тепловых электростанций. (Межотраслевая хозяйственная ассоциация ЭКОРЕСУРС). – М., 1992.
24. Справочник по пыле- и золоулавливанию / под общ. ред. Л.А. Русанова. – М.: Энергоиздат. – 312 с.
25. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод). – СПб.: ЦКТИ, 1998.

26. Федосеев Б.С., Кременевская Е.А., Сорокина Б.А. Метод обратного осмоса для подготовки добавочной воды на электрических станциях // Энергетическое строительство. — 1993. — № 3. — С. 22–27.
27. Шищенко В.В., Сидорова С.В., Моисейцев Ю.В. Подготовка добавочной воды теплосети с утилизацией сточных вод // Новости теплоснабжения. — 2000. — № 3. — С. 25–27.
28. Экология энергетики: учебное пособие / под ред. В.Я. Путилова. — М.: Изд-во МЭИ, 2003. — 715 с.
29. Энергетика и природа (экологические проблемы развития электроэнергетики) / Г.Н. Лялик, С.Г. Костина, Л.Н. Шапиро и др. — М.: Энергоатомиздат, 1995.
30. Экологические аспекты устойчивого развития теплоэнергетики России / под общ. ред. Р.И. Вяхирева. — М.: Издательский дом «Ноосфера», 2000.
31. ГОСТ Р 50831–95. Установки котельные. Тепломеханическая часть. Общие технические требования. — М.: Изд-во стандартов, 1996.
32. РД 34.02.303–98. Отраслевая индукция по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных. — М.: СПО ОРГРЭС, 1998.
33. ОНД-90. Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы. — СПб.: ДНТП, 1992.
34. РД 34.02.305–98. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. — М.: ВТИ, 1998.
35. РД 153-34.1-02.316–99. Методика расчета выбросов бенз(а)пирена в атмосферу паровыми котлами электростанций. — М.: ВТИ, 1999.
36. Инструкция по инвентаризации выбросов в атмосферу загрязняющих веществ тепловых электростанций и котельных. — М.: СПО ОРГРЭС, 1998.
37. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий: Общесоюзный нормативный документ ОНД-86. — Л.: Гидрометеиздат, 1987.
38. Правила охраны поверхностных вод (Типовые положения). Государственный комитет СССР по охране природы. — М., 1991.
39. МТ 34-00-030–87. Методика разработки норм и нормативов водопотребления и водоотведения на предприятиях теплоэнергетики. — М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987.
40. РД 34.20.501–45. Правила технической эксплуатации электрических станций и тепловых сетей. — 15-е изд. — М.: СПО ОРГРЭС, 1996.

41. РД 153-34.0-02.405.99. Методические указания по нормированию сбросов загрязняющих веществ со сточными водами тепловых электростанций. – М.: ВТИ, 2000.
42. Инструктивно-методические указания по взиманию платы за загрязнение окружающей природной среды. – М.: Комитет по охране окружающей природной среды, 1993.
43. Федеральный закон № 71-ФЗ «О плате за пользование водными объектами». Утвержден Президентом РФ 6 мая 1998 г.
44. ВНТП 81. Нормы технологического проектирования тепловых электростанций и тепловых сетей. Министерство энергетики и электрификации СССР. – М., 1981.
45. РД 3437102-92. Методические указания по проектированию обессоливающих установок с сокращенными расходами реагентов и сокращенными стоками. – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1989 г.
46. РД 34.02.305-90. Методика определения валовых и удельных выбросов вредных веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций. – М.: ВТИ, 1991.
47. Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г.; ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица 1

Нормируемые удельные выбросы твердых частиц по ГОСТ Р50831–95

Производительность котла D , т/ч	Группа котельных установок*	Приведенное содержание золы $A^{пр}$, % кг/МДж	Массовый выброс твердых частиц, кг/тут	Массовая концентрация частиц в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/нм ³
До 420	а	менее 0,6 0,6–2,5 более 2,5	1,76 1,76–5,86 5,86	150 150–500 500
	б	менее 0,6 0,6–2,5 более 2,5	1,76 1,76–2,93 2,93	150 150–250 250
420 и более	а	менее 0,6 0,6–2,5 более 2,5	1,18 1,18–4,70 4,70	100 100–400 400
	б	менее 0,6 0,6–2,5 более 2,5	0,59 0,59–1,76 1,76	50 50–150 150

*а – для котельных установок, вводимых на ТЭС до 31 декабря 2000 г., для твердого топлива всех видов; б – для котельных установок, вводимых на ТЭС с 1.01.2001 г.

