





КНИГА-ПОБЕДИТЕЛЬ
конкурса рукописей
учебной, научно-технической
и справочной литературы по энергетике,
посвященного 90-летию МЭИ
и 100-летию плана ГОЭЛРО

Книга издана
при поддержке
ООО «Газпром энергохолдинг»



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

ПРИРОДООХРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ТЭС

Рекомендовано федеральным учебно-методическим объединением
в системе высшего образования по укрупненным группам
специальностей и направлений подготовки
13.00.00 «Электро- и теплоэнергетика» в качестве учебного издания
для реализации основных образовательных программ
высшего образования по направлению подготовки
13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

*Под редакцией Н.Д. Рогалева
и В.Б. Прохорова*

Москва
Издательство МЭИ
2021

УДК 502
ББК 20.18
П 77

Рецензенты: А.Н. Тугов, д.т.н, зав. отделением парогенераторов и топочных устройств ОАО «ВТИ»;
М.И. Сапаров, к.т.н., зав. отделением энергоэффективности и экологии в электроэнергетике АО «ЭНИН»

Авторы: И.С. Никитина, В.Б. Прохоров, И.В. Путилова,
Н.Д. Роголёв, М.П. Роганков, П.В. Росляков,
Г.А. Рябов, А.С. Седлов, В.Б. Тупов, В.В. Шищенко

П77 Природоохранные технологии на ТЭС: учебник / И.С. Никитина, В.Б. Прохоров, И.В. Путилова и др.; под общ. ред. Роголёва Н.Д и Прохорова В.Б. – М.: Издательство МЭИ, 2021. – 452 с.

ISBN 978-5-7046-2428-8

В учебнике рассмотрено влияние тепловых электростанций и котельных на загрязнение окружающей среды. Рассмотрены методы, технологии и оборудование, которые позволяют снизить неблагоприятные воздействия энергетических объектов на окружающую среду. Приведены данные по уровню шума, создаваемому энергетическим оборудованием, и методам его снижения. Рассмотрены вопросы рассеивания и трансформации загрязняющих веществ в атмосфере.

Учебник предназначен для студентов, обучающихся по образовательной программе «Тепловые электрические станции» подготовки бакалавров, по направлению подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» при изучении дисциплины «Природоохранные технологии на ТЭС». Он также может быть полезен при подготовке выпускной работы бакалавра.

**УДК 502
ББК 20.18**

ISBN 978-5-7046-2428-8

© Национальный исследовательский университет «МЭИ», 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	10
Глава 1. ОСНОВЫ ЭКОЛОГИИ И ПРИРОДООХРАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ЭНЕРГЕТИКЕ.....	13
1.1. Понятие об экологии. Объект и предмет изучения общей экологии.....	13
1.2. Соотношение экологических наук между собой.....	16
1.3. Экологические системы.....	17
1.3.1. Понятие «экосистема».....	17
1.3.2. Основные компоненты экосистемы.....	21
1.3.3. Нообиогеоценоз.....	24
1.3.4. Устойчивость экосистем.....	25
1.4. Потоки энергии и вещества в сообществах.....	29
1.5. Экосистемный и популяционный подходы в экологии. Иерархия спектра уровней организации.....	33
1.6. Принцип эмерджентности.....	35
1.7. Общие принципы моделирования, используемые для анализа процессов в экосистемах.....	37
1.8. Интерпретирование исследуемой экосистемы в иерархическую систему.....	40
1.9. Прирост народонаселения.....	42
1.10. Исследования Римского клуба.....	44
1.11. Международное законодательство в области охраны окружающей среды.....	47
1.12. Снижение выбросов парниковых газов в электроэнергетике.....	49
1.12.1. Общие сведения о выбросах парниковых газов в электроэнергетике.....	49
1.12.2. Международные усилия по предотвращению из- менения климата.....	51
1.12.3. Предлагаемые обязательства РФ по Парижскому соглашению и прогноз их выполнения.....	53
1.12.4. Расчет выбросов парниковых газов ТЭС и котельных.....	57
1.12.5. Мониторинг выбросов парниковых газов ТЭС, учет и отчетность.....	59
1.12.6. Основные правовые и нормативные документы РФ по тематике изменения климата.....	59
1.12.7. Основные направления снижения выбросов парни- ковых газов в электроэнергетике как отрасли в целом.....	60
Контрольные вопросы.....	67
Список рекомендуемой литературы.....	68

Глава 2. ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ТЭС, ИХ РАСЧЕТ И НОРМИРОВАНИЕ.....	70
2.1. Выбросы загрязняющих веществ ТЭС в атмосферу.....	70
2.2. Загрязняющие вещества, образующиеся при сжигании органических топлив на ТЭС.....	76
2.2.1. Оксиды углерода CO, CO ₂	76
2.2.2. Оксиды серы SO ₂ , SO ₃	78
2.2.3. Оксиды азота NO _x	79
2.2.4. Полициклические ароматические углеводороды.....	80
2.2.5. Зола твердого топлива.....	83
2.2.6. Мазутная зола (в пересчете на ванадий).....	84
2.2.7. Единицы измерения газообразных выбросов ТЭС...	85
2.3. Расчет массовых выбросов загрязняющих веществ с помощью измерения их концентрации в дымовых газах	88
2.4. Расчетные методики определения выбросов загрязняющих веществ ТЭС.....	90
2.4.1. Расчет выбросов золы в атмосферу.....	90
2.4.2. Расчет выбросов оксидов серы в атмосферу.....	91
2.4.3. Расчет выбросов мазутной золы в пересчете на ванадий	93
2.4.4. Расчет выбросов бенз(а)пирена(C ₂₀ H ₁₂).....	94
2.4.4.1. Расчет выбросов бенз(а)пирена для газомазутных котлов.....	95
2.4.4.2. Расчет выбросов бенз(а)пирена для пылеугольных котлов.....	98
2.4.5. Расчет выбросов оксидов азота.....	99
2.5. Нормирование выбросов загрязняющих веществ ТЭС в атмосферу.....	103
Контрольные вопросы.....	120
Список рекомендуемой литературы.....	121
Глава 3. СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ЗОЛОВЫХ ЧАСТИЦ В АТМОСФЕРУ.....	123
3.1. Основные характеристики золы.....	123
3.2. Основы теории золоулавливания.....	130
3.3. Инерционные золоуловители.....	137
3.4. Мокрые золоуловители.....	143
3.5. Электрофильтры.....	153
3.6. Тканевые золоуловители.....	178
Контрольные вопросы.....	187
Список рекомендуемой литературы.....	188
Глава 4. СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ СЕРЫ В АТМОСФЕРУ	190
4.1. Очистка топлива от соединений серы до его сжигания....	191
4.2. Очистка дымовых газов от соединений серы.....	191

4.2.1. Мокрая абсорбционная газоочистка.....	192
4.2.2. Мокросухой метод очистки.....	195
4.2.3. Сухой метод очистки.....	202
4.2.4. Озонно-аммиачный и радиационный методы очистки	203
Контрольные вопросы.....	208
Список рекомендуемой литературы.....	209
Глава 5. СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА	
В АТМОСФЕРУ.....	210
5.1. Нормативы выбросов оксидов азота.....	210
5.2. Механизмы образования оксидов азота.....	214
5.2.1. Образование термических оксидов азота (механизм Зельдовича).....	214
5.2.2. Образование топливных оксидов азота.....	217
5.2.3. Образование «быстрых» NO _x (механизм Фенимора)...	219
5.2.4. Образование диоксида азота.....	221
5.3. Первичные мероприятия, направленные на уменьшение выбросов NO _x	222
5.3.1. Сжигание топлива с малыми избытками воздуха.....	223
5.3.2. Рециркуляция дымовых газов.....	225
5.3.3. Нестехиометрическое сжигание топлив.....	228
5.3.4. Ступенчатое сжигание топлива.....	233
5.3.5. Впрыск влаги в зону горения и сжигание водомазутных эмульсий.....	241
5.3.6. Применение малоэмиссионных горелок.....	245
5.4. Применение комбинаций первичных мероприятий.....	254
5.5. Вторичные мероприятия по уменьшению выбросов NO _x	257
5.5.1. Селективное каталитическое восстановление оксидов азота (СКВ).....	257
5.5.2. Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)	262
5.5.3. Гибридная схема очистки от оксидов азота.....	264
Контрольные вопросы.....	264
Список рекомендуемой литературы.....	266
Глава 6. РАССЕИВАНИЕ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ	
В АТМОСФЕРЕ. ДЫМОВЫЕ ТРУБЫ ТЭС.....	268
6.1. Рассеивание в атмосфере выбросов ТЭС.....	268
6.2. Уравнение турбулентной диффузии.....	274
6.3. Подъем дымового факела над устьем дымовой трубы...	278
6.4. Методика рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере и выбор высоты дымовых труб.....	281
6.5. Дымовые трубы ТЭС.....	289
6.6. Расчет статических давлений в дымовых трубах.....	296

6.7. Самоокутывание дымовых труб.....	299
6.8. Выбор числа и параметров дымовых труб ТЭС.....	303
Контрольные вопросы.....	304
Список рекомендуемой литературы.....	305
Глава 7. СНИЖЕНИЕ ВРЕДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	
ЗОЛОШЛАКОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.....	307
7.1. Терминология в области обращения с золошлаками ТЭС.....	307
7.2. Мировая статистика образования и утилизации золошлаков.....	308
7.3. Системы обращения с золошлаками ТЭС.....	310
7.4. Установки внутреннего транспорта золы.....	323
7.5. Установки внешнего транспорта золы.....	324
7.6. Перспективные технологии шлакоудаления.....	324
7.7. Золошлакохранилища.....	328
7.8. Принципы создания экологических систем ЗШУ.....	333
7.9. Полезное применение золошлаков ТЭС.....	324
Контрольные вопросы.....	336
Список рекомендуемой литературы.....	337
Глава 8. ТЕХНОЛОГИЯ СЖИГАНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ	
ТОПЛИВ В ЦИРКУЛИРУЮЩЕМ КИПАЮЩЕМ СЛОЕ.....	339
8.1. Современное состояние и развитие технологии ЦКС применительно к энергетическим котлам.....	341
8.2. Выбросы загрязняющих веществ.....	346
8.2.1. Выбросы оксидов азота.....	347
8.2.2. Выбросы оксидов серы.....	349
8.3. Многотопливные котлы с ЦКС. Сжигание биомассы....	352
8.4. Экономическое сравнение и место технологии ЦКС в энергетике РФ. Опыт пуска первого в РФ котла с ЦКС блока 330 МВт Новочеркасской ГРЭС.....	354
Контрольные вопросы.....	360
Список рекомендуемой литературы.....	361
Глава 9. БЕССТОЧНЫЕ И МАЛООТХОДНЫЕ СИСТЕМЫ	
ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ НА ТЭС.....	363
9.1. Водопотребление и водоотведение на ТЭС, нормирование состава сточных вод.....	363
9.2. Системы охлаждения конденсаторов турбин и вспомогательного оборудования.....	366
9.3. Сточные воды водоподготовительных установок.....	370
9.4. Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами.....	374
9.5. Сточные воды химических промывок и консервации оборудования.....	376

9.6. Обмывочные воды РВП и конвективных поверхностей нагрева котлов.....	379
9.7. Поверхностные ливневые и талые сточные воды с территории ТЭС.....	382
9.8. Дренажные воды систем понижения уровня подземных вод.....	383
9.9. Хозяйственно-бытовые сточные воды.....	384
9.10. Опыт реализации бессточных и малоотходных технологий водопользования за рубежом.....	385
9.10.1. Утилизация сточных вод на ТЭС Досвелл.....	385
9.10.2. Комплексные системы бессточного водопользования	
9.11. Отечественный опыт создания малосточных и малоотходных систем водопользования на ТЭС.....	391
9.11.1. Малоотходная установка термохимического умягчения и обессоливания сточных вод на Саранской ТЭЦ-2.....	391
9.11.2. Комплексная система водопользования на Казанской ТЭЦ-3.....	393
9.11.3. Комплексная схема водопользования на Волжской ТЭЦ-1.....	397
9.12. Унифицированные системы водопользования на ТЭС с утилизацией сточных вод.....	399
Контрольные вопросы.....	403
Список рекомендуемой литературы.....	404
Глава 10. ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.....	407
10.1. Основные определения и расчетные формулы.....	407
10.2. Классификация глушителей.....	422
10.3. Общие требования к глушителям.....	423
10.4. Абсорбционные глушители.....	424
10.5. Реактивные глушители.....	430
10.6. Глушители активного типа.....	432
10.7. Глушители шума от паровых выбросов.....	433
10.8. Глушители шума газотурбинных установок.....	435
10.9. Глушители шума парогазовых установок.....	437
10.10. Глушители шума тягодутьевых машин.....	439
10.11. Экраны для снижения шума энергетического оборудования.....	441
10.12. Примеры создание малошумного энергетического объекта.....	442
Контрольные вопросы.....	447
Список рекомендуемой литературы.....	449

ПРЕДИСЛОВИЕ

Вопросы охраны окружающей среды от негативного воздействия промышленного производства, в том числе тепловых электростанций, относятся к числу наиболее актуальных и важнейших задач, стоящих в настоящее время перед человечеством. Законы Российской Федерации «Об охране атмосферного воздуха» и «Об охране окружающей среды» обязывают уменьшать эти негативные воздействия до допустимых значений.

Подготовленный учебник издается впервые и предназначен для изучения курса лекций «Природоохранные технологии на ТЭС». В то же время учебник является продолжением традиций, заложенных в МЭИ учебником Л.А. Рихтера, Э.П. Волкова и В.Н. Покровского «Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов тепловых электростанций», изданного в 1981 году и предназначенного для одноименного с названием книги учебного курса. Новый учебник учитывает принципиальные изменения, которые произошли за прошедшие десятилетия в природоохранных технологиях ТЭС по уменьшению выброса загрязняющих веществ в атмосферу, в литосферу, в гидросферу, так и по уменьшению влияния шума энергетического оборудования на окружающую среду. Здесь учтены как результаты новых теоретических исследований, так и последних практических мероприятий. В учебнике уделяется большое внимание оборудованию, как традиционно применяемому на современных ТЭС для защиты окружающей среды от их вредного воздействия, так и перспективной технике и технологиям, которые начинают находить применение как в нашей стране, так и за рубежом.

Основное загрязнение атмосферы связано с процессами сжигания органического топлива. На энергетических предприятиях сжигается около одной трети мировой добычи топлива, что приводит к образованию большого объема выбросов загрязняющих веществ (далее – ЗВ) в атмосферу: оксидов азота и оксидов серы, золы, оксидов углерода, ароматических углеводородов и др. веществ, оказывающих негативное воздействие, как на здоровье людей, так и на окружающую среду. Величина выбросов ЗВ зависит от количества и вида сжигаемого органического топлива, принятых мер по снижению их образования и применяемых технологий по очистке дымовых газов.

Больше всего ЗВ образуется при сжигании угля, доля которого в топливном балансе энергетики России в последние годы непрерыв-

но снижалась, а доля природного газа увеличивалась. При сжигании природного газа полностью отсутствуют выбросы оксидов серы и золы, а оксидов азота образуется значительно меньше, чем при сжигании угля, поэтому природный газ считается экологически чистым топливом. Внедрение на тепловых электростанциях природоохранных мероприятий и увеличение в топливном балансе России доли природного газа, существенное снижение потребления жидкого топлива (мазута) позволили значительно снизить выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. В учебнике приведены методики расчета выбросов загрязняющих веществ от ТЭС, методы очистки дымовых газов от ЗВ. Приведены основы природоохранного законодательства Российской Федерации и нормативы в области охраны окружающей среды.

Для предотвращения неблагоприятного воздействия на организм человека загрязняющие вещества ТЭС выбрасываются в атмосферу через высотные дымовые трубы, что позволяет рассеять дымовые газы в атмосфере и снизить концентрации ЗВ до безопасных значений. Только совместное использование очистки газов от ЗВ с их рассеиванием в атмосфере позволяет обеспечить приземные концентрации ЗВ на безопасном для окружающей среды уровне. В учебнике приведена методика рассеивания ЗВ в атмосфере, рассмотрены конструкции дымовых труб ТЭС, а также основные факторы, влияющие на надежность их работы.

При сжигании органического топлива в атмосферу в больших объемах поступает углекислый газ, который является парниковым газом, способствующим росту средней температуры на Земле. В учебнике приведены данные по объемам выбросов CO_2 в атмосферу и рассмотрены основные пути сокращения выбросов парниковых газов, а также международные соглашения, ратифицированные РФ, по ограничению выбросов парниковых газов.

Загрязнение литосферы обусловлено утилизацией большого количества золошлаковых материалов, которые образуются при сжигании твердого топлива. Здесь рассмотрены перспективные технологии золошлакоудаления, а также возможности полезного применения золошлаков ТЭС в промышленности.

Загрязнение гидросферы связано с тем, что энергетическая отрасль потребляет огромные объемы воды, главным образом, из поверхностных водных источников. Более 90% потребляемой на ТЭС воды идет на охлаждение пара в конденсаторах турбин, где она нагревается на $10\text{--}12^\circ\text{C}$, поэтому эта вода вносит тепловое загрязнение и не содержит

химических загрязнителей окружающей среды. Кроме этого, на ТЭС образуются следующие виды сточных вод: сточные воды после водоподготовительных установок (ВПУ); сточные воды систем гидрозолаудаления (ГЗУ); замазученные и замасленные воды; сточные воды после обмывок наружных поверхностей нагрева котлов; сточные воды после промывок котлов и др. В учебнике рассмотрены основные виды сточных вод ТЭС, пути снижения их образования и технологии очистки.

Необходимость снижения шумового воздействия объясняется тем, что эксплуатация энергетического оборудования связана с повышенным шумоизлучением, негативно влияющим как на здоровье обслуживающего персонала, так и на здоровье жителей, прилегающих к ТЭС районов. Основными источниками повышенного уровня шума на ТЭС являются: паровые и газовые турбины, дымососы и вентиляторы, газорегуляторные пункты, трансформаторы, градирни и др. Наибольшие уровни шума создаются при сбросе пара в атмосферу. В учебнике рассмотрены основные характеристики шума и пути его снижения при работе различного энергетического оборудования. Приведены методики расчета снижения уровня шума при его распространении на открытом воздухе и в газозводушных трактах ТЭС.

Каждая глава учебника содержит контрольные вопросы для лучшего понимания материала.

Учебник предназначен для бакалавров, обучающихся по направлению 13.03.01 «Тепловые электрические станции» при изучении курса «Природоохранные технологии ТЭС», а также для магистров и аспирантов при подготовке диссертаций по природоохранной тематике тепловых электростанций.

При написании учебника учтен многолетний опыт чтения курса лекций «Природоохранные технологии на ТЭС» в НИУ «МЭИ».

Материалы учебника распределены между авторами следующим образом: предисловие написано Рогалёвым Н.Д. и Прохоровым В.Б., гл.1 – Путиловой И.В., раздел 1.12 – Роганковым М.П., гл. 2, 3 – Прохоровым В.Б. и Росляковым П.В., гл. 4 – Туповым В.Б. и Росляковым П.В., гл.5 – Прохоровым В.Б., Рогалёвым Н.Д. и Росляковым П.В., гл. 6 – Прохоровым В.Б. и Рогалёвым Н.Д., гл. 7 – Путиловой И.В., гл. 8 – Рябовым Г.А., гл. 9 – Шищенко В.В., Никитиной И.С. и Седловым А.С., гл. 10 – Туповым В.Б.

Авторы с благодарностью примут замечания и пожелания по содержанию материала учебника, которые следует посылать по адресу: 111250, Москва, Красноказарменная ул., д.14, Издательство МЭИ.

Глава 1. ОСНОВЫ ЭКОЛОГИИ И ПРИРОДООХРАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

1.1. Понятие об экологии.

Объект и предмет изучения общей экологии

Экология изначально возникла как наука о среде обитания живых организмов: растений, животных (в том числе и человека), грибов, бактерий и вирусов, о взаимоотношениях между организмами и средой их обитания и о взаимоотношениях организмов друг с другом. Само же слово «экология» возникло гораздо позже в сравнении со временем появления собственно экологических знаний. Оно было введено немецким биологом Эрнстом Геккелем (1866 г.) и образовано от греческого слова «**ойкос**» – **дом, жилище**.

До 30-х годов XX столетия общей экологии, как общепризнанной науки, еще не существовало. Долгое время экология была представлена всевозможными частными экологическими дисциплинами: экологией растений, экологией животных, экологией грибов и т.д. Эти дисциплины формировались в рамках соответствующих таксономических разделов биологии – ботаники, зоологии, микологии и др., как подразделения этих наук. Однако, более чем за 150 лет своего существования экология претерпела кардинальные изменения. Сейчас экология — это междисциплинарная область знаний, естественное место стыковки специалистов всех направлений.

В современном мире термин «экология» трактуется существенно шире, чем в первые десятилетия развития этой науки. В настоящее время чаще всего под экологическими вопросами ошибочно понимаются, прежде всего, вопросы охраны окружающей среды. Такое понимание экологии связано со всё более ощутимым последствием влияния человека на окружающую среду, однако, необходимо разделять то, что относится к науке экологии и то, что относится к окружающей среде. Первоначально Эрнст Геккель достаточно чётко обозначил область экологических знаний, как биологических, затем всеобщее внимание к экологии повлекло за собой расширение их на другие естественные, а также гуманитарные науки.

По мере накопления знаний о взаимодействии живых организмов со средой обитания исследователи поняли, что на Земле существуют своеобразные системы, состоящие из живых организмов и неживого вещества. Для них характерен высокий уровень организации, наличие прямых и обратных связей между компонентами (частями этих систем), способность к поддержанию своего состояния при всевозможных возмущениях, т.е. эти системы состоят из упорядоченно взаимодействующих и взаимозависимых компонентов, образующих единое целое. Они были названы экологическими, или экосистемами.

Экосистемы и являются специфическим **объектом изучения** общей экологии. Таким образом, общая экология – это наука об экосистемах, которые включают в себя живые организмы и неживое вещество, с которым эти организмы постоянно взаимодействуют. Объектом изучения экологии могут быть и отдельные особи или совокупность особей одного вида на определенной территории – популяции. По определению Всеволода Анатольевича Радкевича (1998 г.) «... Экология – это наука, исследующая закономерности жизнедеятельности организмов в их естественной среде, и с учетом изменений, которые вносит в эту среду деятельность человека...». Сходное, но более точное определение экологии дает Игорь Александрович Шилов (2001 г.), трактуя ее «... как науку о закономерностях формирования, развития и устойчивости биологических систем разного ранга в их взаимоотношениях со средой...». Следовательно, предметом ее исследований являются макросистемы: популяции, биоценозы, экосистемы, и их динамика во времени и пространстве.

Существует множество определений науки «Экология». Вот некоторые из них:

Экология – познание природы, исследование всех взаимоотношений живого с органическими и неорганическими компонентами окружающей среды.

Экология – это наука, изучающая все сложные взаимосвязи в природе.

Экология – биологическая наука, которая исследует структуру и функционирование систем надорганизменного уровня (популяции, сообщества, экосистемы), в естественных и изменённых человеком условиях.

Современная экология – сложная, разветвлённая наука. Полагают, что вклад в теоретические основы современной экологии внёс Б. Коммонер, сформулировавший основные 4 закона экологии:

1. Всё связано со всем.
2. Ничто не исчезает в никуда.
3. Природа знает лучше. Закон имеет двойной смысл – одновременно призыв сблизиться с природой и призыв крайне осторожно обращаться с природными системами.
4. Ничто не даётся даром (в оригинале «Бесплатных завтраков не бывает»).

Второй и четвёртый законы, по сути, являются перефразировкой основного закона физики – сохранения вещества и энергии. Первый и третий законы – действительно основополагающие законы экологии, на которых должна строиться парадигма данной науки. Основным законом является первый, который может считаться основой экологической философии. В частности, эта философия положена в основу понятия «глубокая экология» в книге «Паутина жизни» Фритьофа Капры.

Современная экология, сохраняя свои корни в биологических науках, уже не может быть отнесена только к ним. Она впитала в себя концепции и методы физики, химии, метеорологии, математики и других естественных наук, т.е. экология это «точная» наука. Но в то же время – это гуманитарная наука, так как на структуру и функционирование экосистем очень сильно влияет поведение человека, его хозяйственная деятельность. Оптимизация взаимоотношений между человеком, с одной стороны, и отдельными видами и популяциями, экосистемами и их компонентами, с другой – важнейшая задача экологии на современном этапе. В семидесятых годах XX в. складываются экология человека и социальная экология, изучающие закономерности взаимодействия общества и окружающей среды и включающие различные философские, социологические, экономические и другие аспекты, а также практические проблемы сохранения Среды обитания и производственной деятельности.

Активно продолжается процесс экологизации различных дисциплин и отраслей производства, заключающийся во внедрении управленческих, технологических и других решений, направленных на повышение эффективности использования природных ресурсов и условий наряду с улучшением или сохранением каче-

ства природной среды на локальном, региональном и глобальном уровнях. Поэтому в настоящее время мы говорим об экологизации современной науки и о том, что экология стала объединяющим началом всей разумной человеческой деятельности на Земле, способствующей нахождению рациональных решений в ведении любой хозяйственной деятельности человека.

В последнее время появилась неверная тенденция причислять к экологии все связанное с уменьшением вредного воздействия на окружающую среду и ее загрязнением. Такая трактовка не отражает суть экологии как науки. Существует ряд прикладных и полуприкладных дисциплин: «Охрана природы», «Охрана окружающей среды», «Природоохранные технологии» и другие, в компетенцию которых входят вопросы охраны окружающей среды, неверно причисляемые к экологии. Это такие вопросы, как соблюдение норм по предельно допустимым концентрациям (ПДК) вредных веществ в окружающей среде, установка величин предельно допустимых выбросов (ПДВ) вредных веществ, проведение научно-технических мероприятий по обеспечению установленных, но не вопросы общей рационализации природопользования. Современная экология вполне соответствует своему изначальному предназначению быть научно-практической дисциплиной для гармонизации взаимоотношений человека с окружающей природной средой. В этом заложен ее глубочайший смысл. С успехами экологии на пути оптимизации взаимоотношений человека со средой обитания в результате хозяйственной деятельности человечество связывает свои надежды на сохранение и благополучие цивилизации [1.1].

1.2. Соотношение экологических наук между собой

Как экосистемы образованы разными группами организмов, так и общая экология характеризуется сложной структурой, подразделяясь на множество направлений в свою очередь, состоящих из частных наук (рис. 1.1). Сначала появились многие частные экологические дисциплины, гораздо позже – комплексные. Общая же

экология формируется только сегодня и «подпитывается» всеми частными. Несмотря на нерешенность своих самых фундаментальных проблем, она переживает самый настоящий бум популярности.

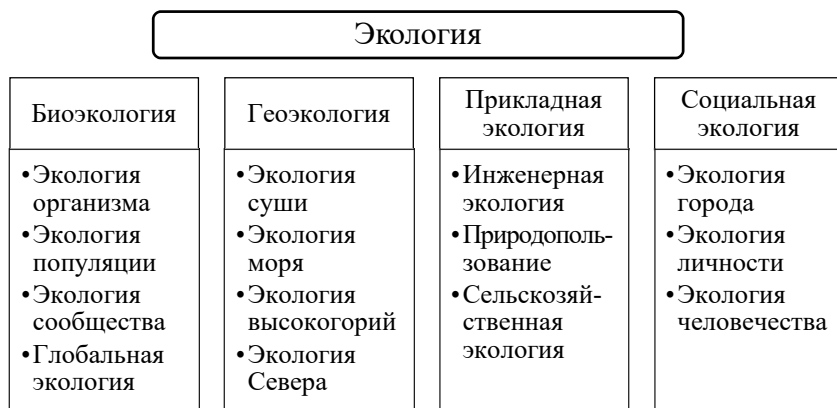


Рис. 1.1. Виды экологических наук

1.3. Экологические системы

1.3.1. Понятие «экосистема»

Для понимания смысла экосистемы необходимо усвоить несколько основных определений:

Биосфера – это область активной жизни, охватывающая нижнюю часть атмосферы (до границы озонового слоя), всю гидросферу и верхнюю часть литосферы (в основном почву).

Биотические факторы окружающей среды (от греч. *Biotikos* – жизненный) – факторы живой среды, влияющие на жизнедеятельность организмов. Примеры биотических факторов – конкуренция, хищничество, паразитизм, симбиоз и т.д.

Абиотические факторы среды – совокупность условий неорганической среды, влияющих на организмы. Абиотические факторы делятся на химические (химический состав атмосферы, морских и пресных вод, почвы или донных отложений) и физические или климатические (температура, барометрическое давление, ветер, течения, радиационный режим и т. д.).

Биоценоз – группа организмов разных видов, взаимосвязанных между собой и исторически долго обитающих на определенной территории.

Биогеоценоз – биоценоз, который рассматривается во взаимодействии с абиотическими факторами, влияющими на него и сам изменяющийся под их воздействием. Биоценоз имеет синоним сообщество, ему также близко понятие экосистема.

Биотоп (греч. *βίος* – Жизнь и *τοπος* – Место) – участок поверхности земли с более или менее однотипными природными условиями (грунтом, микроклиматом и т.п.). Биотоп является основной экологической единицей классификации участков земной поверхности по степени их сходства. Обычно биотоп заселен определенными группировками организмов (биоценозом). Вместе с биоценозом биотоп составляет биогеоценоз, т.е. является его неорганической компонентой. В более узком толковании биотоп рассматривают, как среду существования комплекса животных, входящих в биоценоз или, по другому, территорию, которую занимает биогеоценоз. Примеры биотопа – ельник, дубрава, сенокос, скала, пещера, дно водоема, лужа, болото и т.п. Термин «биотоп» введен немецким ученым Гессе в 1924 г.

Под **экотопом** на данный момент в отличие от биотопа понимается определённая территория или акватория со всем набором и особенностями почв, грунтов, микроклимата и других факторов в неизменённом организмами виде. Примерами экотопа могут служить наносные грунты, новообразовавшиеся вулканические или коралловые острова, вырытые человеком карьеры и другие, заново образовавшиеся территории.

Биотоп и экотоп – близкие понятия.

Существует множество определений экосистемы.

Экосистема или **экологическая система** – биологическая система, состоящая из сообщества живых организмов (биоценоз), среды их обитания (биотоп или экотоп), системы связей, осуществляющей обмен веществом и энергией между ними. Например, сообщество живых организмов вместе с неживой частью среды, в которой оно находится, и всеми разнообразными взаимодействиями называют **экосистемой** (Д.Ф. Оуэн). Любую совокупность

организмов и неорганических компонентов окружающей их среды, в которой может осуществляться круговорот веществ, называют **экологической системой** или **экосистемой** (В.В. Денисов).

Понятие «экосистема» ввел английский фитоценолог А. Тенсли в 1935 г. Однако (зادолго до этого) представление об экосистеме содержится в трудах многих ученых, в том числе и русских – Г.Ф. Морозова и В.Н. Сукачева, В.И. Вернадского. Сукачев В.Н. в 1944 г. вел понятие «биогеоценоз», являющееся ключевым понятием в экологии.

Итак, каждый биогеоценоз – это экосистема, но не каждая экосистема – биогеоценоз.

Пример экосистемы – пруд с обитающими в нём растениями, рыбами, беспозвоночными животными, микроорганизмами, составляющими живую компоненту системы, биоценоз. Для пруда, как экосистемы, характерны донные отложения определенного состава, химический состав (ионный состав, концентрация растворенных газов) и физические параметры (прозрачность воды, тренд годовичных изменений температуры), а также определённые показатели биологической продуктивности, трофический (пищевой) статус водоёма и специфические условия данного водоёма. Другой пример экологической системы – лиственный лес в средней полосе России с определённым составом лесной подстилки, характерной для этого типа лесов почвой и устойчивым растительным сообществом, и, как следствие, со строго определёнными показателями микроклимата (температуры, влажности, освещённости) и соответствующим таким условиям среды комплексом животных организмов. Немаловажным аспектом, позволяющим определять типы и границы экосистем, является трофическая (пищевая) структура сообщества и соотношение производителей биомассы, её потребителей и разрушающих биомассу организмов, а также показатели продуктивности и обмена вещества и энергии.

Трофическая структура сообщества отражает соотношение между продуцентами, консументами (отдельно первого, второго и т.д. порядков) и редуцентами, выраженное или количеством особей живых организмов, или их биомассой, или заключенной в них энергией, рассчитанными на единицу площади в единицу времени. Обычно трофические уровни представляют в виде экологической пирамиды (рис. 1.2).

Таким образом, экосистемы всюду вокруг нас. Экосистемы есть везде, где есть жизнь на Земле: в водах океана, в атмосфере, в пещерах, на поверхности ледников в Антарктиде и Арктике. Самая большая экосистема – биосфера или экосфера Земли, которая включает совокупность живых организмов планеты, взаимодействующих с неживой природой, и через нее проходит энергия Солнца, обеспечивая устойчивое равновесие биосферы.

Огромное влияние на развитие науки экологии оказали работы выдающегося русского геохимика В.И. Вернадского (1863–1945 г.г.).

Он изучал процессы, протекающие в биосфере, и разработал теорию, названную им биогеохимией, которая легла в основу современного учения о биосфере. В биосфере живые организмы и среда их обитания органически связаны и взаимодействуют друг с другом, образуя целостную динамичную систему.

Появление и развитие учения о биосфере стало новой вехой в естествознании, изучении взаимодействия и взаимоотношений между косной и живой природой, между человеком и окружающей средой.

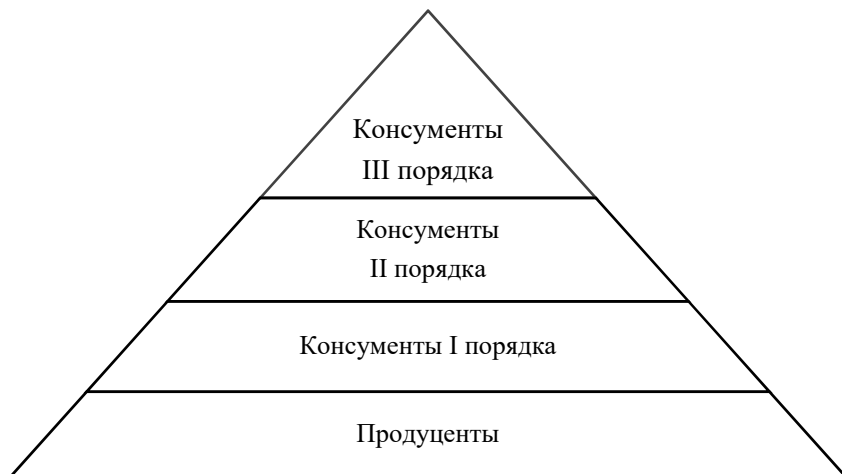


Рис. 1.2. Экологическая пирамида

В 1926 г. В.И. Вернадский опубликовал труд «Биосфера», который ознаменовал рождение новой науки о природе и связи с ней человека. В этой книге биосфера впервые показана как

единая динамическая система, населенная и управляемая жизнью, живым веществом планеты. В работах по биосфере ученый утверждал, что живое вещество во взаимодействии с косным есть часть большого механизма земной коры, благодаря которому происходят разнообразные геохимические и биогенные процессы, миграции атомов, осуществляется их участие в геологических и биологических циклах.

В.И. Вернадский установил, что химическое состояние наружной коры нашей планеты всецело находится под влиянием жизни и определяется живыми организмами, с деятельностью которых связан планетарный процесс – миграция химических элементов в биосфере.

В дальнейшем ученый приходит к выводу, что биосфера тесно связана с деятельностью человека, от которой зависит сохранность равновесия состава биосферы. Он вводит новое понятие – ноосфера, т.е. «мыслящая оболочка», сфера разума. Вернадский писал: «Человечество, взятое в целом, становится мощной геологической силой. Перед ним, перед его мыслью и трудом становится вопрос о перестройке биосферы в интересах свободного мыслящего человечества как единого целого. Это новое состояние биосферы, к которому мы, не замечая этого, приближаемся, и есть ноосфера».

1.3.2. Основные компоненты экосистемы

Согласно [1.2] с точки зрения структуры в экосистеме выделяют:

1. Климатический режим, определяющий температуру, влажность, режим освещения и прочие физические характеристики среды.
2. Неорганические вещества, включающиеся в круговорот (вода, кислород, углекислый газ).
3. Органические соединения, которые связывают биотическую и абиотическую части в круговороте вещества и энергии (белки, липиды, углеводы, гумусовые вещества и др.).
4. Продуценты – организмы, создающие первичную продукцию (например, растения).

5. Макроконсументы или фаготрофы – гетеротрофы, поедающие другие организмы или крупные частицы органического вещества (например, хищные животные).

6. Микроконсументы (сапротрофы) – гетеротрофы, в основном грибы и бактерии, которые разрушают мёртвое органическое вещество, минерализуя его, тем самым возвращая в круговорот.

Последние три компонента формируют биомассу экосистемы.

С точки зрения функционирования экосистемы выделяют следующие функциональные блоки организмов (помимо автотрофов):

1. Биофаги – организмы, поедающие другие живые организмы.

2. Сапрофаги – организмы, поедающие мёртвое органическое вещество.

Но далеко не все свойства экосистем можно охарактеризовать, изучая лишь их отдельные компоненты (высшие растения, животные, грибы, бактерии) или отдельные уровни организации (генный уровень, клеточный или более высокий – системы организмов). Только изучая все составляющие биоты в совокупности и с учетом средообразующих факторов, можно получить полные и объективные сведения об экосистемах разного ранга и предсказать ход их развития, степень устойчивости к разрушающим факторам и способность к самовосстановлению при воздействии последних.

Принципиальная схема экосистемы, как совокупности организмов и неживых компонентов, взаимодействующих совместно и связанных потоками вещества и энергии, представлены на рис. 1.3. Все экосистемы являются термодинамическими открытыми системами: они получают и отдают энергию и вещество. Поэтому концепция экосистемы предусматривает наличие среды на входе и среды на выходе. Эти среды связаны между собой и с экосистемой и необходимы для ее функционирования и самоподдержания. Отмеченная особенность отражена на рис. 1.4 [1.1].

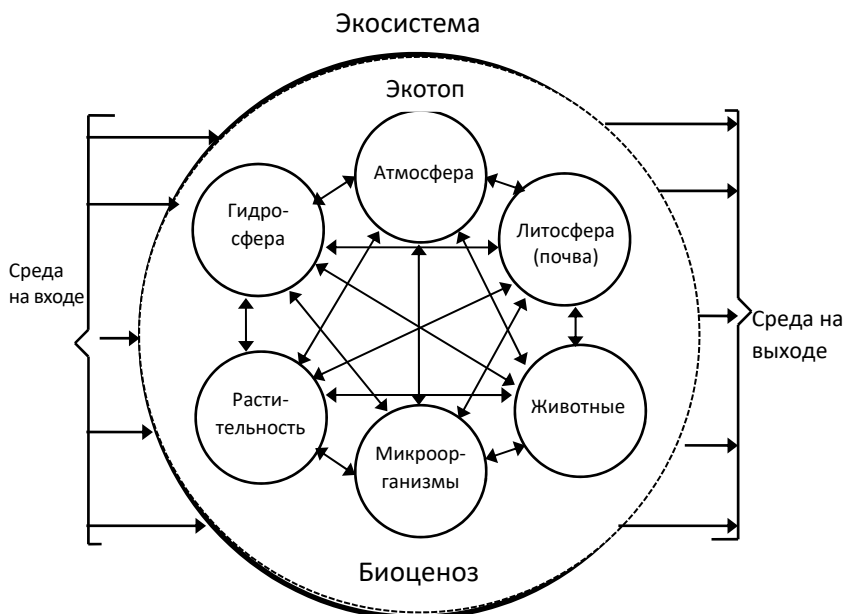


Рис. 1.3. Принципиальная схема экосистемы

На рис. 1.4 приведена блок-схема биогеоценоза.

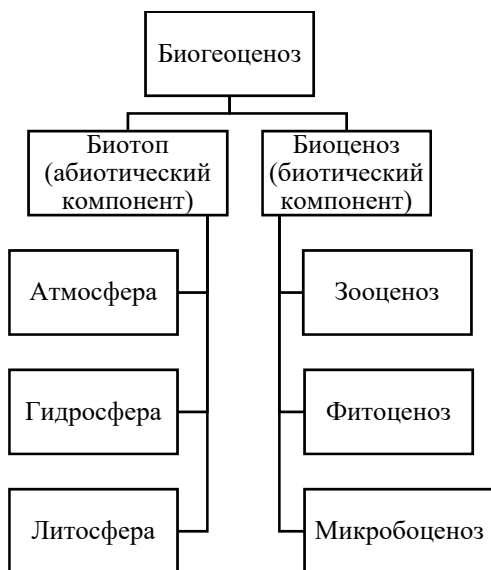


Рис. 1.4. Блок-схема экосистемы

1.3.3. Нообиогеоценоз

Наличие в экосистеме промышленного звена превращает рассмотренную нами ранее схему (рис. 1.3) в новую структурную схему – в схему нообиогеоценоза (рис. 1.5), которую также можно представить в виде блок-схемы (рис.1.6).