Таблица 2

Нормы выброса SO_2 по ГОСТ Р50831–95

Производительность котла D , т/ч	Приведенное содержание серы $S^{пр}$,	Массовый выброс SO_x , кг/т у. т.	Массовая концентрация в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/нм ³
Котельные установки, вводимые на ТЭС до 31 декабря 2000 г.			
До 420	$\leq 0,045$	25,7	2000
	$> 0,045$	44,0	3400
Не менее 420	$\leq 0,045$	25,7	2000
	$> 0,045$	38,0	3000
Котельные установки, вводимые на ТЭС с 1 декабря 2001 г.			
До 320	$\leq 0,045$	14,7	1200
	$> 0,045$	17,8	1400
320–400	$\leq 0,045$	11,7	950
	$> 0,045$	13,1	1050
400–420	$\leq 0,045$	8,8	700
	$> 0,045$	8,8	700
Не менее 420	–	8,8	700

Таблица 3

Нормативы удельных выбросов NO_x по ГОСТ Р50831–95

Производи- тельность кот- ла D , т/ч	Вид топлива	Массовый выброс NO_x , кг/т у. т.	Массовая концен- трация ** NO_x в ды- мовых газах при $\alpha = 1,4$ мг/нм ³
<i>Котельные установки, вводимые на ТЭС до 31 декабря 2000 г.</i>			
Менее 420	Газ	1,26	125
	Мазут	2,52	250
	Уголь бурый: • твердое шлакоудаление; • жидкое шлакоудаление	3,5 3,81	320 350
	Уголь каменный: • твердое шлакоудаление; • жидкое шлакоудаление	4,98 6,75	470 640
Не менее 420	Газ	1,26	125
	Мазут	2,52	250
	Уголь бурый: • твердое шлакоудаление	3,95	370
	Уголь каменный: • твердое шлакоудаление; • жидкое шлакоудаление	4,98 6,75	470 700
<i>Котельные установки, вводимые на ТЭС с 1 января 2001 г.</i>			
Менее 420	Газ	1,26	125
	Мазут	2,52	250
	Уголь бурый: • твердое шлакоудаление; • жидкое шлакоудаление	3,20 3,20	300 300
	Уголь каменный: • твердое шлакоудаление; • жидкое шлакоудаление	4,98 6,75	470 640
Не менее 420	Газ	1,26	125
	Мазут	2,52	250
	Уголь бурый: • твердое шлакоудаление	3,20	300
	Уголь каменный: • твердое шлакоудаление; • жидкое шлакоудаление	3,81 6,16	350 570

Таблица 4

Технико-экономические показатели золоуловителей ТЭС

Наименование золоуловителей	Степень очистки, %	Гидравлическое сопротивление, Н/м ² (Па)	Расход на очистку 1000 м ³ /ч газа	
			Эл/эн, МДж	Воды, л (кг)
<i>Сухие инерционные</i>				
Жалюзийные ВТИ	60,0	450	0,93	—
Циклоны НИИОГАЗ	80,0	450	0,93	—
Батарейные циклоны:				
• БЦР-У;	93–96	1000	1,0	
• БЦУ-М	94–95	1000	1,0	
<i>Мокрые золоуловители</i>				
Центробежный скруббер ЦС-ВТИ	92,0	650–800	1,1	140
Мокрый прутковый МП-ВТИ	92,0	800	1,3	130
Скоростные скрубберы с насадкой Вентури:				
• МС-ВТИ;	95–96	800–900	—	1500
• МВ-ОРГЭС;	95–96	800–900	—	1500
• МВ-ИРО;	99,1	1300	—	169 м ³ /ч
• многозаходные ММК	98,9	1400	—	71,4 м ³ /ч
Эмульгаторы:				
• батарейные УЭС;	99,2	1500	1,3	3000
• однотрубные КОЧ	99,8	1300		0,15 л/м ³
<i>Фильтры</i>				
Электрофильтры:				
• ЭГА-1;	98–99	150	0,93	
• ЭГА-2;	99–99,8	150	0,93	
• ЭГВ	99–99,8	150	0,93	
Рукавные фильтры:				
• ФРО-32480;	99,5	3000		
• ФКИ-кассетный;	99,5	3000		
• ФРИР-импульсный	99,7	до 5000		
Роторные фильтры:				
• волокнистый ФРВ;	99,0	2800		
• зернистый ФРЗ	99,8	1500–2500		

Таблица 5

Технические показатели электрофильтров

Показатель	Тип электрофильтра				
	УГ	ЭГА	ЭГБ	ЭГВ	ЭГД
Межэлектродное расстояние, мм	275	300	350	460	300
Активная высота электродов, м	4; 7,5; 12	6; 7,5; 9; 12	6; 7,5; 9; 12	6; 7,5; 9; 12; 15	18
Активное сечение, м ²	10...265	16...285	16...285	10...364	181...350
Производительность, тыс. м ³ /ч	36,0...954,0	57,6...1026,0	57,6...1026,0	36,0...1360,0	651,6...1260,0
Число электрических полей	2–4	2–4	2–5	2–8	3–5
Максимальные габаритные размеры, м:					
высота <i>H</i>	27,75	19,90	19,90	22,90	39,48
длина <i>L</i>	24,80	22,74	22,74	48,60	31,105
ширина <i>B</i>	29,87	29,54	29,54	35,75	25,94
Номинальное сечение питающих агрегатов, кВ	80	80	80; 110	110	80

Таблица 6

Техническая характеристика установки УЭЗ-1на 200 тыс. м³/ч газа

Габариты, м	10,14×5,5×5,5
Масса, кг	35000
Производительность по дымовым газам (при температуре 18 °С), тыс. м ³ газа/ч	200–250
Площадь проходного сечения, м ²	7,04
Расход воды на очистку, л/м ³ газа	0,15–0,3
Оптимальная скорость газового потока, м/с	6–10
Предельная скорость газового потока, м/с	12
Гидравлическое сопротивление, мм вод.ст.	до 120
Температура газа на входе, °С	до 150
Температура газа на выходе, °С	50–60
Коэффициент очистки зольной фракции	0,996–0,999
Коэффициент очистки газа от диоксида серы: • осветленной водой (рН = 7); • 10%-й известковой суспензий	0,1–0,3 до 0,8

Таблица 7

Характеристика тканевых рукавных фильтров

Наименование	Тип и марка фильтра	
	рукавный ФРО-32500	кассетный ФКИ-8000
Поверхность фильтрования, м ²	32480	7840
Количество: • секций; • рукавов (кассет)	16 3456	56 280
Площадь одной секции, м ²	2030	140
Производительность, млн м ³ /ч	14,44	0,576
Скорость газов при фильтро- вании, м/мин	0,74	1,25
Аэродинамическое сопротив- ление, Па	<3000	<3000
Разрежение в фильтре, Па	<600	<8000
Температура газов, °С	<130 (140)	<130
Концентрация пыли, г/м ³ : • на входе; • на выходе	<20 <0,05	<20 <0,05
Размеры м: • длина; • ширина; • высота	48,2 18,8 23,5	19,8 9,7 8,9
Масса, т	786	138
Размеры патрубков, м: • входного; • выходного; • продувочного	3,2×7 2,25×2 3,2×7 3,2×1,1	3,2×7 2,25×2 2,25×2

Таблица 8

*Техническая характеристика одной из модификаций
роторного зернистого и волокнистого фильтров*