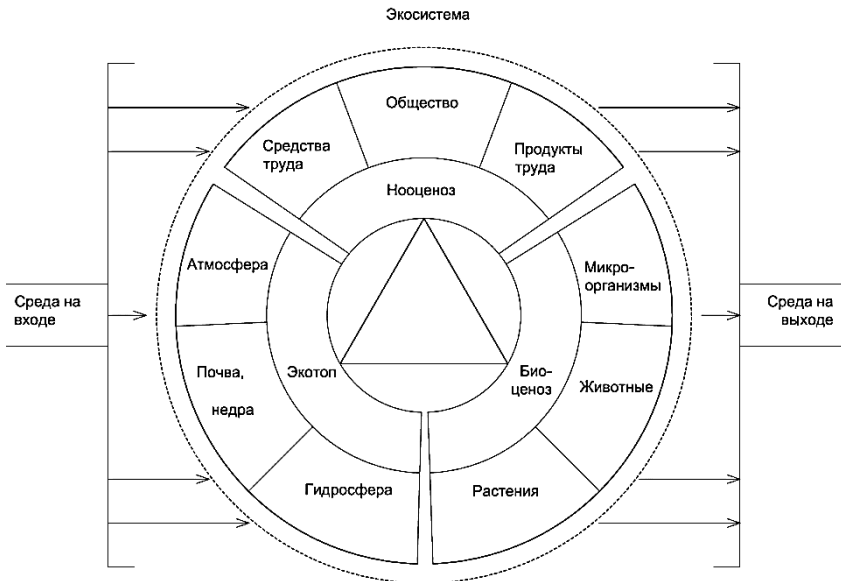


Рис. 1.5. Схема нообиогеоценоза

Здесь в экосистему входят физическая среда Земли (экотоп), биоценоз и нооценоз (человеческое общество со своими средствами труда и продуктами труда). Это равноправные компоненты, взаимно влияющие на свойства друг друга и необходимые для существования и функционирования системы нообиогеоценоза.

Структура нообиогеоценоза состоит из следующих компонентов:

- неорганические вещества, участвующие в круговоротах;
- органические соединения, связывающие биотические и абиотические части системы;

– воздушная, водная и субстратная среды, включающие климатический режим и другие физические факторы естественно-го происхождения;

– автотрофные организмы (продуценты), гетеротрофные организмы (макроконсументы, микроконсументы, сапротрофы);

– средства труда, общество (с его социальными законами), продукты труда.

Таким образом, нообиогеоценоз – биоценоз и экотоп, функционирующие совместно и связанные между собой потоками информации, энергии и вещества вместе с обществом со средствами и продуктами труда.

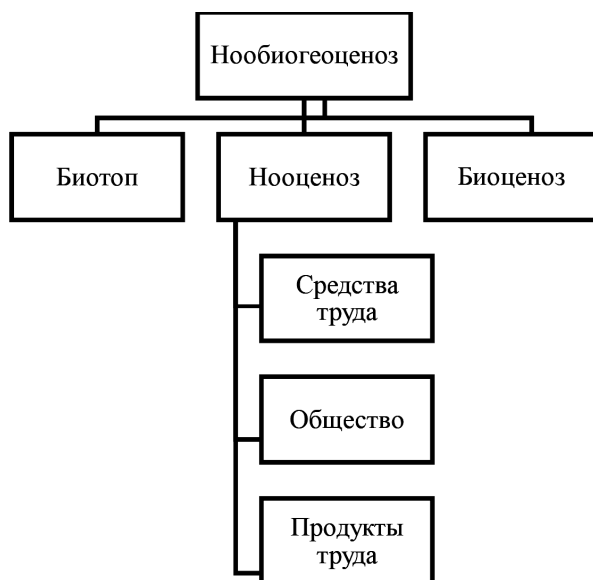


Рис. 1.6. Блок-схема нообиогеоценоза

1.3.4. Устойчивость экосистем

Устойчивость экосистемы – способность экосистемы и ее отдельных частей противостоять колебаниям внешних факторов и сохранять свою структуру и функциональные особенности. Напротив, степень неспособности экосистемы противостоять вредным внешним воздействиям означает ее уязвимость.

Обычно выделяют два типа гомеостаза (устойчивости): резистентный – способность экосистем сохранять структуру и функции при негативном внешнем воздействии и упругий – способность экосистемы восстанавливать структуру и функции при утрате части компонентов экосистемы [1.2].

Экосистема может быть описана комплексной схемой прямых и обратных связей, поддерживающих устойчивость системы в некоторых пределах параметров окружающей среды [1.3]. Таким образом, в некоторых пределах экосистема способна при внешних воздействиях поддерживать свою структуру и функции относительно неизменными.

Простейшая модель саморегулирующейся системы (по Ю. Одуму) представлена на рис. 1.7.

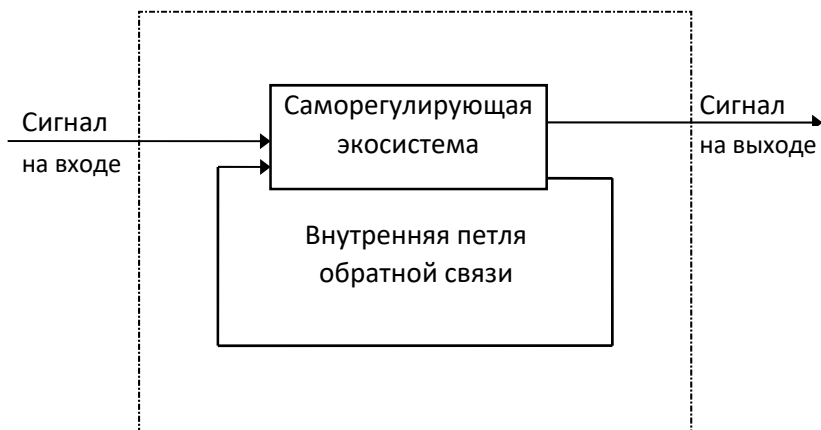


Рис. 1.7. Обобщенная модель саморегулирующейся экосистемы

Внутренняя петля обратной связи обобщенно имитирует действие управляющих механизмов. Что это за механизмы? В больших экосистемах в результате взаимодействий, круговорота веществ и потоков энергии и информации возникает саморегулирующийся гомеостаз без регуляции извне и постоянной точки. Слово гомеостаз означает одинаковое состояние. Действие гомеостазов в организмах, в том числе и в организме человека, хорошо известно, но это гомеостазы с постоянной точкой (поддержание постоянной температуры тела, других параметров и функций организма). Отсутствие в гомео-

стазе постоянной точки означает, что для экосистем характерно не одно, а несколько состояний равновесия. По мере увеличения возмущающего воздействия экосистема продолжает оставаться управляемой, но переходит на новый уровень равновесия.

Так, если несколько десятилетий назад объемная концентрация CO_2 в атмосфере составляла 0,03 %, то сейчас в результате промышленных выбросов концентрация CO_2 в атмосфере увеличилась и равновесие поддерживается при объемной концентрации, близкой к 0,04%.

Согласно [1.2] за меру устойчивости экосистемы нередко принимают ее разнообразие. Это обусловлено высокой степенью корреляции между разнообразием и стабильностью (устойчивостью) экосистемы, что подтверждается и экспериментально. Разнообразие часто определяется числом видов на единицу площади или объема. Этот термин фактически включает два понятия: 1) богатство числа видов (или других групп) и 2) равномерность распределения или относительной распространенности особей внутри каждого вида (или группы).

Бедные видами экосистемы, такие как полярная тундра или песчаная пустыня, оказываются гораздо более уязвимыми. Хотя отдельные виды или группы родственных видов могут быть представлены огромным числом особей, резкое изменение численности даже нескольких видов может иметь для экосистемы драматические последствия. Так, превышение пастбищной нагрузки на полупустынных территориях, где легкие песчаные почвы удерживаются корневой системой немногочисленных засухоустойчивых видов растений, ведет к быстрому превращению относительно устойчивой экосистемы полупустыни в песчаную пустыню. Этот процесс, называемый опустыниванием, ежегодно во всем мире приводит к потерям тысяч гектаров пригодных для скотоводства и некоторых форм растениеводства земель в зоне недостаточного увлажнения.

Для повышения устойчивости экосистемы нуждаются в случайных стрессовых воздействиях типа бурь, пожаров и т. п. Но хронические стрессы малой интенсивности, характерные для антропогенного воздействия на природу, не дают наглядных реакций, поэтому их последствия оценить очень трудно, но они могут оказаться роковыми.

У экосистем существует множество состояний, в которых она находится в динамическом равновесии; в случае выведения из него внешними силами, экосистема совершенно необязательно вернётся в изначальное состояние, зачастую её привлечёт ближайшее равновесное состояние, хотя оно может быть очень близким к первоначальному. На рис. 1.8 показана реакция системы на стресс.

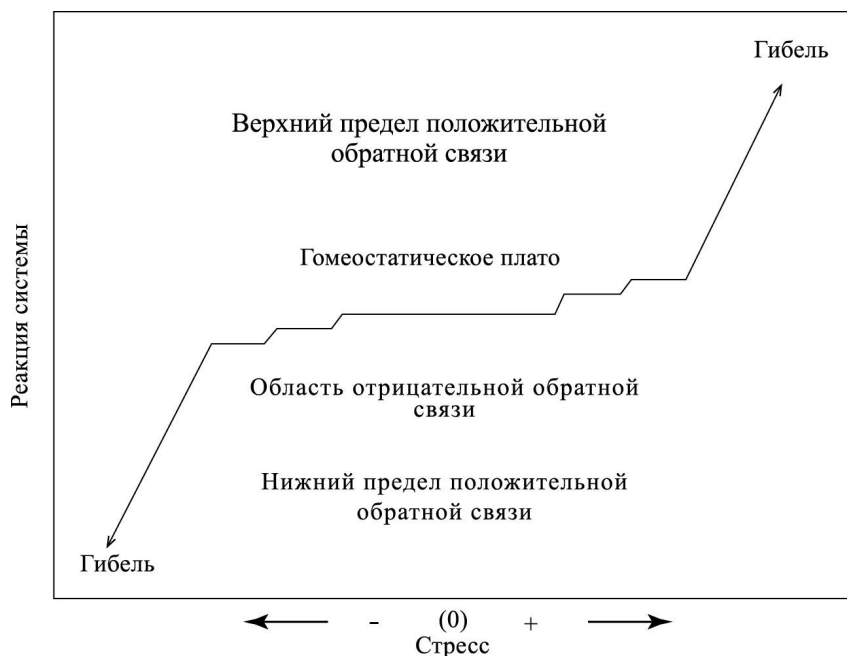


Рис. 1.8. Реакция экосистемы на действие стрессовых факторов

Рассмотрим еще один пример устойчивости экосистем. В экосистеме количество осадков понижается на 50 % по сравнению со среднегодовыми значениями, но продукция растений уменьшается при этом только на 25 %, а численность популяции растительноядных организмов — всего лишь на 10 %. Относительное затухание колебаний в среде по мере их прохождения по пищевым цепям служит мерой внутренней устойчивости экосистемы — ее способности противостоять изменениям. При этом устойчи-

вость может быть обусловлена наличием запасов влаги в почве, а в случае достаточно длительной засухи – частичным замещением чувствительных к засухе травянистых растений засухоустойчивыми видами.

Основной принцип сохранения устойчивости экосистемы – сохранение замкнутости круговорота вещества. Основная причина неустойчивости экосистем – несбалансированность круговорота вещества из-за несогласованности деятельности организмов отдельных групп.

1.4. Потоки энергии и вещества в сообществах

Экосистема является открытой системой и характеризуется входными и выходными потоками вещества и энергии. Основа существования практически любой экосистемы – поток энергии солнечного света, который является следствием термоядерной реакции, – в прямом (фотосинтез) или косвенном (разложение органического вещества) виде, за исключением гидротермальных источников океанических хребтов, источником энергии в которых является внутреннее тепло земли и энергия химических реакций.

Гетеротрофы получают энергию с пищей. Все живые существа являются объектами питания других, т.е. связаны между собой энергетическими отношениями. Пищевые (трофические) связи в сообществах – механизмы передачи энергии от одного организма к другому. В каждом сообществе трофические связи переплетены в сложную сеть. Организмы любого вида являются потенциальной пищей многих других видов. Таким образом, трофические сети в экосистемах очень сложные и создается впечатление, что энергия, поступившая в них, может долго мигрировать от одного организма к другому.

На самом деле путь каждой конкретной порции энергии, накопленной зелеными растениями, короток. Она может передаваться не более чем через 4...6 звеньев ряда, состоящего из последовательно питающихся друг другом организмов. Такие ряды, в которых можно проследить пути расходования изначальной дозы энергии, называют **пищевыми цепями** (рис. 1.9).

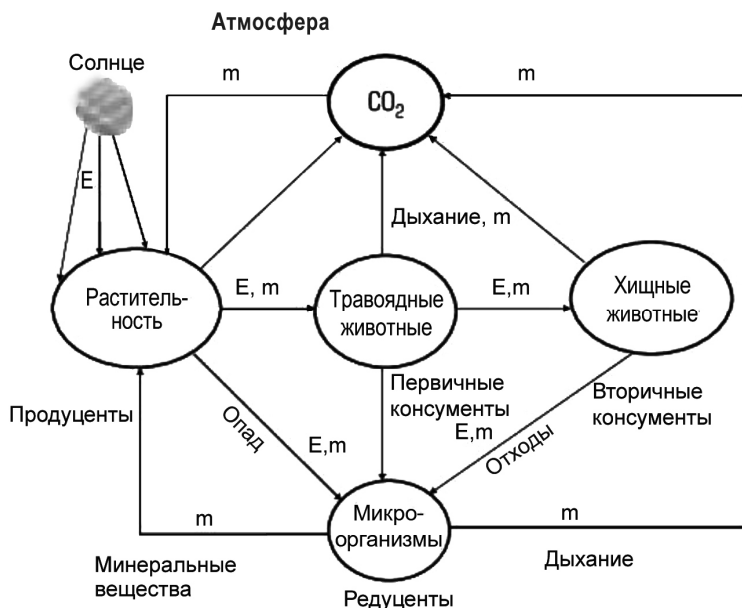


Рис. 1.9. Схема пищевой цепи
(поток энергии и круговорот веществ) в экосистеме:
 Е – потоки энергии; m – круговорот вещества

Место каждого звена в пищевой цепи называют **трофическим уровнем**. Первый трофический уровень – всегда продуценты, создатели органической массы; растительноядные консументы относятся ко второму трофическому уровню; плотоядные, живущие за счет растительноядных форм, – к третьему; потребляющие других плотоядных – соответственно к четвертому и т.д.

Таким образом, различают консументов первого, второго и третьего порядков, занимающих разные уровни в цепях питания. Естественно, что основную роль при этом играет пищевая специализация консументов.

Виды с широким спектром питания могут включаться в пищевые цепи на разных трофических уровнях. Так, например, человек, в рацион которого входит как растительная пища, так и мясо травоядных и плотоядных животных, выступает в разных пищевых цепях в качестве консумента первого, второго и третьего порядков. Виды, специализированные на растительной пище, например, тли, зайцеобразные, копытные, всегда являются вторым звеном в цепях питания.

Как правило, каждый вид питается не одним единственным видом. Поэтому пищевые цепи переплетаются, образуя пищевую сеть. Чем сильнее организмы связаны между собой пищевыми сетями и другими взаимодействиями, тем устойчивее сообщество против возможных нарушений среды обитания.

Энергетический баланс консументов складывается следующим образом. Поглощенная пища обычно усваивается не полностью. Неусвоенная часть вновь возвращается во внешнюю среду (в виде экскрементов) и в дальнейшем может быть вовлечена в другие цепи питания. Процент усвояемости зависит от состава пищи и набора пищеварительных ферментов организма. У животных усвояемость пищевых материалов варьирует от 12...20 % (некоторые сапрофаги) до 75 % и более (плотоядные виды).

Ассимилированная организмом пища вместе с запасом в ней энергии расходуется двояким образом. Большая часть энергии используется на поддержание рабочих процессов в клетках, а продукты расщепления подлежат удалению из организма в составе экскретов и углекислого газа, образующегося при дыхании.

Энергетические затраты на поддержание всех метаболических процессов условно называют тратой на дыхание, так как общие их масштабы можно оценить, учитывая выделение CO_2 организмом. Меньшая часть усвоенной пищи трансформируется в ткани самого организма, т.е. идет на рост или откладывание запасных питательных веществ, увеличение массы тела.

Передача энергии в химических реакциях в организме происходит, согласно второму закону термодинамики, с потерей части ее в виде тепла. Особенно велики эти потери при работе мышечных клеток животных, КПД которых очень низок. В конечном счете, вся энергия, использованная на метаболизм, переходит в тепловую и рассеивается в окружающем пространстве. Траты на дыхание во много раз больше энергетических затрат на увеличение массы самого организма. Конкретные соотношения зависят от стадии развития и физиологического состояния особей.

Таким образом, основная часть потребляемой с пищей энергии идет у животных на поддержание их жизнедеятельности и лишь сравнительно небольшая – на построение тела, рост и размножение. Иными словами, большая часть энергии при переходе

из одного звена пищевой цепи в другое теряется, так как к следующему потребителю может поступить лишь та энергия, которая заключается в массе организма – предшественника в пищевой цепи. Эти потери составляют около 10 % при каждом акте передачи энергии через трофическую цепь. Следовательно, запас энергии, накопленный зелеными растениями, в цепях питания стремительно иссякает. Поэтому пищевая цепь включает обычно всего 4...5 звеньев.

Потерянная в цепях питания энергия может быть восполнена только поступлением новых ее порций. Поэтому в экосистемах не может быть круговорота энергии, аналогичного круговороту веществ. Экосистема функционирует только за счет направленного потока энергии (постоянного поступления ее извне) в виде солнечного излучения или готовых запасов органического вещества

Поток энергии – переход энергии в виде химических связей органических соединений (пищи) по цепям питания от одного трофического уровня к другому (более высокому). Поток вещества – перемещение веществ в форме химических элементов и их соединений от продуцентов – организмов, способных синтезировать органические вещества из неорганических, к редуцентам – микроорганизмам (бактерии и грибы), разрушающим остатки мёртвых растений и животных, и превращающим их в неорганические соединения (через консументов – потребителей органических веществ в готовом виде или без них).

В отличие от веществ, которые непрерывно циркулируют по разным блокам экосистемы и всегда могут вновь входить в круговорот, энергия может быть использована только один раз.

Односторонний приток энергии, как универсальное явление природы, происходит в результате действия законов термодинамики, относящихся к основам физики. Первый закон утверждает, что энергия может переходить из одной формы (например, энергия света) в другую (например, потенциальную энергию пищи), но она никогда не создается вновь и не исчезает.

Второй закон термодинамики гласит, что не может быть ни одного процесса, связанного с превращением энергии, без потери некоторой ее части. В таких превращениях определенное количество энергии рассеивается в недоступную тепловую энергию и,

следовательно, теряется. По этой причине не может быть превращений, например, пищевых веществ в вещество, из которого состоит тело организма, идущих со 100 %-ной эффективностью.

Далеко не вся энергия солнечного излучения может усваиваться и использоваться организмами. Половина обычного солнечного потока, падающего на зеленые растения (то есть, на продуценты), поглощается фотосинтетическими элементами и лишь малая доля поглощенной энергии (от 1/100 до 1/20 части) запасается в виде биохимической энергии (энергии пищи).

Таким образом, большая часть солнечной энергии теряется в виде тепла на испарение. В целом, поддержание жизни требует постоянного притока энергии.

1.5. Экосистемный и популяционный подходы в экологии.

Иерархия спектра уровней организации

В экологии существуют два подхода: экосистемный и популяционный, которые в своей совокупности исчерпывают основное ее содержание. Экосистемный подход базируется на понятии экологической системы или экосистемы – основной функциональной единицы в экологии. Экосистема представляет собой все совместно функционирующие организмы (биотическое сообщество) на данном участке и взаимодействующие с физической средой таким образом, что поток энергии создает четко определенные биотические структуры и круговорот веществ между живой и неживой частями. Сторонники экосистемного подхода трактуют экологию как науку об экосистемах и любое изучаемое ими явление интересно, прежде всего, тем, что оно – составная часть экосистемы. Среди современных ученых, сторонником экосистемного подхода необходимо, прежде всего, назвать американского эколога Ю. Одума, ряд книг которого опубликован в России. По мнению Ю. Одума содержание современной экологии лучше всего можно определить, исходя из концепции «биологического спектра» уровней организации, расположенных в иерархическом порядке (рис. 1.10).

Сообщество, популяция, организм, орган, клетка и ген – основные уровни организации жизни. На рис. 1.10 они расположены в иерархическом порядке – от крупных систем к малым. На каждой ступени, или уровне, в результате взаимодействия с окружающей физической средой (энергией и веществом) возникают характерные функциональные системы. Под системой будем подразумевать упорядочено взаимодействующие и взаимозависимые компоненты, образующие единое целое.

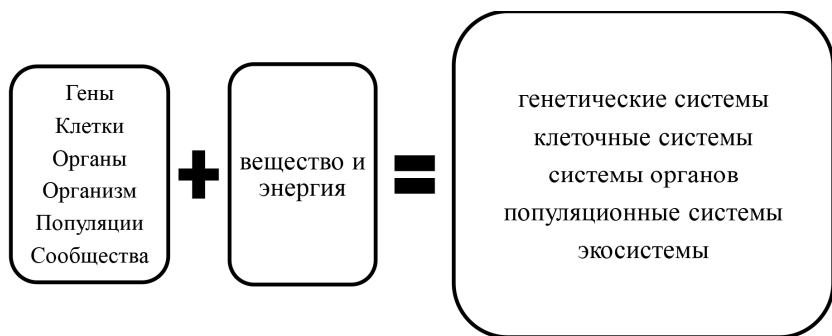


Рис. 1.10. Иерархия спектра уровней организации

Экология изучает, главным образом, те системы, которые выше уровня организма. В экологии значение термина популяция, первоначально обозначавшего группу людей, расширено и обозначает группы особей любого вида организмов. Точно так же сообщество (иногда называемое еще биотическим сообществом) в экологическом смысле включает все популяции, занимающие данный участок. Сообщество и неживая среда функционируют совместно, образуя экосистему. Сообществу и экосистеме приблизительно соответствуют часто употребляемые в европейской и русской литературе термины биоценоз и биогеоценоз. Биом – удобный и широко используемый термин, обозначающий крупную региональную или субконтинентальную биосистему, характеризующуюся каким-либо основным типом растительности или другой характерной особенностью ландшафта, например, биом лиственных лесов умеренного пояса. Самая крупная и наиболее близкая к идеалу в смысле «самообеспечения» биологическая система, которую мы знаем, – это биосфе-

ра, или экосфера, она включает все живые организмы Земли, находящиеся во взаимодействии с физической средой Земли как единое целое, чтобы поддерживать эту систему в состоянии устойчивого равновесия, получая поток энергии от Солнца.

Деление ступенчатого ряда или иерархии на компоненты – во многих случаях искусственно. Например, системы «хозяин-паразит» или двухвидовые системы взаимосвязанных организмов, сожительство гриба и водоросли, образующее лишайник, представляют собой промежуточные уровни между популяцией и сообществом, но иногда такое деление может быть основано на естественных разрывах. Так как каждый уровень в спектре биосистемы «интегрирован», т.е. взаимосвязан с другими уровнями, здесь нельзя найти резких границ или разрывов в функциональном смысле. Их нет даже между организмом и популяцией. Например, организм, изолированный от популяции, не в состоянии жить долго, точно так же, как изолированный орган не может длительное время сохраняться как самоподдерживающаяся единица без своего организма. Подобным же образом сообщество не может существовать, если в нем не происходит круговорот веществ и в него не поступает энергия. Тот же аргумент можно привлечь для опровержения неверного представления о том, будто бы человеческая цивилизация может существовать независимо от мира природы.

1.6. Принцип эмерджентности

Важное следствие иерархической организации состоит в том, что по мере объединения компонентов или подмножеств в более «крупные функциональные единицы», у этих новых единиц возникают новые свойства, отсутствовавшие на предыдущем уровне. Такие качественно новые свойства экологи называют эмерджентными – внезапно, скачкообразно возникающие, а принцип, согласно которому свойства целого невозможно свести к сумме свойств его частей, – принцип эмерджентности. Новые свойства экологического уровня или экологической единицы нельзя предсказать, исходя из свойств компонентов, составляющих этот уровень или

единицу. Хотя данные, полученные при изучении какого-либо уровня, помогают при изучении следующего, с их помощью никогда нельзя полностью объяснить явления, происходящие на этом следующем уровне, – он должен быть изучен непосредственно.

От эмерджентных свойств следует отличать совокупные свойства, представляющие собой сумму свойств компонентов, но не включающие новых, уникальных особенностей, возникающих при функционировании системы как целого. Характерно, что эмерджентные свойства возникают в результате взаимодействия компонентов, а не в результате изменения природы этих компонентов. Каждый уровень биосистемы характеризуется собственными, присущими только ему свойствами, но обладает и суммой свойств, входящих в него подсистем-компонентов.

Для иллюстрации принципа эмерджентности приведем два примера, один из химии, другой из экологии. Водород и кислород, соединяясь в определенном соотношении, образуют воду, жидкость, совершенно непохожую по своим свойствам на исходные газы. А определенные водоросли и кишечнорастворимые животные, эволюционируя совместно, образуют систему кораллового рифа; возникает эффективный механизм круговорота элементов питания, позволяющий такой комбинированной системе поддерживать высокую продуктивность в водах с очень низким содержанием этих элементов. Следовательно, фантастическая продуктивность и разнообразие коралловых рифов – эмерджентные свойства, характерные только для уровня рифового сообщества.

Принцип несводимости свойств целого к сумме свойств его частей являет собой одну из тайн природы и очень важен для экологов. Из этого принципа следует необходимость применения холистического (целостного) подхода в экологии. Противоположный холистическому редукционистский подход господствовал в науке со времен Ньютона (1643–1727 г.г.). Редукционистский (атомистический) подход очень многое дал науке при исследованиях на клеточном и молекулярном уровнях, при исследованиях строения атомного ядра. Однако с помощью этого подхода нельзя найти решение проблемы по обеспечению стабильности экосистемы – биосферы, а также решение других важнейших экологи-

ческих проблем: рост народонаселения, обеспечение энергоресурсами, загрязнение окружающей среды и других. Для этого необходим холистический подход, позволяющий понять высшие уровни организации. Для экологии наиболее характерно применение холистического подхода, характерно стремление к синтезу, а не к разделению. Сторонником холистического подхода был В.И. Вернадский. В своих философских трудах по развитию научной мысли, развитию науки он призывал ученых кооперироваться по научным проблемам, а не по дисциплинам.

1.7. Общие принципы моделирования, используемые для анализа процессов в экосистемах

Моделирование означает осуществление каким-либо способом отображения и воспроизведения действительности для изучения имеющихся в ней объективных закономерностей. Это метод познания, при котором изучаемый объект – оригинал, находится в некотором соответствии с другим объектом – моделью. Модель – это абстрактное описание того или иного объекта (явления) реального мира.

Модель используется для получения такой информации, которую невозможно получить путем непосредственного исследования оригинала. Для этого модель должна быть не только сходной с оригиналом, но и отличаться от него, т.е. модель нетождественна оригиналу. Оригиналу может быть очень многообразен. Модель же должна отражать определенные свойства оригинала.

Существуют два основных типа моделирования: физическое и математическое. При физическом моделировании изучаемого объекта выделяется какой-либо процесс и воспроизводится в другом масштабе. Но при этом возникают отличия от реального процесса из-за изменения масштаба и обрыва связей с другими процессами.

Для целей экологии, для получения точных количественных зависимостей, описывающих процессы в системе «общество-природа», модель должна быть статистической и математической. Содержанием математических моделей являются системы уравнений, описывающие процессы объектов. Модель отрывается от физическо-

го содержания процессов. Одни и те же уравнения могут описывать различные процессы. Создание работающей математической модели можно разбить на четыре этапа:

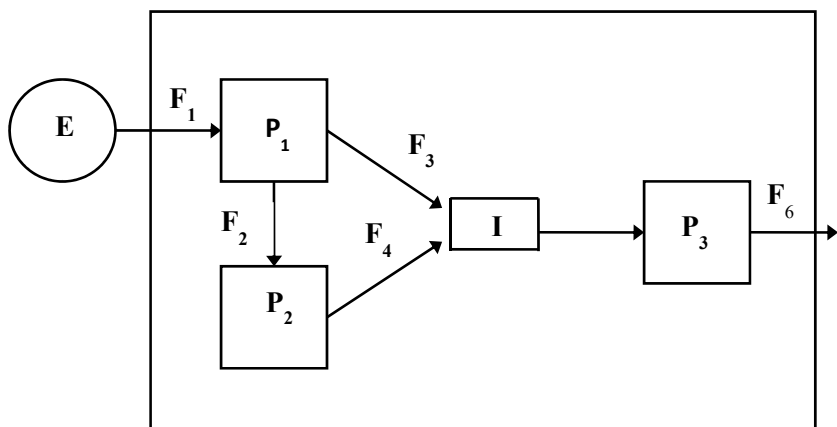
1. Постановка задачи. Здесь определяется, решение какой задачи должно быть получено посредством модели. Какие зависимости и величины нас интересуют. Однако нельзя изучать сразу все бесконечное многообразие сложного объекта, каким являются крупные экосистемы. Более того, основное преимущество метода моделирования в том и состоит, что для создания хорошо работающей модели совсем не нужно большого объема информации об огромном множестве переменных. Вполне удовлетворительную математическую модель можно создать на основе информации об относительно небольшом числе переменных. Это вытекает из того, что процессы и явления в экосистеме определяются эмерджентными и совокупными свойствами и факторами.

2. Разработка математической модели, т.е. математическое описание процессов объекта с помощью системы уравнений. В зависимости от конкретных условий протекания процессов в рассматриваемой системе математические модели можно подразделить на статические и динамические. Статические модели включают описание связей между основными переменными процесса в установившихся режимах. Динамические модели дают описание связей во времени при переходе от одного режима к другому.

3. Анализ исследования на математической модели. Фактически на этом этапе получают решение составленной системы уравнений на ЭВМ.

4. Проверка возможности переноса зависимостей и данных, полученных на модели, на реальный объект. В этом случае критерием истины являются опытные данные.

Моделирование (в особенности моделирование сложных экологических ситуаций) часто начинают с построения графической модели, представляющей собой блок-схему. В качестве примера такой модели возьмем модель образования фотохимического смога типа лос-анджелесского (по Ю. Одуму). Блок-схема на рис. 1.11 моделирует крайне опасную экологическую ситуацию, возникающую в крупных городах при сильной загазованности воздуха.



**Рис. 1.11. Графическая модель образования смога
типа Лос-Анжелоского:**

Е – источник энергии (Солнце);
 P_1, P_2, P_3 – свойства (углеводороды, NO_x , смог);
 $F_1 \dots F_6$ – потоки энергии; I – взаимодействие

Такие компоненты выхлопных газов как окислы азота и углеводороды в присутствии ультрафиолетового компонента солнечного света реагируют между собой с образованием более ядовитых веществ: пероксиацетилнитрата (PAN) и озона (O_3). Оба получившихся вещества вызывают слезотечение и затруднение дыхания у человека, они также сильно ядовиты для растений. Образование фотохимического смога являет собой яркий пример синергизма, когда загрязняющие вещества реагируют в атмосфере между собой, создавая еще более опасное загрязнение (согласно принципу эмерджентности).

Из рисунка 1.11 следует, что в работающей модели экологической ситуации имеется, как минимум, четыре компонента:

1. Источник энергии или другая внешняя движущая сила.
2. Свойства (P_1, P_2, P_3) или переменные состояния.
3. Направления потоков энергии и вещества.
4. Взаимодействия или функции взаимодействий.

1.8. Интерпретирование исследуемой экосистемы в иерархическую систему

Интерпретирование исследуемой экосистемы в иерархическую систему с еще более сложной иерархией решаемых задач позволяет во много раз уменьшить размерность системы (экосистемы), сделать ее более обозримой, а задачи – разрешимыми. Для иллюстрации представления сложной экосистемы в иерархическую систему на рис. 1.12 показана иерархическая схема структуры нообиогеоценоза.

Иерархическую схему можно продолжить и в сторону более высоких уровней (солнечная система, космическое пространство) и в сторону более низких уровней (клетки, гены), но и без этого она достаточно сложная. Однако, если учесть эмерджентные свойства и усиление гомеостаза при переходе от низких к более высоким уровням иерархии, то становится ясным, что для изучения целого сложной экосистемы не обязательно изучать все его компоненты. Например, для изучения интенсивности процесса фотосинтеза лесной экосистемы не обязательно изучать этот процесс в каждом листочке.

Изучение сложной системы можно начать с любого уровня при условии, что учитываются не только изучаемый, но и соседние уровни. Для этого должен быть организован обмен информацией с соседними уровнями.

Изучение какого-либо уровня сложной экосистемы включает изучение, как минимум, трехчленной иерархии: системы, подсистемы (соседний нижний уровень) и надсистемы (соседний верхний уровень). Схема такой трехчленной иерархии показана на рис. 1.13.

На схеме условно показан также обмен информацией между соседними уровнями в виде внешних и внутренних, прямых и обратных информационных связей. Конкретное содержание этой информации зависит от исследуемого объекта, решаемых задач и выбора места этих «трех ступенек» в общей иерархической схеме.

Обобщенное наименование уровня иерархии	Условный номер уровня	Наименование уровней иерархии					
Надсистемы	7	Крупная региональная экосистема					
	6	Территориальный природно-промышленный комплекс					
Система	5	Нообиогеоценоз энергетики					
Подсистемы	4	Биоценоз	Экотоп	Нооценоз энергетики			
	3	растения животные микроорга- низмы	атмосфера гидросфера литосфера	средства труда	общество	продукты труда	отходы производства
Компоненты подсистем	2	популяции	ареалы	природные энергетические ресурсы	группы людей в различных производствах	топливо сырье	полезно-используемые вредные вещества и воздействия
	1	организмы	субстраты почва недра	возобновляемые невозобновляемые	топливодобывающие электростанции котельные	тепловая и электроэнергия	зола шлаки сбросное тепло продукты сгорания сточные воды электромагнитное и ионизирующее излучение
Среды	0	биотическая	абиотическая	социальная			

Рис. 1.12. Принципиальная схема иерархии нообиогеоценоза



**Рис. 1.13. Схема обмена информацией
в трехчленной иерархии нообиогеоценоза энергетики**

1.9. Прирост народонаселения

Количество людей на планете переступило семимиллиардный рубеж к концу октября 2011 г. Об этом говорится в исследовании специалистов из Фонда народонаселения ООН. Согласно отчету демографов, самыми многочисленными нациями на Земле по-прежнему остаются китайцы и индусы.

Специалисты также предупреждают, что резкий рост населения может привести к перенаселению в Африке, что приведет к усилению бедности в регионе. По словам экспертов, жители Афганистана, Пакистана и Африки в будущем окажутся в очень тяжелом положении из-за нехватки ресурсов для поддержания большого количества людей. Согласно результатам исследования специалистов Международного института управления водными ресурсами, при нынешних темпах увеличения населения к 2025 г. около 1,8 миллиарда людей будут страдать от нехватки пресной питьевой воды.

Проблема надежного обеспечения энергией не раз возникала перед человечеством. В свое время многие страны сталкивались с тяжелым топливным кризисом из-за истощения древесины. Не разрешило трудностей с энергоснабжением, а лишь отодвинуло их на время, последующее широкое использование угля в качестве топлива. По мере ухудшения условий и истощения местных источников угледобычи население в разных странах все чаще стало испытывать энергетический голод.

В качестве крупных потребителей энергоресурсов ныне выступают не только промышленно развитые регионы мира, но и большое число развивающихся государств, в том числе такие многонаселенные страны, как Индия и Китай. Основные же центры нефте- и газодобычи размещены на Ближнем и Среднем Востоке и в России. Освоение новых источников нефти и газа на шельфе Каспийского моря предполагает многомиллиардные затраты на строительство трубопроводов, проходящих через границы многих государств, по территории труднодоступных горных районов. Что касается северных стран, таких как Россия, США, Канада, Норвегия, а также Великобритания, то их нефте- и газодобыча все более перемещается в малонаселенные и необитаемые районы шельфов Арктических морей.

Согласно оценкам, именно арктические и субарктические территории – регионы с наиболее высокой концентрацией минеральных ресурсов. Удовлетворение быстро растущих в мире потребностей в энергоресурсах происходит преимущественно экстенсивным путем – путем вовлечения в оборот все новых и новых объемов энергоресурсов, их расточительного, не всегда оправданного расходования. Переход на энергосберегающую технику и технологию начался лишь под давлением энергетического кризиса 70-х годов, главным образом, в технически передовых странах. В подавляющем же большинстве развивающихся государств, в том числе и быстро индустриализирующихся, этот процесс, требующий крупных капиталовложений, сильно задержался.

С расширением масштабов энергопотребления в мире резко возросло загрязнение природной среды.

На рис. 1.14 представлена динамика прироста народонаселения в период с 1950 до 2100 гг.

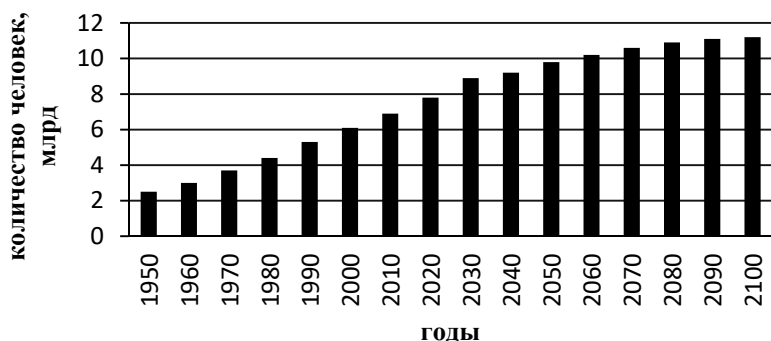


Рис. 1.14. Рост народонаселения в период с 1950 по 2100 гг.

1.10. Исследования Римского клуба

Римский клуб – международная общественная организация, созданная итальянским промышленником Аурелио Печчеи (который стал его первым президентом) и генеральным директором по вопросам науки **Организации экономического сотрудничества и развития** Александром Кингом в 1968 г., объединяющая представителей мировой политической, финансовой, культурной и научной элиты. Организация внесла значительный вклад в изучение перспектив развития биосферы и пропаганду идеи гармонизации отношений человека и природы.

Одной из главных своих задач Римский клуб изначально считал привлечение внимания мировой общественности к глобальным проблемам посредством своих докладов. Заказ Клуба на доклады определяет только тему и гарантирует финансирование научных исследований, но ни в коем случае не влияет ни на ход работы, ни на её результаты и выводы; авторы докладов, в том числе и те из них, кто входит в число членов Клуба, пользуются полной свободой и независимостью. Получив готовый доклад, Клуб рассматривает и утверждает его, как правило, в ходе ежегодной конференции, нередко в присутствии широкой публики – представителей общественности, науки, политических деятелей, прессы, – а затем занимается распространением результатов ис-

следования, публикуя доклады и проводя их обсуждение в разных аудиториях и странах мира.

Римский клуб организует крупномасштабные исследования по широкому кругу вопросов, но в основном в социально-экономической области.

Теоретическая деятельность Римского клуба неоднозначна: она включает в себя широкий спектр конкретно-научных разработок, послуживших толчком к возникновению такого нового направления научных исследований, как глобальное моделирование и общеполитических рассуждений о бытии человека в современном мире, ценностях жизни и перспективах развития человечества. Работы в сфере глобального моделирования, построение первых компьютерных моделей мира, критика негативных тенденций западной цивилизации, развенчание технократического мифа об экономическом росте, как наиболее эффективном средстве решения всех проблем, поиск путей гуманизации человека и мира, осуждение гонки вооружений, призыв к мировой общественности объединить усилия, прекратить межнациональные распри, сохранить окружающую среду, повысить благосостояние людей и улучшить качество жизни – всё это составляет позитивные стороны деятельности Римского клуба, привлёкшие к себе внимание прогрессивных учёных, политиков, государственных деятелей.

Теоретические исследования представителей Римского клуба так же, как и методология исследований, используются в различных науках. Практические рекомендации учитываются при прогнозировании социально-экономического развития отдельных стран, отраслей промышленности, корпораций и фирм. Россия в начале 2000-х г.г. представлена в Клубе тремя людьми: почетным членом клуба является М. Горбачев, действительными членами – Д. Гвишиани и С. Капица. Ранее членами Клуба были Е. Федоров, Е. Примаков и Ч. Айтматов. В 1989 г. в СССР была создана Ассоциация содействия Римскому клубу, после распада СССР она реформировалась в Российскую ассоциацию содействия Римскому клубу (президент – Д. Гвишиани). По заказу Римского клуба видными учёными подготовлены более десятки докладов (табл. 1.1). Кроме того, в 1991 г. руководителями Клуба был подготовлен первый доклад от имени самого Римского клуба – «Первая глобальная революция».