Показатель	Фильтр зернистый	Фильтр волокнистый
Марка фильтра	ФРЗ-1260	ФРВ-1260
Пределы производительности по очищен- ному газу, 10 ³ м ³ /ч	5–300	5–300
Диапазон температур очищаемого газа, °С	60–200	60–200
Гидравлическое сопротивление, Па	2000–2500	3000
Скорость вращения ротора, ч ⁻¹	3,5; 6,8; 13,5	3,5; 6,8; 13,5
Максимальные габаритные размеры, мм: • длина; • ширина; • высота	11200 7840 8200	14500 8000 7800
Концентрация пыли, г/м ³ : • на входе; • на выходе	30–40 4–5	4–5 0,03–0,05
Фильтрующий материал	Зерно: стекло- шарик, магнит- ное стекло и другие	Спец. материал марки МФ БВП
Масса фильтра, т	165	106
Степень очистки газов, %	90–92	99,9
Площадь фильтрующих материалов, м ²	1260	1260
Способ регенерации: • импульсная продувка сжатым воздухом: – давление воздуха, кгс/см ² ; – расход воздуха, м ³ /ч; • импульс взрыва газовой смеси: – давление воздуха, кгс/см ² ; – давление газа, кгс/см ² ; – расход воздуха, м ³ /ч; – расход газа, м ³ /ч	4–6 90–1260 4–6 0,7 60–230 10–30	4–6 90–1260 4–6 0,7 60–230 10–30

Таблица 9

Техническая характеристика ОЭ

Наименование	Размерность	Номинальный режим	Предельные параметры
Производительность котла	т/ч	75	–
Номинальный расход очищаемых газов	тыс нм ³ /ч	50	40–53
	тыс м ³ /ч	75	60–80
Расчетное давление газов в аппарате	кПа,	10	10
	мм вод. ст.	1000	1000
Соппротивление ОЭ	Па, мм вод. ст.	1400 140	1000–1700 100–170
Соппротивление каплеуловителя	Па, мм вод. ст.	≤30 ≤3	≤80 ≤8
Температура газов на входе в установку	°С	140	170
Температура газов на выходе	°С	45	45–50
Температура газов после присадки горячим воздухом	°С	65	75
Величина присадки горячего воздуха в % от расхода газа	%	≤5 ≤4	≤3
Температура горячего воздуха на вводе	°С	340	250–350
Температура орошающей воды	°С	<20	0–35
Давление орошающей воды	ати	2,5	1,0–5
Расход орошающей воды на корпус	т/ч	14	10–18
Удельный расход орошающей воды	л/нм ³	0,25	0,2–0,35
рН орошающей воды		8	7–11
Запыленность дымовых газов: перед установкой	г/нм ³	30	≤50
		на выходе из установки	100
Степень очистки дымовых газов от пыли	%	99,5	99,3–99,9

Таблица 10

*Обобщение технологических способов переработки золошлаковых отходов в различные материалы и изделия
(данные РАО «ЕАС России», 1995 г.)*

Технологическое производство	Технологический процесс	Золоемкость производства	Экологическая оценка технологии
Аглопоритовый гравий	Спекание сырцовых гранул на решетке агломерационной машины при температуре 1100–1300 °С, 500–800 кг/м ³	85–100 % от массы шихты	Процесс обжиговый. Очистка газов
Безобжиговый гравий	Предварительно высушенная золошлаковая смесь или сухая зола вместе с портландцементом измельчается в шаровой мельнице, перемешивается с водой и закатывается в гранулы	85–90 % от массы шихты	Процесс безобжиговый. Экологически чистый
Легкий безобжиговый зольный гравий	Накатывание цементно-зольной смеси на гранулы не водостойкого стеклопоро с последующей термовлажностной обработкой при 85–90 °С	70–85 % от массы шихты	–
Шлаковый гравий	Шихта (шлак, глина, отходы углеобогащения) после сушки и помола гранулируется в тарельчатом грануляторе, гранулы подсушиваются на ленточном конвейере при 400 °С и обжигаются во вращающихся печах	70 % от массы шихты	Процесс обжиговый. Очистка дымовых газов
Глинозольный керамзит	Шихта (зола, золошлаковая смесь, глина), жидкие и твердые добавки, сырцовые гранулы, опудривание, обжиг при 1100–1250 °С	10–80 % от массы шихты	–
Шлакогранулят (ЗШГ)	Стекловидный зернистый продукт, получаемый путем плавления золы в конверторе с последующей грануляцией расплава с водой	80–100 % от массы шихты	Процесс высокотемпературный. Очистка газов
Азерит	Пористый наполнитель, полученный из золошлакогранулята. Шихта (ЗШГ, бетон, коксовая мелочь) перемалывается, гранулируется на тарельчатых грануляторах, подсушивается	80–90 % от массы шихты	Процесс обжиговый Очистка дымовых газов. Проект не разработан
Золосиликатный кирпич	Зола и ЗШС применяется при приготовлении известково-зольного вяжущего совместным помолом извести и золы в соотношении 75:25	25 % от массы шихты; 30–50 % от массы песка	Заводская природоохранный технология
Золокерамический кирпич	Зола и ЗШС применяются в качестве выгорающей добавки	30–60 % от массы шихты	Процесс обжиговый. Очистка дымовых газов
Шлакоблоки	Вибропрессование шихты с последующей термообработкой или естественном отвердевании		
Тяжелый бетон	Зола в бетоне выполняет роль активной минеральной добавки и микронаполнителя (М50-М500)	150 кг/м ³ бетонной смеси	Система очистных сооружений завода ЖБК

Продолжение табл. 10

Технологическое производство	Технологический процесс	Золемкость производства	Экологическая оценка технологии
Керамзитобетон	Зола и ЗШС как мелкий заполнитель: снижает расход цемента, уменьшает плотность, повышает теплозащитные свойства	до 100 % массы мелкого заполнителя	Система очистных сооружений завода ЖБК
Газозолобетон (ГЗБ) автоклавный способ	Получается вспучиванием бетонной смеси газом, выделяющимся в результате взаимодействия газообразующей добавки и вяжущих. Зола – минеральный заполнитель. Блоки из ГЗБ производят путем формирования массива по литьевой технологии с ударным воздействием на виброплощадке с тепловой обработкой в автоклавах		Заводская природо-охранная технология
Газозолобетон (ГЗБ) неавтоклавный способ	Бетонная смесь: цемент, сухая или отвальная зола, алюминиевый газообразователь готовится с использованием низкочастотных вибрационных установок. Массив проходит струнную резку и тепловую обработку при атмосферном давлении	350–500 кг/м ³ сухой золы; 350–580 кг/м ³ ЗШС кг/м ³	–
Пензолотбетон (автоклавный и безавтоклавный способ)	Золаунос или ЗШС используется в качестве керамзитистого компонента. В качестве вяжущего используется цемент. ПЗБ получается смешением вяжущего с устойчивой пеной	350–450 кг/м ³ сухой золы или ЗШМ	–
Асфальтобетон	В качестве наполнителя в существующих технологиях. Подача со склада, дозирование, подсушка компонентов, дозирование подогретого битума, смешение с добавками	50–100 % от массы смеси	–
Деревозолобетон	Смесь: портландцемент, золаунос, дробленая древесина, корректирующие добавки, вода. Технология: смешение, виброуплотнение, тепловодобработка при 40–50 °С	12–25 % от массы смеси	–
Строительные растворы	Зола применяется в цементных, цементно-известковых и известковых растворах в качестве активной минеральной добавки, пластификатора и микронаполнителя. Технология: смешение сухих компонентов с последующей обработкой полученной смеси водным раствором химической добавки	17–26 % массы раствора	–
Золоситалловая плитка	Шихта: зола, известковая и хромовая мука прокаленные при 800 °С. Дозировка, перемешивание, переработка в стекловаренной печи, прессование, кристаллизация – облицовки стен, покрытие кровли	70 % от массы шихты	–