Таблица 1.1

**Перечень некоторых аналитических материалов,
разработанных Римским клубом**

Год	Названия	Разработчики
1972	Пределы роста	Д. Медоуз и др.
1974	Человечество у поворотного пункта	М. Месарович и Э. Пестель
1976	За пределами века расточительства	Д. Гарбор и др.
1977	Цели для человечества	Э. Ласло и др.
1978	Энергия: обратный счет	Т. Монбриаль
1980	Третий мир: три четверти мира	М. Гернье
1980	Маршруты, ведущие в будущее	Б. Гаврилишин
1981	Императивы сотрудничества Севера и Юга	Ж. Сен-Жур
1984	Третий мир способен себя прокормить	Р. Ленуар
1988	За пределами роста	Э. Пестель
1989	Пределы опустошенности	О. Джарини, В. Сизэль
1989	Африка, победившая голод	А. Лемма, П. Маласка
1991	Первая глобальная революция	А. Кинг, Б. Шнайдер
1995	Принимать природу во внимание: к национальному доходу, способствующему жизни	В. Ван Дирен
1997	Фактор четыре: удвоение богатства, двукратная экономия ресурсов	Э. Вайцеккер, Э. Ловинс, Л. Ловинс
2000	Человечность побеждает	Р. Мон
2001	Информационное общество и демографическая революция	С. Капица
2004	Пределы роста – 30 лет спустя	Д. Медоуз и др.
2006	Очерк теории роста человечества: Демографическая революция и информационное общество	С.П. Капица
2009/ 10	Голубая экономика: 10 лет, 100 инноваций, 100 миллионов рабочих мест	Гюнтер Паули
2010	Фактор пять: Трансформация глобальной экономики через повышение эффективности использования ресурсов	Эрнст фон Вайцеккера и др.
2012	Разорение природы: Отрицание планетарных границ	А. Вийкман, Й. Рокстрём
2012	2052: Глобальный прогноз на ближайшие сорок лет	Йорген Рандерс
2014	Извлечённые: Как добыча полезных ископаемых грабит планету	Уго Барди
2015	Изменяя историю, изменяем будущее: Живая экономика для живой Земли	Дэвид Кортен
2015	На краю: состояние и судьба тропических лесов планеты	Клод Мартин
2015	Выбирая наше будущее: альтернативы развития	Ашок Кхосла
2016	Прозцветание по-новому: Управление экономическим ростом для сокращения безработицы, неравенства и изменений климата	Грэм Макстон, Йорген Рандерс
2017	Капитализм, близорукость, население и разрушение планеты	Эрнст фон Вайцеккер и Андерс Вийкман
2018	Более прекрасное будущее: создание экономики в служении жизни	Л. Хантер Ловинс и др.
2018	Трансформация возможна – как достичь целей устойчивого развития в пределах планетарных границ	Йорген Рандерс и др.
2019	Управление устойчивыми преобразованиями: Новая теория и практика внедрения ЦУР	Петра Куенкел

1.11. Международное законодательство в области охраны окружающей среды

Выбросы вредных веществ от предприятий оказывают существенное отрицательное воздействие на здоровье населения и на окружающую среду, как на местном, так и на региональном уровнях. Так как дальность распространения от источников выбросов загрязняющих воздух веществ составляет сотни километров, то их воздействию подвергаются не только местное население и окружающая его среда, но и удаленные на значительные расстояния чрезвычайно уязвимые экологические системы Арктики и Крайнего Севера, а также особо охраняемые природные территории – природные заповедники, заказники и рекреационные зоны. Поэтому, приходится принимать во внимание следующие важные положения:

- в соответствии с Уставом Организации Объединенных Наций и принципами международного права, государства несут ответственность за обеспечение того, чтобы деятельность в рамках их юрисдикции или контроля не наносила ущерба окружающей среде других государств или районов за пределами действия национальной юрисдикции;

- п.2 статьи 82 Федерального закона об охране окружающей среды [1.4] предусмотрено, что если международным договором Российской Федерации в области охраны окружающей среды установлены иные правила, чем те, которые предусмотрены настоящим Федеральным законом, применяются правила международного договора;

- п.3 статьи 19 того же закона определено, что нормативы и нормативные документы в области охраны окружающей среды разрабатываются, утверждаются и вводятся в действие на основе современных достижений науки и техники с учетом международных правил и стандартов в области охраны окружающей среды;

- п.2 статьи 23 того же закона определено, что технологические нормативы устанавливаются для стационарных, передвижных и иных источников на основе использования наилучших существующих технологий с учетом экономических и социальных факторов.

Российская Федерация является Стороной ряда международных соглашений, предусматривающих обязательства по осуществлению мер, направленных на борьбу с загрязнением воздуха.

К числу таких международных соглашений относятся:

- Стокгольмская конвенция о стойких органических загрязнителях;
- Конвенция о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния;
- Конвенция об оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте;
- Конвенция о трансграничном воздействии промышленных аварий.

Кроме того, РФ является Стороной следующих природоохранных Конвенций и Протоколов:

- Базельская конвенция о контроле за трансграничной перевозкой опасных отходов и их удалением;
- Венская конвенция об охране озонового слоя;
- Конвенция о доступе к информации, участию общественности в процессе принятия решений и доступе к правосудию по вопросам, касающимся окружающей среды;
- Конвенция об охране и использовании трансграничных водотоков и международных озер;
- Конвенция о международной торговле видами дикой фауны и флоры, находящимися под угрозой исчезновения;
- Конвенция о водно-болотных угодьях, имеющих международное значение, главным образом, в качестве местообитания водоплавающих птиц;
- Монреальский протокол по веществам, разрушающим озоновый слой;
- Рамочная конвенция ООН об изменении климата (РКИК) и Киотский протокол;
- Соглашение по климату, принятое на конференции ООН в Париже (Парижское соглашение).

О последних трех документах пойдет речь ниже.

1.12. Снижение выбросов парниковых газов в электроэнергетике

1.12.1. Общие сведения о выбросах парниковых газов в электроэнергетике

Парниковые газы (ПГ) представляют собой особую категорию выбросов, отличающихся от традиционных загрязняющих веществ. В частности, считается, что для климатической системы их география, высота источников и иные их параметры не имеют значения; определяющим фактором является масса выбросов ПГ. Соответственно, все основные подходы, принятые для нормирования традиционных загрязнителей, для ПГ не применяются, за исключением мониторинга, контроля, учета и отчетности в части величины выбросов ПГ.

Источниками выбросов ТЭС и котельных являются дымовые трубы; все другие мелкие источники, имеющиеся на площадке, ничтожно малы и не учитываются.

Из всех установленных ПГ ТЭС и котельные выбрасывают следующие четыре:

1. Двуокись углерода или углекислый газ (CO_2). Образуется при окислении углерода топлива при его сжигании по формуле $\text{C} + \text{O}_2 = \text{CO}_2$; при сжигании твердого топлива небольшая часть углерода остается в золе и шлаке, при сжигании всех видов топлива – химический недожог (CO) считается за CO_2 , поскольку CO быстро доокисляется до CO_2 при поступлении в атмосферу. Доля CO_2 во всех выбросах ПГ ТЭС и котельных составляет более 99%.

2. Метан (CH_4) одновременно является загрязняющим веществом. Появляется в результате утечек природного газа в системе газоснабжения ТЭС, продувки топок при останове котлов, в качестве непредельных углеводородов (C_nH_m) при неполноте сгорания топлива. Доля во всех выбросах ПГ ТЭС и котельных составляет около 0,5%. В практических инженерных расчетах обычно не учитывается.

3. Закись азота (N_2O), которую следует отличать от традиционных загрязняющих веществ NO и NO_2 . Образуется в топочной камере котлов как одна из вариаций топливных оксидов азота. Доля во всех выбросах ТЭС и котельных составляет менее 0,5%. В практических инженерных расчетах обычно не учитывается.

4. Гексафторид серы или «элегаз» (SF_6). Применяется в качестве сильного диэлектрика в электротехническом оборудовании ТЭС и подстанций. Утечки при дозаправке, замене и других операциях ничтожны; при расчетах SF_6 никогда не учитывается.

Все приведенные процентные отношения относятся к пересчету массы указанных веществ на массу, выраженную в CO_2 -эквиваленте, т.е. по силе их парникового эффекта в сравнении с CO_2 . Это стандартный подход во всех операциях с ПГ, он реализуется с помощью так называемых «потенциалов глобального потепления» (GWP), приведенных в 5-м Оценочном докладе Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК): $1\text{ т}CO_2 = 1\text{ т}CO_2\text{-экв.}$, $1\text{ т}CH_4 = 28\text{ т}CO_2\text{-экв.}$, $1\text{ т}N_2O = 265\text{ т}CO_2\text{-экв.}$, $1\text{ т}SF_6 = 23500\text{ т}CO_2\text{-экв.}$

Сильным парниковым газом является водяной пар, который имеется в выбросах уходящих газов из дымовых труб, градирен ТЭС, в испарениях из прудов-охладителей. Однако, такого рода антропогенные выбросы ничтожны в сравнении с поступлениями пара в атмосферу в результате круговорота воды в природе, и на практике они никогда не рассматриваются.

В водохранилищах равнинных ГЭС имеет место разложение органических соединений и выделение метана. Количество ПГ при этом в 30 и более раз меньше, чем выбросы ТЭС в удельном исчислении на $1\text{ кВт}\cdot\text{ч}$, но эти выбросы учитываются в проектах и деятельности, связанных с гидроэнергетикой.

Прямые выбросы CO_2 имеют место в биогазовых установках, оснащенных генераторами электроэнергии, поскольку образование метана в метантанках сопровождается его сжиганием в этих генераторах.

Определение «карбонемкости» продукции ведется с помощью «углеродного следа продукции». Согласно ГОСТ Р 56276-2014/ISO/TS [1.5] это «сумма выбросов и удалений парниковых

газов в производственной системе, выраженная как эквиваленты и основанная на оценке жизненного цикла продукции с использованием одной категории воздействия – изменения климата». Таким образом, это прямые выбросы ПГ предприятия с учетом косвенных, связанных с выбросами ПГ производств, обслуживающих его, а также выбросы ПГ, возникающие при строительстве и ликвидации предприятия и т.п. Для ТЭС эти косвенные выбросы связаны, главным образом, с добычей, переработкой и доставкой топлива. К примеру, солнечные электростанции при отсутствии прямых выбросов на площадке имеют некоторые косвенные, связанные с изготовлением солнечных панелей. «Углеродный след продукции» в случае, если он определяется, при инвентаризации выбросов ПГ и подобных работах не следует смешивать с прямыми выбросами во избежание двойного учета ПГ.

1.12.2. Международные усилия по предотвращению изменения климата

По мере накопления научных знаний о причинах изменения климата и росте среднегодовой температуры в атмосфере Земли, международное сообщество, признавая опасность, связанную с постоянным ростом выбросов парниковых газов, приняло **Рамочную Конвенцию ООН по изменению климата (РКИК)**, которая вступила в действие в 1994 г.; ее приняли практически все страны мира. РКИК установила для стран-участниц цели, принципы и обязательства в самом общем виде, которые, в основном, касались организационного характера, в том числе мер, организации учета и отчетности, ведения кадастра и т.п., но без установления лимитов выбросов ПГ по странам.

Для конкретизации общих положений РКИК в 1997 г. был принят **Киотский протокол (КП)** к РКИК, который вступил в действие на международной арене в 2005 г. Он установил для развитых стран конкретные обязательства по ограничению выбросов ПГ в период с 2008 по 2012 г.г. по сравнению с уровнем выбросов 1990 г. так, чтобы эти страны сократили в совокупности выбросы ПГ, по крайней мере, на 5%. Для РФ, также ставшей

участником КП, было установлено задание в указанный контрольный период не превысить уровень выбросов 1990 г. Для достижения указанных целей в КП в дополнение к национальным мерам были установлены рыночно ориентированные механизмы международного сотрудничества такие, как торговля выбросами между странами, проекты совместного осуществления для компаний развитых стран, проекты по механизму чистого развития в развивающихся странах. РФ успешно, с большим запасом – примерно в 5,5 млрд. тСО₂-экв., справилась со своими обязательствами. Этому способствовало существенное сокращение промышленного производства в 90-е г.г. прошлого века, структурные изменения экономики и переход на энерго- и ресурсосбережение в дальнейшие годы. До принятия следующего международного соглашения ряд стран продлил действие КП до 2020 г. с новыми обязательствами по ограничению выбросов. От этого РФ по причине приверженности к новому всеобъемлющему международному соглашению воздержалась.

В целом, результатом действия КП стало достижение целей сокращения выбросов развитыми странами, но одновременно сдержать увеличения выбросов в глобальном масштабе не удалось; они в 2019 г. достигли около 60 млрд. тСО₂-экв. в год, причем с эффектом частичного накопления в атмосфере предыдущих выбросов. Негативные явления в климатической системе продолжали и продолжают расти.

На смену КП в рамках РКИК с 2021 г. Пришло **Парижское соглашение (ПС)**, вступившее в силу в 2016 г. Цель – не позволить средней температуре на планете вырасти больше, чем на 2°C по отношению к показателям доиндустриальной эпохи (критический порог для сохранения приемлемого для человечества состояния планеты), а по возможности не превысить рост в 1,5°C. Участниками Соглашения по состоянию на 2019 г. стали 185 стран, в том числе РФ.

В отличие от КП в Парижском соглашении участвуют все крупные страны с разным уровнем экономического развития, включая ранее причислявшиеся в КП к развивающимся. Все страны-участницы ПС обязаны принять на себя добровольные обязательства по сокращению или ограничению выбросов ПГ с 2021 г.

и через каждые 5 лет существенно снижать их. В ПС не прописан механизм строгого контроля за его соблюдением и меры принуждения к его исполнению. Однако, документ дает комиссии международных экспертов право проверять информацию, предоставляемую странами об их деятельности и достижениях. В рамках ПС создается новый международный экономический инструмент, позволяющий странам финансировать проекты по снижению выбросов в других странах.

1.12.3. Предлагаемые обязательства РФ по Парижскому соглашению и прогноз их выполнения

В Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 г. [1.6] указано, что в 2024–2035 гг. выбросы ПГ не должны превышать 70–75% уровня выбросов 1990 г. Эти показатели, вероятно, и станут обязательствами РФ по ПС.

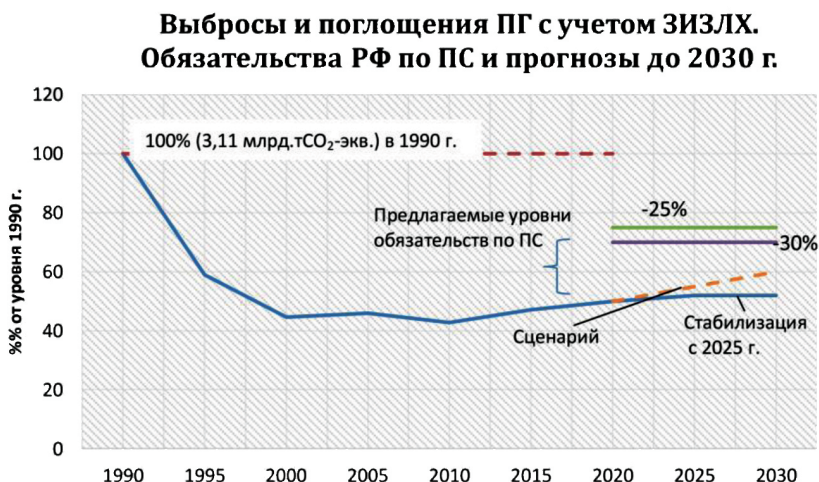


Рис. 1.15. Выбросы и поглощения ПГ в 1990–2017 гг., обязательства по ПС и прогноз до 2030 г.

На рисунке 1.15 представлены фактические выбросы и поглощение ПГ в секторе землепользования и лесного хозяйства (ЗИЗЛХ) в совокупности в 1990–2017 гг. в процентных величинах от базовой

точки 1990 г. (в 3,11 млрд. тСО₂-экв.) и прогноз до 2030 г. При построении кривой использованы данные Национального кадастра выбросов ПГ в РФ в 1990–2017 гг.

Из приведенного графика видно, что обязательства РФ по ПС, по крайней мере, до 2030 г. будут выполнены с запасом. Причем этот запас еще увеличится из-за неизбежного спада производства в РФ в 2020 г. в связи с пандемией коронавируса. Однако следует учитывать необходимость каждой страны-участницы ПС каждые 5 лет ужесточать свои обязательства по выбросам в соответствии с требованиями ПС. Указанные обстоятельства не смогут отменить анонсированный в РФ переход к «низкоуглеродному» развитию экономики, когда рост ВВП не сопровождается увеличением выбросов.

Еще до вступления в силу РКИК в передовых странах мира начались структурные и технологические изменения в энергетическом секторе.

В те годы это редко относилось к проблемам изменения климата, а больше диктовалось общими соображениями технического прогресса и традиционными проблемами охраны окружающей среды такими, как борьба с кислотными дождями из-за выбросов ТЭС оксидов серы и азота. Именно в тот период осуществлялись программы «Чистый уголь» в США и многие проекты ТЭС с комплексным использованием угля; получило мощный толчок развитие ВИЭ.

Со временем понимание чрезвычайной важности принятия мер по противодействию критическим изменениям климата, принятие РКИК, Киотского протокола и Парижского соглашения привели к трансформации стратегии и приоритетности мер и технологий в энергетике именно из-за указанной выше проблемы. Климатические аспекты (более чем экономические и иные, такие, как доступность топлива, спрос на энергию и др.) стали во многих случаях управлять приоритетами развития энергетики. Резюме по видам источников энергии в современном мире и РФ приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Источники энергии в современном мире и РФ (новые объекты)

Источник генерации энергии	Перспективы развития в мире	Приемлемость со стороны РКИК и ПС	Положение дел в РФ
Возобновляемые источники (ВИЭ)	Приоритетные источники, бурный рост продолжают повсеместно: приоритетны ВЭС, СЭС, солнечные панели для теплоснабжения и биоэнергетические установки; реже – ГеоТЭС, приливные, топливные элементы, различные гибридные установки (ветро-двигатель + дизель, солнечные концентраторы + паровой цикл и др.)	Пользуются полной поддержкой, стимулируются и пропагандируются	Источники опережающего развития, в основном, ВЭС и СЭС. Планируется увеличить мощности с 1,1 ГВт в 5 и более раз и вложить в программу около 400 млрд. руб.
ТЭС на газе	Широкое применение ПГУ и ГТУ; ТЭС с паротурбинным циклом на паре сверхкритических параметров, с КПД = 45% и выше. Крайне радикальные позиции в некоторых странах – полный отказ в перспективе от углеводородного топлива	Положительное отношение	Приоритетное распространение ПГУ и ГТУ
ГЭС в горных регионах с малыми площадями затопления	В зависимости от наличия гидроресурсов в соответствующих регионах	Приемлемое/положительное отношение	Приоритетное распространение в соответствующих регионах
Малые и микро ГЭС (мощностью менее 25 и 1 МВт соответственно)	Широкое распространение	Полная поддержка	Приоритетное распространение
Гидроаккумулирующие станции	Редкое применение	–	Единичные проекты
ТЭС на угле	В зависимости от страны. Тенденция в некоторых странах – полный отказ от угля в энергетике; в некоторых странах (например, в Китае, РФ и некоторых др.) – продолжение его использования	При очистке дымовых газов от CO ₂ – приемлемое	Новые ТЭС редки, это проекты в угольных регионах; технологии – без очистки от CO ₂
АЭС	В зависимости от страны (от запрета новых и ликвидации действующих АЭС в некоторых странах до строительства новых и реконструкции действующих в других)	Резко отрицательное отношение, но без препятствования строительству новых АЭС	Есть программа реконструкции действующих АЭС и строительства новых. Доля выработки э/э АЭС в балансе будет возрастать

Ниже приведены дополнительные комментарии к тенденциям развития мировой электроэнергетики.

Магистральным направлением в деле сокращения выбросов ПГ являются ВИЭ. К концу 2019 г. установленная мощность генерирующих станций на основе ВИЭ в мире составила 1347 ГВт (без учета ГЭС). Мощность возобновляемой генерации увеличилась на 176 ГВт (+ 7,4%) в 2019 г.; солнечная энергетика продолжает развиваться, увеличившись на 98 ГВт (+ 20%), за которой последовала ветроэнергетика с 59 ГВт (+ 10%). Мощность гидроэнергетики увеличилась на 12 ГВт (+ 1%), а биоэнергетика - на 6 ГВт (+ 5%). Прирост установленной мощности геотермальной энергетике составил немногим менее 700 МВт. Солнечная и ветровая энергия продолжали доминировать в расширении возобновляемых мощностей, на которые в 2019 г. приходилось 90% всех видов ВИЭ. Специальные технические меры такие, как дублирование мощностей ВИЭ, аккумуляторы электроэнергии и др., позволили успешно интегрировать ВИЭ в работу энергосистем, сглаживая естественные недостатки ВИЭ (например, зависимость солнечных и ветростанций от погодных условий). Очевидно, что приоритетное развитие ВИЭ сохранится в ближайшие десятилетия, некоторые страны декларируют, что уже через 10–20 лет именно ВИЭ станут системообразующими источниками электроснабжения, сместив с этого положения даже приемлемые в целом ТЭС на газе. Впрочем, на этот счет имеются и альтернативные точки зрения.

Руководящие органы РКИК продолжают отрицательно относиться к атомной энергетике из-за рисков аварий. Однако невозможно отрицать того, что производство электроэнергии на АЭС предотвращает выбросы парниковых газов. Кроме того, АЭС в странах с развитыми энергосистемами несут крайне важную функцию обеспечения базовой нагрузки систем. Несмотря на сохраняющуюся позицию РКИК, атомная энергетика по разным основаниям останется важной составляющей энергообеспечения во многих странах мира.

Серьезным нападкам с разных сторон подвергается весь угольный комплекс, включая угольную электроэнергетику, в некоторых странах добычу угля предполагают вовсе запретить. Однако трудно предположить, чтобы такие страны, как Китай, Россия, отчасти США, Австралия, Польша и др. полностью отказались от угля в ближайшее десятилетие.

Наиболее понятна перспектива энергетики на газе на базе ПГУ и ГТУ технологий. Проекты таких ТЭС только множатся, машиностроительные мощности производства газовых турбин загружены на многие годы вперед. КПД ПГУ-энергоблоков на газе достигают 57–58%, что как минимум в 1,5 раза выше традиционных паротурбинных блоков; во столько же раз ниже и выбросы парниковых газов.

В целом, Россия следует тенденциям развития мировой энергетики на уровне экономически развитых стран в части АЭС, гидроэнергетики и отчасти ПГУ и ГТУ на газе. По масштабам внедрения ВИЭ, паротурбинных ТЭС на сверхкритических параметрах пара, КПД которых приближается к 50%, Россия пока существенно отстает от экономически развитых стран.

1.12.4. Расчет выбросов парниковых газов ТЭС и котельных

Выбросы парниковых газов при сжигании топлива в стационарных установках рассчитываются по формуле, приведенной в Методических указаниях и руководстве по количественному определению объема выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность на территории РФ, утвержденным приказом Минприроды России от 30 июля 2015 г. № 300. Для ТЭС и котельных в наиболее простом варианте она приобретает вид:

$$E_{CO_2} = FC_1 \cdot EF_1 + FC_2 \cdot EF_2 + FC_3 \cdot EF_3 + FC_i \cdot EF_i,$$

где E_{CO_2} – выбросы CO_2 , т CO_2 -экв./год;

FC_1 , FC_2 , FC_3 , и FC_i – расход условного топлива, а именно: природного газа (индекс 1), угля соответствующего месторождения (2), мазута (3) и иных i -х топлив, тут/год;

EF_1 , EF_2 , EF_3 , EF_i – коэффициент/фактор эмиссии CO_2 , а именно: для природного газа (индекс 1), угля соответствующего месторождения (2), мазута (3) и иных i -х топлив, т CO_2 -экв./тут.

Значения EF для наиболее распространенных энергетических топлив приведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Национальные факторы эмиссии CO₂ при сжигании наиболее распространенных топлив на ТЭС и в котельных*

Топливо	Выбросы, тCO ₂ -экв./тут
Мазут топочный	2,27
Природный газ	1,59
Газы попутные от разных добывающих производств	1,62–1,77
Уголь кузнецкий	2,69
Уголь подмосковный	2,79
Уголь канско-ачинский	2,87
Уголь экибастузский	2,77
Угли других месторождений и прочие топлива	Приведены в [1.7]

*Примечание. Извлечение из [1.7]

В документе [1.8] установлено, что определение величин выбросов может производиться также на основании индивидуальных данных отдельных предприятий. Такая необходимость для ТЭС возникает при сжигании топлива нехарактерного состава, при углубленных исследованиях или по усмотрению заказчика. В этом случае потребуется определить осредненный по году элементный состав топлива и содержания в нем углерода, содержания несгоревшего углерода в золе и шлаке и другие индивидуальные показатели ТЭС.

Согласно Методическим указаниям [1.7] не требуется производить расчеты выбросов метана и закиси азота для ТЭС и котельных, поскольку в сумме на них приходится менее 1% выбросов ПГ. При необходимости их можно рассчитать по удельным выбросам, приведенным в [1.8].

В 90-х гг. прошлого века РАО «Единая энергетическая система России» впервые среди отраслей выполнила инвентаризацию выбросов ПГ на всех подведомственных ТЭС за несколько лет, начиная с 1990 г. При этом использовалась методика, сходная с [1.7]. Отправная точка выбросов 1990 г. составила 708 млн. тCO₂-экв., в 2017 г. – 530 тCO₂-экв. К этим цифрам можно прибавить выбросы блок-станций промышленных предприятий и других электростан-

ций вне ЕЭС, и тогда доля выбросов ТЭС составит примерно четверть всех по стране. В целом конфигурация кривой выбросов ПГ ТЭС РФ повторяет график национальных выбросов (рис. 1.15).

1.12.5. Мониторинг выбросов парниковых газов ТЭС, учет и отчетность

Мониторинг выбросов ПГ ТЭС имеет свои особенности в сравнении с мониторингом традиционных загрязнителей: ПГ пока не нормируются, не подлежат специфическим платежам, а технически выбросы определяются по количеству и виду сжигаемого топлива. Возможно и традиционное инструментальное определение выбросов ПГ с измерением содержания CO_2 в дымовых газах, их расхода, но оказывается, что погрешность таких измерений во много раз больше, чем расчеты с использованием расхода топлива. На ТЭС измерение расхода топлива давно и хорошо отлажено, приборы подвергаются регулярной поверке, состав и калорийность топлива периодически контролируется лабораторно, данные заносятся в государственную статотчетность (форма 6-тп); погрешность измерений расхода газа находится в пределах 1%, твердого топлива – до 2–3,5 %. Учет топлива подразделяется на оперативный, технический и бухгалтерский, каждый из которых ведется соответствующими службами и подразделениями ТЭС; он ведется на ежедневной/еженедельной, месячной и годовой основе согласно [1.9]. Кроме того, распоряжением Правительства РФ от 22.04.2015 № 716-р утверждена Концепция формирования системы мониторинга и проверки объема выбросов ПГ в РФ.

1.12.6. Основные правовые и нормативные документы РФ по тематике изменения климата

На государственном уровне в РФ принят ряд документов по тематике, связанной с изменением климата и выполнением национальных обязательств, в том числе: Климатическая доктрина РФ и Комплексный план Правительства по ее реализации, распоряжение

Правительства РФ от 1 марта 2006 г. № 278-р «О создании российской системы оценки антропогенных выбросов из источников...», указ Президента РФ от 30 сентября 2013 г. № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов» и План мероприятий Правительства по его выполнению, т.е. по обеспечению к 2020 г. сокращения объема выбросов парниковых газов до уровня не более 75% объема указанных выбросов в 1990 г., «Концепция формирования системы мониторинга, отчетности и проверки объема выбросов парниковых газов в РФ», «Методические указания и руководство по количественному определению объема выбросов парниковых газов организациями...», «План реализации комплекса мер по совершенствованию государственного регулирования выбросов парниковых газов и подготовки к ратификации Парижского соглашения...».

1.12.7. Основные направления снижения выбросов парниковых газов в электроэнергетике как отрасли в целом

Как упомянуто выше, в электроэнергетической отрасли ТЭС являются основными источниками выбросов ПГ, которые зависят от количества сжигаемого топлива и его видов. Соответственно, на отраслевом уровне снижение/сдерживание роста выбросов может быть обеспечено за счет различных мер. Реализация большинства доступных в РФ направлений в электроэнергетике и мероприятий на ТЭС, приведенных ниже, согласно энергетической стратегии РФ до 2035 г., обеспечит снижение удельного расхода топлива на отпуск электрической энергии: 2018 г. – 309,8 г у.т./кВт·ч; к 2024 г. – 285,4 г у.т./кВт·ч; к 2035 г. – 255,6 г у.т./кВт·ч (или снижение на 17,5% к уровню 2018 г.). Соответственно снизятся и удельные выбросы ПГ на 1 кВт·ч.

Ниже приведены некоторые основные направления снижения выбросов ПГ в энергетической отрасли.

Повышение эффективности и снижение потерь при производстве, передаче и распределении электрической и тепловой энергии, а также энергосбережение во всех формах, в том числе и на стороне потребления.

Сокращение доли выработки электроэнергии на ТЭС за счет ее увеличения на АЭС, ГЭС и ВИЭ. Это вопрос не только наращивания мощностей «безуглеродных» источников, но и диспетчерского управления энергосистемами, локального/регионального спроса на энергию, наличия соответствующих источников энергии для удовлетворения спроса. Гипотетическое снижение доли производства электрической и тепловой энергии на ТЭС в общем балансе на 5% соответствует сокращению выбросов ПГ на 20–25 млн. тСО₂ в год. Для сравнения: в 2019 г. доля выработки ТЭС в общем балансе электрической энергии ЕЭС составила 63%, снизившись лишь на 0,3% (абс.) по сравнению с предыдущим годом, хотя задача сокращения генерации на ТЭС специально не ставилась. При этом следует учитывать, что каждый источник генерации электроэнергии выполняет свои энергетические функции: АЭС и ГРЭС формируют базовую нагрузку энергосистемы и обеспечивают межсистемные перетоки, ГЭС способны быстро сбрасывать/набирать нагрузку, а их водные режимы корректируются соответствующими регулирующими органами, ТЭЦ в маневренных режимах обеспечивают нужды городов, а зимой выдают электроэнергию «на тепловом потреблении», т.е. с первоочередным покрытием спроса на тепло.

Повышение доли природного газа в топливном балансе ТЭС; ограничение использования угля на рациональном уровне; появление в перспективе в энергетике водородного топлива; использование в качестве топлива различных видов отходов. Сжигание природного газа приводит к выбросам ПГ в 1,7–1,8 раза меньше, чем угля (табл. 1.3). Трансформация в пользу природного газа происходит с начала 80-х годов и сейчас приблизилась к своему исчерпанию (около 72% в балансе). За последние 5 лет доля газа в топливном балансе почти не менялась. Практически все ныне действующие угольные электростанции расположены в угледобывающих регионах (Кузнецкий, Канско-Ачинский, Забайкальские и др. бассейны). В дальнейшем перевод на газ вероятен на некоторых ТЭС, расположенных вблизи вновь строящихся магистральных газопроводов (например, «Сила Сибири»). Вместе с тем, в энергетической стратегии РФ до 2035 г. говорится о возможном некотором росте добычи угля для внутреннего потребления. Какая его часть пойдет в электроэнергетику, остается фактором неопределенности.

Расширение уровня теплофикации и централизованного теплоснабжения от ТЭЦ с ликвидацией низкоэффективных городских котельных. Удельный расход топлива при производстве тепловой энергии согласно энергетической стратегии РФ составляет: к 2018 г. – 169,2 кг у.т./Гкал; к 2024 г. – 164,2 кг у.т./Гкал; к 2035 г. – 159,3 кг у.т./Гкал (т.е. меньше на 6% к 2018 г.), что означает сдерживание роста выбросов при увеличении выработки тепловой энергии.

Современные передовые технологии: ПГУ с КПД выше 55% и ГТУ; паротурбинные установки на паре сверхкритических параметров с КПД свыше 42–45%. Особое место в РФ отводится парогазовым и газотурбинным технологиям: применение ПГУ с эксплуатационными КПД 55% и выше обеспечивает снижение выбросов примерно в 1,5 раза по сравнению с действующими паротурбинными установками. Следует учитывать, что новые современные газовые ТЭС с паротурбинными установками на сверхкритических параметрах пара имеют КПД свыше 45% и могут с учетом срока службы оборудования и других обстоятельств по экономическим показателям конкурировать с ПГУ.

«Чистые» угольные технологии в полном энергетическом цикле. «Чистые» технологии включают бережную для окружающей среды добычу и переработку угля, утилизацию шахтного метана. Они подразделяются на следующие:

- технологии предварительной подготовки сырья, где его переработка осуществляется до момента использования в процессе сжигания или газификации;
- чистые угольные энерготехнологии сжигания и газификации – в них высокие экологические и технологические показатели достигаются в процессе переработки топлива;
- технологии обработки продуктов, образующихся в ходе термохимической переработки топлива.

В первую группу входят методы обогащения угля, снижения его зольности, содержания серы и других нежелательных примесей. С целью уменьшения колебания показателей качества углей применяют технологии усреднения характеристик сжигаемого топлива. Обогащение угля – это процесс классификации, дробления, снижения серосодержания, зольности и повышения его теплотворной способности.

Для энергетических марок углей из-за неоднородности угольной массы, в первую очередь, важны два показателя –

зольность и серосодержание. Через них обеспечивается стабильность качества, что является определяющим для сжигания в энергетических котлах. Некоторые угли, например, каменный и бурый, для снижения зольности подвергаются сортировке. Для снижения зольности существуют также методы рентгенорадиометрической сепарации и др.

Во вторую, наиболее широкую, группу входят технологии сжигания и газификации твердого топлива: сжигание в пузырьковом кипящем слое (ПКС) и циркулирующем кипящем слое (ЦКС) при атмосферном давлении, ПКС и ЦКС под давлением, газификация в пузырьковом кипящем слое под давлением (ПКСД) и циркулирующем кипящем слое под давлением (ЦКСД), двухстадийные методы переработки топлива в кипящем слое под давлением (КСД), газификация в слое и потоке и др. Снижения удельных выбросов на единицу вырабатываемой энергии наряду с перечисленными методами достигают в ходе эксплуатации энергоблоков ТЭС на сверх- и ультрасверхкритических параметрах пара.

Третья группа базируется на методах очистки дымовых газов ТЭС от традиционных загрязнителей и от CO_2 (или CCS – технологии с улавливанием CO_2 , захоронением и долгосрочным хранением уловленных продуктов). Межправительственная группа экспертов по изменению климата МГЭИК, являющаяся главным научным органом при РКИК, рассматривает 3 принципиальные схемы борьбы с выбросами углекислого газа по CCS-технологиям, которые представлены на рис. 1.16 [1.10].

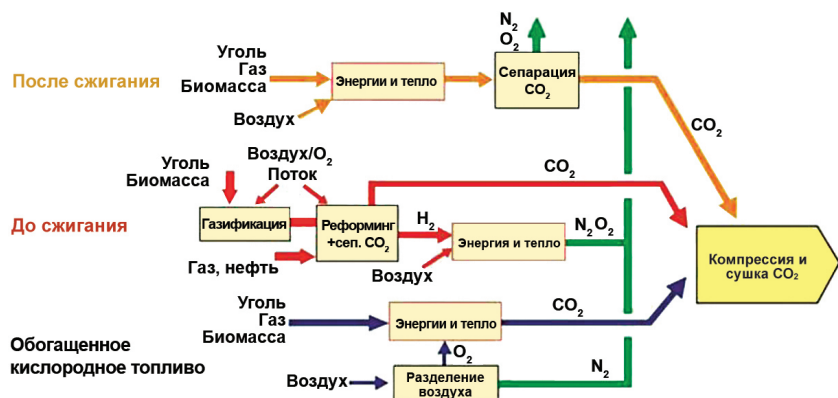


Рис. 1.16. Принципиальные схемы CCS-технологий

К концу 2020-х гг. в разных странах построены и испытываются, сооружаются или проектируются несколько десятков опытно-промышленных установок для проверки разнообразных технологий по всем трем направлениям. Улавливание заключается в отделении CO_2 от дымовых газов. Сначала производится абсорбция CO_2 охлажденным водным раствором моноэтаноламина или других аминов (производные от аммиака). В регенераторе абсорбент нагревается, происходит его регенерация и выделение чистого углекислого газа; выделенный CO_2 сжимается для транспортировки в место захоронения.

Эффективность улавливания CO_2 составляет 87–89%. Метод имеет как побочные преимущества, так и недостатки, которые установили исследователи МГЭИК. Побочных положительных эффектов немного: почти полная доочистка дымовых газов от оксидов серы и золы. Самые существенные недостатки – это дополнительные капитальные вложения и увеличение себестоимости энергии, проблемы с местами и способами захоронения уловленных продуктов; дооснащение действующих ТЭС установками по CCS-технологии зачастую невозможно из-за потребности в новых площадях.

CCS-технологии могут быть востребованы в РФ после того, как в значительной мере будут реализованы экономически оправданные меры по повышению энергоэффективности и энергосбережению, имеющие в нашей стране значительный потенциал.

На рисунке 1.17 представлен потенциал снижения CO_2 от европейских электростанций вместе с энергоэффективностью, топливopотреблением и, на основе этого, суммарных выбросов CO_2 .

КПД современных европейских ТЭС составляет около 45 %, и при строительстве новых электростанций будет увеличен до 50 %. Дальнейшее снижение выбросов парниковых газов за счет улавливания и хранения CO_2 приведет к меньшему его уровню, но будет противодействовать всем усилиям по повышению энергоэффективности, приводя к снижению КПД на ТЭС на 10–12 % [1.11].

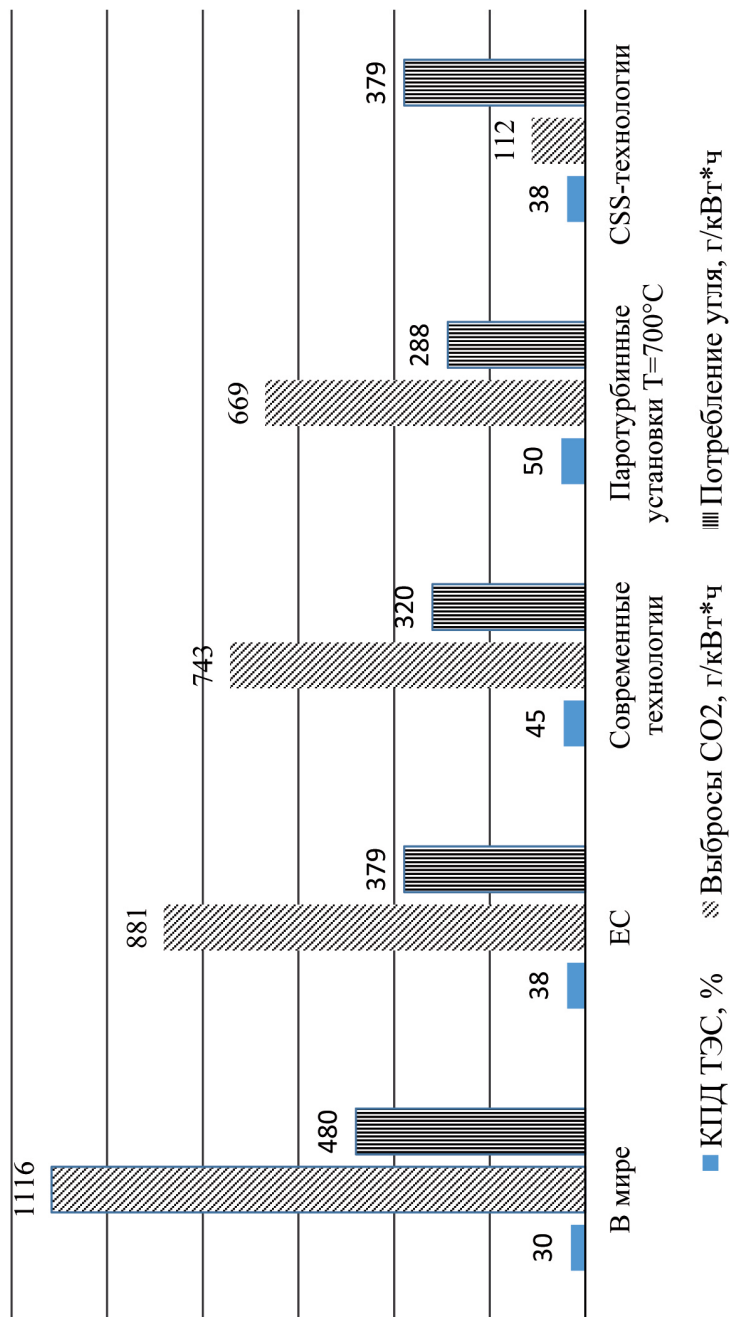


Рис. 1.17. Эффективность ТЭС и потенциал снижения CO₂ в энергетической отрасли ЕС

Мероприятия по снижению выбросов на действующих ТЭС. К снижению выбросов ПГ на действующих ТЭС приводят любые мероприятия по повышению эффективности производства энергии и энергосбережению любого масштаба. Наиболее масштабной является замена основного оборудования (котлов и турбин) на современное, за счет чего можно добиться повышения КПД на несколько процентов. Индикатором эффективности являются удельные расходы топлива на отпуск тепло- и электроэнергии (кг у.т./Гкал и г у.т./кВт·ч), которые одновременно отражают уровень выбросов ПГ, если эти показатели умножить на коэффициенты эмиссии (см. табл. 1.3). Также к сокращению выбросов ПГ приводит увеличение использования на ТЭС газа. Иные локальные мероприятия, как правило, имеют незначительный эффект сокращения выбросов ПГ.