Окончание табл. 10

Технологическое производство	Технологический процесс	Золоемкость производства	Экологическая оценка технологии
Золовата	Смесь: зола, отходы известняка, фенолоспирты. Дозирование, смешение, гранулирование, расплав в электродуговой печи, волокнообразование, осаждение, формирование с добавкой связующего и пенообразователя	70 % от массы шихты	—
Шпаклевки	Зола используется как наполнитель. Технология: приготовление раствора клея и мыла в воде, приготовление эмульсии из жидких компонентов, смешение с наполнителем	15–20 % от массы смеси	—
Золошлакоконцентраты	Используется пульпа и отвальные ЗШМ. Технология: разделение золы и шлака, сгущение, обезвоживание и отгрузка потребителям: шлака с влажностью 10 %, шлакового песка, зольный концентрат	Полная переработка текущего выхода ЗШМ	Процесс безотходный
Ферросилиций — сырье для металлургии	Предполагается комплексное использование топлива и заключается в восстановительном окислении металлов в расплавленной массе шлака в реакторе-восстановителе, совмещенном с подом котла. Образующийся в процессе восстановления ферросплав гравитационным методом отделяется от вторичного шлака и выводится из нижней части реактора		Заводская природоохранная технология
Бисипор — утеплитель	Утеплитель в виде гранул, блоков. Сырье: жидкое стекло, зола, модификатор. Технология: зола измельчается, калибруется, дозируется, гранулируется, разделяется по фракциям, сушится при 100 °С, вспенивается при 600 °С, формируется в связке с цементом или модифицированным жидким стеклом	10 % от массы смеси	Заводская природоохранная технология

Краткие сведения о технологиях программы ССТ США

Проекты	Технологические данные
Демонстрационная ПГУ со сжиганием угля в циркулирующем кипящем слое под давлением «Tidd». Принадлежит «Ohio Power Company»	Tidd Pressurized Bed Combined Cycle. На ТЭС «Tidd» один из блоков 11 МВт превращен в ПГУ. Мощность ГТУ 15,4; ПГУ 72,5 МВт. Первая в США установка с топкой ЦКС под давлением. Уголь вводится в топку поршневыми насосами в виде пасты с содержанием воды 25 %. Размер частиц до 6 мм. Параметры пара: 496 °С/88,5 атм. Температура в КС и перед ГТ 860 °С. Степень очистки от пыли равна 99 %, от SO ₂ – 95 %
Демонстрационная ГТУ со сжиганием угля в циркулирующем кипящем слое под давлением «Nucla»	Данные отсутствуют
Проект «York County Energy Partners Cogeneration» с котлом ЦКС. Основной владелец – фирма «Air Products» Расположена в шт. Пенсильвания	Теплофикационная паровая турбина с промышленным отбором пара мощностью 227 МВт. Котел ЦКС фирмы «Фостер-уиллер» – крупнейший в мире. Отрабатываются: поглощение серы в КС, снижение выхода NO _x , впрыск раствора NH ₃ за циклоном, обезвреживание стоков бумажного производства в котле
Реконструкция блока по схеме ПГУ с внутрициклоной газификацией угля по технологии «Combustion Engineering», шт. Иллинойс. Закончен проект	ТЭС мощностью 60 МВт. Газификация угольной пыли под давлением с жидким шлакоудалением. Сухая высокотемпературная очистка в керамических и рукавных фильтрах и сероочистка цинк-титанатом. Процесс и оборудование CE-ABB
Демонстрационный ПГУ-блок с топкой ЦКС под давлением (DMES-1) по технологии Ryoflow фирмы «Alhstrom». Участвуют: «Midwest Power», «Ryopower Corp» США. Выполнен проект демонстрационной установки на ТЭС	ПГУ 150 МВт. Давление в топке 15,8 кг/см; температура в КС 800 °С. Достигнута степень улавливания SO ₂ до 98–99 % при отношении Ca/S до 1,5; эмиссия NO, при вдуве аммиака для некаталитического восстановления – 0,04–0,017 г/МДж. Полнота сгорания 99,8–100 % в диапазоне нагрузок 40–100 %. Council Bluffs компании «Midwest Power»

Проекты	Технологические данные
Проект «Clean Coal Healy»	Демонстрационная установка 50 МВт для отработки сжигания пылевидного угля с жидким шлакоудалением в соединении с новой системой десульфурации дымовых газов с использованием технологии Joys. Ожидается низкий уровень эмиссии SO ₂ и NO _x
Демонстрационный ПГУ-блок с внутрицикловой газификацией угля «Toms Creek»	Демонстрационная ПГУ 38–26 МВт с газификацией угля в ЦКС по технологии IGT U-GAS с сухой высокотемпературной очисткой газа. В стадии проектирования
Демонстрационный ПГУ-блок с внутрицикловой газификацией угля «Pinon Pine»	Демонстрационная ПГУ с газификацией угля в ЦКС по технологии KRW с сухой высокотемпературной очисткой газа
Модернизация ТЭС «Wabash River» на базе ПГУ с газификацией угля	Реконструкция одной из 6 ПТУ с превращением ее в ПГУ, мощностью 262 МВт с газификацией водоугольной суспензии в кислороде с жидким шлакоудалением по технологии Destec (дочерняя фирма «Dow-Chemical») с низкотемпературной мокрой системой очистки газа
Демонстрация применения усовершенствованной технологии очистки дымовых газов от SO ₂ СТ-121 на блоке № 1 ТЭС «Yates» в районе г. Атланта, шт. Джорджия, компания «Southern Electric»	Известняковая скрубберная сероочистка дымовых газов на блоке 100 МВт, процесс «Chiyoda СТ-121». Отличается от обычных: 1 – усилением процесса окисления отработанного известнякового «молока» в специальном струйно-пузырьковом реакторе для повышения выхода качественного гипса; 2 – конструкцией распылительного абсорбера с применением в конструкции пластмасс (фибергласа). Степень обессеривания – 98 %
Демонстрация усовершенствованной технологии очистки дымовых газов от серы на установке для блока 600 МВт на ТЭС «Bailly» шт. Индиана. Участники: «Air products», «Mitsubishi», «Heavy Ind»	Усовершенствованная известняковая скрубберная очистка дымовых газов в крупнейшем в США скруббере. Отличается тем, что исключено резервирование скрубберов за счет высокой надежности, повышена скорость газа, совмещен ряд обычных аппаратов в одном. Достигнута средняя степень очистки 94 % с производством строительного гипса чистотой 97 % и влажностью менее 70 %, с утилизацией до 20 % летучей золы
Демонстрация усовершенствованной технологии сжигания угля в камерных топках	На паровом котле блока 500 МВт установлены низкотоксичные горелки и система ступенчатого сжигания с целью подавления образования NO _x