Внедрение установок по улавливанию и захоронению углерода на действующих ТЭС РФ в ближайшей перспективе маловероятно по разным причинам.

Развитие ВИЭ в России. Глобальной климатической задачей ООН к 2030 г. является достижение уровня использования ВИЭ до 30 %. В 2018 г. доля ВИЭ в мировом энергобалансе, включая всю гидроэнергетику, составила около 26 %, ежегодные капиталовложения в ВИЭ составляют около 300 млрд. долларов. В России, по ряду причин, серьезное развитие ВИЭ началось с большой задержкой по сравнению с развитыми странами. В конце прошлого-начале 21-го века в РФ были введены меры поддержки и стимулирования развития ВИЭ, включая прямые инвестиции; разработаны программы развития ВИЭ, создавалась инфраструктура производства оборудования, к внедрению привлечены крупные энергокомпании. Кроме государственной поддержки, мерами стимулирования являются: тарифная политика, субсидирование технологического присоединения мощностей ВИЭ, создание инфраструктуры для развития ВИЭ, обеспечение решения основных научно-технических проблем (в частности, создания аккумулирующего оборудования, технологий «умных» сетей и управления спросом), локализация производства оборудования, система договоров поставки мощности на оптовый рынок (ДПВ ВИЭ). Как результат, к двадцатым годам стали проявляться ощутимые результаты.

Благодаря реализуемой с 2013 г. программе поддержки ВИЭ по состоянию на конец первого квартала 2020 г. в России построено более 1500 МВт энерго мощностей ВИЭ, а совокупная годовая выработка электроэнергии на объектах возобновляемой энергетики достигла 2 млрд кВт*ч. Темпы ввода зелёной генерации в России в 2019 г. выросли вдвое по сравнению с 2018 г., а в 2020 г., за первый квартал которого было уже введено 300 МВт, ожидается дальнейшее двукратное увеличение объёмов строительства. Всего за 2020 г. планируется ввести более 1000 МВт объектов ВИЭ.

В 2025 г. объем альтернативной генерации в России должен вырасти до 6 ГВт, а доля «зеленой» выработки приблизится к 1%. Совокупная мощность новых производств для ВИЭ-электростанций составляет около 1,7 ГВт в год. При этом в мире ежегодно строят более 150 ГВт солнечных и ветряных электростанций. Дополнительное финансирование до 2025 г. оценивается в 400 млрд. руб.

Исследователями сообщается о том, что каждая из технологий ВИЭ производит некоторые неблагоприятные эффекты (инфразвук, вибрация на ветроустановках с диаметрами роторов, достигающих 150 м, изменение ландшафтных видов, значительные площади для размещения, косвенные выбросы ПГ при производстве солнечных панелей и др.). Кроме того, основной проблемой остается экономическая эффективность ВИЭ. Однако указанные проблемы не являются критическими барьерами для дальнейшего развития ВИЭ в мире и в РФ.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение экологии. Назовите объект и предмет изучения общей экологии.
2. Охарактеризуйте наиболее острые экологические проблемы начала XXI века.
3. Что такое экосистема? Какие свойства называются эмерджентными? В чем суть принципа эмерджентности?
4. Назовите основные компоненты экосистем.
5. Что означает устойчивость экосистем? Приведите примеры регулирующих механизмов по поддержанию стабильности экосистем, на чем основано действие этих механизмов?
6. Какова принципиальная схема экосистемы?

7. Что такое биосфера Земли? Что в нее входит?
8. Назовите основные компоненты схемы нообиогеоценоза.
9. Какие основные подходы применяются в экологии?
10. Охарактеризуйте влияние прироста народонаселения на качество окружающей среды.
11. Какими исследованиями занимается Римский клуб и с какой целью?
12. Перечислите Международные соглашения в области изменения климата.
13. Каковы ключевые положения Парижского соглашения? Каковы перспективы его выполнения РФ?
14. Какие парниковые газы выбрасывают ТЭС и котельные, какие из них ключевые?
15. Как рассчитываются выбросы ПГ ТЭС?
16. Какие технологии и меры позволяют снижать / сдерживать рост выбросов ПГ в электроэнергетике и на действующих ТЭС?
17. Расскажите о тенденциях развития мировой энергетики в свете международных обязательств по климату.
18. В чем состоит суть чистых угольных технологий?
19. Расскажите о перспективе развития ВИЭ в РФ.

Список рекомендуемой литературы

- 1.1. Экология энергетики: учеб. пособие / под ред. В.Я. Путилова. – М.: Издательство МЭИ, 2003.
- 1.2. Одум, Ю. Экология / Ю. Одум. – М.: Мир, 1986.
- 1.3. Бродский, А.К. Краткий курс общей экологии: учеб. пособие / А.К. Бродский. – СПб: «Деан», 2000.
- 1.4. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 31.07.2020) «Об охране окружающей среды».
- 1.5. ГОСТ Р 56276-2014/ISO/TS «Газы парниковые. Углеродный след продукции. Требования и руководящие указания по количественному определению и предоставлению информации».
- 1.6. Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р.

1.7. Методические указания и руководство по количественному определению объема выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность на территории РФ», утвержденным приказом Минприроды России от 30 июля 2015 г. № 300.

1.8. Руководство МГЭИК по проведению национальных инвентаризаций выбросов ПГ 2006 г.» (2006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories)

1.9. ГОСТ Р ИСО 14064-1-2007 «Газы парниковые. Требования и руководство по количественному определению и отчетности о выбросах и удалении ПГ на уровне организации».

1.10. Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, IPCC, 2005 <https://www.ipcc.ch/site/assets>

1.11. Фоерборн, Х.-Й. Влияние политических решений на производство и качество ППСУ в Европе / Х.-Й. Фоерборн // Материалы IV Межд. научн. практ. семинара «Золошлаки ТЭС – удаление, транспорт, переработка, складирование». – Москва, 19-20 апреля 2012 г. – М.: Издательский дом МЭИ. – С. 23–31.

Глава 2. ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ТЭС, ИХ РАСЧЕТ И НОРМИРОВАНИЕ

2.1. Выбросы загрязняющих веществ ТЭС в атмосферу

Атмосферный воздух является жизненно важным компонентом окружающей природной среды, представляющий собой естественную смесь газов атмосферы, находящуюся за пределами жилых, производственных и иных помещений.

Продукты сжигания органического топлива являются одними из основных источников загрязнения атмосферного воздуха. Под загрязнением атмосферного воздуха следует понимать любое изменение его состава и свойств, которое оказывает негативное воздействие на здоровье человека и животных, состояние растений и экосистем. Наибольший вклад в загрязнение воздуха вносят следующие отрасли экономики: энергетика, черная и цветная металлургия, нефтедобыча и нефтепереработка, автотранспорт, химическая промышленность и др.

Энергетическая отрасль потребляет около одной трети органического топлива, поэтому она значительно влияет на загрязнение атмосферного воздуха. Однако благодаря целенаправленной воздухоохранной деятельности на российских теплоэнергетических объектах вклад их выбросов в загрязнение атмосферы составляет около 20 %.

Быстрый рост за последние десятилетия числа автомобилей привел к значительному увеличению их вклада в загрязнение атмосферного воздуха городов. Так, по данным Департамента природопользования и охраны окружающей среды г. Москвы [2.1], вклад автотранспорта в загрязнение воздуха в г. Москве в 2017 г. составил 93 %. При этом надо учитывать, что автотранспорт выбрасывает загрязняющие вещества практически на уровне дыхания людей, поэтому высокие приземные концентрации наблюдаются на автомагистралях и в непосредственной близости от них. При удалении от автомагистралей концентрации загрязняющих веществ быстро снижаются. Энергетические и промышленные

предприятия выбрасывают загрязняющие вещества из высотных дымовых труб, поэтому их воздействие распространяется на большие расстояния по направлению движения ветра.

При сжигании органического топлива в атмосферу поступают такие ЗВ, вредные для здоровья людей, как: оксиды азота и оксиды серы, летучая зола с частицами недогоревшего топлива, оксиды углерода, полициклические ароматические углеводороды (ПАУ), оксиды металлов, прежде всего оксид ванадия (V_2O_5). Большинство этих компонентов относятся к числу токсичных, т.е. оказывают вредное влияние на природу и человека. Количество образующихся ЗВ зависит не только от количества сожженного органического топлива, но и от его вида, состава, организации процесса сжигания топлива.

Твердые и жидкие органические топлива представляют собой сложные химические соединения горючих и негорючих веществ, структура которых до настоящего времени изучена недостаточно. Методами химического анализа определяется так называемый элементарный состав этих видов топлива, т.е. процентное содержание в массе органического топлива тех или иных химических элементов. Топливо в том виде, в каком оно поступает непосредственно на ТЭС называется рабочим топливом, а его масса – рабочей массой. Рабочая масса твердого и жидкого органического топлива состоит из горючих элементов – углерода C^p , водорода H^p и серы S^p , а также негорючих элементов – кислорода O^p , азота N^p , влаги W^p и золы A^p . При полном сгорании топлива в дымовых газах образуются углекислый газ CO_2 , пары воды H_2O , оксиды серы SO_2 и SO_3 , оксиды азота NO и NO_2 , зола. При сжигании мазута образуются оксиды металлов, воздействие которых на окружающую среду оценивается по выбросам V_2O_5 . При неполном сжигании топлива дополнительно выбрасываются в атмосферу оксид углерода CO , тяжелые полициклические ароматические углеводороды ПАУ C_xH_y ($x > y$), (наиболее опасным из которых для здоровья людей является бенз(а)пирен $C_{20}H_{12}$). Продукты неполного сгорания являются весьма токсичными, но эффективные способы сжигания топлива в современных котлах позволяют эти выбросы свести к минимуму. Основным источником загрязнения атмосферного воздуха оксидом углерода CO является автотранспорт.

В настоящее время большинство ТЭС в нашей стране работают на природном газе, который на 82 – 98% состоит из метана CH_4 . В состав природного газа также входят ряд других горючих природных углеводородов (этан, пропан, бутан, пентан и др.), доля которых существенно меньше, иногда водород, а также негорючие компоненты молекулярный азот N_2 и кислород O_2 .

Наибольшие валовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу имеют мощные конденсационные электростанции (КЭС), работающие на твердом топливе. Потребляя большое количество топлива, такие КЭС выбрасывают в атмосферу золу, оксиды серы и азота. Природный газ является наиболее экологически чистым топливом поскольку при его сжигании отсутствуют выбросы оксидов серы и золы и образуется меньше углекислого газа CO_2 . Кроме того, выбросы оксидов азота, при прочих равных условиях, значительно меньше, чем при сжигании твердого топлива. В России на протяжении последних десятилетий доля природного газа в топливном балансе энергетических предприятий непрерывно возрастала, и в настоящее время составляет более 72 %. Это позволило значительно снизить выбросы загрязняющих веществ от тепловых электростанций.

Загрязнение атмосферы может быть естественным (природным) и антропогенным (техногенным). Естественное загрязнение воздуха вызвано природными процессами. К ним относятся вулканическая деятельность, выветривание горных пород, ветровая эрозия, разряды молний, процессы разрушения органических веществ под действием анаэробных микроорганизмов, массовое цветение растений, дым от лесных и степных пожаров и др.

Природные и техногенные выбросы оксидов серы примерно сопоставимы по своей величине. Природные выбросы оксидов азота более чем в 10 раз превышают промышленные выбросы. Нетоксичная зола по своему воздействию приравнивается к пыли, образование которой в природных процессах значительно превосходит промышленные выбросы, но именно промышленные выбросы загрязняющих веществ являются более опасными поскольку осуществляются в зоне обитания человека и определяют загрязнение воздуха в городах и промышленных центрах.

Природные и техногенные выбросы загрязняющих веществ участвуют в круговороте веществ на нашей планете, участвуя в различных химических взаимодействиях. В природе имеются естественные механизмы, позволяющие поддерживать равновесие участвующих в круговороте веществ. Поэтому нельзя считать, что выбросы вредных веществ непрерывно накапливаются в атмосфере. Время жизни в атмосферном воздухе оксидов азота и серы зависит от метеорологических условий и обычно составляет несколько суток [2.2], затем они вымываются атмосферными осадками, поступая в почву и водоемы.

Обладая высокой токсичностью, выбросы загрязняющих веществ наносят значительный вред окружающей среде и здоровью людей. Наличие загрязняющих веществ в продуктах сгорания органических топлив в атмосфере приводит к образованию фотохимических туманов (смогов), коррозии металлоконструкций, эрозии почвы, уничтожению флоры, вызывает различные (в том числе и раковые) заболевания у человека. Следует особо отметить, что степень воздействия выбросов загрязняющих веществ на окружающую среду существенно повышается из-за сосредоточенности источников выбросов в крупных промышленных регионах. Ниже рассмотрены наиболее распространенные загрязняющие вещества, содержащиеся в продуктах сгорания органических топлив.

Оксиды углерода $\text{CO}_x = \text{CO}_2 + \text{CO}$ входят в состав атмосферы Земли, участвуя в глобальных циклах превращения (кругооборота) углерода в биосфере. Оксид углерода (или угарный газ) CO представляет собой бесцветный, безвкусный газ, обладающий токсическим действием. Попадая в организм, CO реагирует с гемоглобином крови, препятствуя нормальному переносу кислорода, в результате чего возможно отравление. Исследования показали, что воздействие CO , даже в сравнительно малых количествах, может вызвать нарушение поведения, неощутимые для самого пострадавшего. Негативные эффекты, связанные с повышением содержания угарного газа в атмосферном воздухе, проявляются в первую очередь при сложных действиях, требующих высокого уровня внимания, например, при выполнении монотонной работы. Концентрация CO в воздухе невелика и составляет всего около $0,13 \cdot 10^{-4}\%$ об. Тем не менее, воздействие CO на городское насе-

ние становится весьма важной проблемой для крупных промышленных регионов. Основным источником выбросов CO является автотранспорт, доля которого в выбросах CO превышает 90%.

Углекислый газ (или двуокись углерода) CO₂ является нетоксичным газом без цвета и запаха. Содержание углекислого газа CO₂ в атмосфере в настоящее время достигает 0,035–0,041% об., однако имеется тенденция его увеличения в среднем на $2,2 \cdot 10^{-4}\%$ об. в год в результате активной промышленной деятельности человека. CO₂ пропускает коротковолновое световое излучение Солнца, но эффективно поглощает длинноволновое излучение, отраженное от поверхности Земли. Поэтому углекислый газ, присутствующий в атмосфере, действует как «защитный экран», уменьшая тепловые потери планеты. «Парниковый» эффект, связанный с присутствием CO₂, – важный фактор, регулирующий температуру земного шара. Повышение концентрации CO₂ в атмосфере уже вызвало таяние ледников и морского льда и к затоплению части суши. Поэтому диоксид углерода, поступающий из антропогенных источников, в глобальном масштабе в последнее время рассматривается как загрязнитель.

Оксиды серы SO_x = SO₂ + SO₃ являются одними из основных загрязнителей атмосферы. Сернистый ангидрид SO₂ представляет собой бесцветный газ с острым запахом. При вдыхании раздражает дыхательные пути, нарушает обменные и ферментные процессы. При концентрации SO₂ в атмосферном воздухе 0,08 мг/м³ ощущается дискомфорт у людей. Наиболее чувствительными к SO₂ являются хвойные деревья, у которых наблюдается процесс увядания при содержании SO₂ в воздухе, начиная с 0,08÷0,23 мг/м³. Присутствие сернистого ангидрида совместно с дымом и сажей в атмосферном воздухе (при высокой влажности последнего) является причиной образования в промышленных центрах фотохимических туманов (смогов) в утренние часы. Продолжительность пребывания SO₂ в атмосфере сравнительно невелика (от 2÷4 до 15÷20 суток). За это время происходит его полное окисление до SO₃, которое протекает значительно быстрее под действием солнечного света.

Серный ангидрид (или триоксид серы) SO₃ является бесцветным газом, раздражающим дыхательные пути. Во влажном воздухе образует туман (аэрозоль) серной кислоты, которая активно разрушает конструкции, здания и оборудование.

Оксиды азота $\text{NO}_x = \text{NO} + \text{NO}_2$ являются основными загрязнителями атмосферы при сжигании энергетических топлив. Оксид азота NO представляет собой бесцветный газ, весьма негативно действующий на кровь и нервную систему. Диоксид азота NO_2 - газ буро-красного цвета. Раздражает и прижигает дыхательные пути, приводит к отеку легких.

Полициклические ароматические углеводороды (ПАУ) встречаются в продуктах сгорания углеводородных топлив. Многие ПАУ обладают высокой канцерогенной и (или) мутагенной активностью, активизируют фотохимические смоги в городах, что требует строгого контроля их эмиссии. Находясь в воздухе, водах и почве, они поглощаются живыми организмами (в том числе и человеком) и накапливаются в различных тканях. В то же время некоторые ПАУ, например, фенантрен, флуорантен, пирен и ряд других, физиологически почти инертны и не являются канцерогенно-опасными.

Наиболее распространенным ароматическим углеводородом является бенз(а)пирен $\text{C}_{20}\text{H}_{12}$ – твердое кристаллическое вещество желтого цвета. В атмосферном воздухе под действием ультрафиолетового излучения происходит разрушение структуры бенз(а)пирена, однако по сравнению с другими канцерогенными углеводородами он наиболее устойчив. Является одним из наиболее опасных канцерогенных (инициирующих раковые заболевания) веществ.

Сажа (копоть) имеет сложную углеводородную структуру, более чем на 90% состоит из углеродных атомов. При медленном разложении выделяет бенз(а)пирен. При попадании в организм сажистые частицы могут вызвать злокачественные опухоли.

Пятиокись ванадия V_2O_5 – красно-желтый порошок. Яд с разнообразным воздействием на организм: вызывает изменения в кровообращении, органах дыхания, нервной системе, в обмене веществ, а также аллергическое воспаление кожи.

Вместе с тем надо иметь в виду, что выбросы промышленных предприятий, участвуя в различных химических взаимодействиях при определенных метеорологических условиях, могут образовывать еще более вредные для здоровья человека загрязняющие вещества. Так, оксиды азота, обладая высокой поглощающей

способностью в ультрафиолетовой части спектра, при наличии других загрязняющих ингредиентов, например, углеводов, вступают с ними в реакции с образованием новых высокотоксичных загрязнителей и фотохимических смогов. Образующиеся новые вещества (пераксияцетилнитраты) по своей токсичности значительно превосходят токсичность первичных загрязнителей. При фотохимическом тумане появляется неприятный запах, резко ухудшается видимость, у людей воспаляются глаза, слизистые оболочки носа и горла, отмечаются симптомы удушья, обострение легочных и различных хронических заболеваний. Фотохимический туман отрицательно действует на нервно-психическую сферу, вызывает обострение бронхиальной астмы. Повреждает он и растения.

Высокие выбросы оксидов серы и азота могут вызывать кислотные дожди, которые приносят большой ущерб водным и лесным экосистемам, а также сельскохозяйственным угодьям. Характеризует кислотный дождь пониженный уровень водородного показателя pH. Для обычных осадков этот показатель равен 5,6, и даже небольшое нарушение нормы чревато серьезными последствиями для живых организмов. Пониженный уровень кислотности осадков становится причиной гибели рыб, земноводных, насекомых. Кислотные дожди вызывают отмирание некоторых растений.

2.2. Загрязняющие вещества, образующиеся при сжигании органических топлив на ТЭС

2.2.1. Оксиды углерода CO, CO₂

При сжигании углеводородных топлив происходит окисление углерода и его соединений кислородом воздуха с образованием диоксида углерода (или углекислого газа) CO₂ в качестве конечного продукта полного окисления (сгорания):



В то же время, вследствие локальных недостатков воздуха или неблагоприятных тепловых и аэродинамических условий, в топках и камерах сгорания образуются продукты неполного сго-

рения, подавляющая доля которых составляет монооксид углерода CO (угарный газ):



Реакция (2.5) описывает процесс восстановления CO_2 на поверхности коксового остатка при сжигании твердых топлив.

Содержание CO в продуктах сгорания паровых и водогрейных котлов обычно не превышает сотых долей процента (0,001÷0,025 %об.) и характеризует потери тепла в котлоагрегате от химической неполноты сгорания.

Концентрация CO_2 в уходящих газах существенно выше (рис. 2.1) и составляют 10÷14 %об. в зависимости от вида сжигаемого топлива. Больше всего диоксида углерода (в процентном отношении) выделяется при сжигании углей, а наименьшее количество – при сжигании природного газа.

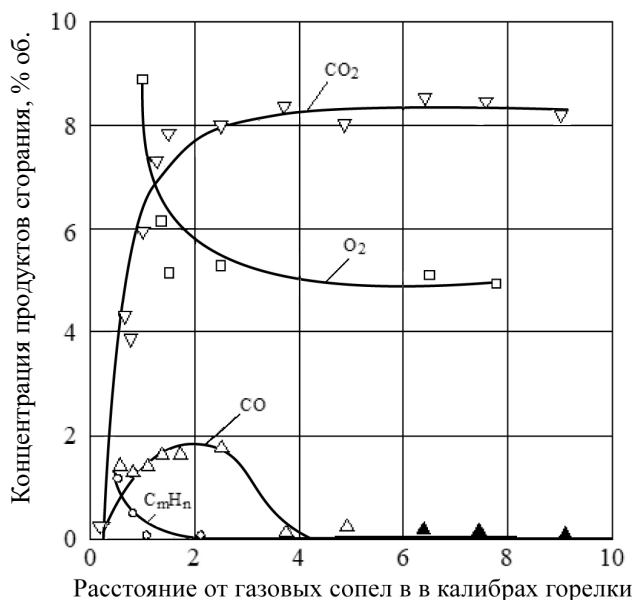
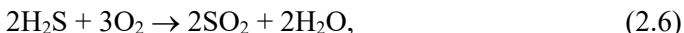


Рис. 2.1. Усредненные по сечению концентрации CO_2 , O_2 , CO , C_mH_n вдоль оси факела вихревой горелки

2.2.2. Оксиды серы SO₂, SO₃

Содержащаяся в топливе сера является источником образования оксидов серы SO_x: сернистого SO₂ и серного SO₃ ангидридов. Суммарный массовый выброс SO_x зависит только от содержания серы в топливе S_р.

Сера S в твердых топливах может содержаться в трех видах: органическая S_{ор}, колчеданная S_к и сульфатная S_с. Органическая сера входит в состав сложных высокомолекулярных органических соединений топлива. Колчеданная сера представляет собой ее соединения с металлами (чаще железный колчедан FeS₂) и входит в минеральную часть топлива. Сульфатная сера входит в минеральную часть топлива в виде сульфатов щелочных металлов (CaSO₄ и MgSO₄) и поэтому в процессе горения дальнейшему окислению не подвергается и переходит в золу. В состав газообразных топлив сера входит только в виде сероводорода H₂S или сернистого ангидрида SO₂. Сера в мазуте входит главным образом в состав сероорганических соединений и в меньшей степени она присутствует в виде H₂S и серы элементарной.



Часть SO₂ (1÷5%) затем доокисляется до серного ангидрида SO₃ в ходе гомогенных реакций непосредственно при горении топлива:



а также в результате протекания гетерогенных реакций окисления SO₂ на поверхностях нагрева с участием катализаторов, которыми могут быть V₂O₅, Fe₂O₃:



Образование оксидов серы при сжигании сернистых топлив в топочных устройствах паровых котлов в основном происходит на начальном участке факела. Наиболее высокие концентрации SO₃, в несколько раз превышающие равновесные, наблюдаются в непосредственной близости от горелки. Конечная концен-

трация серного ангидрида SO_3 в продуктах сгорания не превышает тысячных долей процента и зависит от состава топлива, режима горения, конструкции котла и состояния поверхностей нагрева (рис. 2.2) [2.3]. Как правило, доля SO_2 составляет 97÷99 %, а доля SO_3 – 1÷3% от суммарного выхода SO_x . Фактическое содержание SO_2 в уходящих из котлов газах колеблется от 0,08 до 0,6 % об., а концентрация SO_3 - от 0,0001 до 0,008 % об.

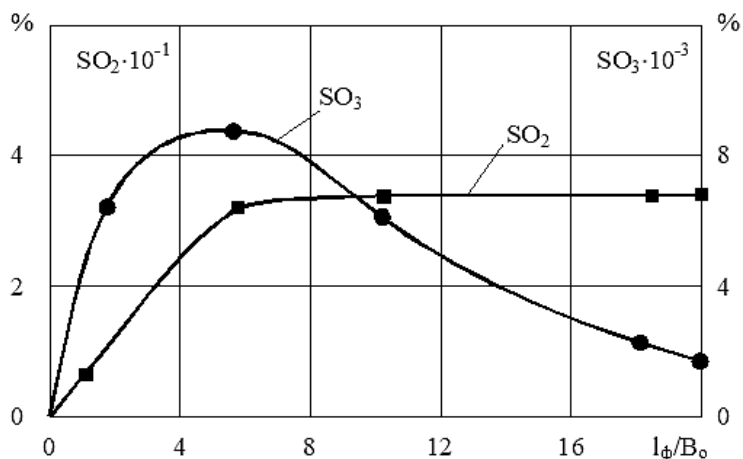


Рис. 2.2. Изменение содержания оксидов серы по факелу

В процессе сжигания топлива сера переходит не только в дымовые газы в виде SO_x , но может отчасти связываться твердыми продуктами сгорания: золой и шлаком при сжигании угля, коксом и золовыми отложениями – при сжигании мазута. Поэтому концентрации SO_x в газах по длине газового тракта котла могут изменяться.

2.2.3. Оксиды азота NO_x

При сжигании органических топлив азот, содержащийся в воздухе и топливе, становится реакционно-способным и, соединяясь с кислородом, образует оксиды азота: $\text{NO} + \text{NO}_2 + \text{N}_2\text{O}$. Экспериментальные и промышленные исследования показали, что основная доля образовавшихся NO_x , а именно 95÷100%, приходится на монооксид (оксид) азота NO . Диоксид NO_2 и гемииоксид

N_2O азота образуются в значительно меньшем количестве, и их доля приблизительно составляет: для NO_2 – 4%, а для N_2O – сотые доли процента от общего выброса NO_x .

Существуют два принципиально различных источника образования оксида азота NO при горении органических топлив. Это – окисление атмосферного (молекулярного) азота N_2 воздуха, используемого в качестве окислителя при горении, и окисление азотсодержащих составляющих топлива. В первом случае образуются термические и «быстрые» оксиды азота, а во втором – топливные NO [2.4].

Термические оксиды азота образуются при горении любых топлив в области высоких температур, если в качестве окислителя используется воздух. Их выброс сильно зависит от температуры и избытка воздуха в зоне горения. Топливные оксиды азота образуются при сжигании твердого и жидкого топлива, и величина их выброса зависит от содержания азота в топливе и от коэффициента избытка воздуха в зоне горения. Их выход мало зависит от температуры в зоне горения. При сжигании природного газа топливных оксидов азота не образуется, так как в нем не содержится азота, входящего в химические соединения.

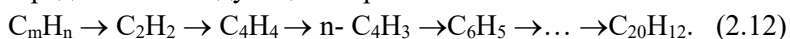
2.2.4. Полициклические ароматические углеводороды

Среди вредных компонентов дымовых газов особое место занимает большая группа полициклических ароматических углеводородов (ПАУ).

Молекулы ПАУ содержат циклы из шести атомов углерода с тремя двойными связями (так называемые бензольные ядра). Они образуются в результате неполного сгорания любых углеводородных топлив. Последнее имеет место из-за торможения реакций окисления углеводородов топлива холодными стенками топочных устройств, а также может быть вызвано неудовлетворительным смешением топлива и воздуха. Это приводит к образованию в топках (камерах сгорания) локальных окислительных зон с пониженной температурой или зон с избытком топлива. Таким образом, суммарная эмиссия ПАУ (наряду с выбросами CO) является мерой неэффективности процесса горения топлива.

Непосредственное образование ПАУ происходит в реакциях пиролиза и синтеза в процессе горения топлива. Механизм их образования представляет собой сложный многостадийный процесс, который пока в достаточной мере не выяснен. Предполагается, что он имеет радикально-цепной характер и включает несколько стадий. Важнейшим промежуточным продуктом горения углеводородного топлива является ацетилен, образующийся в результате окислительной дегидрогенизации молекул жирных углеводов. Сначала формируются более крупные молекулы и радикалы и, в конечном счете, малые ароматические кольца и затем происходит дальнейший рост ароматических колец. Формирование первого ароматического кольца связано в основном с образованием радикала C_6H_5 и его последующей циклизацией в фенил. Дальнейший рост ПАУ связан с взаимодействием фенила и молекул ацетилена в реакциях полимеризационного типа.

Схематично механизм образования бенз(а)пирена может быть представлен следующим образом:



Опытные данные, полученные при сжигании природного газа, показали, что максимумы концентраций ПАУ располагаются на расстоянии $l/d=4\div6$ от среза горелки (рис.2.3). При $l/d=14$ концентрации составляют $1\div10\%$ от максимальных. Таким образом, конечный выход тяжелых углеводородов определяется протеканием двух конкурирующих процессов: образования ПАУ при горении углеводородных топлив и их выгорания вместе с другими продуктами неполного сгорания.

Состав топлива оказывает существенное влияние на природу эмиссии ароматических углеводородов. Установлена корреляция между концентрацией в топливе углеводородов с высоким молекулярным весом и высоким уровнем образования ПАУ.

Факторами, влияющими на уменьшение образования канцерогенов, являются улучшение перемешивания, увеличение избытка воздуха и температуры в топке.

Ввиду большого количества разных ПАУ в дымовых газах и трудности измерения их концентраций принято уровень канцерогенной загрязненности продуктов сгорания и атмосферного воздуха оценивать по концентрации наиболее токсичного и стабильного канцерогена – бенз(а)пирена (Б(а)П).

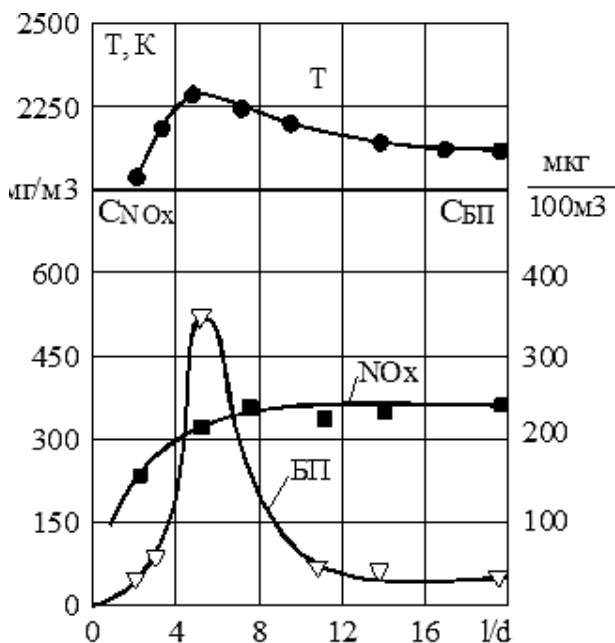


Рис. 2.3. Изменение концентрации ПАУ, оксидов азота и температуры по длине факела

Бенз(а)пирен $C_{20}H_{12}$ представляет собой твердое кристаллическое вещество желтого цвета с температурами плавления $179^\circ C$ и кипения $500\div 570^\circ C$. Поэтому в газовом тракте котлов Б(а)П 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. При этом степень улавливания Б(а)П в золоуловителях достигает $60\div 80\%$ [2.5].

Наличие Б(а)П в продуктах сгорания свидетельствует также о присутствии других канцерогенных ПАУ или подтверждает благоприятные условия для их образования. Концентрация Б(а)П в дымовых газах современных паровых котлов зависит от состава топлива, режима сжигания и колеблется в широких пределах, достигая $1\div 10$ мкг/100 м³ при сжигании природного газа, $2\div 40$ мкг/100 м³ при сжигании мазута и $30\div 140$ мкг/100 м³ при сжигании углей. Выброс Б(а)П в окружающую среду при сжигании мазута в котло-

агрегате блока 300 МВт составляет примерно 0,2 г/ч. Хотя на первый взгляд эти цифры невелики по сравнению с выбросами оксидов азота (400÷500 кг/ч) большое внимание к Б(а)П обусловлено его высокой канцерогенной активностью: по данным онкологов воздействие его в присутствии оксидов азота и серы резко усиливается.

2.2.5. Зола твердого топлива

Основная часть минеральной составляющей топлива переходит в процессе сжигания в летучую золу, уносимую дымовыми газами. Зольность отечественных углей колеблется в широких пределах (10÷55%). Соответственно изменяется и запыленность дымовых газов, достигая для высокозольных углей 60÷70 г/м³.

Химический состав золы твердого топлива достаточно разнообразен. Обычно зола состоит из оксидов кремния, алюминия, титана, калия, натрия, железа, кальция и магния. Кальций в золе может присутствовать в виде свободного оксида, а также в составе силикатов, сульфатов и других соединений. В зависимости от содержания оксида кальция в золе твердого топлива меняется ее токсичность.

Физико-химические свойства золы (плотность, дисперсионный состав, химический состав, электрическое сопротивление, слипаемость, абразивность) определяют эффективность работы газоочистных устройств.

Масштаб загрязнения окружающей среды выбросами золы твердого топлива значителен. В отличие от газовых компонентов, которые в процессе диффузии распространяются как на нижние, так и на верхние слои атмосферы, вследствие чего их концентрация в приземном слое значительно снижается, золовые частицы в основном оседают на землю [2.4].

Твердые частицы, превышающие размер 2÷5 мкм, задерживаются в верхних дыхательных путях и, следовательно, не слишком опасны. Однако иногда эти частицы могут оказывать большее разрушающее действие, чем мелкие. При попадании в глаза крупные частицы могут вызвать сильное раздражение, и даже ожог. Частицы меньшего размера поступают внутрь дыхательного тракта, накапливаются в лимфатических узлах и могут привести к от-

ложениям пыли в легких. Кроме общего отрицательного эффекта загрязнения приземного воздуха и поверхности земли твердыми частицами, вредными для дыхательных путей, в золе топлив содержатся в малых дозах примеси металлов, обладающих высокой токсичностью, например мышьяка, свинца, ртути и др. [2.6].

2.2.6. Мазутная зола (в пересчете на ванадий)

При сжигании мазута образуется мазутная зола, которая представляет собой сложную смесь. В состав мазутной золы входят оксиды ванадия (VO , VO_2 , V_2O_5), а также оксиды металлов (SiO_2 , MgO , Al_2O_3 , Fe_2O_3). Биологическое воздействие золы на окружающую среду рассматривается как воздействие единого целого. В качестве контролирующего показателя принята наиболее токсичная форма оксида ванадия - пентаоксид ванадия (V_2O_5), по содержанию которого в золе установлен санитарно-гигиенический норматив (ПДК).

Зольность мазута не превышает 0,3%. При полном его сгорании содержание твердых частиц в дымовых газах составляет около $0,1 \text{ г/м}^3$, однако это значение резко возрастает в период очистки поверхностей нагрева котлов от наружных отложений.

Согласно опытным данным, процесс образования оксидов азота и серы в основном происходит в зоне активного горения, на расстоянии нескольких калибров от среза горелок. В редких случаях возможно затягивание процесса горения в горизонтальный и отчасти даже опускной газоходы, где происходит дожигание продуктов неполного сгорания, таких как ПАУ и СО. В конвективном газоходе также происходит ряд процессов, оказывающих влияние на состав продуктов сгорания в уходящих из котла газах. Их можно условно разделить на две группы.

Первая – конверсия отдельных продуктов сгорания в другие за счет окислительных и каталитических реакций:



Вторая – осаждение на поверхностях нагрева и реагирование с металлом труб. Все процессы в сильной степени зависят от химического состава минеральной части топлива. В образовании отложений на поверхностях нагрева в основном участвуют твердые частицы, ПАУ, SO_3 и пентаокись ванадия V_2O_5 . Следует отметить, что при проведении периодических очисток конвективных поверхностей во время работы котлов (дробеочистка, газомпульсная очистка) происходит резкое увеличение содержания данных веществ в уходящих газах.

Окончательно процесс образования и конверсии загрязняющих веществ практически завершается на выходе из котла.

2.2.7. Единицы измерения газообразных выбросов ТЭС

Для количественной характеристики газообразных выбросов котлов электростанций используют объемные и массовые концентрации загрязняющих веществ, а также валовые (массовые) выбросы [2.7].

Объемные концентрации c_v представляют собой отношение объема, занимаемого данным газообразным веществом, к объему всей газовой пробы. Объемные концентрации c_v могут измеряться в % об или ppm. Единица измерения 1 ppm (part per million) представляет собой одну миллионную часть объема:

$$1 \text{ ppm} = 10^{-6} = 10^{-4} \% \text{ об} = 1 \text{ см}^3/\text{м}^3. \quad (2.17)$$

Объемные концентрации не зависят от давления и температуры среды и, следовательно, расчетные или опытные результаты газового анализа, выраженные в % об или ppm, не требуют приведения к каким-либо заданным условиям по температуре и давлению.

Массовые концентрации c_m характеризуют количество (массу) данного вещества в одном кубическом метре продуктов сгорания. С их помощью оценивается содержание в продуктах сгорания как твердых, так и газообразных компонентов. Массовые концентрации измеряются в $\text{г}/\text{м}^3$ или $\text{мг}/\text{м}^3$.

В отличие от объемной массовая концентрация зависит от давления и температуры среды, поэтому ее приводят в пересчете

на нормальные условия (0°C , $p_0 = 760 \text{ мм рт.ст.} = 101,3 \text{ кПа}$), для чего используется следующее выражение:

$$c_m^{\text{н}} = c_m^{\text{оп}} \frac{273 + v_{\text{г}}}{273} \frac{p_0}{p_{\text{г}}}, \quad (2.18)$$

где $c_m^{\text{н}}$ – массовая концентрация, приведенная к нормальным условиям; $c_m^{\text{оп}}$ – массовая концентрация, полученная опытным путем при температуре $v_{\text{г}}$ и давлении $p_{\text{г}}$ газовой пробы.

Связь между объемными (ppm) и массовыми (г/м³) концентрациями устанавливается следующим соотношением:

$$c_{M_i} = k_i \cdot c_{v_i}, \quad (2.19)$$

где k_i – коэффициент пересчета, равный

$$k_i = 10^{-3} \frac{M_i}{V_{M_i}} \cdot \frac{273}{(273 + v_{\text{г}})} \cdot \frac{p_{\text{г}}}{p_0}, \quad (2.20)$$

M_i – молярная масса i -го вещества, г; V_{M_i} – его молярный объем, л (в качестве первого приближения за V_{M_i} может быть принят объем идеального газа, равный 22,41 л); $v_{\text{г}}$ – температура и $p_{\text{г}}$ – давление газовой пробы перед газоанализатором (последнее приравнивается к фактическому атмосферному давлению). Значения коэффициента пересчета k_i для некоторых газов приведены в табл. 2.1 [2.7].

Таблица 2.1

**Значения коэффициента пересчета для некоторых газов
при нормальных условиях (0°C ; 101,3 кПа)**

Вещества	Молярная масса $M_{i, \text{г}}$	Молярный объем $V_{M_i}, \text{ л}$	Коэффициент пересчета k_i
NO	30,01	22,39	$1,34 \cdot 10^{-3}$
NO ₂	46,01	22,44	$2,05 \cdot 10^{-3}$
SO ₂	64,06	21,89	$2,93 \cdot 10^{-3}$
CO	28,01	22,4	$1,25 \cdot 10^{-3}$
CO ₂	44,01	22,26	$1,98 \cdot 10^{-3}$
O ₂	32,00	22,39	$1,43 \cdot 10^{-3}$

В зависимости от применяемого метода измерения определение содержания газовых компонентов производится в мокрых или сухих продуктах сгорания.

Мокрые газы (или влажные продукты сгорания) – это обычные продукты сгорания, содержащие водяные пары, образовавшиеся при сжигании углеводородного топлива и за счет влажности исходного воздуха. Объем мокрых газов рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{г}}^0 + 1,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V_{\text{в}}^0, \quad (2.21)$$

где $V_{\text{в}}^0$, $V_{\text{г}}^0$ – теоретические объемы соответственно воздуха и дымовых газов (при $\alpha = 1$), м³/кг (м³/м³); α – коэффициент избытка воздуха.

Под сухими продуктами сгорания (*сухие газы*) подразумеваются дымовые газы, в которых произошла конденсация образовавшихся в процессе горения топлива водяных паров из-за их остывания до температур ниже температуры насыщения. Объем сухих продуктов сгорания определяется как:

$$V_{\text{ст}} = V_{\text{г}}^0 - V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + (\alpha - 1) \cdot V_{\text{в}}^0, \quad (2.22)$$

где $V_{\text{H}_2\text{O}}^0$ – теоретический объем водяных паров.

Для корректного сопоставления измеренных концентраций загрязняющих веществ с нормативами их необходимо пересчитать на стандартные условия, в качестве которых приняты: избыток воздуха $\alpha = 1,4$; температура 0°C; давление 101,3 кПа (760 мм рт. ст.). Природоохранное законодательство РФ разрешает выполнять расчет массовых выбросов загрязняющих веществ двумя способами: с использованием расчетных методик и с помощью экспериментального измерения концентрации загрязняющих веществ в дымовых газах. При проектировании новых котлов определить выбросы загрязняющих веществ можно только с помощью расчетных методов. Выбросы СО сильно зависят от организации процесса сжигания топлива в котлах, поэтому определение их величины разрешается только с помощью экспериментального измерения их концентрации в дымовых газах.

2.3. Расчет массовых выбросов загрязняющих веществ с помощью измерения их концентрации в дымовых газах

На большинстве ТЭС и котельных установлены стационарные приборы контроля режима сжигания топлива и выбросов загрязняющих веществ. Кроме этого используются переносные газоанализаторы для периодического контроля выбросов. Большинство газоанализаторов определяют концентрации загрязняющих веществ в сухих газах, так как пары воды, которые содержались в дымовых газах, конденсируются при охлаждении газов до температуры окружающей среды.

Массовый выброс M_j загрязняющего вещества j , поступающего в атмосферу с дымовыми газами (г/с), рассчитывается по формуле [2.8]

$$M_j = c_j \cdot V_{\text{сг}} \cdot K_{\text{п}}, \quad (2.23)$$

где c_j – массовая концентрация загрязняющего вещества j в сухих дымовых газах при стандартном коэффициенте избытка воздуха $\alpha_0 = 1,4$ и нормальных условиях, мг/м³; $V_{\text{сг}}$ – объемный расход сухих дымовых газов, образующийся при сгорании топлива при $\alpha_0 = 1,4$ и нормальных условиях, м³/с; $K_{\text{п}}$ – коэффициент пересчета (при определении выбросов в г/с $K_{\text{п}} = 10^{-3}$).

Массовая концентрация загрязняющего вещества j рассчитывается по измеренной концентрации $c_j^{\text{изм}}$, мг/м³, по соотношению

$$c_j = c_j^{\text{изм}} \frac{\alpha_{\text{изм}}}{\alpha_0}, \quad (2.24)$$

где $\alpha_{\text{изм}}$ – коэффициент избытка воздуха в месте отбора пробы.

Объемный расход сухих дымовых газов, образующийся при сгорании топлива при стандартных условиях ($\alpha_0 = 1,4$, $t = 0$ °C) определяется в соответствии с методикой [2.9]

$$V_{\text{сг}} = B_{\text{р}} [V_{\text{г}}^0 + (\alpha_0 - 1,0)V^0 - V_{\text{H}_2\text{O}}^0], \quad (2.25)$$

где $V_{\text{г}}^0$, V^0 и $V_{\text{H}_2\text{O}}^0$ – теоретический объем газов, воздуха, и паров воды, м³/кг (м³/м³ – при сжигании природного газа); $B_{\text{р}}$ – расчет-

ный расход топлива, кг/с ($\text{м}^3/\text{с}$), который определяется в соответствии с методикой [2.9]

$$B_p = (1 - \frac{q_4}{100}) \cdot B, \quad (2.26)$$

где B – расход топлива на котел, кг/с ($\text{м}^3/\text{с}$); q_4 – потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива, %.

Метод инструментального измерения концентрации выбросов широко используется на ТЭС для определения массовых выбросов загрязняющих веществ. Выбросы СО разрешается определять только с помощью измерения их концентрации в дымовых газах. Для определения выбросов оксидов азота также целесообразно использовать этот метод, так как величина их выбросов сильно зависит от организации процесса сжигания топлива.

Кроме концентраций загрязняющих веществ в качестве экологических характеристик котлов часто используют удельные или валовые (массовые) выбросы.

Мощность выброса M (г/с) – это количество загрязняющего вещества, выбрасываемого в атмосферу с уходящими газами в единицу времени (за 1 сек). Мощность выброса загрязняющего вещества за определенный период времени (месяц, квартал, год) называется валовым выбросом (например, т/год).

Удельный массовый выброс m (г/кг или $\text{г}/\text{м}^3$) представляет собой количество загрязняющего вещества в граммах, образовавшегося при сжигании 1 кг твердого и жидкого топлива или м^3 при сжигании природного газа:

$$m_i = c_i \cdot V_{\Gamma}. \quad (2.27)$$

Иногда этот показатель пересчитывают на единицу массы условного топлива (г/кг у.т. или кг/т у.т.) и тогда он рассчитывается как:

$$m_i^* = c_i \cdot V_{\Gamma} \cdot (Q_{y.t.} / Q_i^r), \quad (2.28)$$

где $Q_{y.t.}$ – теплота сгорания условного топлива, равная 29,33 МДж/кг (7000 ккал/кг); Q_i^r – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг ($\text{МДж}/\text{м}^3$).

Под удельными выбросами (по теплу) K (г/МДж) понимается количество загрязняющего вещества в граммах, отнесенных к 1 МДж освобожденной в топке химической энергии топлива:

$$K_i = \frac{M_i}{B_p \cdot Q_i^r}; \quad (2.29)$$

где B_p – располагаемый расход топлива (кг/с).

Определение массовых выбросов загрязняющих веществ является основной задачей инспекционного контроля источников загрязнения атмосферы и может быть проведено расчетным путем или на основе непосредственных инструментальных измерений. Удельные и массовые выбросы загрязняющих веществ являются основными параметрами, которые должны контролироваться с целью проверки соблюдения утвержденных нормативов выбросов и оценки результатов внедрения природоохранных мероприятий.

2.4. Расчетные методики определения выбросов загрязняющих веществ ТЭС

2.4.1. Расчет выбросов золы в атмосферу

Массовый выброс летучей золы и частиц несгоревшего топлива M_3 , поступающих в атмосферу с дымовыми газами котлов (г/с), вычисляют по одной из двух формул:

$$M_3 = 10^3 \cdot B \frac{A^r}{100 - \Gamma_{\text{ун}}} \cdot a_{\text{ун}} (1 - \eta_{3\text{у}}) \quad (2.30)$$

или

$$M_3 = 10 \cdot B \left(a_{\text{ун}} A^r + q_4 \frac{Q_i^r}{32,68} \right) (1 - \eta_{3\text{у}}), \quad (2.31)$$

где A^r – зольность топлива на рабочую массу, % ; $\Gamma_{\text{ун}}$ – содержание горючих в уносе, %; $a_{\text{ун}}$ – доля золы, уносимой газами из котла (принимается в соответствии с табл. 2.2); $\eta_{3\text{у}}$ – доля золы, улавливаемой в золоуловителе; q_4 – потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, %; Q_i^r – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг; 32,68 – теплота сгорания углеорода, МДж/кг.

Таблица 2.2

Величины $a_{\text{ун}}$ для различных топочных устройств

Тип топки	Величина $a_{\text{ун}}$
Открытые топки с твердым шлакоудалением (ТШУ)	0,95
Открытые топки с жидким шлакоудалением (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

Потери тепла от механической неполноты сгорания топлива следует принимать в соответствии рекомендациями [2.9]. Содержание золы в различных углях может изменяться от 5 до 50 %, поэтому котлы, сжигающие твердое топливо, обязательно оснащаются золоуловителями. Степень улавливания золы зависит от вида золоуловителя. Тканевые золоуловители (рукавные фильтры) имеют степень улавливания золы выше 99,9 %, Наибольшая степень улавливания электрофильтров в нашей стране составляет 99,4 – 99,6 %. Значительно меньшую эффективность имеют мокрые и инерционные золоуловители. Поэтому выбросы золы в атмосферу в зависимости от зольности топлива и эффективности работы золоуловителя могут существенно отличаться для разных котлов. Содержание золы в мазуте обычно не превышает 0,1%, поэтому газомазутные котлы золоуловителями не оснащаются.

2.4.2. Расчет выбросов оксидов серы в атмосферу

Основное количество серы, содержащейся в топливе, сгорает до SO_2 и только 1–3 % доокисляется до SO_3 . Поэтому суммарное количество образовавшихся оксидов серы $\text{SO}_x = \text{SO}_2 + \text{SO}_3$ принято определять в пересчете на диоксид серы. Запишем уравнение химической реакции взаимодействия серы с кислородом и составим материальный баланс:



Как видно из (2.32) из 1 кг серы, содержащейся в топливе, образуется 2 кг диоксида серы. Массовый выброс оксидов серы (г/с) определяется по формуле [2.8]:

$$M_{\text{so}_2} = 20 \cdot BS^p (1 - \eta'_{\text{so}_2}) (1 - \eta''_{\text{so}_2}) (1 - \eta^{\text{оч}}_{\text{so}_2}), \quad (2.33)$$

где S^p – содержание серы в топливе, %; η'_{so_2} – доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле (см. табл. 2.3); η''_{so_2} – доля оксидов серы, улавливаемых в мокрых золоуловителях; $\eta^{\text{оч}}_{\text{so}_2}$ – доля оксидов серы, улавливаемых в установках сероочистки дымовых газов.

Таблица 2.3

**Значения коэффициента η'_{so_2}
при факельном сжигании топлива**

Топливо	η'_{so_2}
Торф	0,15
Сланцы эстонские и ленинградские	0,8
Сланцы других месторождений	0,5
Экибастузский уголь	0,02
Березовские угли Канско-Ачинского бассейна:	
- для топок с твердым шлакоудалением	0,5
- для топок с жидким шлакоудалением	0,2
Другие угли Канско-Ачинского бассейна:	
- для топок с твердым шлакоудалением	0,2
- для топок с жидким шлакоудалением	0,05
Угли других месторождений	0,1
Мазут	0,02
Газ	0

Доля оксидов серы, улавливаемых в сухих золоуловителях (электрофилтрах, батарейных циклонах), η''_{so_2} принимается равной нулю. Доля оксидов серы, улавливаемых в мокрых золоуловителях, $\eta^{\text{оч}}_{\text{so}_2}$, обычно составляет 0,015 – 0,03. $\eta^{\text{оч}}_{\text{so}_2}$ зависит от

расхода и общей щелочности орошающей воды и от приведенной сернистости топлива $S^{пр}$, которая определяется как

$$S^{пр} = \frac{S^r}{Q_i^r}, \quad (2.34)$$

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

Как видно из формулы (2.33) величина образующихся оксидов серы зависит от расхода топлива и его сернистости. Некоторая часть оксидов серы вступает в реакцию с летучей золой и улавливается в золоуловителях. При установке мокрых золоуловителей небольшая часть оксидов серы вступает в реакцию с водой и не выбрасывается в атмосферу.

Содержание серы и теплота сгорания различных топлив сильно отличаются друг от друга, поэтому величина выбросов оксидов серы у электростанций одинаковой мощности, работающих на разных топливах, может изменяться в широких пределах. Природный газ не содержит серы, и при его сжигании выбросы оксидов серы отсутствуют.

2.4.3. Расчет выбросов мазутной золы в пересчете на ванадий

Мазутная зола представляет собой сложную смесь, состоящую в основном из оксидов металлов. Биологическое воздействие ее на окружающую среду рассматривается как воздействие единого целого. В качестве контролирующего показателя принят ванадий, по содержанию которого в золе установлен санитарно-гигиенический норматив – предельно допустимая концентрация (ПДК).

Суммарное количество мазутной золы ($M_{м.з.}$), в пересчете на ванадий (г/с или т), поступающей в атмосферу с дымовыми газами котла при сжигании мазута, вычисляют по формуле [2.8]:

$$M_{м.з.} = G_V \cdot B(1 - \eta_{oc})(1 - \frac{\eta_{zy}^V}{100})k_{п}, \quad (2.35)$$

где G_V – количество ванадия, находящегося в 1 т мазута, г/т; B – расход топлива (при определении выброса в г/с расход берется в т/ч, а при определении выброса в тоннах расход берется в т); η_{oc} – доля ванадия, оседающего с твердыми выбросами на поверхности нагрева котлов и при их очистке в остановленном состоянии ($\eta_{oc} = 0,07$ для котлов с промперегревателями, $\eta_{oc} = 0,05$ для

котлов без промперегревателей); $\eta_{\text{зу}}^V$ – степень очистки дымовых газов от мазутной золы в золоулавливающих установках, %; $k_{\text{п}}$ – коэффициент пересчета ($k_{\text{п}} = 0,278 \cdot 10^{-3}$ при определении выбросов в г/с; $k_{\text{п}} = 10^{-6}$ при определении выбросов в т).

Количество ванадия в мазуте G_V (г/т) может быть определено по результатам химического анализа мазута или при отсутствии данных химического анализа по приближенной формуле:

$$G_V = a_V \cdot 10^4, \quad (2.36)$$

$$G_V = 2222 \cdot A^p, \quad (2.37)$$

где a_V – фактическое содержание ванадия в мазуте, %; A^p – содержание золы в мазуте на рабочую массу, %.

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

$$\eta_{\text{зу}}^V = 0,076 \cdot (\eta_{\text{зуобщ}})^{1,85} - 2,32 \cdot \eta_{\text{зуобщ}}, \quad (2.38)$$

где $\eta_{\text{зуобщ}}$ – общая степень улавливания твердых частиц, образующихся при сжигании мазута в котлах ТЭС и котельных, %. Данная зависимость действительна при выполнении условия $65 \% < \eta_{\text{зуобщ}} < 85 \%$.

При совместном сжигании твердого топлива и мазута улавливание мазутной золы в пересчете на ванадий в золоулавливающих установках вычисляется по формуле:

$$\eta_{\text{зу}}^V = \eta_{\text{зу}} \cdot C,$$

где $\eta_{\text{зу}}$ – общая степень улавливания золы при сжигании угля, %; C – коэффициент, равный:

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

2.4.4. Расчет выбросов бенз(а)пирена ($\text{C}_{20}\text{H}_{12}$)

Бенз(а)пирен (Б(а)П) относится к классу полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) и является одним из самых токсичных выбросов ТЭС и котельных. Он обладает канцерогенными свойствами и способен накапливаться в организме человека.

При хорошей организации процесса сжигания топлива большая часть Б(а)П выгорает. При неполном сгорании топлива выбросы $C_{20}H_{12}$ возрастают. Б(а)П имеет температуру плавления $179^{\circ}C$, температуру кипения $500\text{--}570^{\circ}C$ [2.4], поэтому в газовом тракте в зависимости от температуры дымовых газов он может находиться в газообразном, жидком или твердом состоянии. Образовавшийся Б(а)П сорбируется золой и частично может быть удален из дымовых газов системами золоулавливания.

Расчетная методика определения содержания Б(а)П в дымовых газах котлов [2.5] получена на основе обобщения результатов экспериментальных данных. Измерение очень низких концентраций $C_{20}H_{12}$ связано с большими трудностями, поэтому погрешность расчетной методики составляет около 20 %.

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

Концентрация бенз(а)пирена в сухих дымовых газах котлов при сжигании мазута c_m ($мкг/м^3$), приведенная к избытку воздуха в газах $\alpha=1,4$, рассчитывается по формуле [2.5]:

$$c_m = q_{лг}^{-0,53} \left(0,232 + 0,606 \cdot 10^{-3} \cdot q_v \right) K_{\alpha} \cdot K_r \cdot K_D \cdot K_{ст} K_{вл} \cdot K_{оч}. \quad (2.39)$$

Концентрация бенз(а)пирена в сухих дымовых газах котлов при сжигании природного газа C_r ($мкг/м^3$), приведенная к избытку воздуха в дымовых газах $\alpha = 1,4$, рассчитывается по формуле:

$$c_r = q_{лг}^{-1,26} \left(0,0536 + 0,163 \cdot 10^{-3} \cdot q_v \right) K_{\alpha} \cdot K_r \cdot K_D \cdot K_{ст} K_{вл}. \quad (2.40)$$

В формулах (2.39) и (2.40): $q_{лг}$ – теплонапряжение поверхности зоны активного горения, $МВт/м^2$

$$q_{лг} = \frac{Q_i' \cdot B}{2(a_t + b_t) \cdot z_{яр} \cdot h_{яр} + 1,5a_t \cdot b_t}, \quad (2.41)$$

q_v – теплонапряжение топочного объема, $кВт/м^3$ (является проектной величиной, определяется из технической документации на котел); K_{α} – коэффициент, учитывающий влияние коэффициента избытка воздуха в дымовых газах на выходе из топки α_t'' . K_{α} принимается в соответствии с табл. 2.4 (при $\alpha_t'' > 1,08$ в формулах (2.39) и (2.4) $K_{\alpha} = 0,135$);

Таблица 2.4

**Значения коэффициента K_α в зависимости
от коэффициента избытка воздуха на выходе из топки**

α''_T	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08
K_α	0,779	0,606	0,472	0,368	0,286	0,223	0,174	0,135

K_r – коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции,

$$K_r = 1 + d \cdot r; \quad (2.42)$$

K_D – коэффициент, учитывающий нагрузку котла,

$$K_D = (2 - D_\Phi/D_H)^{2,4}; \quad (2.43)$$

$K_{ст}$ – коэффициент, учитывающий ступенчатое сжигание топлива,

$$K_{ст} = 1 + b \cdot d; \quad (2.44)$$

$K_{вл}$ – коэффициент, учитывающий подачу влаги,

$$K_{вл} = \exp(-lg); \quad (2.45)$$

$K_{оч}$ – коэффициент, учитывающий увеличение выброса бенз(а)пирена при очистке конвективных поверхностей нагрева на ходу котла (принимается по табл. 2.5).

Таблица 2.5

Значения коэффициента $K_{оч}$

Период между очистками, ч	Значения $K_{оч}$	
	При дробевой очистке конвективных поверх- ностей нагрева	При обдувке регенератив- ных воздухоподогревате- лей
12 – 24	1,2	1,1
40 – 48	1,5	1,25
72	2,0	1,5

В формулах (2.41) – (2.45):

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

B – расход топлива на котел, кг/с (м³/с) (при наличии в топке двухцветного экрана B принимается на одну ячейку);

$Z_{яp}$ – число ярусов горелок;

$h_{\text{яр}}$ – расстояние по высоте между осями соседних горелок, м (для топок с однорядным расположением горелок единичной мощностью от 30 до 60 МВт произведение $z_{\text{яр}} \cdot h_{\text{яр}} = 3$ м);

$a_{\text{т}}$ – ширина топки (в свету), м (при наличии двухсветного экрана – ширина одной ячейки);

$b_{\text{т}}$ – глубина топки (в свету), м;

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 под горелками $d = 2,7$;

r – степень (доля) рециркуляции дымовых газов.

При содержании СО в уходящих газах котла менее 20 мг/м³ (при $\alpha = 1,4$) и $r < 0,2$ в формулах (1.39) и (1.40) принимать значение $K_r = 1,2$.

При содержании СО в уходящих газах котла более 20 мг/м³ (при $\alpha = 1,4$) расчет K_r проводить по формуле (2.42) независимо от степени рециркуляции r ;

$D_{\text{ф}}$ – фактическая паропроизводительность (нагрузка) котла, кг/с;

$D_{\text{н}}$ – номинальная паропроизводительность 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 сжигание по «горизонтали», $b = -2,7$;

d – доля воздуха, подаваемая во вторую ступень горения.

При содержании СО в уходящих газах котла менее 20 мг/м³ (при $\alpha = 1,4$) для схемы, реализующей ступенчатое сжигание по «вертикали» и $d < 0,25$ принимать в формулах (2.39) и (2.40) значение $K_{\text{ст}} = 1,25$. Во всех остальных случаях $K_{\text{ст}}$ рассчитывается по формуле (2.44).

При совместном применении рециркуляции дымовых газов ($r < 0,2$), ступенчатого сжигания по «вертикали» ($d < 0,25$) и содержании СО в уходящих газах котла менее 20 мг/м^3 (при $\alpha = 1,4$) принимать в формулах (2.39) и (2.40) $K_r \cdot K_{\text{ст}} = 1,25$;

l – коэффициент, учитывающий воздействие влаги при вводе ее:

– в пристенную зону топки и при зональном впрыске $l = 15$;

– в дутьевой воздух $l = 2$;

g – водотопливное отношение при подаче влаги в зону горения.

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

Концентрация бенз(а)пирена в сухих дымовых газах котлов за золоуловителями при факельном сжигании углей $c_{\text{т}}$ (мкг/м^3), приведенная к избытку воздуха в газах $\alpha = 1,4$, рассчитывается по формуле:

$$c_{\text{т}} = \frac{A \cdot Q_i^r}{e^{1,5\alpha_{\text{т}}}} K_D \cdot K_{\text{зy}}, \quad (2.46)$$

где A – коэффициент, характеризующий конструкцию нижней части топки:

– при жидком шлакоудалении $A = 0,378$,

– при твердом шлакоудалении $A = 0,521$;

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

$\alpha_{\text{т}}$ – коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания на выходе из топки;

K_D – коэффициент, учитывающий нагрузку котла,

$$K_D = (D_{\text{ф}}/D_{\text{н}})^{1,1}; \quad (2.47)$$

$K_{\text{зy}}$ – коэффициент, учитывающий степень улавливания бенз(а)пирена золоуловителями,

$$K_{\text{зy}} = 1 - \eta_{\text{зy}} Z / 100. \quad (2.48)$$

В формулах (2.47) и (2.48):

$D_{\text{ф}}$ – фактическая нагрузка котла, кг/с ;

$D_{\text{н}}$ – номинальная нагрузка котла, кг/с ;

$\eta_{\text{зy}}$ – степень улавливания золы в золоуловителе, %;

Z – коэффициент, учитывающий снижение улавливающей способности бенз(а)пирена золоуловителями:

– для сухих аппаратов $Z = 0,7$;

– для мокрых аппаратов $Z = 0,8$.

Массовый выброс бенз(а)пирена $M_{\text{БП}}$ (г/с) рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{БП}} = V_{\text{сг}} \cdot c_{\text{БП}} \cdot 10^{-6}, \quad (2.49)$$

где $V_{\text{сг}}$ – объем сухих дымовых газов при $\alpha = 1,4$, м³/с;

$c_{\text{БП}}$ – концентрация бенз(а)пирена в сухом дымовом газе (мкг/м³), приведенная к $\alpha = 1,4$, определенная по формулам (2.39), (2.40), (2.46) в зависимости от вида сжигаемого топлива.

2.4.5. Расчет выбросов оксидов азота

При сжигании органического топлива образуются оксиды азота NO и NO₂. Их суммарный выброс в пересчете на NO₂ обозначается NO_x. Величина выбросов оксидов азота сильно зависит от конструктивного выполнения топочной камеры, вида горелочных устройств, характеристик топлива, организации процесса сжигания топлива, поэтому основным способом определения выбросов оксидов азота является экспериментальное измерение их концентраций в дымовых газах. В исключительных случаях при отсутствии возможности измерить концентрацию оксидов азота в дымовых газах на действующих котлах допускается по согласованию с природоохранными органами определять выбросы оксидов азота расчетным методом.

Для котлов большой мощности (паропроизводительностью более 75 т/ч и тепловой мощностью более 50 Гкал/ч) расчетная методика определения выбросов оксидов азота приведена в [2.10]. В методике отдельно для каждого вида топлива приведены эмпирические формулы для расчета выбросов оксидов азота, учитывающие конструктивные параметры, характеристики топки и режимные параметры.

Для паровых котлов паропроизводительностью 30–75 т/ч и водогрейных котлов тепловой мощностью 35–58 МВт (30–50 Гкал/ч) расчетная методика приведена в [2.8], где массовый выброс оксидов азота M_{NO_x} , в пересчете на NO_2 (г/с), выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами котла при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива, рассчитывается по соотношению

$$M_{\text{NO}_x} = 0,34 \cdot 10^{-4} B Q_i^r K \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \beta_1 (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \beta_2 \beta_3 \varepsilon_2 (1 - \eta_{\text{оч}}), \quad (2.50)$$

где B – расход топлива кг/с ($\text{м}^3/\text{с}$);

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

K – коэффициент, характеризующий выход оксидов азота, который при сжигании газа и мазута рассчитывается по формулам:

– для паровых котлов паропроизводительностью от 30 до 75 т/ч

$$K = \frac{7,5 D_{\phi}}{50 + D_{\text{н}}}, \quad (2.51)$$

где D_{ϕ} и $D_{\text{н}}$ – фактическая и номинальная паровая нагрузка котла, т/ч;

– для водогрейных котлов производительностью 125–210 ГДж/ч

$$K = 2,4 \frac{Q_{\phi}}{84 + Q_{\text{н}}}, \quad (2.52)$$

где Q_{ϕ} и $Q_{\text{н}}$ – фактическая и номинальная тепловая производительность котла, ГДж/ч;

При сжигании твердого топлива в формулах (2.51) и (2.52) вместо D_{ϕ} и Q_{ϕ} подставляются $D_{\text{н}}$ и $Q_{\text{н}}$.

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

β_1 – коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива, который при сжигании твердого топлива определяется по формулам:

$$\text{при } \alpha_{\text{т}} \leq 1,25 \quad \beta_1 = 0,178 + 0,47 N^{\Gamma}, \quad (2.53)$$

$$\text{при } \alpha_{\text{т}} > 1,25 \quad \beta_1 = (0,178 + 0,47 N^{\Gamma}) \frac{\alpha_{\text{т}}}{1,25}, \quad (2.54)$$

где N^{Γ} – содержание азота в топливе на горючую массу, %.

При сжигании жидкого и газообразного топлива значения коэффициента β_1 принимаются по табл. 2.6.

**Значения коэффициента β_1 при сжигании жидкого
и газообразного топлива**

Коэффициент избытка воздуха в топочной камере	β_1
$> 1,05$	1,0
1,05–1,03	0,9
$< 1,03$	0,75

β_2 – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок, величина которого составляет для горелок:

- вихревых – 1,0;
- прямоточных – 0,85;

β_3 – коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления и равный

- при твердом шлакоудалении – 1,0;
- при жидком шлакоудалении – 1,6;

ϵ_1 – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов на выход оксидов азота в зависимости от условий подачи их в топку. Значения коэффициента ϵ_1 при номинальной нагрузке и степени рециркуляции дымовых газов r менее 20 % принимают равными:

• **при сжигании газа и мазута и вводе газов рециркуляции**

- в под топки (при расположении горелок на вертикальных экранах) – 0,0025;
- через щели под горелками – 0,015;
- по наружному каналу горелок – 0,025
- в воздушное дутье и рассечку двух воздушных потоков – 0,035

• **при высокотемпературном сжигании твердого топлива и вводе газов рециркуляции:**

- в первичную аэросмесь – 0,01
- во вторичный воздух – 0,005

• **при низкотемпературном сжигании твердого топлива – 0**

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

$$f = 0,6 \frac{D_{\phi}}{D_n} + 0,4. \quad (2.55)$$

Под высокотемпературным сжиганием понимают сжигание всех углей в топках с жидким шлакоудалением с низшей теплотой сгорания, равной или более 23,05 МДж/кг, а также в топках с твердым шлакоудалением при температуре факела, равной или более 1500 °С. Под низкотемпературным сжиганием понимают сжигание твердого топлива с низшей теплотой сгорания менее 23,05 МДж/кг в топках с твердым шлакоудалением при температуре факела менее 1500 °С.

r – степень рециркуляции дымовых газов, %;

ε_2 – коэффициент, характеризующий уменьшение выбросов оксидов азота при двухступенчатом сжигании при подаче части воздуха δ_b помимо основных горелок при условии сохранения общего избытка воздуха за котлом, определяется по рис. 1.4;

$\eta_{оч}$ – доля оксидов азота, улавливаемых в азотоочистной установке.

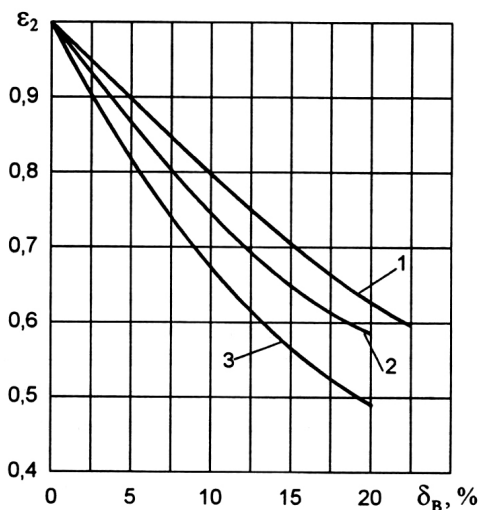


Рис. 2.4. Значение коэффициента ε_2 в зависимости от доли воздуха, подаваемого помимо основных горелок:
1 – мазут; 2 – уголь; 3 – природный газ

По формуле (2.50) определяется выброс NO_x , представляющий собой сумму NO и NO_2 , в пересчете на NO_2 . В связи с разной токсичностью оксидов азота необходимо определить выброс отдельно для NO и NO_2 . На выходе из котла выбросы оксидов азота на 96–99 % состоят из NO , но в атмосфере часть оксидов азота доокисляется до NO_2 . В настоящее время законодательно принято, что трансформация NO в NO_2 в атмосфере составляет 60–80 %. Трансформацию оксидов азота меньше 80 % можно принимать только при согласовании с природоохранными органами для тех районов РФ, для которых в результате многолетних наблюдений это было установлено. С учетом трансформации оксидов азота в атмосфере выбросы NO и NO_2 рассчитываются по формулам

$$M_{\text{NO}_2} = K_{\text{тр}} M_{\text{NO}_x}, \quad (2.56)$$

$$M_{\text{NO}} = (1 - K_{\text{тр}}) M_{\text{NO}_x} \frac{\mu_{\text{NO}}}{\mu_{\text{NO}_2}}, \quad (2.57)$$

где $K_{\text{тр}}$ – коэффициент трансформации оксида азота в диоксид в атмосфере ($K_{\text{тр}} = 0,6 - 0,8$); μ_{NO} и μ_{NO_2} – молекулярные массы оксида и диоксида азота, равные 30 и 46 соответственно.

2.5. Нормирование выбросов загрязняющих веществ ТЭС в атмосферу

Все загрязняющие вещества, присутствующие в продуктах сгорания топлив с учетом технологии их сжигания можно разделить на следующие группы.

К первой группе относятся загрязняющие вещества, количество которых в продуктах сгорания мало зависит от технологии сжигания и может быть с достаточной точностью определено на основании состава топлива (диоксид серы SO_2 , соединения ванадия V_2O_5 , летучая зола).

Ко второй группе ЗВ относятся продукты сгорания, образование которых зависит как от состава топлива, так и от технологических, конструктивных и режимных условий сжигания топлива (оксид углерода, оксиды азота, ПАУ и др.).

К третьей группе относятся загрязняющие вещества, обусловленные побочными явлениями: пыление угольных складов и

золоотвалов, выделение паров углеводородов в системах слива мазута, выбросы тонких фракций угольной пыли в разомкнутых системах пылеприготовления и др.

Кроме этого загрязняющие вещества в промышленных выбросах в атмосферный воздух по степени опасности (токсичности) подразделяются на классы опасности – показатель, характеризующий степень опасности для человека веществ, загрязняющих природную среду. Класс опасности загрязняющих веществ – условная величина, предназначенная для упрощённой классификации потенциально опасных веществ, который устанавливается в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

Для загрязняющих веществ-загрязнителей атмосферного **воздуха** установлены 4 класса опасности:

1 класс – чрезвычайно опасные (Б(а)П, V_2O_5 , диоксины, ртуть);

2 класс – высокоопасные (H_2S , формальдегид, хлор, летучая зола при содержании $CaO \geq 35\%$);

3 класс – умеренно опасные (NO , NO_2 , SO_2 , SO_3 , сажа, летучая зола при содержании $CaO < 35\%$, пыль неорганическая);

4 класс – малоопасные (NH_3 , CO , CH_4 , сульфаты, хлориды).

В соответствии с действующим природоохранным законодательством в России установлены следующие нормативные показатели: предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, предельно допустимые выбросы (ПДВ) и временно разрешенные выбросы (ВРВ) загрязняющих веществ в атмосферу. Целью нормирования выбросов тепловых электрических станций является ограничение неблагоприятного воздействия ТЭС на воздушный бассейн путем установления предельно допустимых выбросов (ПДВ) – контрольных в г/с и годовых в т/год, обеспечивающих соблюдение санитарно-гигиенических нормативов; установления временно разрешенных выбросов (ВРВ) (по необходимости при реализации планов-графиков по достижению уровня ПДВ), а также технологических показателей и нормативов выбросов для каждой котельной установки.

Одним из основных нормативных показателей в области охраны воздушного бассейна являются предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе. Под ПДК понимается такая концентрация загрязняющего вещества в атмосферном воздухе на уровне дыхания, которая не оказывает на организм человека прямого и косвенного воздействия, не приводит к его заболеванию, не снижает его работоспособности, не ухудшает его самочувствия и санитарно-бытовых условий жизни. Значения ПДК для различных загрязняющих веществ устанавливаются Министерством здравоохранения РФ на наиболее ранимые группы населения, к которым относятся дети, люди пожилого возраста и люди с ослабленным здоровьем.

ПДК устанавливаются на предпороговом уровне, т.е. ранимые группы населения начинают ощущать воздействие загрязняющего вещества, когда его концентрация в атмосферном воздухе превышает ПДК в 2 – 3 раза. ПДК загрязняющих веществ в атмосферном воздухе устанавливается для двух периодов усреднения концентраций: среднесуточная (ПДК_{с.с.}), которая является основной и служит для предотвращения хронического неблагоприятного действия (средневзвешенная за 24 ч), и максимально разовая (ПДК_{м.р.}) для веществ, обладающих запахом или другим раздражающим действием, для оценки пиковых подъемов концентраций в течении 20–30 мин. Усредненное значение концентрации загрязняющего вещества за 24 часа наблюдений сравнивается со значением ПДК_{с.с.}, а усредненное значение концентрации за 20 минут наблюдения сравнивается с ПДК_{м.р.} В 2021 г. для загрязняющих веществ были дополнительно установлены среднегодовые значения ПДК. В таблице 2.7 приведены значения ПДК основных загрязняющих веществ, которые могут выбрасывать ТЭС и котельные.

Для каждого загрязняющего вещества, присутствующего в атмосферном воздухе, должно выполняться условие:

$$c_i \leq \text{ПДК}_i \text{ или } \frac{c_i}{\text{ПДК}_i} \leq 1, \quad (2.58)$$

где c_i – приземная концентрация загрязняющего вещества, мг/м³. Для оценки загрязнения воздуха на территориях зон санитарной охраны (курорты, места массового отдыха населения, заповедники, национальные парки) используется величины 0,8ПДК атмосферных загрязнений.

Таблица 2.7

**Значения ПДК основных загрязняющих веществ,
выбрасываемых энергетическими предприятиями**

Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³			Класс опасности
	ПДК _{м.р}	ПДК _{с.с}	ПДК _{с.г}	
Оксид азота, NO	0,4	—	0,06	3
Диоксид азота, NO ₂	0,2	0,1	0,04	3
Сернистый ангидрид, SO ₂	0,5	0,05	—	3
Взвешенные вещества (зола нетоксичная)	0,5	0,15	0,075	3
Легучая зола при СаО≥35% с дисперсностью до 3 мкм и ниже не менее 97%	0,05	0,02	—	2
Монооксид углерода CO	5	3	3	4
Пентаоксид ванадия V ₂ O ₅	—	0,02	0,00007	1
Аммиак NH ₃	0,2	0,1	0,04	4
Бенз(а)пирен C ₂₀ H ₁₂	—	0,1·10 ⁻⁵	0,1·10 ⁻⁵	1

Совместное присутствие в атмосферном воздухе некоторых загрязняющих веществ может усиливать их токсичность. Такие вещества воздействуют на одни и те же органы у человека и называются веществами однонаправленного действия. При одновременном содержании в атмосферном воздухе нескольких загрязняющих веществ однонаправленного действия их допустимые приземные концентрации (c_i) должны удовлетворять следующему условию:

$$\frac{c_1}{\text{ПДК}_1} + \frac{c_2}{\text{ПДК}_2} + \dots + \frac{c_n}{\text{ПДК}_n} \leq 1. \quad (2.59)$$

В настоящее время в СанПин 1.2.3685-21 установлены следующие сочетания загрязняющих веществ, обладающих эффектом суммации:

- азот диоксида и оксид, мазутная зола, серы диоксид;
- азота диоксид, серы диоксид, углерода оксид, фенол;
- аэрозоли пятиокиси ванадия и серы диоксида;
- серы диоксид, сероводород;
- серы диоксид и трехокись серы, аммиак и окислы азота и ряд других.

При совместном присутствии в атмосферном воздухе диоксида азота и диоксида серы, обладающих частичной суммацией действия, сумма отношений их концентрацией к ПДК не должна превышать 1,6:

$$\frac{c_{\text{NO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} + \frac{c_{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}} \leq 1,6. \quad (2.60)$$

Для веществ, у которых установлены только среднесуточные предельно допустимые концентрации, максимально разовые ПДК_{м.р} определяются по приближенному соотношению

$$\text{ПДК}_{\text{м.р}} \approx 10 \text{ ПДК}_{\text{с.с}}. \quad (2.61)$$

Выполнение условий (2.58) и (2.60) обеспечивает отсутствие негативных воздействий на организм человека. Вместе с тем, надо иметь в виду, что на растительный и животный мир могут оказывать негативное воздействие концентрации загрязняющих веществ, по величине значительно меньшие ПДК. Например, загрязнение воздуха сернистым газом до концентрации в несколько раз меньшей ПДК вызывает поражение листьев растений, замедление роста, снижение урожайности. Низкие величины приземных концентраций загрязняющих веществ во многих случаях достигались не за счет снижения выбросов загрязняющих веществ, а за счет их рассеивания в атмосфере через высотные дымовые трубы. Таким образом, соблюдение ПДК не исключает вредного воздействия выбросов промышленных предприятий на окружающую среду. Поэтому для отраслей, оказывающих значительное воздействие на загрязнение атмосферы, были введены нормативы удельных выбросов загрязняющих веществ.

С 1 января 1997 г. в Российской Федерации был введен в действие ГОСТ Р 50831-95 [2.11], который установил нормативы удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для вновь вводимых и реконструируемых котельных установок, использующих твердое, жидкое и газообразное топливо отдельно и в комбинации. ГОСТ Р 50831-95 распространяется на котельные установки энергетических блоков мощностью от 80 до 1200 МВт, а также на котельные установки, поставляемые отдельно, с котлами производительностью от 160 до 3950 т/ч на абсолютное давление перегретого пара от 9,8 до 25,0 МПа.

Таблица 2.8

Нормативы удельных выбросов в атмосферу твердых частиц для котельных установок, работающих на твердом топливе всех видов

Тепловая мощность котлов Q, МВт (паропроизводительность котла D, т/ч)	Приведенное содержание золы A ^{пр} , % кг/МДж	Ввод котельных установок на ТЭС до 31 декабря 2000 г.			Ввод котельных установок на ТЭС с 1 января 2001 г.		
		Массовый выброс твердых частиц на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс твердых частиц, кг/тут	Массовая концентрация частиц в дымовых газах при $\alpha=1,4$, мг/м ³	Массовый выброс твердых частиц на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс твердых частиц, кг/тут	Массовая концентрация частиц в дымовых газах при $\alpha=1,4$, мг/м ³
До 299 (до 420)	Менее 0,6 0,6...2,5 Более 2,5	0,06 0,06...0,20 0,20	1,76 1,76...5,86 5,86	150 150...500 500	0,06 0,06...0,10 0,10	1,76 1,76...2,93 2,93	150 150...500 500
300 и более (420 и более)	Менее 0,6 0,6...2,5 Более 2,5	0,04 0,04...0,16 0,16	1,18 1,18...4,70 4,70	100 100...400 400	0,02 0,02...0,06 0,06	0,59 0,59...1,76 1,76	50 50...150 150

*) При нормальных условиях (температура 0 °С, давление 101,3 кПа).