Проекты	Технологические данные
Демонстрация технологии селективного каталитического восстановления NO _x (SCR) для котлов, сжигающих высокосернистые угли	За котлом 75 МВт установлено девять экспериментальных каталитических реакторов, каждый мощностью 2,5 МВт. Проведен цикл длительных испытаний
Демонстрационный блок мощностью 180 МВт с усовершенствованной системой тангенциальных горелок для снижения эмиссии NO _x . Участники проекта: ЭПРИ Gas Research Institute и ряд энергетических компаний	На четырех различных котлах реализована технология ребернинга второго поколения, в том числе на котле блока 172 МВт на ТЭС Чероки шт. Колорадо. Достигнуто снижение выбросов NO _x на 65–73 % от исходного уровня 314 г/ГДж при доле природного газа до 18 %. Эффект от использования низкотоксичных угольных горелок составил 30–40 %. При снижении доли природного газа до 5–10 % снижение эмиссии NO _x 60–50 %
Демонстрационная установка 10 МВт очистки газа абсорбцией в газовой суспензии. Участники: Питтсбургский энерготехнологический центр TVA, Air Pol. Установка расположена в исследовательском экологическом центре TVA недалеко от Paducah, шт. Кентукки	В данном процессе используется реактор циркулирующего «кипящего слоя», в котором требуемая поверхность контакта обеспечивается за счет высокой концентрации сорбента в единице реакционного объема. За реактором установлены электрофильтр и экспериментальный мешочный фильтр. Степень улавливания SO ₂ составила в среднем 90–91 %. Использование тканевого фильтра повышает степень улавливания на 4–5 %
Демонстрационная установка обессеривания дымовых газов по технологии LIFAC. Участники: «LIFAC North America» (дочерняя компания финской компании «Tampella Power Corp.»), и др. Место: ТЭС в г. Ричмонд, шт. Индиана, на котле 60 МВт	Полусухой метод. Тонко измельченный известняк (от 200 до 325 мкм) в количестве до 2 моль на моль серы вдувается в верхнюю часть топки (где температура газов 980–1200 °С). Здесь известняк превращается в окись кальция, поглощается до 25 % серы. Основной процесс завершается в вертикальной камере, установленной между воздухоподогревателем котла и электрофильтром. В верхнюю часть камеры впрыскивается вода, при этом CaO превращается в Ca(OH) ₂ , который более активно реагирует с оксидами серы. В нижней части камеры газ подогревается для обеспечения эффективной работы электрофильтров. При работе котла на угле с содержанием серы 2,5–2,9 %, степень улавливания серы до 70 % при Ca/S = 2 и рециркуляции пыли из электрофильтра в камеру. Отходы представляют собой сухой продукт – смесь гипса, золы и CaSO ₃

Проекты	Технологические данные
Система сухой комбинированной очистки от SO ₂ + NO _x . Участники: «Public Service Company of Colorado», ЕПРИ, «Бабкок-Уилкокс»	Состоит из комбинации малотоксичных угольных горелок, подачи вторичного воздуха в топку за ядром факела, системы селективного некаталитического восстановления оксидов азота с вдувом в тракт котла мочевины, системы сухой сероочистки вдувом порошка калиевого или кальциевого сорбента с тканевым фильтром для очистки дымовых газов от пыли. Реализована на котле 100 МВт с потолочными горелками на ТЭС Арапахо, шт. Колорадо, работающей на угле с содержанием серы 0,4 %. Эффективность по снижению выбросов NO _x – 80 % на всех нагрузках. Достигнутое снижение эмиссии SO ₂ составило до 70 % при использовании бикарбоната калия
Демонстрация чистой угольной технологии – проект Milliken. Участники: «New York State Electric & Gas Corp.», «Saarberg – Holten – Umwelttechnik» (SHU), «NALCO/Fueltech». Место: ТЭС Millikan, в Лансинге недалеко от Нью-Йорка	Отрабатывается технология и оборудование для реконструкции существующих котлов с известковыми скрубберными системами очистки дымовых газов при сжигании высокосернистых углей. Предполагаемые показатели: степень очистки от SO ₂ 98 %, снижение выбросов NO _x до 70 %, уменьшение количества твердых отходов за счет производства строительного гипса, хлорида кальция. Используются комбинация современных методов сжигания, технология селективного некаталитического восстановления NO _x (NOXOUT), усовершенствованный компанией SHU процесс известковой очистки с безнасадочным скруббером с добавкой муравьиной кислоты
Демонстрация пульсационного сжигания для паровой газификации угля. Участники: «Thegmo-Chem. Inc». Место: предприятие MTCL в Санта Фе, шт. Калифорния	Отрабатывается паровая газификация угля в кипящем слое (без подачи кислорода), где тепло для реакции подводится с помощью погруженных в кипящий слой труб, внутри которых происходит процесс пульсационного горения вспомогательного топлива. Пульсация передается через стенки труб и способствует значительной интенсификации процессов тепломассопередачи между паром и реагирующими частицами угля. Степень конверсии углерода порядка 95 %

Подписано в печать 24.03.15

Издательство Современного технического университета

390008, г. Рязань, ул. Новоселов, 35А.

(4912) 300630, 30 08 30