Таблица 2.9

Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов азота для котельных установок

Тепловая мощность котлов Q, МВт (паропроизводительность котла D, т/ч)	Вид топлива	Ввод котельных установок на ТЭС до 31 декабря 2000 г.				Ввод котельных установок на ТЭС с 1 января 2001 г.			
		Массовый выброс NO _x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс NO _x , кг/тут	Массовая *) концентрация NO _x в дымовых газах при α = 1,4, мг/м ³	Массовый выброс NO _x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс NO _x , кг/тут	Массовая *) концентрация NO _x в дымовых газах при α = 1,4, мг/м ³		
До 299 (до 420)	Газ	0,043	1,26	125	0,043	1,26	125		
	Мазут	0,086	2,52	250	0,086	2,52	250		
	Бурий уголь -ТШУ	0,12	3,50	320	0,11	3,20	300		
	-ЖШУ	0,13	3,81	350	0,11	3,20	300		
	Каменный уголь -ТШУ	0,17	4,98	470	0,17	4,98	470		
	-ЖШУ	0,23	6,75	640	0,23	6,75	640		
300 и более (420 и более)	Газ	0,043	1,26	125	0,043	1,26	125		
	Мазут	0,086	2,52	250	0,086	2,52	250		
	Бурий уголь -ТШУ	0,14	3,95	370	0,11	3,20	300		
	-ЖШУ	—	—	—	—	—	—		
	Каменный уголь -ТШУ	0,20	5,86	540	0,13	3,81	350		
	-ЖШУ	0,25	7,33	700	0,21	6,16	570		

*) При нормальных условиях (температура 0 °С, давление 101,3 кПа).

Таблица 2.10

Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов серы для котельных установок

Тепловая мощность котлов Q, МВт (паропроизводительность котла D, т/ч)	Приведенное содержание серы S ^{пр} , % кг/МДж	Ввод котельных установок на ТЭС до 31 декабря 2000 г.			Ввод котельных установок на ТЭС с 1 января 2001 г.		
		Массовый выброс SO _x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс SO _x , кг/тут	Массовая *) концентрация SO _x в дымовых газах при α = 1,4, мг/м ³	Массовый выброс SO _x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс SO _x , кг/тут	Массовая *) концентрация SO _x в дымовых газах при α = 1,4, мг/м ³
До 199 (до 320)	0,045 и менее	0,875	25,7	2000	0,5	14,7	1200
	более 0,045	1,5	44,0	3400	0,6	17,6	1400
200 – 249 (320 – 400)	0,045 и менее	0,875	25,7	2000	0,4	11,7	950
	более 0,045	1,5	44,0	3400	0,45	13,1	1050
250 – 299 (400 – 420)	0,045 и менее	0,875	25,7	2000	0,3	8,8	700
	более 0,045	1,5	44,0	3400	0,3	8,8	700
300 и более (420 и более)	0,045 и менее	0,875	25,7	2000	0,3	8,8	700
	более 0,045	1,3	38,0	3000	0,3	8,8	700

*) При нормальных условиях (температура 0 °С, давление 101,3 кПа).

Количественные значения фактических выбросов в атмосферу твердых частиц, оксидов серы и азота, пересчитанные на стандартные условия (0°C, 101,3 кПа, сухие газы при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1,4$) не должны превышать нормативных, указанных табл. 2.8–2.10 в зависимости от вида сжигаемого топлива и его характеристик, от производительности котла и способа шлакоудаления.

Норматив удельных выбросов в атмосферу окиси углерода СО не должен превышать при нормальных условиях (температура 0°C и давление 101,3 кПа) при сжигании газа и мазута – 300 мг/м³, а при сжигании углей 400 мг/м³ – для котлов с твердым шлакоудалением и 300 мг/м³ – для котлов с жидким шлакоудалением.

С 1 июля 2014 г. введен в действие национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55173-2012, который распространил нормативы выбросов ГОСТ Р 50831-95 не только на вновь вводимые и реконструируемые котельные установки, но и на проектируемые и изготавливаемые установки.

При этом для действующих установок должны выполняться нормы, установленные для них проектами ПДВ.

С 1 января 2015 г. в России вступил в силу Федеральный закон от 21.07.2014 № 219-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» [2.12], который установил новые принципы природоохранной политики государства, предусматривающие в частности:

- разделение всех промышленных предприятий на 4 категории и применение к каждой категории дифференцированных мер государственного регулирования;
- введение технологического нормирования на принципах наилучших доступных технологий (НДТ);
- систематизацию экологической информации о предприятии в рамках ведения государственного экологического учета объектов;
- законодательное регулирование вопросов платы за негативное воздействие на окружающую среду.

В соответствии с Законом объекты, оказывающие негативное воздействие на окружающую среду, в зависимости от уровня такого воздействия подразделяются на четыре категории:

- объекты I категории, оказывающие значительное негативное воздействие на окружающую среду и относящиеся к областям применения наилучших доступных технологий;

- объекты II категории, оказывающие умеренное негативное воздействие на окружающую среду;

- объекты III категории, оказывающие незначительное негативное воздействие на окружающую среду;

- объекты IV категории, оказывающие минимальное негативное воздействие на окружающую среду.

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) относится к отраслям с наибольшим воздействием на окружающую среду. Поэтому Постановлением Правительства РФ [2.13] к I категории отнесены, в частности, предприятия (объекты) ТЭК «по обеспечению электрической энергией, газом и паром с использованием оборудования с установленной электрической мощностью 250 МВт и более при потреблении в качестве основного твердого и (или) жидкого топлива или с установленной электрической мощностью 500 МВт и более при потреблении в качестве основного газообразного топлива». Остальные ТЭС и практически все котельные отнесены к объектам II категории.

В соответствии с данным Постановлением Росприроднадзором к объектам I категории отнесены около 8000 промышленных предприятий, из них более 100 угольных и газовых ТЭС. Именно они и являются областью применения наилучших доступных технологий, то есть «технологий производства продукции, выполнения работ, определяемых на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической возможности их применения» [2.12].

Это понятие подразумевает экономически доступные и экологически обоснованные приемы и методы, направленные на внедрение ресурсосберегающих и безотходных производств, технологическое перевооружение, постепенный вывод из эксплуатации предприятий с устаревшим оборудованием, формирование

технологических основ устойчивого развития Российской Федерации. При этом такие технологии должны быть уже успешно внедрены на двух и более российских предприятиях.

В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 29 декабря 2015 г. N 404-ФЗ [2.14] предполагается, что нормированию и контролю подлежат только так называемые маркерные вещества, которые образуются или могут образовываться в выбросах и сбросах предприятий исходя из применяемых в производстве технологий, сырья, реагентов и пр. и, таким образом, характеризующие экологичность применяемых технологий и особенность производственного процесса на объекте.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух на ТЭС, отнесенных к объектам I категории, осуществляются на основании комплексного экологического разрешения (КЭР), выданного в соответствии с законодательством в области охраны окружающей среды.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух на ТЭС и в котельных, отнесенных к объектам II категории, осуществляются на основании декларации о воздействии на окружающую среду, представляемой в соответствии с законодательством в области охраны окружающей среды в уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти или орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации.

Для методического обеспечения перехода на принципы НДТ в теплоэнергетике разработан и утвержден информационно-технический справочник по НДТ ИТС 38-2017 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» [2.15]. Задачами ИТС 38-2017 является определение перечня маркерных (загрязняющих) веществ, технологических показателей их выбросов и перечня НДТ, рекомендуемых для внедрения, а также описание перспективных технологий.

Природоохранное законодательство предусматривает возможность включения перспективных технологий в перечень НДТ по мере возникновения экономической возможности их промышленного внедрения на предприятиях. При этом пересмотр технологий, определенных в качестве наилучшей доступной технологии, должен осуществляться не реже чем один раз в десять лет.

Установленный в ИТС 38-2017 перечень маркерных веществ в выбросах крупных топливосжигающих установок включает в себя:

- для угольных ТЭС: оксиды азота NO_x (в пересчете на диоксид азота NO_2), диоксид серы SO_2 , оксид углерода CO , зола твердого топлива;
- для мазутных ТЭС: оксиды азота NO_x (в пересчете на диоксид азота NO_2), диоксид серы SO_2 , оксид углерода CO , зола мазутная (в пересчете на ванадий);
- для газовых ТЭС: оксиды азота NO_x (в пересчете на диоксид азота NO_2), оксид углерода CO .

В целях государственного регулирования выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух в соответствии с 219-ФЗ установлены предельно допустимый выброс (ПДВ), временно разрешенный выброс (ВРВ), технологические показатели выбросов и технологические нормативы выбросов.

Предельно допустимый выброс – норматив выброса загрязняющего вещества в атмосферный воздух, который определяется как объем или масса химического вещества либо смеси химических веществ, допустимый для выброса в атмосферный воздух стационарным источником и (или) совокупностью стационарных источников, и при соблюдении которого обеспечивается выполнение требований в области охраны атмосферного воздуха.

Временно разрешенный выброс – показатель объема или массы загрязняющего вещества, устанавливаемый для действующего стационарного источника и (или) совокупности действующих стационарных источников на период поэтапного достижения предельно допустимого выброса или технологического норматива выброса.

В случае невозможности соблюдения нормативов допустимых выбросов, технологических нормативов на объектах I категории, на период поэтапного достижения нормативов допустимых выбросов, технологических нормативов в обязательном порядке разрабатывается и утверждается программа повышения экологической эффективности (ППЭЭ).

Программа повышения экологической эффективности включает в себя перечень мероприятий по реконструкции, техническому перевооружению объектов, оказывающих негативное воздействие

на окружающую среду, сроки их выполнения, объем и источники финансирования, перечень ответственных за их выполнение должностных лиц.

Срок реализации программы повышения экологической эффективности не может превышать семь лет и не подлежит продлению, за исключением градообразующих предприятий, для которых срок реализации программы повышения экологической эффективности не может превышать четырнадцать лет.

В случае невозможности соблюдения нормативов допустимых выбросов на объектах II и III категорий, на период поэтапного достижения нормативов допустимых выбросов разрабатывается и утверждается план мероприятий по охране окружающей среды.

План мероприятий по охране окружающей среды включает в себя перечень мероприятий по снижению негативного воздействия на окружающую среду, сроки их выполнения, объем и источники финансирования, перечень ответственных за их выполнение должностных лиц. Срок реализации плана мероприятий по охране окружающей среды не может превышать семь лет и не подлежит продлению.

Для установления временно разрешенных выбросов план мероприятий по охране окружающей среды, программа повышения экологической эффективности включают в себя показатели и график поэтапного снижения негативного воздействия на окружающую среду.

В информационно-техническом справочнике ИТС 38-2017 технологические показатели НДТ котельных установок по выбросам маркерных (загрязняющих) веществ в атмосферу определены для стандартных условий (температура 0°C, давление 101,3 кПа, сухой газ, содержание кислорода для котельных установок – 6 %, для ГТУ – 15%) в зависимости от:

- вида сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут);
- тепловой мощности (паропроизводительности) котельных установок (от 50 до 100; более 100 до 300; более 300 МВт);
- сроков ввода котельных установок в эксплуатацию (по 31.12.1981; после 01.01.1982 по 31.12.2000; с 01.01.2001).

Законодательно технологические показатели наилучших доступных технологий устанавливаются приказами Министерства природных ресурсов и экологии РФ не позднее шести месяцев после

опубликования или актуализации информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям.

Технологический норматив выброса – норматив выброса загрязняющего вещества в атмосферный воздух, устанавливаемый для технологических процессов основных производств и оборудования, отнесенных к областям применения наилучших доступных технологий, с применением технологического показателя выброса.

Для снижения выбросов маркерных (загрязняющих) веществ на ТЭС при сжигании разных видов топлива в ИТС 38-2017 рекомендуется внедрение одной или нескольких различных проверенных на практике НДТ (табл. 2.11). Выбор тех или иных НДТ определяется видом сжигаемого топлива, мощностью и конструктивными особенностями котла.

Таблица 2.11

**Перечень НДТ для снижения выбросов маркерных веществ
при сжигании разных видов топлива**

Вид топлива	Область применения	НДТ
Твердое топливо	Снижение выбросов золы	Батарейные циклоны
		Мокрые скрубберы с трубой Вентури
		Электрофилтры
		Эмульгаторы
	Снижение выбросов оксидов азота NO _x	Режимно-наладочные методы:
		Нестехиометрическое сжигание
		Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла
		Технологические методы, требующие изменения конструкции котла:
		Рециркуляция дымовых газов
		Малотоксичная горелка
		Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла
		Трехступенчатое сжигание
		Концентрическое сжигание
		Перевод топки котла с ЖШУ на ТШУ
		Сжигание пыли высокой концентрации

Вид топлива	Область применения	НДТ
Твердое топливо	Снижение выбросов оксидов азота NO _x	Сжигание пыли различного фракционного состава с применением мельниц-активаторов
		Ребернинговые мельницы и динамические сепараторы
		Горелочные устройства с применением пристенного дутья
		Плазмотроны
	Снижение выбросов оксидов серы SO _x	Использование топлива с низким содержанием серы
Газообразное топливо	Снижение выбросов оксидов азота NO _x	Режимно-наладочные методы:
		Контролируемое снижение избытка воздуха
		Нестехиометрическое сжигание
		Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла
		Технологические методы, требующие изменения конструкции котла:
		Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла
		Малотоксичная горелка
		Рециркуляция дымовых газов
Жидкое топливо	Снижение выбросов оксидов азота NO _x	Режимно-наладочные методы:
		Контролируемое снижение избытка воздуха
		Нестехиометрическое сжигание
		Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла
		Технологические методы, требующие изменения конструкции котла:
		Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла
		Малотоксичная горелка
		Рециркуляция дымовых газов
		Технология сжигания водомазутной эмульсии
	Снижение выбросов оксидов серы SO _x	Использование топлива с низким содержанием серы или уменьшение доли сжигаемого мазута за счет сжигания газа

С 1 января 2019 г. в соответствии с 219-ФЗ и 7-ФЗ все организации, осуществляющие деятельность на объектах I категории, обязаны получить комплексное экологическое разрешение (КЭР), которое выдается предприятию сроком на 7 лет. Для получения КЭР должна быть проведена оценка технологического процесса энергетического предприятия на предмет соответствия технологическим показателям и наилучшим доступным технологиям, представленным в ИТС 38-2017.

В рамках процедуры получения КЭР для каждого объекта производится расчет технологических нормативов на основе технологических показателей, не превышающих технологических показателей наилучших доступных технологий, установленных приказом Министерства экологии и природных ресурсов РФ.

В случае, если на настоящий момент соблюдение технологических нормативов для ТЭС является невозможным, в соответствии с Федеральным законом 7-ФЗ [2.16] к заявке на получение КЭР должен быть приложен проект программы повышения экологической эффективности (ППЭЭ) и обоснование планируемых временно разрешенных выбросов (ВРВ) и сбросов (ВРС) загрязняющих веществ на текущий момент, на период реализации программы повышения экологической эффективности и после ее реализации. Срок реализации ППЭЭ не должен превышать 7 лет.

Согласно статьи 3 «Основные принципы охраны окружающей среды» Закона РФ «Об охране окружающей среды» (№ 7-ФЗ-2002 г.), хозяйственная и иная деятельность юридических и физических лиц, оказывающая воздействие на окружающую среду, должна осуществляться на принципе платности природопользования и возмещения вреда окружающей среде. Одним из методов государственного экономического регулирования в области охраны окружающей среды является установление платы за негативное воздействие на окружающую среду и возмещения в полном объеме вреда, причиненного окружающей среде.

Внесение платы за загрязнение окружающей природной среды не освобождает природопользователей от выполнения мероприятий по охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов, а также возмещения в полном объеме вреда, причиненного окружающей природной среде, здо-

ровью и имуществу граждан, народному хозяйству загрязнением окружающей природной среды, в соответствии с действующим законодательством.

Плата за выбросы Π_i загрязняющих веществ в пределах ПДВ рассчитывается как:

$$\Pi_i = \Sigma(Q_i \cdot \Pi_i \cdot K_{э.зн}) , \quad (2.62)$$

где Q_i – массовый выброс загрязняющего (i -ого) вещества, тонны; Π_i – ставка платы за выброс, руб/т; $K_{э.зн}$ – для особо охраняемых природных территорий

Ставки платы за негативное воздействие на окружающую среду установлены Постановлением Правительства РФ от 13 сентября 2016 года N 913 (с изменениями, внесенными Постановлением Правительства РФ от 24.01.2020 №39). В данном постановлении также установлено, что в отношении территорий и объектов, находящихся под особой охраной в соответствии с федеральными законами, ставки платы за негативное воздействие на окружающую среду применяются с использованием дополнительного коэффициента 2. Кроме этого с 2020 г. дополнительно к иным коэффициентам введен повышающий коэффициент 1,08.

В целях стимулирования к проведению мероприятий по снижению негативного воздействия на окружающую среду и внедрению наилучших доступных технологий при исчислении платы за негативное воздействие на окружающую среду с 1 января 2020 г. к ставкам такой платы применяются следующие коэффициенты:

коэффициент 0 – за объем или массу выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ в пределах технологических нормативов после внедрения наилучших доступных технологий на объекте, оказывающем негативное воздействие на окружающую среду;

коэффициент 1 – за объем или массу выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ в пределах нормативов допустимых выбросов, нормативов допустимых сбросов;

коэффициент 25 – за объем или массу выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ в пределах временно разрешенных выбросов, временно разрешенных сбросов;

коэффициент 100 – за объем или массу выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ, превышающих уста-

новленные для объектов I категории такие объем или массу, а также превышающих указанные в декларации о воздействии на окружающую среду для объектов II категории такие объем или массу.

Кроме этого действующим законодательством в случае внедрения НДТ и соблюдении технологических показателей по выбросам маркерных (загрязняющих) веществ предусмотрены экономические льготы, заключающиеся в установлении для предприятий нулевой ставки платы за загрязнение окружающей среды, зачет платы за негативное воздействие на окружающую среду (НВОС) в счет инвестиций до 100% в процессе внедрения НДТ и после внедрения НДТ, ускоренная амортизация оборудования с использованием НДТ из перечня, утвержденного Распоряжением Правительства РФ от 20.06.2017 N 1299-р (дополнительный коэффициент амортизации – 2).

Одновременно при отказе от внедрения НДТ предусмотрен рост платы за НВОС до размеров, сопоставимых с затратами на очистку выбросов, сбросов.

Таким образом, по новому природоохранному законодательству превышение природоохранных нормативов будет приводить к резкому увеличению экологических платежей, а внедрение НДТ и обеспечение выполнения природоохранных нормативов будет освобождать промышленные предприятия от экологических платежей вплоть до компенсации затрат на внедрение НДТ.

Контрольные вопросы

1. Какой вклад энергетики в загрязнение воздушного бассейна?
2. Что такое маркерные (загрязняющие) вещества?
3. Какие загрязняющие вещества выбрасываются в атмосферу при сжигании органического топлива на ТЭС?
4. Какие загрязняющие вещества выбрасываются в атмосферу при сжигании угля?
5. Какие загрязняющие вещества выбрасываются в атмосферу при сжигании природного газа?
6. Сопоставьте природные и техногенные выбросы загрязняющих веществ.
7. К каким стандартным условиям принято приводить концентрации загрязняющих веществ в дымовых газах ТЭС?

8. Как привести концентрацию загрязняющего вещества к стандартным условиям?

9. Выброс какого вещества разрешается определять только с помощью инструментального измерения концентрации?

10. Почему при определении выбросов загрязняющих веществ с помощью инструментального измерения концентраций используется объёмный расход сухих газов?

11. От чего зависит величина выбросов золы в атмосферу?

12. От чего зависит величина выбросов оксидов серы?

13. Какие факторы влияют на выбросы бенз(а)пирена?

14. Какова химическая формула бенз(а)пирена?

15. Что такое NO_x?

16. Что такое коэффициент трансформации оксидов азота?

17. Что такое ПДК? Кто и как устанавливает ПДК?

18. Что означает максимально разовая ПДК?

19. Какие вещества называются веществами одностороннего действия?

20. Как учитывается совместное присутствие в атмосферном воздухе веществ одностороннего действия?

21. Что понимается под технологическими нормативами выбросов загрязняющих веществ в атмосферу?

22. Дайте определение НДТ?

Список рекомендуемой литературы

2.1. Доклад о состоянии окружающей среды в г. Москве в 2017 году. Департамент природопользования и охраны окружающей среды г. Москвы.

2.2. Рихтер, Л.А. Тепловые электрические станции и защита атмосферы / Л.А. Рихтер. – М.: «Энергия», 1975.

2.3. Росляков, П.В. Контроль вредных выбросов ТЭС в атмосферу/П.В. Росляков, И.Л. Ионкин, И.А. Закиров и др.; под ред. П.В. Рослякова. – М.: Издательство МЭИ, 2004.

2.4. Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды. / П.В. Росляков. – М.: Издательство МЭИ, 2007.

2.5. СО 153-34.1-02.316-99. Методика расчета выбросов бенз(а)пирена в атмосферу паровыми котлами электростанций. – М.: ВТИ, 2003.

2.6. Бретшнайдер, Б. Охрана воздушного бассейна от загрязнений: технология и контроль / Б. Бретшнайдер, И. Курфюрст пер. с англ.; под ред. А.Ф.Туболкина. – Л.: Химия, 1989.

2.7. Росляков, П.В. Расчет вредных выбросов ТЭС в атмосферу: учебн. пос. под общ. редакцией П.В. Рослякова. /П.В. Росляков, Л.Е. Егорова, И.Л. Ионкин. – М.: Издательство МЭИ, 2002.

2.8. РД 34.02.305-98. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. – М.: ВТИ, 1998.

2.9. Тепловой расчет котлов (нормативный метод). – СПб.: Изд. НПО ЦКТИ, 1998.

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

2.11. ГОСТ Р 50831-95 «Установки котельные. Теплотехническое оборудование. Общие технические требования». М.: Изд-во стандартов, 1996.

2.12. Федеральный закон от 21 июля 2014 г. N 219-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями).

2.13. Постановление Правительства РФ от 28 сентября 2015 года № 1029 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий».

2.14. Федеральный закон от 29 декабря 2015 г. № 404-ФЗ “О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации».

2.15. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии». – М.: Бюро НДТ 2017, ИТС-38.

2.16. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 N 7-ФЗ (последняя редакция).

Глава 3. СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ЗОЛОВЫХ ЧАСТИЦ В АТМОСФЕРУ

3.1. Основные характеристики золы

Из минеральной части твердого топлива при его сжигании образуются шлак и зола, уносимая дымовыми газами из топки котла. Шлак удаляется из нижней части топки и не загрязняет атмосферный воздух. Как видно из формулы (2.31), массовый выброс золы в атмосферу зависит от расхода топлива и его зольности, от доли золы уносимой дымовыми газами и степени улавливания золы в золоуловителе. Зольность углей, используемых при факельном сжигании, изменяется в пределах от 4,5 % до 50 %, поэтому при сжигании твердого топлива образуется большое количество золы и котлы в обязательном порядке оснащаются золоуловителями. Доля золы, уносимой из топки, зависит от конструкции топки и вида шлакоудаления. В табл. 3.1 приведена $a_{ун}$, доля золы, уносимой из топки для различных конструкций топки.

Таблица 3.1

Коэффициент $a_{ун}$

Тип топки	$a_{ун}$
Камеры с твердым шлакоудалением	0,95
Открытые с жидким шлакоудалением	0,7–0,85
Полуоткрытые с жидким шлакоудалением	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
Камерные топки при сжигания мазута	1,0

Как видно из табл. 3.1, наибольшее значение $a_{ун}$ имеет место для топок с твердым шлакоудалением. Зольность мазутов изменяется в пределах от 0,04 до 0,15 %, поэтому выбросы золы мазута незначительны, и газомазутные котлы золоуловителями не оснащаются. При сжигании мазута шлак не образуется, и $a_{ун}=1$. Зола мазута содержит большое количество оксидов ванадия, а также оксидов никеля, алюминия и других веществ. Оксиды ванадия являются ценным легирующим материалом. Улавливание золы мазута является

перспективным направлением утилизации материалов, содержащихся в ней. При сжигании природного газа выбросы золы отсутствуют. Технологические нормативы удельных выбросов золы, для различных марок углей, приведены в табл. 2.8.

Экологические проблемы могут быть вызваны частицами диаметром менее 2,5 мкм, т.к. они способны оставаться в атмосфере в течение нескольких дней и даже недель. Расстояние, на которые они могут быть перенесены, прежде чем осядут сами по себе или вместе с атмосферными осадками, зависит от их физических свойств и погодных условий. Скорость осаждения частиц зависит от их размера, плотности и формы. Частицы с диаметром более 10 мкм осаждаются достаточно быстро. Их воздействие проявляется в непосредственной близости от источника выбросов. В то же время частицы с диаметром менее 10 мкм и особенно менее 2,5 мкм могут преодолевать сотни километров, прежде чем осядут. Аэрозоли зачастую выполняют функцию ядер конденсации при образовании облаков и таким образом вымываются из атмосферы дождем.

Современные технологии контроля промышленных выбросов твердых частиц эффективны, обеспечивая удаление более 99,8 % загрязнений (по весу) из выбрасываемых в атмосферу дымовых газов. Только для малых частиц, с диаметром 10 мкм и менее, эффективность очистки снижается до 95–98%. По этой причине в выбросах твердых частиц от угольных ТЭС преобладают частицы с диаметром от 0,1 до 10 мкм.

Чем выше требуемая степень очистки дымовых газов и чем мельче подлежащие улавливанию твердые частицы, тем больше оказываются удельные капитальные затраты на сооружение аппаратов для улавливания золы и расходы на их эксплуатацию.

При сжигании твердого топлива применяются следующие виды золоуловителей:

1. Инерционные золоуловители;
2. Мокрые золоуловители;
3. Электрофилтры;
4. Тканевые золоуловители.

Выбор методов и аппаратов очистки дымовых газов от твердых частиц определяется свойствами золы, ее концентрацией в газовом потоке, объемным расходом, температурой продуктов

сгорания и требуемой степенью пылеочистки, а также возможностью промышленной утилизации уловленной золы.

Массовая концентрация золы в дымовых газах перед золоуловителем (ЗУ) – это суммарная масса всех золовых частиц в одном кубическом метре продуктов сгорания, приведенная к нормальным условиям ($t = 0^\circ\text{C} = 273\text{ K}$, $p_0 = 760\text{ мм рт. ст.} = 101,3\text{ кПа}$), C_i , г/м^3 (мг/м^3).

При сжигании различных твердых топлив содержание твердых частиц в дымовых газах (до их пылеочистки) достигает $15 \div 75\text{ г/м}^3$ и полностью определяется их зольностью.

Ниже рассмотрены свойства и характеристики золы, на основании которых выполняется выбор золоуловителей.

Химический состав золы от сжигания твердых топлив (углей, торфа, сланцев) определяет шлакующие и загрязняющие свойства топлива, а также абразивность и спекаемость золовых частиц. В состав золы обычно входят оксиды силициума (SiO_2), металлов (Al_2O_3 , TiO_2 , Fe_2O_3), щелочных металлов (CaO , Na_2O , MgO , K_2O) и сульфитные и сульфатные соединения ($-\text{SO}_3$, $-\text{SO}_4$).

Для мокрых золоуловителей большое значение имеет содержание в золе CaO . При большом содержании CaO (угли КАТЭКа) их работа становится невозможной из-за цементации золы.

Плотность золы топлива изменяется от 1900 до 2500 кг/м^3 и в среднем составляет 2300 кг/м^3 . Чем выше плотность золы, тем выше степень золоулавливания.

Сыпучесть золы характеризует подвижность золовых частиц относительно друг друга и их способность перемещаться под действием внешней силы. Сыпучесть зависит от размера частиц, их влажности и степени уплотнения. Характеристики сыпучести используются при определении угла наклона стенок бункеров, течек и других устройств, связанных с накоплением и перемещением золы.

Смачиваемость золы (%) характеризует ее способность смачиваться водой. Смачиваемость золы определяется методом пленочной флотации: в сосуд с дистиллированной водой высыплют навеску золы, затем осевшую на дно сосуда в процессе опыта золу отфильтровывают, высушивают и взвешивают. О смачиваемости судят по доле затонувших частиц:

- плохо смачиваемая (доля затонувших частиц – менее 30%),
- умеренно смачиваемая (доля затонувших частиц – 30–80%),
- хорошо смачиваемая (доля затонувших частиц – свыше 80%).

Смачиваемость золы водой определяет возможность ее гидроудаления и оказывает влияние на эффективность мокрых пылеуловителей.

Для инерционных и мокрых золоуловителей существенное значение имеет свойство слипаемости. Слипaeмость (аутогезия) - склонность частиц к сцеплению друг с другом, обусловленная силами электрического, молекулярного и капиллярного происхождения. В качестве показателя слипаемости принимают прочность слоя золы на разрыв, P , Па.

По слипаемости зола подразделяется на четыре группы:

- неслипающаяся (I) – $P < 60$ Па ;
- слабослипающаяся (II) – $P =$ от 60 до 300 Па;
- среднеслипающаяся (III) – $P =$ свыше 300 до 600 Па;
- сильнослипающаяся (IV) – $P > 600$ Па.

Зола с высокой слипаемостью «забивает» циклоны и мокрые золоуловители, плохо удаляется из бункеров.

Абразивность – способность золы вызывать изнашивание узлов и элементов, с которыми соприкасается пылегазовый поток. Она зависит от твердости, формы, размера и плотности частиц. Абразивность частиц золы количественно характеризуется коэффициентом абразивности a – утонение стенки (в метрах) поперечно обтекаемой трубы из стали 20 в местах ее максимального износа при ее обтекании в течение 1 часа при комнатной температуре потоком с концентрацией частиц 1 г/м^3 и скоростью потока 1 м/с при равномерном поле скоростей и концентраций (табл. 3.2).

Таблица 3.2

**Значение коэффициента абразивности
для золы различных углей**

Уголь	Коэффициент абразивности a , м
Донецкий	$5,4 \cdot 10^{-9}$
Подмосковный	$5,4 \cdot 10^{-9}$
Экибастузский	$8,8 \cdot 10^{-9}$
Куусчекинский	$6,9 \cdot 10^{-9}$
Черемховский	$1,83 \cdot 10^{-9}$
Богословский	$2,2 \cdot 10^{-9}$

Абразивность учитывается при выборе скорости запыленного потока, толщины стенок газоходов и аппарата, облицовочных материалов.

Для электрофильтров важное значение имеет величина удельного электрического сопротивления (УЭС) золы, Ом·м, – омическое сопротивление прохождению электрического тока куба золы со стороной, равной 1 м. В зависимости от величины УЭС зола подразделяется на:

1. При $\rho < 10^2$ Ом·м зола обладает высокой электропроводностью, быстро теряет заряд на осадительном электроде и может от него отталкиваться и снова попадать в газовый поток. Малое значение удельного электрического сопротивления имеют частицы недожога топлива.

2. При $10^2 \leq \rho \leq 10^8$ Ом·м зола хорошо улавливается в электрофильтрах.

3. При $\rho > 10^8$ Ом·м зола является изолятором и уменьшает напряженность электрического поля в межэлектродном пространстве. Может произойти явление «обратной короны», которое увеличивает вторичный унос уловленной золы (зола Экибастузского и Кузнецких углей).

Большое влияние на эффективность улавливания золы оказывают ее размеры. Распределение частиц по размерам – дисперсный состав, который зависит как от природы топлива, так и от технологических методов пылеприготовления.

Фракцией называют относительную долю частиц, размеры которых находятся в определенном интервале значений, принятых в качестве нижнего и верхнего пределов. Существуют различные методы определения дисперсного состава: ситовый анализ, воздушная сепарация, жидкостная седиментация, микроскопический анализ. О размерах частиц судят по размеру наименьшего отверстия сита, через которое частица диаметром d проходит при просеивании. Просеивая золу через ряд сит с различным размером ячеек, получают кривую остатков на сите R_d (рис. 3.1, *a*). Ордината кривой (вертикальная ось) показывает количество пыли в процентах, частицы которых больше, чем размер ячейки сита. Можно вместо остатков на сите использовать обратную величину – проход через сито y_d , причем:

$$y_d = 100 - R_d.$$

Расчет степени улавливания обычно ведется для каждой фракции частиц отдельно. Содержание той или иной фракции Φ_i можно найти из кривой остатков на сите вычитанием остатков на сите в диапазоне заданного изменения диаметров частиц (рис. 3.1, б). При расчете золоуловителей диаметр частиц золы для каждой фракции принимают постоянным, равным среднеарифметическому диаметру на его концах.

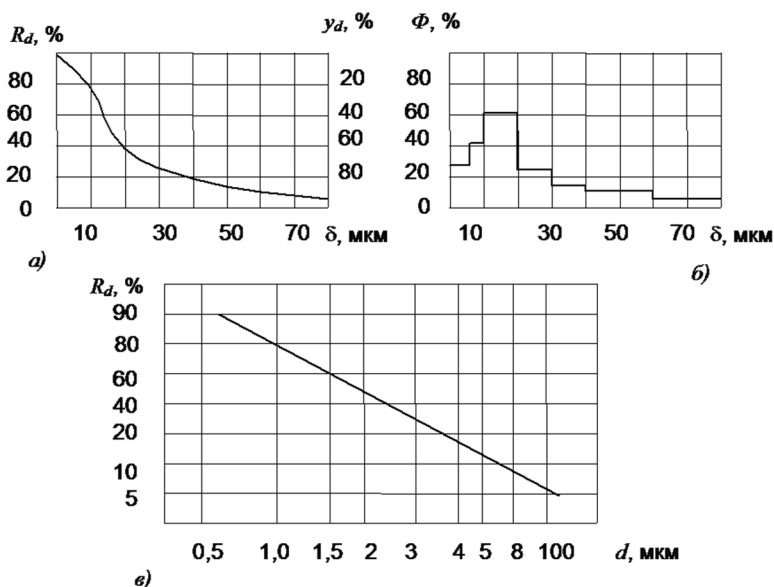


Рис. 3.1. Дисперсионный состав золы уноса:

а – кривая остатков на сите; б – распределение частиц по фракциям;
в – остатки на сите в вероятностно-логарифмической шкале координат

Распределение частиц золы большинства углей соответствует логарифмическому закону. В этом случае зависимость R_d и d в специальной вероятностной шкале изображается прямой (рис. 3.1, в), а все распределение частиц по фракциям можно характеризовать двумя величинами: d_{50} – медианным диаметром, который соответствует остатку на сите $R_d = 50\%$, и средним квадратичным отклонением

$$\sigma = \frac{d_{50}}{d_{15,9}} = \frac{d_{84,1}}{d_{50}}, \quad (3.1)$$

где $d_{15,9}$; d_{50} ; $d_{84,1}$ – диаметры частиц, которые соответствуют остаткам на ситах, равным 15,9; 50 и 84,1%.

Целесообразно проводить анализ дисперсного состава без выделения золы из газового потока дымовых газов. В этом случае для определения дисперсного состава используют импакторы [3.2] (рис. 3.2).

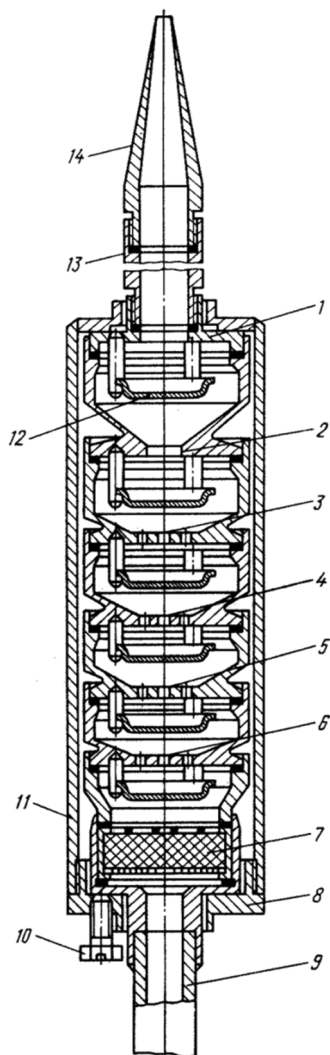


Рис. 3.2. Каскадный импактор

- 1 и 2 – одиночные сопла; 3–6 – сопловые решетки; 7 – фильтр; 8 – крышка;
 9 – отсосная трубка; 10 – поджимной болт для уплотнения прокладок;
 11 – корпус; 12 – сменная тарельчатая подложка; 13 – пробоотборный носик
 со сменным наконечником 14

Принцип действия каскадных импакторов основан на инерционной сепарации частиц по размерам при пропускании пробы газов через ряд последовательно установленных сопл и сопловых решеток с расположенными под ними осадительными поверхностями (подложками). Подложку делают из волокнистого материала, чтобы осевшие частички золы не сдувались газовым потоком. При проведении измерений импактор подключается к эжектору и помещается в газопровод навстречу потоку дымовых газов. Сопло или сопловая решетка и расположенная ниже подложка составляют каскад. Проходное сечение сопловых решеток постепенно увеличивается от первого каскада к последнему. Поэтому скорость газов в импакторе постепенно снижается. Это приводит к тому, что в первом каскаде осаждаются самые крупные частицы, а в последнем – самые мелкие. Для улавливания наиболее мелких частиц на выходе из импактора устанавливается фильтр. Таким образом, частицы золы разделяются на фракции, число которых равно числу каскадов импактора, включая фильтр.

Импакторы делают разборными, что позволяет вынимать каскады. Перед началом исследований и по их окончании на электронных весах взвешивают каждый каскад и фильтр. Это позволяет определить массу частиц золы, осевших на каждом каскаде и, тем самым, определить дисперсный состав.

3.2. Основы теории золоулавливания

Эффективность очистки дымовых газов от золовых (взвешенных) частиц оценивается с помощью нескольких параметров. Одним из основных показателей работы золоуловителей является степень улавливания золы:

$$\eta_{\text{зу}} = \frac{G_{\text{вх}} - G_{\text{вых}}}{G_{\text{вх}}} = \frac{c_{\text{вх}} - c_{\text{вых}}}{c_{\text{вх}}}, \quad (3.2)$$

где $G_{\text{вх}}$ и $G_{\text{вых}}$ – соответственно количество золы на входе и на выходе из золоуловителя, г/с; $c_{\text{вх}}$ и $c_{\text{вых}}$ – соответственно концентрация золы на входе и на выходе из золоуловителя, г/м³ (рис. 3.3).

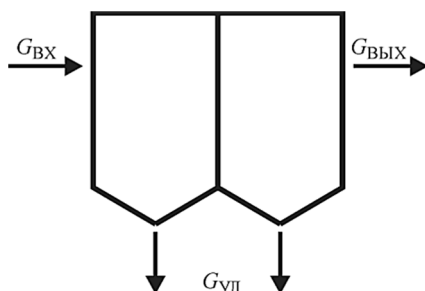


Рис. 3.3. Баланс массы в системе золоулавливания

Массовый расход частиц Gi ($i = \text{вх/вых}$, соответственно на входе в аппарат и на выходе из него, т.е. в очищенном газе) определяется как:

$$Gi = Ci \cdot V_{\Gamma}, \quad (3.3)$$

где Ci – массовая концентрация пыли в газе (величина запыленности) при нормальных условиях (0°C , $101,3 \text{ кПа} = 760 \text{ мм рт. ст.}$), г/м^3 ; V_{Γ} – объемный расход газа, поступившего на очистку при нормальных условиях (0°C , $101,3 \text{ кПа} = 760 \text{ мм рт. ст.}$), $\text{м}^3/\text{с}$.

В некоторых случаях при расчете золоуловителей удобней использовать просок золы через золоуловитель:

$$p = \frac{G_{\text{ВЫХ}}}{G_{\text{ВХ}}} = \frac{c_{\text{ВЫХ}}}{c_{\text{ВХ}}}. \quad (3.4)$$

Нетрудно видеть, что просок золы связан со степенью улавливания золы следующим соотношением:

$$p = 1 - \eta_{\text{зу}}. \quad (3.5)$$

Степень улавливания золы в двухступенчатом аппарате, % (рис. 3.4):

$$\eta_{\Sigma} = \eta_1 + \eta_2 \cdot (1 - \eta_1/100); \quad (3.6)$$

Суммарную степень очистки газа в системе, состоящей из двух и более аппаратов:

$$\eta_{\Sigma} = 100 \cdot [1 - (1 - \eta_1/100)(1 - \eta_2/100)\dots(1 - \eta_n/100)], \quad (3.7)$$

где $\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_n$ – степени очистки газа в отдельных аппаратах, %.

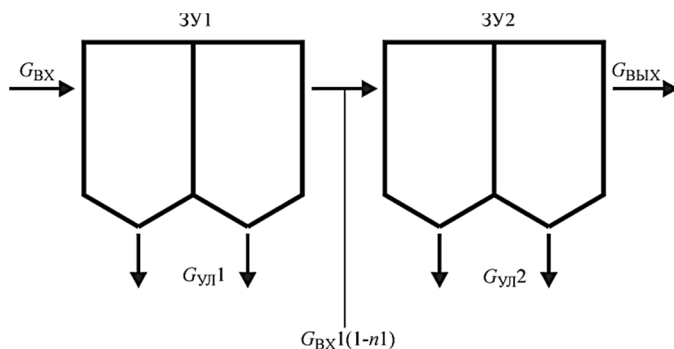


Рис. 3.4. Двухступенчатый золоуловитель

Вывод общего уравнения золоулавливания справедливого для всех видов золоуловителей при любых геометрических формах приведен в [3.3]. С этой целью в [3.3] рассмотрено движение запыленного потока газов в канале золоуловителя поверхностью A , м^2 . Объемный расход газов составляет V , $\text{м}^3/\text{с}$, средняя концентрация золы на входе $c_{\text{вх}}$, $\text{кг}/\text{м}^3$. Выберем в золоуловителе два бесконечно близких сечения, перпендикулярных течению потока (рис. 3.5), между которыми заключена поверхность осаждения dA . Обозначим массовый расход золы в сечении 1 – 1 G_1 , $\text{кг}/\text{с}$, а в сечении 2 – 2 массовый расход снизится до G_2 , $\text{кг}/\text{с}$.

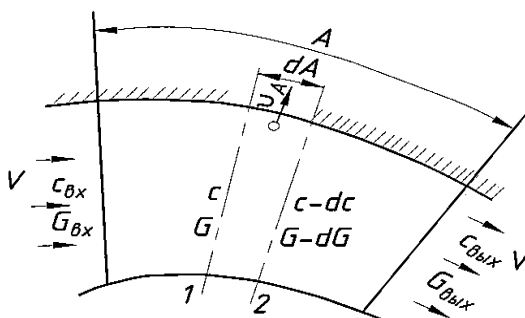


Рис. 3.5. Принципиальная схема золоулавливания

Если принять, что средняя концентрация золы в сечении 1 – 1 составляет c , а в сечении 2 – 2 $c - dc$, то изменение массы золы в единицу времени составит:

$$dG = G_2 - G_1 = V(c - dc) - Vc = -Vdc. \quad (3.8)$$

Изменение массового расхода золы между этими сечениями можно также подсчитать по выражению:

$$dG = v c_A dA, \quad (3.9)$$

где v – скорость движения частиц золы под действием сил осаждения (скорость дрейфа), м/с; c_A – концентрация частиц золы вблизи поверхности осаждения, кг/м³, которая может существенно отличаться от средней концентрации золы в рассматриваемых сечениях.

Приравнивая оба выражения, получаем дифференциальное уравнение для золоуловителей различных типов:

$$\frac{dc}{c_A} = -\frac{v}{V} dA. \quad (3.10)$$

Обозначим правую часть уравнения (3.7) как дифференциал некоторой функции Π , т.е.

$$d\Pi = \frac{v}{V} dA. \quad (3.11)$$

Если скорость дрейфа частиц золы v остается неизменной вдоль всей поверхности осаждения, то выражение (3.11) легко интегрируется, и для функции Π получаем простое выражение:

$$\Pi = \frac{vA}{V}, \quad (3.12)$$

Назовем функцию Π параметром золоулавливания. Тогда общее дифференциальное уравнение золоулавливания можно записать:

$$\frac{dc}{c_A} = -d\Pi. \quad (3.13)$$

Для интегрирования этого выражения необходимо знать соотношение между средней концентрацией золы c в некотором сечении и ее концентрацией у поверхности осаждения c_A .

Рассмотрим два предельных случая движения частиц в потоке:

Если поток газов является турбулентным, а частицы золы достаточно мелкие (менее 30 мкм) и участвуют в турбулентных пульсациях потока, то с некоторым допущением можно принять, что концентрация частиц золы у поверхности осаждения мало отличается от средней концентрации в рассматриваемом сечении золоуловителя, т.е. $c_A = c$.

Тогда уравнение (3.10) приводится к виду:

$$\frac{dc}{c} = -d\Pi \quad (3.14)$$

и может быть проинтегрировано:

$$\int_{c_{\text{вх}}}^{c_{\text{вых}}} \frac{dc}{c} = - \int_0^{\Pi} d\Pi. \quad (3.15)$$

После интегрирования получим

$$\frac{c_{\text{вых}}}{c_{\text{вх}}} = e^{-\Pi} \quad (3.16)$$

или

$$p = \exp(-\Pi). \quad (3.17)$$

Другим предельным случаем является случай, когда частицы не пульсируют в потоке. Это имеет место, если поток ламинарный или частицы крупные ($d_{\text{ч}} \gg 30$ мкм) и не участвуют в пульсациях потока, хотя поток является турбулентным. Для случая не пульсирующих частиц можно принять, что концентрация частиц золы у поверхности не меняется и остается равной средней концентрации во входном сечении золоуловителя ($c_A = c_{\text{вх}}$). Для этого случая дифференциальное уравнение (3.10) принимает вид:

$$\frac{dc}{c_{\text{вх}}} = -d\Pi \quad (3.18)$$

и после интегрирования получим:

$$p = 1 - \Pi \quad (3.19)$$

или

$$\eta = \Pi. \quad (3.20)$$

На рис. 3.6 представлены кривые изменения степени улавливания золы η в зависимости от параметра золоулавливания Π . Как видно, крупные частицы, которые не участвуют в турбулентных пульсациях, улавливаются более интенсивно и при $\Pi = 1$ вся зола будет полностью уловлена в золоуловителе. Мелкие частицы золы улавливаются менее интенсивно, и полное улавливание золы будет иметь место при $\Pi = \infty$.

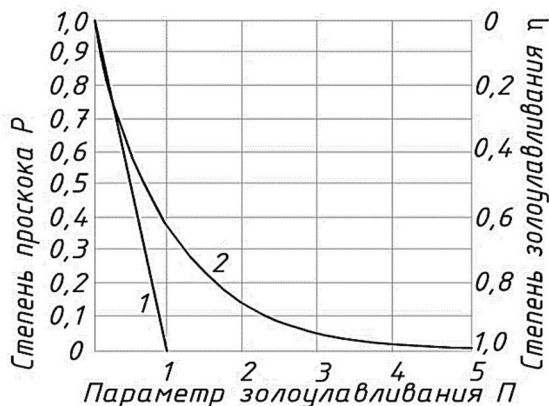


Рис. 3.6. Зависимости степени проскока и степени золоулавливания от параметра золоулавливания.

1 – для крупных частиц золы ($d > 30$ мкм), не участвующих в пульсациях;
2 – для мелких частиц

Как видно из выражения (3.12), параметр золоулавливания возрастает с увеличением скорости дрейфа, поверхности осаждения и уменьшается с увеличением расхода дымовых газов. Преобразуем выражение (3.12) для параметра золоулавливания. Запишем секундный объем дымовых газов в виде произведения скорости газов u на площадь поперечного сечения для прохода газов ω :

$$V = u\omega, \quad (3.21)$$

тогда, выражение (3.12) запишется:

$$\Pi = \frac{v}{u} \frac{A}{\omega} \quad (3.22)$$

или

$$\Pi = K\Phi, \quad (3.23)$$

где $K = \frac{v}{u}$ – кинематический параметр; $\Phi = \frac{A}{\omega}$ – параметр формы.

Степень улавливания золы оказывается тем выше, чем больше произведение этих параметров. Параметр формы зависит только от формы и от геометрических соотношений в самом золоуловителе, а кинематический параметр определяется характером сил, действующих на частицу золы, физическими свойствами частиц и газового потока, аэродинамическими характеристиками потока.

Выражения (3.17) и (3.19) получены при принятии ряда допущений:

- все частицы золы имеют одинаковую скорость;
- отсутствует вторичный унос уловленной золы;
- все частицы золы имеют одинаковую скорость дрейфа;
- распределение скоростей газа по сечению золоуловителя является равномерным.

Рассмотренная теория золоулавливания может быть применена к любому виду золоуловителей, но при реальных расчетах эффективности улавливания золы для учета принятых допущений приходится вводить эмпирические поправки.

Учитывая, что частицы золы имеют различные размеры, и частицы каждого размера имеют свою скорость дрейфа, расчет степени золоулавливания ведут для каждой фракции отдельно. Для каждой фракции Φ_i подсчитывается скорость дрейфа v_i и по ней определяется степень проскока золы p_i для рассматриваемой фракции. Общий проскок золы через золоуловитель определяется по формуле:

$$p = \sum_{i=1}^{i=n} p_i \frac{\Phi_i}{100}, \quad (3.24)$$

где n – число фракций.

Если последовательно устанавливаются несколько ступеней золоулавливания, то проскок некоторой фракции через все ступени золоулавливания определяется по формуле:

$$p_i = p_{i1} p_{i2} p_{i3}, \quad (3.25)$$

где p_{i1} , p_{i2} , p_{i3} – проскок некоторой фракции через первую, вторую и другие ступени золоулавливания.

К современным золоуловителям предъявляются такие требования, как: возможность очистки больших объемов газов, компактность, умеренное гидравлическое сопротивление и обеспечение высокой эффективности очистки дымовых газов после котельной установки при изменениях объемного расхода, состава и параметров этих газов.

Для улавливания золы из продуктов сгорания в зависимости от выше отмеченных факторов используют разные по принципу

действия и конструкции аппараты. Все методы золоочистки могут быть разделены на четыре основные группы:

1. Механическая или сухая очистка, при которой осаждение золовых частиц происходит под действием механической силы: силы тяжести, инерции или центробежной силы.

2. Мокрая очистка путем пропускания газа через слой жидкости или орошения его жидкостью, в результате чего происходит осаждение золовых частиц на капли, на поверхность газовых пузырей или на пленку жидкости.

3. Фильтрация газов через тканые материалы, не пропускающие частицы, взвешенные в газе.

4. Электрическая очистка газов путем осаждения взвешенных в газе заряженных частиц в электрическом поле высокого напряжения.

В ряде случаев высокие концентрации твердых частиц определяют многоступенчатые схемы золоочистки, представляющие собой комбинацию разных методов (комбинированные золоуловители).

Золоуловители всегда устанавливают перед дымососами по ходу дымовых газов для предохранения последних от абразивного износа. При двухступенчатой системе золоулавливания возможна установка дымососов в рассечку между золоуловителями.

3.3. Инерционные золоуловители

В качестве инерционных золоуловителей на ТЭС получили применение циклоны, в которых осаждение золы происходит за счет центробежных сил при вращательном движении потока. Схема циклона представлена на рис. 3.7, а.

Газ поступает в циклон тангенциально и движется по окружности в канале, образованном наружной и внутренней цилиндрическими поверхностями циклона. Под действием центробежных сил зола отбрасывается к наружной стенке циклона и под действием силы тяжести ссыпается вниз в коническую воронку и далее в общий бункер. Очищенный газ удаляется через внутренний цилиндр вверх.

На частицу золы, находящуюся в циклоне, действует центробежная сила, которую можно определить по формуле:

$$F_{\text{ц}} = \frac{m_{\text{ч}} u^2}{R} = \rho_{\text{ч}} \frac{\pi d^3}{6} \frac{u^2}{R}, \quad (3.26)$$

где $\rho_{\text{ч}}$ – плотность частицы золы, кг/м³; d – диаметр частицы золы, м; R – радиус циклона, м; $m_{\text{ч}}$ – масса частицы золы, кг; u – скорость дымовых газов м/с.

Движению частицы золы к поверхности осаждения препятствует сила лобового сопротивления $F_{\text{с}}$, которая для частиц диаметром от 2 до 50 мкм определяется по закону Стокса:

$$F_{\text{с}} = 3\pi\mu dv, \quad (3.27)$$

где μ – коэффициент динамической вязкости газа, Па·с; v – скорость дрейфа, м/с.

Для частицы золы, находящейся в равновесии $F_{\text{ц}} = F_{\text{с}}$, т.е.:

$$\rho_{\text{ч}} \frac{\pi d^3}{6} \frac{u^2}{R} = 3\pi\mu dv. \quad (3.28)$$

Выразим из уравнения (3.26) скорость дрейфа частицы золы

$$v = \frac{\rho_{\text{ч}} d^2}{18\mu} \frac{u^2}{R} = \frac{\tau_{\text{р}} u^2}{R} \quad (3.29)$$

где $\tau_{\text{р}}$ – время релаксации, с:

$$\tau_{\text{р}} = \frac{\rho_{\text{ч}} d^2}{18\mu}. \quad (3.30)$$

Временем релаксации называется время разгона частицы золы от нулевого значения до скорости дрейфа при постоянном значении ускорения. Время релаксации определяется размерами частиц золы и физическими свойствами золы и среды.

Кинематический параметр для циклонных золоуловителей можно получить, если подставить значение скорости дрейфа (3.29) в выражение для кинематического параметра:

$$K = \frac{v}{u} = \frac{\tau_{\text{р}} u}{R}. \quad (3.31)$$

Параметр формы, как можно видеть из рис. 3.7,а, определяется из выражения:

$$\Phi = \frac{A}{\omega} = \frac{\pi D n h}{\frac{D - \bar{D}_0}{2} h} = \frac{2\pi n}{1 - \bar{D}_0}, \quad (3.32)$$

где h – высота потока в циклоне, м; D_0 – диаметр внутреннего цилиндра циклона, м; $\bar{D}_0 = D_0/D$ – диаметр внутреннего цилиндра циклона в относительных единицах; n – число оборотов потока до выхода из циклона.

Окончательно выражение для определения параметра золоулавливания для инерционного золоуловителя запишется:

$$\Pi = K\Phi = \frac{\tau_p}{R} \frac{2\pi n}{1 - \bar{D}_0}. \quad (3.33)$$

Из формулы (3.33) следует, что параметр и степень золоулавливания возрастают с увеличением времени релаксации, скорости газов и уменьшением радиуса циклона. Вторая дробь в формуле (3.33) зависит от относительного диаметра выходного отверстия, глубины погружения внутренней трубы и угла установки подводящего к циклону патрубка. Так как плотность частиц золы и динамическая вязкость потока для условий золоулавливания изменяются мало, то время релаксации главным образом сильно зависит от диаметра частиц золы. Поэтому в циклонах плохо улавливаются мелкие частицы золы.

Как следует из формулы (3.33), для повышения степени золоулавливания необходимо применять циклоны малого радиуса. Поэтому применяются батарейные циклоны, у которых в одном корпусе установлено большое количество циклонов малого диаметра.

Циклонные элементы имеют малый диаметр (внутренний диаметр 40–250 мм или 512 мм) и герметично установлены в трубных досках. Они состоят из полых корпусов цилиндрической формы с размещенными на ней входными патрубками и нижней конической части для отвода золы. Вращательное движение потока газа в циклоне обеспечивается посредством специальных устройств безударного входа – винта, розеток, полуулиток. Эти элементы также содержат внутри себя вертикально расположенные выхлопные патрубки.

Загрязненный газ подается в газораспределительную камеру, которая ограничена верхней и нижней трубными досками, распределяется по циклонным элементам и заполняет кольцевое пространство между корпусом элемента и патрубком для вывода очищенного газа. В кольцевом пространстве расположены лопастные устройства, заставляющие газовый поток вращаться. Частицы пыли отбрасываются к стенкам циклонного элемента, движутся вниз по спирали и поступают в бункер золы, общий для всех элементов. Каждая секция батарейного циклона должна быть снабжена отдельным бункером с пылевым затвором. В таких аппаратах скорость запыленного газа может достигаться около 4 м/с.

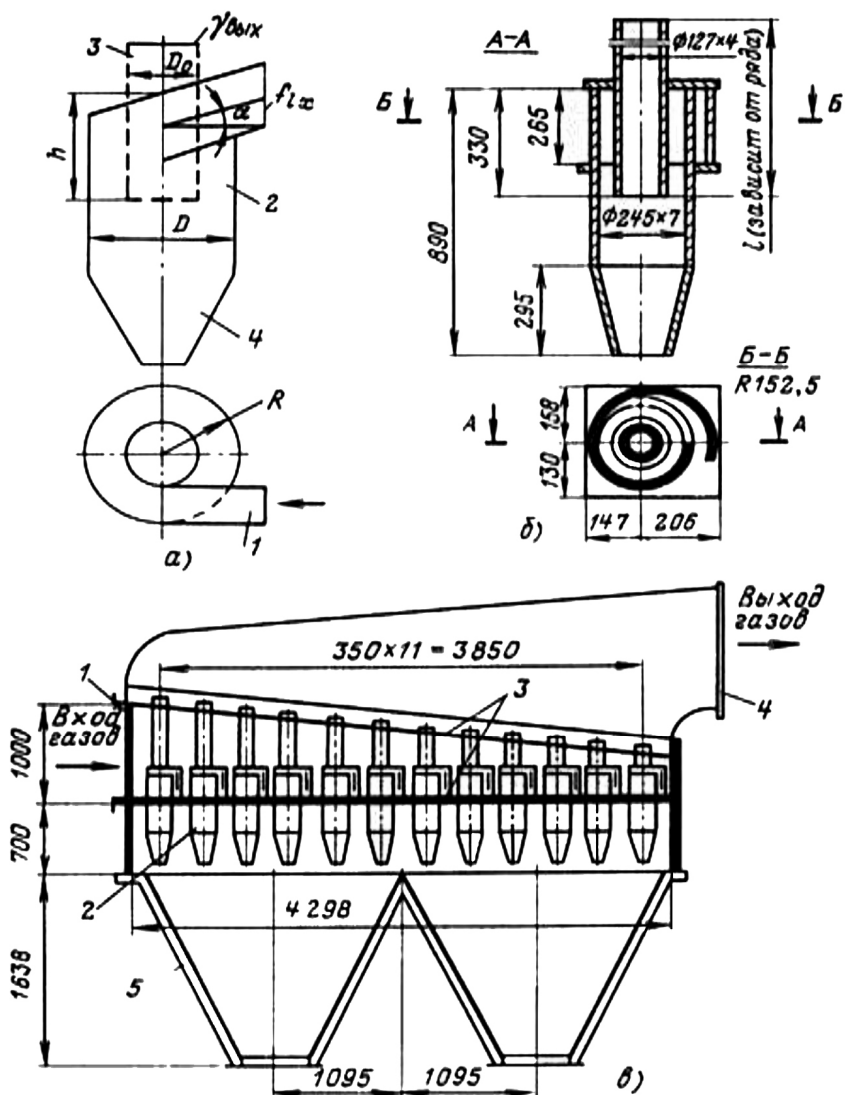


Рис. 3.7. Батарейные циклонные золоуловители

- а – принципиальная схема циклона: 1 – входной патрубок;
 2 – корпус циклона; 3 – выходной патрубок; 4 – бункер;
 б – элемент батарейного циклона; в – батарейный циклон:
 1 – входной патрубок; 2 – циклонный элемент; 3 – трубные доски;
 4 – выходной патрубок; 5 – бункер.

После того, как газ очищен, он выводится через выхлопные трубы элементов в общую выходную камеру, а оттуда – наружу через верхний штуцер. Качественная работа батарейной циклонной установки обеспечивается за счет идентичности его элементов и равных условий работы.

Мультициклоны могут состоять из нескольких десятков и даже сотен параллельно включенных малогабаритных циклонов. Например, самый большой отечественный батарейный циклон имеет в своем корпусе 1260 циклонных элементов и рассчитан на очистку 856800 куб. метров газов в час. Гидравлическое сопротивление батарейных циклонов составляет около 1200 Па. При этом чем выше гидравлическое сопротивление в циклоне, тем больше степень очистки.

Степень улавливания золы у батарейных циклонов невысокая, и обычно не превышает 90 %, поэтому батарейные циклоны устанавливались на котлах малой и средней мощности. Ужесточение природоохранного законодательства сильно ограничило в настоящее время возможность применения батарейных циклонов для улавливания золы на ТЭС.

Для улавливания пыли и золы находят применение большое разнообразие выполнения циклонов: с аксиальным подводом газа и лопаточным завихрителем, с тангенциальным подводом газа, с прямоточным и др. Наибольшее применение на ТЭС нашли батарейные циклоны с тангенциальным улиточным подводом газа типа «Энергоуголь» (рис. 3.7, б).

Батарейные циклоны маркируются следующим образом:

$$\text{БЦУ-М } a \times b \times m - I$$

где БЦУ-М – тип циклона, $a = 1; 2; 4; 6$ – количество секций батарейного циклона; $b = 10; 12; 14$ – количество циклонов в глубину секции; $m = 7 \div 15$ – количество циклонов по ширине секции; $I = I, II, III$ – тип установки (компоновки) циклонов: I – вертикальная, II – угловая, III – в рассечку. Типоразмерный ряд таких циклонов приведен в табл. 3.3.

Формула (3.33) позволяет проанализировать влияние различных факторов на эффективность улавливания золы в циклонных золоуловителях. Практический расчет параметра золоулавли-

вания для циклонных золоуловителей выполняется по эмпирической формуле:

$$\Pi_i = 0,5 \sqrt{\frac{u}{4,5}}^3 \sqrt{d_i}, \quad (3.34)$$

где u – скорость дымовых газов в циклоне, м/с; 4,5 – рекомендуемая скорость газов в циклоне, м/с; d_i – средний диаметр фракции, мкм.

Аэродинамическое сопротивление батарейных циклонов рассчитывается по формуле:

$$\Delta P_{\text{ц}} = \zeta_{\text{ц}} \frac{\rho_{\text{г}} u^2}{2}, \quad (3.35)$$

где $\zeta_{\text{ц}}$ – коэффициент аэродинамического сопротивления батарейного циклона; $\rho_{\text{г}}$ – плотность дымовых газов, кг/м³; u – скорость дымовых газов в циклоне, м/с.

Таблица 3.3

Типоразмеры батарейных циклонов БЦУ-М [3.2]

Типоразмер	Число элементов по ширине, m	Предельные числа элементов, шт	Предельные площади сечения, м ²
$1 \times 10 \times m$	7–15	70–150	2,93–6,28
$2 \times 10 \times m$	7–15	140–300	5,87–12,57
$4 \times 10 \times m$	7–15	280–600	11,73–25,14
$2 \times 12 \times m$	7–15	168–360	7,04–15,08
$4 \times 12 \times m$	7–15	336–720	14,08–30,17
$2 \times 14 \times m$	7–24	196–672	8,21–28,15
$4 \times 14 \times m$	7–24	392–1344	16,42–56,31

Коэффициент аэродинамического сопротивления для батарейных циклонов различных конструкций изменяется в широких пределах ($\zeta_{\text{ц}} = 65 - 150$). Для батарейных циклонов БЦУ – М он составляет $\zeta_{\text{ц}} = 115$. При скорости газов в батарейном циклоне, близкой к рекомендуемой, равной 4,5 м/с, аэродинамическое сопротивление батарейного циклона БЦУ – М составляет $\Delta p \approx 1000$ Па.

Батарейные циклонные золоуловители устанавливают на котлах малой мощности. Они характеризуются самыми малыми капиталовложениями из всех видов золоуловителей, применяемых на ТЭС и в котельных. Эксплуатационные расходы включают энергию, необходимую для пневматического или гидравлического удаления собранной золы и электроэнергию для компенсации потерь давления. Расходы по обслуживанию достаточно незначительны, учитывая надежность всех компонентов. Срок службы может быть ограничен только риском коррозии и абразивного износа.

В некоторых случаях сухие (механические) золоуловители используют в качестве первой ступени очистки дымовых газов от крупнодисперсных частиц. В этом случае их располагают последовательно с аппаратами других типов (например, электрофильтрами или рукавными фильтрами), предназначенных для улавливания мелких частиц, чтобы снизить нагрузку на последние.

К основным недостаткам циклонных золоуловителей относятся высокое гидравлическое сопротивление до 1200–1300 Па, низкая эффективность улавливания мелкой золы (менее 5–10 мкм). Циклоны не рекомендуется применять для сильно слипающейся золы IV группы, так как это может приводить к «забиванию» золой циклонов.

3.4. Мокрые золоуловители

В мокрых золоуловителях (ЗУ) очистка газа осуществляется при контакте газа с жидкостью. Процесс улавливания золы заключается в переносе твердой фазы из газовой среды в жидкую и удаление последней из аппарата вместе с твердой фазой, то есть используется инерционная сепарация предварительно увлажненных золовых частиц.

Взвешенные в газе твердые частицы осаждаются на поверхности капель или пленки жидкости, смачиваются, утяжеляются и выводятся из газового потока под действием гравитационных сил или сил инерции, либо захватываются жидкостью и удаляются в виде шлама.

Для осуществления захвата частиц пыли каплями жидкости запыленный поток промывают диспергированной жидкостью. При этом если размеры частиц золы и капель близок, то вероятность их соединения очень высока. Если капли намного больше частиц пыли, пыль будет обтекать капли вместе с потоками воздуха и не соединится с водой.

При движении капли в пространстве, заполненном запыленным газом, осаждение пыли на ней происходит в основном вследствие кинематической коагуляции. Кинематическая коагуляция – процесс слипания частиц различного размера в результате их столкновения при относительном движении, возникающем под воздействием внешних сил и при разных скоростях. В результате коагуляции образуются агрегаты – более крупные (вторичные) частицы, состоящие из скопления мелких (первичных) частиц.

При чисто гравитационной коагуляции захват частиц пыли плотностью $\rho_c = 2000 \text{ кг/м}^3$ распыленной водой возможен только при размере частиц $d_c > 1 \text{ мкм}$. Частицы меньше 1 мкм на каплях практически не осаждаются, т.к. они не обладают достаточной кинетической энергией и при сближении с каплями обычно огибают их и не улавливаются жидкостью.

Захват и осаждение частиц пыли пленкой жидкости осуществляется при направлении потока частиц пыли на поверхность стенки аппарата, смоченную жидкостью. При ударе частицы о поверхность водяной пленки возможны либо отскок частицы, либо улавливание (захват). Для улавливания частиц необходимо, чтобы их кинетическая энергия превышала работу погружения частицы в жидкость, т.е. работу преодоления сил поверхностного натяжения.

Мелкие частицы пыли в мокрых ЗУ улавливаются плохо, так как на их поверхности образуется пленка газа, которая препятствует их смачиванию. Для улучшения смачиваемости частиц необходимо создать условия для разрушения газовой пленки, например, за счет увеличения турбулентности газового потока (как, например, в скрубберах Вентури). Очевидно, что чем лучше смачиваемость золы, тем эффективнее процесс очистки дымовых газов от твердой фазы.

Так как при смачивании масса (и размеры) частиц становится больше, эффективность очистки в мокрых ЗУ выше, чем в сухих. Поэтому они нашли достаточно широкое применение для очистки дымовых газов от мелкодисперсной пыли.

Обычно мокрые ЗУ устанавливаются в случае сжигания малосернистых углей, зола которых имеет высокое удельное электрическое сопротивление, когда использование ЭФ экономически нецелесообразно. При этом уловленная летучая зола далее практически не используется.

Мокрые золоуловители не рекомендуется применять в случае сжигания топлив, в составе золы которых содержится более 15–20% оксида кальция CaO и приведенная сернистость топлива более 0,3 %·кг/МДж. При этом жесткость орошаемой воды также не должна превышать 15 мг-экв/л. В противном случае происходит зарастание и забивание газоходов золой, повышение сопротивления ЗУ и снижение степени очистки газов.

В мокрых золоуловителях одновременно с очисткой дымовых газов происходит их охлаждение, что увеличивает вероятность коррозии последующего газового тракта и ухудшает условия рассеивания удаляемых через дымовую трубу газов в атмосферном воздухе. Поэтому допустимая температура очищенных газов за ними должна быть не менее чем на 21°C выше температуры точки росы (водяных паров) для предотвращения коррозии.

Мокрые способы очистки газов от твердых частиц нашли достаточно широкое применение на российских угольных ТЭС. В зависимости от физико-химических свойств золы и очищаемых газов, от назначения и необходимой степени очистки используются различные типы мокрых золоуловителей, отличающихся принципом действия и конструктивным оформлением.

Простейшим типом мокрого золоуловителя является центробежный скруббер (рис. 3.8,а), основное отличие которого от инерционного золоуловителя заключается в том, что по стенке скруббера стекает пленка воды, что снижает вторичный унос золы. Поэтому для мокрого скруббера можно использовать теоретическую зависимости (3.33), полученную для сухого инерционного золоуловителя. Степень улавливания мокрого центробежного скруббера не превышает 90–92 %.

Большее распространение на ТЭС получили мокрые золоуловители с предвключенной трубой Вентури, так как они имеют более высокую степень улавливания золы. В трубе Вентури частички золы захватываются более крупными каплями воды и происходит процесс их коагуляции. В результате в скруббер поступают более крупные частицы (за счет коагуляции), которые, как было показано в разделе 3.3, лучше улавливаются в инерционных золоуловителях.

На рис. 3.8,б показана схема золоуловителя с коагулятором в форме трубы Вентури. В поток газов на входе в трубу Вентури через специальные форсунки разбрызгивается вода. В диффузоре трубы Вентури до ее горловины происходит разгон пылегазового потока до скорости 50–70 м/с. В горловине и в конфузоре трубы Вентури происходит дробление капель и их взаимодействие с быстро движущимся потоком.

Происходит снижение скорости пылегазового потока и столкновение частиц золы с каплями воды. Далее поток вводится в скруббер, стенки которого орошаются водой. В скруббере за счет центробежных сил образовавшаяся пульпа (смесь влаги и золы) отбрасывается на стены скруббера, с которых она смывается потоком воды, подаваемой на стены в верхней части скруббера через специальные сопла 3, установленные по окружности. Струя воды, вытекающая из сопла, направлена в сторону вращения дымовых газов тангенциально к внутренней футерованной поверхности корпуса каплеуловителя и должна смачивать ее без образования брызг. Равномерное распределение воды по отдельным соплам обеспечивается применением распределительного кольца (тороидального коллектора) 8 с подводом воды к нему из магистрали.

Большинство капель и частиц достигает водяной пленки, образующейся на поверхности корпуса каплеуловителя, и улавливается ею. Очищенные уходящие газы дымососом направляются в дымовую трубу и выбрасываются в атмосферу. Уловленная вода с частицами золы (гидрозоловая пульпа) стекает по стенке корпуса вниз в золосмывное устройство и далее сбрасывается через гидрозатвор в канал системы гидрозолоудаления.

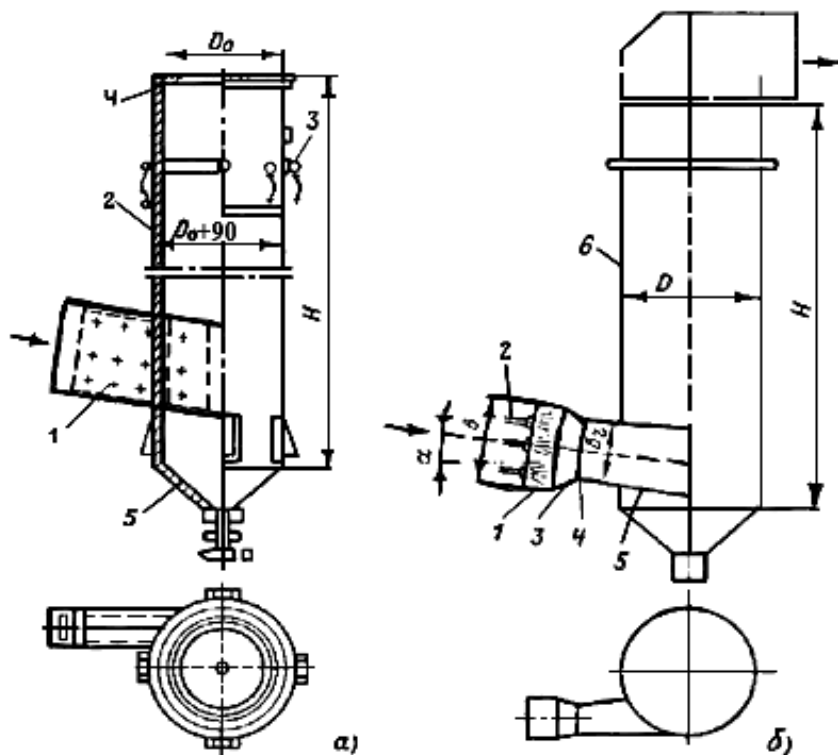


Рис. 3.8. Мокрые золоуловители:

- а – центробежный скруббер: 1 – входной патрубок запыленного газа;
 2 – корпус золоуловителя; 3 – оросительные сопла;
 4 – выход очищенного газа; 5 – бункер;
- б – золоуловитель с коагулятором Вентури: 1 – входной патрубок запыленного газа;
 2 – подача воды через оросительные сопла; 3, 4, 5 – конфузор, горловина
 и диффузор коагулятора Вентури; 6 – скруббер-каплеуловитель

Одновременно с улавливанием твердых частиц в мокрых золоуловителях с коагулятором Вентури протекают процессы теплообмена между дымовыми газами и орошающей водой. При этом дымовые газы охлаждаются, а орошающая вода, как в виде капель, так и в виде пленки на стенках коагулятора Вентури и корпуса, нагревается и частично испаряется, увеличивая влагосодержание очищенных газов. Во избежание коррозии в газовом тракте после мокрого ЗУ температура газов за ними должна не

менее чем на 21°C превышать температуру точки росы водяных паров (не менее $70\text{--}75^{\circ}\text{C}$ при сжигании каменных и тощих углей и не менее $75\text{--}80^{\circ}\text{C}$ при сжигании бурых углей).

Кроме того, в скруббере Вентури происходит частичное поглощение некоторых загрязняющих газовых компонентов, которые хорошо растворяются в воде. Так высшие оксиды серы и азота (SO_3 , NO_2) вымываются на $70\text{--}85\%$, образуя растворы соответственно серной и азотной кислоты. Моноксид азота NO и диоксид серы SO_2 растворяются в воде существенно хуже, и потому их концентрация в очищенных газах в мокром ЗУ с трубой Вентури практически не снижается. В результате показатель pH пульпы снижается до 3,5.

Наличие растворов кислот в загрязненной воде вызывает коррозию стального корпуса золоуловителя, который также подвержен абразивному износу за счет контакта с золовыми частицами. Для уменьшения этих негативных явлений внутреннюю поверхность цилиндрического скруббера изнутри обычно покрывают тонким слоем свинца и выкладывают износостойкой плиткой из керамики или каменного литья.

Захват частиц золы каплями воды происходит за счет двух механизмов:

- быстро передвигающиеся со скоростью потока частицы золы попадают в капли воды, которые не успевают разогнаться;
- мелкие частицы золы, которые участвуют в турбулентных пульсациях, попадают в крупные капли воды, практически не участвующие в пульсациях.

В отечественной практике применение получили два типа мокрых золоуловителей с коагулятором Вентури: МВ-УО ОР-ГРЭС и МС-ВТИ. Первый тип золоуловителя выполняется с вертикальным и горизонтальным расположением коагулятора Вентури круглого сечения, второй – только с горизонтальным расположением трубы прямоугольного сечения. Типоразмеры мокрых золоуловителей с коагулятором Вентури обеспечивают производительность по газу в диапазоне от 80 до 250 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$. При этом в зависимости от типа удельные расходы воды на орошение и электроэнергии составляют соответственно 0,08–0,15 л и 1,2–2,0 КДж на 1 м^3 дымовых газов.

Основные характеристики золоуловителя МС-ВТИ представлены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Типоразмеры золоуловителей МС-ВТИ

Каплеуловитель				Горловина трубы Вентури	
Диаметр, м	Высота, м	Активная площадь сечения, м ²	Сечение входного патрубка, м ²	Размеры, м	Площадь сечения, м ²
2,8	9,66	5,72	1,37	0,39×1,17	0,455
3	10,32	6,60	1,67	0,43×1,23	0,530
3,2	10,98	7,54	1,95	0,48×1,40	0,644
3,6	12,20	9,62	2,41	0,45×1,80	0,810
4	13,61	11,93	3,00	0,50×2,00	1,00
4,5	15,25	15,20	3,88	0,57×2,28	1,30

Параметр золоулавливания для мокрого золоуловителя с включенной трубой Вентури рассчитывается по формуле [3.3]:

$$\Pi = \sqrt{q_{\text{ж}} u_{\text{г}}}, \quad (3.36)$$

где $q_{\text{ж}}$ – удельный расход воды, подаваемой на вход коагулятора Вентури, кг/м³ дымовых газов; $u_{\text{г}}$ – скорость газов в горловине, м/с.

Обычно $q_{\text{ж}} = 0,12 - 0,20$ кг/м³, а $u_{\text{г}} = 50 - 70$ м/с. В качестве примера рассчитаем степень золоулавливания для мокрого золоуловителя при следующих условиях:

$$q_{\text{ж}} = 0,15 \text{ кг/м}^3; \quad u_{\text{г}} = 60 \text{ м/с.}$$

$$\Pi = \sqrt{0,15 \cdot 60} = 3; \quad P = e^{-3} = 0,05; \quad \eta_{\text{зв}} = 1 - P = 1 - 0,05 = 0,95.$$

Степень золоулавливания для мокрых золоуловителей с трубой Вентури обычно составляет 94...97 % и практически не зависит от фракционного состава золы. Эффективность очистки можно повысить, увеличив расход орошающей жидкости сверх рекомендованных пределов, но при этом возрастет гидравлическое сопротивление золоуловителя, а также необходимо, чтобы для температуры очищенных газов выполнялось условие:

$$t_{\text{yx}} = t_{\text{п}} + 21, \quad (3.37)$$

где t_{yx} – температура точки росы водяных паров, °С.

Мокрые золоуловители при рекомендованных скоростях газов в горловине трубы Вентури и удельных расходах воды имеют аэродинамическое сопротивление $\Delta p = 800 - 1100$ Па. Увеличение скорости газов сверх рекомендуемой в горловине трубы Вентури приведет к значительному возрастанию аэродинамического сопротивления.

Мокрые золоуловители с трубами (коагуляторами) Вентури получили широкое распространение на отечественных электростанциях. Они применяются на котлах паропроизводительностью до 640 т/час. Степень золоулавливания в них составляет 94–96% в зависимости от размера частиц.

Основными достоинствами этих аппаратов являются исключение вторичного уноса уловленной пыли, что повышает их степень очистки, компактность, относительно небольшие капитальные и эксплуатационные затраты, возможность при определенных условиях надежной работы на оборотной воде (допустимое содержание взвеси в оборотной воде не должно превышать 0,5 г/л), отсутствие влияния удельного электрического сопротивления (УЭС) золы на эффективность работы, малые габариты. Основными недостатками золоуловителей с коагуляторами Вентури являются значительное аэродинамическое сопротивление ($\Delta p = 1100-1300$ Па), загрязнение воды и снижение температуры уходящих газов.

В последние 30 лет для повышения степени улавливания золы вместо мокрых скрубберов стали находить применение эмульгаторы [3.4], в которых восходящий поток дымовых газов закручивается в лопаточных завихрителях и взаимодействует с водой, двигающейся навстречу дымовым газам. В результате образуется эмульсионный (пенный) слой, который улавливает частички золы. Удельный расход воды у эмульгаторов составляет 0,2–0,3 кг/м³, аэродинамическое сопротивление 1500–2000 Па, а степень очистки газов от золы составляет 97,0–99,5 %. В эмульгаторах температура уходящих газов снижается до 45–55°C, поэтому необходим их подогрев, что увеличивает тепловые потери на 2–3 %.

На рис. 3.9 приведен кольцевой эмульгатор.

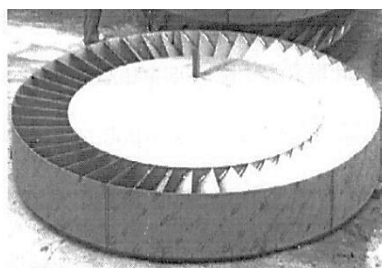
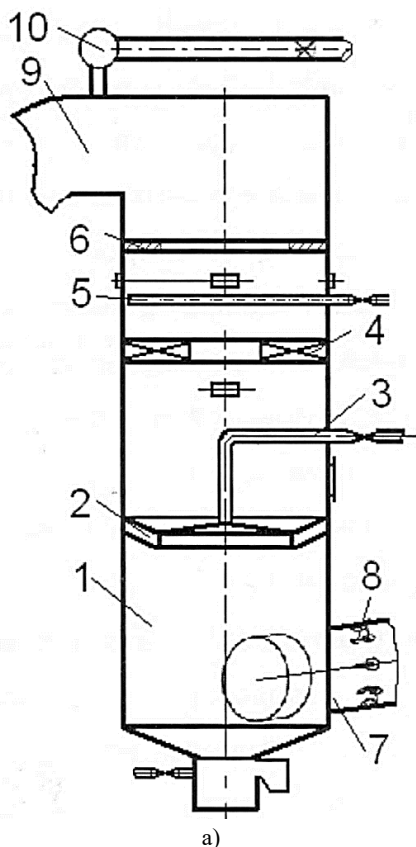


Рис. 3.9. Кольцевой эмульгатор:

а – схема кольцевого эмульгатора: 1 – корпус; 2 – завихритель (инициатор эмульгирования); 3 – труба орошения; 4 – раскручиватель; 5 – перфорированная труба для смыва золы с раскручивателя; 6 – козырек; 7 – входной газоподвод; 8 – смывное устройство; 9 – выходной газоподвод; 10 – подвод горячего воздуха;

б – фотография завихрителя

Дымовые газы через тангенциальный вход 7 поступают в нижнюю часть эмульгатора 1 и через завихритель входят в закрученном виде в среднюю часть эмульгатора. По трубе 3 на конус завихрителя поступает вода, которая закручивается вращающимся над ней газовым потоком, смешивается с ним и образует пылегазожидкостную эмульсию, которая накапливается в пристенной области эмульгатора над завихрителем. Пульпа с уловленной золой сливается вниз под действием силы тяжести и через гидрозатвор удаляется в систему гидрозолоудаления.

Дымовые газы после промывки в эмульсионном слое проходят второй завихритель (раскручиватель) 4, который усиливает вращательное движение. Капли пульпы, возникающие на верхней границе эмульсионного слоя, под действием центробежных сил сепарируются в пристенной области эмульгатора до козырька 6. Очищенные от золы и капель газы удаляются через выходной газопровод 9.

Благодаря высокому уровню тепло- и массообмена между противоточными потоками жидкости и газов во вращающемся пенном слое улавливание твёрдых частиц (зола, пыль) из газового потока происходит с высокой эффективностью. Определяющими для данного устройства факторами эффективности очистки газов являются высота и равномерность распределения слоя эмульсии над завихрителем. Повышенное давление во вращающемся пенном (эмульсионном) слое за счет действия центробежных сил обуславливает устойчивое существование только мелких пузырей пены. Это многократно увеличивает поверхность контакта фаз и интенсифицирует процессы золоулавливания. Примерный расход орошающей жидкости составляет $0,2 \text{ л/нм}^3$ газа.

Очищенные газы имеют температуру $40\text{--}50^\circ\text{C}$ и относительную влажность, близкую к 100% , поэтому для исключения образования конденсата на стенках газопровода, в дымососе и в дымовой трубе и предотвращения коррозии, в газопровод между эмульгатором и дымососом подается горячий воздух после второй ступени воздухоподогревателя, который повышает температуру очищенных газов до $70\text{--}80^\circ\text{C}$. Внутренние поверхности эмульгатора защищаются кислотоупорным покрытием, а наружные покрываются теплоизоляцией.

Основными достоинствами эмульгаторов являются:

- высокая степень очистки газов от золы (до 99,5);
- относительно невысокая стоимость и малые габариты;
- дополнительный эффект снижения выбросов SO_x до 18–22%;
- простота в обслуживании, поэтому не требуется высокая квалификация обслуживающего персонала.

К недостаткам эмульгаторов относятся:

- высокое аэродинамическое сопротивление;
- невозможность получения сухой золы, что снижает ее потребительские свойства;
- необходимость подогрева дымовых газов, что увеличивает тепловые потери;
- конструктивные материалы подвергаются интенсивному коррозионному и эрозионному износу.

Мокрые золоуловители в эксплуатации более сложны и менее надежны, чем батарейные циклоны. Их работа сопровождается образованием загрязненных сточных вод, которые требуют очистки. Кроме того, существенным ограничением области применения указанных аппаратов на ТЭС является возможность образования минеральных отложений на внутренних поверхностях золоуловителей.

Основной причиной возникновения отложений является кристаллизация солей кальция (CaCO_3 , CaSO_4) из пересыщенной ими орошающей воды или пульпы. Поэтому не рекомендуется применять мокрые золоуловители для топлив, содержащих в составе золы более 12–15% CaO , и при приведенной сернистости топлива выше 0,3 %×кг/МДж. Жесткость орошающей воды не должна превышать 15 мг–экв/л.

3.5. Электрофилтры

В качестве золоуловителей на ТЭС наиболее широкое применение нашли электрофилтры, так как они позволяют очистить газы от золы с эффективностью 0,990–0,999 при гидравлическом сопротивлении не более 200 Па. Современные ЭФ по большей части используются на крупных котельных установках (от 300 МВт) и могут эксплуатироваться в широком диапазоне давлений (под давлением или под разрежением) и пылевой нагрузки (до 70 г/м³), а также менее чувствительны к размеру частиц.

Капитальные затраты на сооружение электрофильтров высоки, так как эти аппараты металлоемки, занимают большую площадь, снабжаются специальными повысительно-выпрямительными агрегатами электропитания. На эффективность работы электрофильтров оказывают влияние большое число факторов (свойства золы, скорость и равномерность поля скоростей дымовых газов, напряженность электрического поля, режим встряхивания золы, качество монтажа и др.). Это сложные устройства, требующие высокой квалификации персонала, как при их монтаже, так и при эксплуатации.

Конструктивно электрофильтр (рис. 3.10) состоит из корпуса 1, газораспределительных решеток 6, бункера 2 для сбора уловленной золы, ряда плоских осадительных электродов 3, формирующих проходы для движения дымовых газов. По центру каждого прохода расположены коронирующие электроды 4, питаемые постоянным током высокого напряжения. Они подвешиваются на опорно-проходных изоляторах 5 и размещаются на равных расстояниях друг от друга (160–200 мм по ходу газов) по осевой линии между осадительными электродами. Осадительные электроды выполняются из пластин специального профиля, закрепляются на балках подвеса и заземляются. Обычно ширина межэлектродного промежутка (расстояние между соседними осадительными электродами) H_0 составляет 250–500 мм.

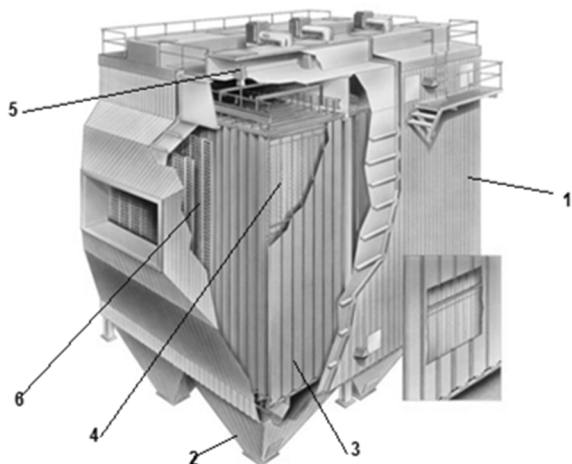


Рис. 3.10. Конструкция электрофильтра

Процесс улавливания пылевых частиц в любых электрофильтрах состоит из трех последовательных стадий: зарядка взвешенных твердых частиц, осаждение заряженных частиц на электродах и удаление осажденного материала в бункер.

Принципиально процесс электрической очистки газа заключается в следующем. В электрофильтрах запыленный газ движется в каналах, образованных осадительными электродами, между которыми расположены через определенное расстояние коронирующие электроды (рис. 3.11). К коронирующим электродам подводится постоянный ток высокого напряжения (как правило, отрицательный), а осадительные электроды заземлены. В зависимости от межэлектродного расстояния и физико-химических свойств золы и дымового газа величина напряжения, подводимого к коронирующим электродам, составляет от 15–20 до 90–100 кВ.

При напряженности электрического поля выше определенного критического значения E_k вблизи коронирующих электродов происходит зажигание видимого коронного разряда (рис. 3.11), благодаря которому вблизи коронирующего электрода происходит ударная ионизация дымовых газов. Коронный разряд на весь межэлектродный промежуток не распространяется и затухает по мере уменьшения напряженности электрического поля в направлении осадительного электрода. Газовые ионы различной полярности, образующиеся в зоне короны, под действием сил электрического поля движутся к разноименным электродам, вследствие чего в межэлектродном пространстве возникает электрический ток, называемый током короны (рис. 3.11).

Частицы золы, адсорбируя ионы, приобретают электрический заряд и под действием электрического поля двигаются к электродам, осаждаясь на них. При этом основная масса твердых частиц заряжается отрицательно, так как положительные ионы, образующиеся вблизи коронирующих электродов, под действием сил электрического поля притягиваются на эти электроды, не успевая адсорбироваться на поверхности частиц золы. Поэтому основное количество частиц осаждается на развитой поверхности осадительных электродов, меньшая их часть попадает на коронирующие электроды.

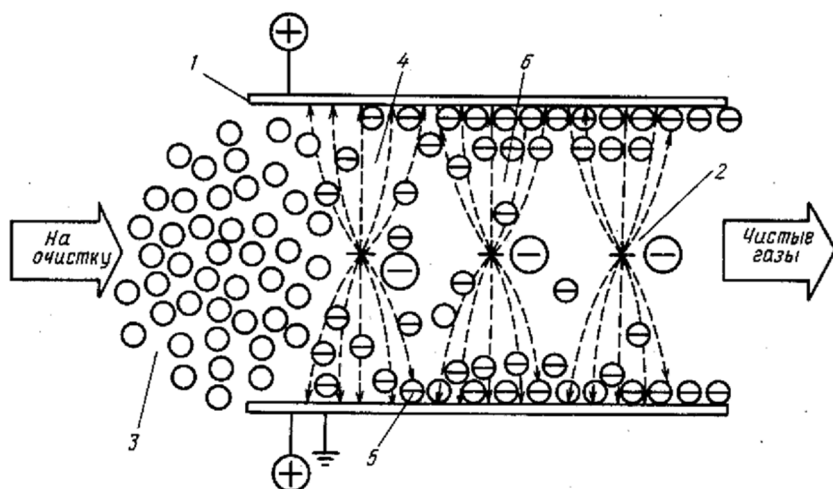


Рис. 3.11. Принцип работы электрофильтров:

- 1 – осадительный электрод; 2 – коронирующий электрод;
 3 – частицы золы; 4 – электрическое поле;
 5 – слой осевшей золы; 6 – заряженная зола

Уровень зарядки частиц зависит от их размера: в типичных случаях на частице размером 1 мкм осаждается примерно 300 элементарных зарядов, а при размере частицы 10 мкм – до 30000 зарядов. Таким образом даже мельчайшие частицы субмикрометрового диапазона улавливаются эффективно, поскольку и на них действует достаточно большая электростатическая сила.

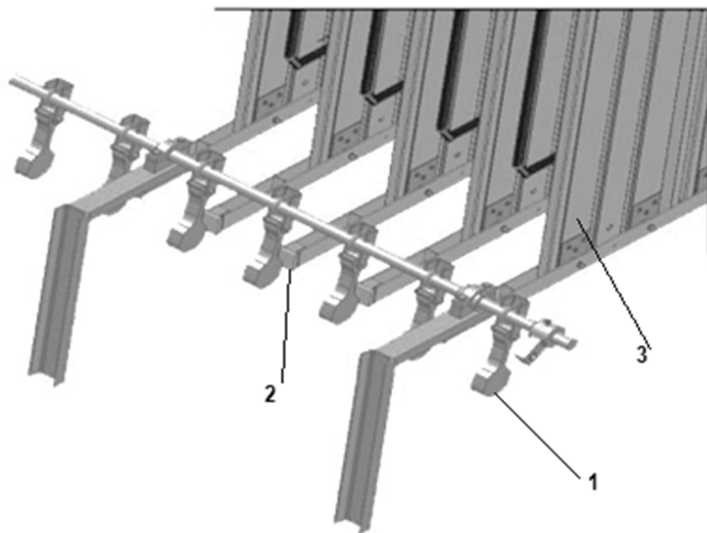
Скорость движения пылевых частиц под действием электрического поля по направлению к осадительному электроду называется скоростью дрейфа и составляет 5–15 см/с. На полное осаждение частиц требуется всего несколько секунд.

С увеличением напряженности выше критической ток короны увеличивается, и эффективность улавливания золы возрастает. Однако при дальнейшем росте напряженности электрического поля происходит пробой межэлектродного пространства искровым или дуговым электрическим зарядом. Таким образом, для электрической очистки дымовых газов необходимо выполнение условия:

$$E_{кр} < E < E_{пр}, \quad (3.38)$$

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

Осадительные электроды по мере накопления на их поверхности золых частиц периодически очищаются с помощью механизмов встряхивания и частички золы под действием силы тяжести падают в бункер. Встряхивание электродов осуществляется с помощью различных систем: ударно-молотковой (рис. 3.12), магнитно-импульсной, вибрационной. Для эффективного удаления твердых частиц с осадительных электродов необходимо обеспечить встряхивающее ускорение до 100–150 g.



**Рис. 3.12. Ударно-молотковый механизм
встряхивания осадительных электродов:**

1 – молоток; 2 – наковальня; 3 – осадительный электрод

При встряхивании осадительных электродов мелкие частицы (менее 20–40 мкм) отделяются от слоя золы и повторно захватываются потоком дымовых газов (так называемый вторичный вынос частиц). Повторный захват может существенно снижать эффективность золоулавливания. Для повышения эффективности золоулавливания и во избежание вторичного уноса активную зону в электрофильтрах выполняют из нескольких полей (3–5 полей).

Периодичность встряхивания электродов для разных полей существенно различается и уменьшается по ходу газов. В первых полях электрофильтра (по ходу газов) осаждается наибольшее ко-

личество твердых частиц, в том числе наибольших размеров. В последних полях электрофильтра улавливается значительно меньше золы в основном наименьших размеров. Отделившиеся от электродов частицы золы в виде агломерированной массы под действием силы тяжести падают в бункер, находящийся под осадительными электродами, откуда затем удаляются с помощью специальных устройств и направляются для дальнейшего использования или в места хранения отходов (золоотвал).

Конструкция осадительных электродов должна обеспечивать минимальный унос при встряхивании и осаждении пыли, отсутствие температурных деформаций, распределение отряхивающего импульса по всей его поверхности при встряхивании и необходимую механическую прочность при многократных циклах встряхивания. В современных сухих горизонтальных ЭФ применяются осадительные электроды открытого профиля (рис. 3.13,а), которые наряду с оптимальными режимами встряхивания электродов обеспечили низкие выбросы пыли, уменьшение металлоемкости и трудоемкости их изготовления.

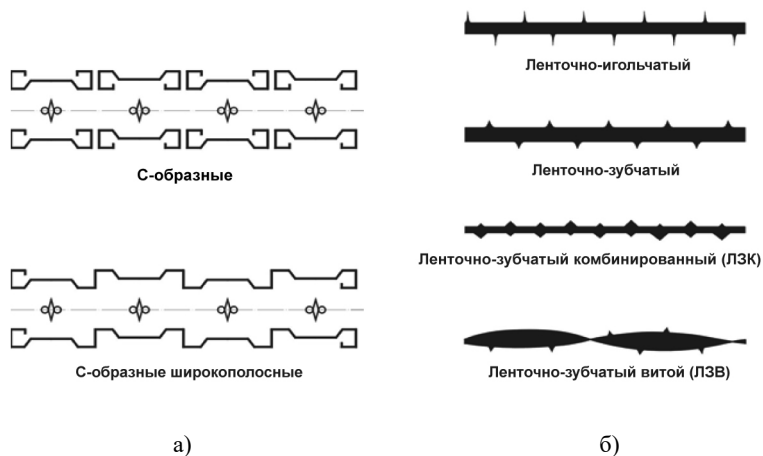


Рис. 3.13. Виды электродов:

а – осадительные электроды; б – коронирующие электроды

Однако даже при оптимальном режиме встряхивания электродов доля уноса при встряхивании осадительных электродов существенна. Таким образом, полностью исключить унос пыли при встряхивании до настоящего времени не удалось.

Коронирующие электроды должны обеспечивать требуемые электрические параметры вольтамперной характеристики (ток, пробивное напряжение, напряжение зажигания короны). Они должны обладать невысокой металлоемкостью, температурной стойкостью, надежностью, хорошей отряхиваемостью.

В первых электрофилтрах в качестве коронирующих электродов применялись провода различного сечения. Дальнейшее развитие электрофилтров сопровождалось применением коронирующих элементов с фиксированными точками коронирования (рис. 3.13,б).

В последнее время в отечественных ЭФ используются коронирующие элементы с малым радиусом кривизны концов коронирующих игл типа СФ (рис. 3.14).

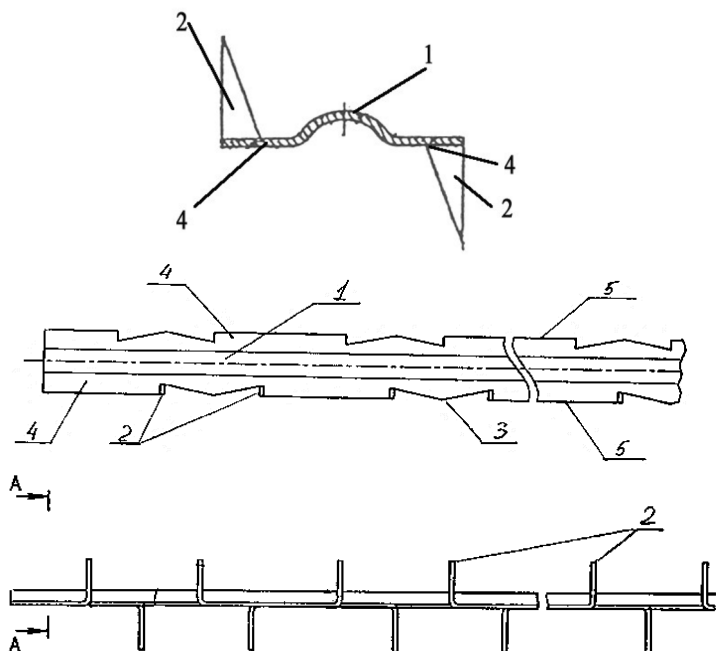


Рис. 3.14. Коронирующий электрод типа СФ с дополнительными точками коронирования (3 проекции):

- 1 – профилированная центральная часть корпуса элемента;
- 2 – коронирующие наконечники, отогнутые;
- 3 – коронирующий наконечник в плоскости корпуса элемента с большим, чем у отогнутых, углом при вершине;
- 4 – плоские краевые секции корпуса элемента;
- 5 – торцевые линии (плоскости) плоских краевых секций

Применение этих элементов позволяет получить снижение выбросов пыли в электрофильтрах до 3-х раз.

Максимальная эффективность ЭФ достигается при равномерном распределении скоростей потока дымовых газов по всему поперечному сечению. Это обеспечивается правильной конструкцией входного канала и применением газораспределительных решеток и элементов для выравнивания потока во входном диффузоре.

С целью снижения капитальных затрат и повышения эффективности золоулавливания конструкции электрофильтров непрерывно совершенствуются. До 1980 г. наибольшее распространение имели электрофильтры серии УГ (унифицированные горизонтальные), затем стали применяться электрофильтры серии ЭГА, ЭГБ и ЭГВ (электрофильтр горизонтальный, модификаций А, Б и В). Технические характеристики указанных типов электрофильтров приведены в табл. 3.5 [3.5 – 3.7].

Как видно из табл. 3.5, основное отличие этих аппаратов заключается в постепенном увеличении межэлектродного расстояния, что существенно снижает металлоемкость электрофильтров.

Таблица 3.5

Технические характеристики электрофильтров

№	Тип электрофильтра	УГ	ЭГА	ЭГБ	ЭГВ
1	Межэлектродное расстояние, мм	275	300	350	460
2	Активная высота электродов, м	4; 7,5; 12	6; 7,5; 9; 12	6; 7,5; 9; 12	6; 7,5; 9; 12; 15
3	Активное сечение, м ²	10-265	16-285	16-285	10-364
4	Производительность при условной скорости 1 м/с, тыс.м ³ /ч	36,0- 954,0	57,6- 1026,0	57,6- 1026,0	36,0- 1360,0
5	Количество электрических полей	2-4	2-4	2-5	2-8
6	Габаритные размеры: - высота, м - длина, м - ширина, м	27,75 24,80 29,87	19,90 22,74 29,54	19,90 22,74 29,54	22,90 48,60 35,75
7	Номинальное напряжение питающих агрегатов, кВ	80	80	80; 110	110

Наибольшее распространение в России получили электрофильтры серии ЭГА. Их основные технические характеристики унифицированы и приведены в табл. 3.6, а на рис. 3.15 представ-

лен эскиз электрофилтра марки ЭГА. Дымовые газы после распределительной решетки поступают в коридоры, образованные вертикально висящими широкополосными осадительными электродами. Осадительные и коронирующие электроды объединяются по ходу движения газов в поля. В зависимости от требуемой степени очистки газов количество полей может составлять от 2 до 4. Увеличение числа полей повышает степень улавливания золы, однако это приводит к возрастанию расхода металла, габаритов и стоимости электрофилтра.

Таблица 3.6

Технические характеристики электрофилтров серии ЭГА

Марка электрофилтра	Площадь активного сечения, ω , м ²	Активная длина поля $L_{п}$, м	Общая площадь осаждения A , м ²	Габаритные размеры, м			Масса, т
				Длина	Ширина (по осям опор)	Высота	
ЭГА 1-30-7,5-4-3	61,4	2,56	3550	13,44	9,2	14,9	139,9
ЭГА 1-30-7,5-4-4		2,56	4730	17,62	9,2	14,9	181,8
ЭГА 1-30-7,5-6-2		3,84	3550	11,82	9,2	14,9	122,5
ЭГА 1-30-7,5-6-3		3,84	5320	17,28	9,2	14,9	176,5
ЭГА 1-30-9-6-2	73,4	3,84	4240	11,82	9,2	16,4	139,9
ЭГА 1-30-9-6-3		3,84	6360	17,28	9,2	16,4	201,3
ЭГА 1-30-9-6-4		3,84	8480	22,74	9,2	16,4	262,7
ЭГА 1-30-12-6-3	97,4	3,84	8440	17,28	9,2	19,4	240,2
ЭГА 1-30-12-6-4		3,84	11250	22,74	9,2	19,4	313,5
ЭГА 1-40-7,5-4-3	81,9	2,56	4730	13,44	12,2	15,4	172,2
ЭГА 1-40-7,5-4-4		2,56	6310	17,62	12,2	15,4	223,8
ЭГА 1-40-7,5-6-2		3,84	4730	11,82	12,2	15,4	150
ЭГА 1-40-7,5-6-3		3,84	7100	17,28	12,2	15,4	217,3
ЭГА 1-40-9-6-2	97,9	3,84	5650	11,82	12,2	16,9	170,5
ЭГА 1-40-9-6-9		3,84	8480	17,28	12,2	16,9	244
ЭГА 1-40-9-6-4		3,84	11310	22,74	12,2	16,9	322,9
ЭГА 1-40-12-6-3	129,8	3,84	11250	17,28	12,2	19,9	296,5
ЭГА 1-40-12-6-4		3,84	15000	22,74	12,2	19,9	387,7
ЭГА 2-48-12-6-3	155,8	3,84	13500	17,28	15,2	19,9	364,5
ЭГА 2-48-12-6-4		3,84	18000	22,74	15,2	19,9	476,4
ЭГА 2-56-12-6-3	181,7	3,84	15750	17,28	17,6	19,9	413,8
ЭГА 2-56-12-6-4		3,84	21000	22,74	17,6	19,9	544,4
ЭГА 2-76-12-6-3	246,6	3,84	21400	17,28	23,6	19,9	532,1
ЭГА 2-76-12-6-4		3,84	28500	22,74	23,6	19,9	696,1
ЭГА 2-88-12-6-3	285,6	3,84	24750	17,28	27,2	19,9	623,7
ЭГА 2-88-12-6-4		3,84	33000	22,74	27,2	19,9	817,3

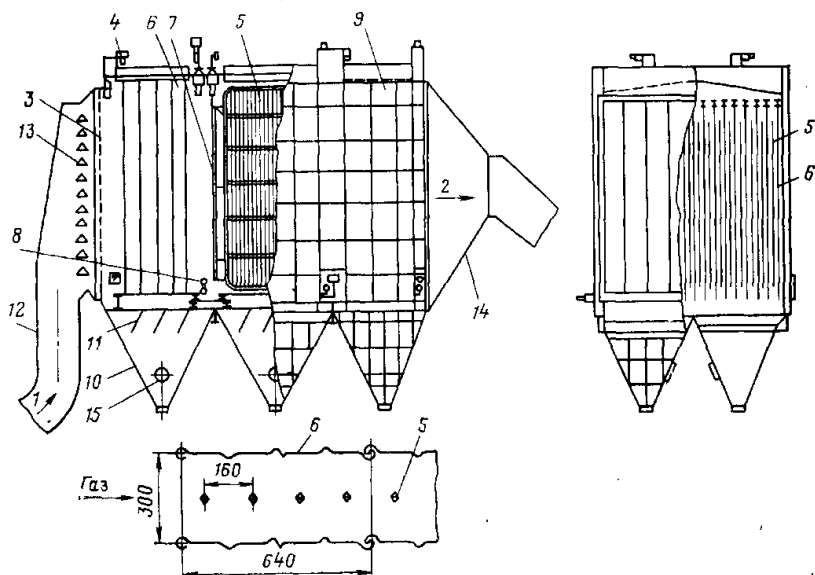


Рис. 3.15. Трехполюсный электрофильтр марки ЭГА:

- 1 – вход запыленного газа; 2 – выход очищенного газа;
- 3 – газораспределительная решетка;
- 4 – подвод тока высокого напряжения; 5 – коронирующий электрод;
- 6 – осадительный электрод; 7 – встряхивающий механизм коронирующих электродов; 8 – встряхивающий механизм осадительных электродов; 9 – корпус; 10 – бункер;
- 11 – перегородки для уменьшения перетоков газа через бункер;
- 12 – подъемная шахта; 13 – газораспределительные объемные элементы МЭИ;
- 14 – конфузорный отвод дымовых газов;
- 15 – смотровые люки в бункерах

Осадительные электроды набираются из стандартных элементов шириной 640 мм (рис. 3.13,а). Число элементов может изменяться от 4 до 8, при этом длина активной зоны одного поля электрофильтра изменяется от 2,56 до 5,12 м. В настоящее время наибольшее распространение получили осадительные электроды открытого профиля. В качестве коронирующих электродов ранее применялась проволока малого диаметра (3–5 мм) круглого или штыкового профиля. Для получения наивысшей напряженности электрического поля коронирующие электроды должны иметь заостренную форму. Поэтому сейчас применяются коронирующие

электроды с фиксированными точками разряда, представляющие собой колючую проволоку или тонкостенные элементы с выштампованными через определенные промежутки иглами (рис. 3.13). Коронирующие электроды устанавливают между осадительными электродами (рис. 3.16) и крепят к рамам, подвешенным к изоляторам.

В обозначении электрофильтра марки ЭГА указываются следующие основные характеристики: количество параллельных секций; количество газовых проходов между осадительными электродами; высота электродов; количество элементов в осадительном электроде; число полей. Так, электрофильтр ЭГА 2-56-12-6-4 обозначает: электрофильтр горизонтальный модификации А, с двумя параллельными секциями, с 56 газовыми проходами, с высотой электродов равной 12 м, с шестью элементами в осадительном электроде и четырьмя последовательно установленными полями.

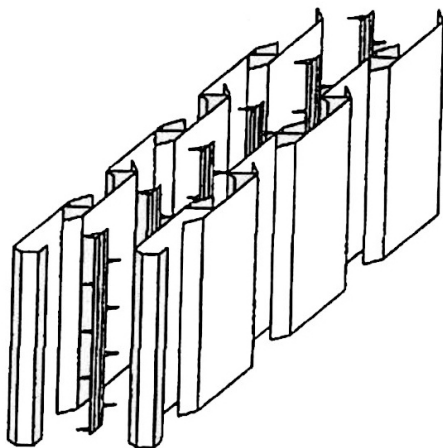


Рис. 3.16. Схема взаимного расположения осадительных и коронирующих электродов

Корпус электрофильтра выполняется металлическим. Под каждым полем электрофильтра установлен бункер для сбора уловленной золы. Подвод электрического тока высокого напряжения к электрофильтру (60–80 кВ) осуществляется агрегатами питания. Агрегат питания состоит из регулятора напряжения, повысительного трансформатора и выпрямителя. Для обеспечения оптимального ре-

жима питания напряжение на электродах должно поддерживаться на максимально высоком уровне, но ниже пробивного. Процесс регулирования напряжения на электродах электрофильтра автоматизирован. Для регулирования выходного тока и напряжения используются магнитные усилители и тиристоры. Агрегаты питания оснащаются полупроводниковыми выпрямителями.

Скорость дрейфа определяется в основном электрическими характеристиками электрофильтра и пылегазового потока. Теоретическое выражение для определения скорости дрейфа, м/с, имеет следующий вид:

$$v = \frac{\varepsilon_0 E_z E_{oc} d}{\mu} \frac{\varepsilon}{\varepsilon + 2}, \quad (3.39)$$

где ε_0 – диэлектрическая проницаемость вакуума, Ф/м; ε – относительная диэлектрическая проницаемость вещества частицы; E_z – напряженность электрического поля зарядки, В/м; E_{oc} – напряженность электрического поля осаждения, В/м; μ – коэффициент динамической вязкости газов, Па·с; d – диаметр частицы зола, м.

Относительная диэлектрическая проницаемость частиц зола ε и коэффициент динамической вязкости газов μ в электрофильтрах практически не меняются. Поэтому параметр золоулавливания и степень улавливания зола зависят от напряженности электрического поля зарядки и осаждения, а также от размеров частиц зола. Мелкие частицы зола улавливаются хуже, чем крупные. Однако, в электрофильтрах мелкие частицы зола улавливаются лучше, чем в инерционных, у которых параметр золоулавливания пропорционален диаметру частицы во второй степени. Определить теоретическим путем E_z и E_{oc} затруднительно и расчет скорости дрейфа по формуле (3.39) возможен только при наличии опытных данных по электрическим характеристикам.

Скорость дрейфа в электрофильтре сильно зависит от величины удельного электрического сопротивления зола ρ . На рис. 3.17,а показано изменение скорости дрейфа от удельного электрического сопротивления. В области $\rho = 10^8 - 10^9$ Ом·м происходит резкое падение скорости дрейфа, что связано с образованием «обратной короны».

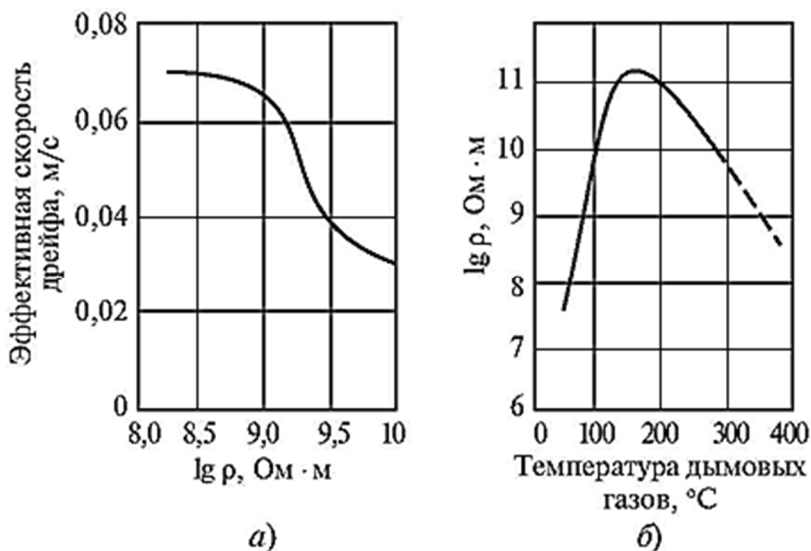


Рис. 3.17. Влияние свойств пылегазового потока на работу электрофильтров (на примере экибастузского угля):

- а – зависимость эффективной скорости дрейфа от логарифма удельного электрического сопротивления (УЭС) золы;
- б – зависимость логарифма УЭС золы от температуры дымовых газов

Сущность этого явления заключается в том, что на слое золы с высоким удельным электрическим сопротивлением, осевшей на осадительном электроде, происходит большое падение напряжения и уменьшается его падение в газовом промежутке. Падение напряженности приводит к снижению скорости дрейфа и снижению степени улавливания золы. Кроме того, при превышении некоторого критического значения напряженности электрического поля в слое золы происходит пробой пористого слоя, в результате которого образуется тонкий канал, заполненный положительными ионами. Канал выполняет роль острия, с которого развивается мощный обратный коронный разряд, действующий навстречу основному. В межэлектродное пространство выбрасывается поло-

жительно заряженные ионы, которые нейтрализуют отрицательно заряженные частички золы,двигающиеся к осадительному электроду, и эффективность улавливания золы резко снижается.

Удельное электрическое сопротивление золы зависит от температуры и влажности газов, от химического состава дымовых газов, включая микросодержание некоторых примесей, влияющих на снижение удельного электрического сопротивления золы (например, концентрации SO_3).

Для повышения эффективности улавливания золы с высоким удельным электрическим сопротивлением разработан ряд методов. На рисунке 2.17,б показана зависимость удельного электрического сопротивления золы от температуры дымовых газов, из которого видно, что в области наиболее типичных температур уходящих газов ($t_{yx} = 140\text{--}160^\circ\text{C}$) наблюдается максимум удельного электрического сопротивления золы. С ростом или снижением температуры от указанных значений происходит снижение электрического сопротивления золы.

Использование правой высокотемпературной ветви возможно при установке электрофильтров перед воздухоподогревателем в зоне температур $350\text{--}400^\circ\text{C}$. Однако, этот путь является нерентабельным в связи со значительным увеличением объемного расхода дымовых газов, что вызывает необходимость увеличения габаритов электрофильтра, и с усложнением конструкции его элементов при высоких температурах.

Для снижения удельного электрического сопротивления золы получило практическое применение температурно - влажностное кондиционирование дымовых газов, которое может осуществляться как за счет установки перед электрофильтром мокрого скруббера, так и за счет подачи воды перед электрофильтром через специальные мелкодисперсные форсунки.

Температурно-влажностное кондиционирование дымовых газов приводит к снижению температуры газов до $80\text{--}90^\circ\text{C}$, при этом зола адсорбирует своей поверхностью влагу и различные химические вещества, в первую очередь серный ангидрид. Это приводит к снижению величины удельного электрического сопро-

тивления и повышению эффективности улавливания золы. При применении этого метода очень важным является обеспечение мелкодисперсного распыла влаги во всем объеме дымовых газов, чтобы она успела испариться до входа в электрофильтр. В противном случае это приведет к повышенной коррозии элементов электрофильтра.

Другой путь снижения удельного электрического сопротивления золы заключается в применении химического кондиционирования дымовых газов микродозами серного ангидрида. Так, при подаче в дымовые газы SO_3 в количестве 20 ppm (20 миллионных долей по объему) удельное электрическое сопротивление золы снижается и удастся предотвратить образование обратной короны.

Несмотря на эффективность химического кондиционирования, этот метод пока не получил распространения в России из-за эксплуатационных трудностей и затрат, связанных с получением и подачей в котел тех или иных агрессивных веществ.

Предотвратить образование обратной короны или снизить её интенсивность можно путем изменения характеристик электрического тока, поступающего на электроды. К таким способам относятся применение импульсного напряжения и питание электрофильтра напряжением переменной полярности. Эти способы находятся в стадии опытной проверки.

Для повышения эффективности улавливания золы с высоким удельным электрическим сопротивлением на ТЭС России в основном применяются пониженные скорости газов в электрофильтре. Это приводит к увеличению габаритов электрофильтра и повышению его стоимости, но позволяет компенсировать неблагоприятное воздействие обратной короны. Так, если для обычной золы скорость газов в электрофильтре принимается равной 1,5–1,8 м/с, то при высоком удельном электрическом сопротивлении она составляет 1,0–1,2 м/с. Из распространенных в России углей высоким удельным электрическим сопротивлением обладает зола Экибастузских и Кузнецких углей.

Методика расчета эффективности работы электрофильтров приведена в [3.8, 3.9].

Параметр золоулавливания P_p при равномерном поле скоростей в электрофилт্রে рассчитывается по эмпирической формуле:

$$P_p = 0,2K_{yn}\sqrt{\frac{v}{u}} \cdot \frac{nL_{\pi}}{t}, \quad (3.40)$$

где v – скорость дрейфа, м/с; u – скорость дымовых газов, м/с; n – число электрических полей в электрофилт্রে; L_{π} – активная длина одного поля электрофилтра, м (см. табл. 3.6); t – расстояние между коронирующим и осадительным электродом, м. Для электрофилтров серии ЭГА межэлектродное расстояние составляет 0,15 м.

Коэффициент вторичного уноса уловленной золы рассчитывается по формуле:

$$K_{yn} = K_H K_{эл} K_{вс} [1 - 0,25(u - 1)], \quad (3.41)$$

где $K_H = 7,5/H$ – коэффициент высоты электрода; он учитывает, что при большой высоте электрода H , м, при его встряхивании часть золы будет подхвачена потоком и не успеет осесть в бункере; $K_{эл}$ – коэффициент, который учитывает тип электродов (для современных электродов $K_{эл} = 1,0$); $K_{вс}$ – коэффициент, который учитывает режим встряхивания электродов. При оптимальном режиме встряхивания $K_{вс} = 1,3$ для трехпольных электрофилтров, а для четырехпольных $K_{вс} = 1,7$.

Скорость дрейфа частиц золы в электрофилт্রে, м/с, определяется по формуле [3.8]:

$$v = 0,25E_{эф}^2 d, \quad (3.42)$$

где $E_{эф}$ – эффективная напряженность электрического поля, кВ/м; d – диаметр частичек золы, м.

Эффективная напряженность электрического поля определяется по формуле [3.8]:

$$E_{эф} = k_{ок} E, \quad (3.43)$$

где $k_{ок}$ – коэффициент, учитывающий влияние обратной короны.

Максимальная напряженность поля и коэффициент обратной короны определяются электрофизическими свойствами пылегазового потока. На удельное электрическое сопротивление золы влияют сернистость и влажность топлива, химический состав золы и температура газов.

Об электрофизических свойствах золы судят по критерию электрофизических свойств, который определяется по формуле:

$$K_{\phi} = \frac{(Al_2O_3 + SiO_2)A^r}{(W^r + 9H^r)S^r}, \quad (3.44)$$

где Al_2O_3 и SiO_2 – содержание этих соединений в золе, %; A^r, W^r, H^r, S^r – зольность, влажность, содержание водорода и серы на рабочую массу топлива.

Значения коэффициента электрофизических свойств K_{ϕ} , коэффициента обратной короны $K_{ок}$ и напряженности электрического поля E для некоторых топлив при температуре дымовых газов $150^\circ C$ приведены в табл. 3.7.

Из таблицы 3.7 видно, что для топлив, у которых $K_{\phi} > 100$, коэффициент обратной короны меньше 1, что приводит к резкому снижению эффективной напряженности $E_{эф}$, а следовательно, и скорости дрейфа. В этом случае на электродах образуется неотряхиваемый слой высокоомной золы и может возникать обратная корона.

Таблица 3.7

Средние значения коэффициента электрофизических свойств золы K_{ϕ} , напряженности электрического поля E и поправки на обратную корону $K_{ок}$ для некоторых углей, широко используемых на ТЭС в РФ

Месторождение и марка угля	K_{ϕ}	E , кВ/м	$K_{ок}$
Кузнецкий Т	170	240	0,62
Экибастузский СС	177	240	0,83
Подмосковный Б	15	245	1,0
Донецкий АШ, ГСШ	12	250	1,0
Канско-Ачинский (Березовский, Назаровский) Б	16	280	1,0

Проскок золы через электрофилтр при равномерном поле скоростей рассчитывается по формуле:

$$P_p = e^{-\Pi}. \quad (3.45)$$

Точный расчет эффективности работы электрофилтра предусматривает выполнение расчета для каждой фракции золы. При распределении фракционного состава золы в соответствии с

логарифмически нормальным законом распределения, что обычно имеет место, с достаточной точностью расчеты выполняются на медианный диаметр d_{50} (размер ячейки сита, на котором остается 50 % массы золы при ее просеивании). В этом случае формула (3.42) запишется:

$$\nu = 0,25E_{\text{эф}}^2 d_{50}. \quad (3.46)$$

Фракционный состав золы зависит от марки угля и от вида мельниц, которые используются при пылеприготовлении. В табл. 3.8. приведены данные о d_{50} для некоторых марок угля.

Таблица 3.8

Данные по характеристикам некоторых топлив и удельному электрическому сопротивлению золы

Месторождение и марка угля	$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$, МДж/кг	$A^{\text{р}}$, %	Вид мельницы	$d_{50} \cdot$ $\cdot 10^6 \text{ м}$	$\lg \rho_{\nu}$ при $t =$ 150°C
Донецкое Т	27,2	17	ММТ	23	11
Донецкое Г	19,5	35	ШБМ	20	10,3
Кузнецкое СС	21,4	14,7	ШБМ	22	9,9
Кузнецкое Т	26,4	18,3	ШБМ	16	9,2
Березовское Б	13,6	7	МВ	11,5	9,3
Назаровское Б	15,7	9	ММТ	17	9,4
Подмосковное Б	9,58	29,6	ШБМ	15	9,2
Экибастузское СС	17,2	39	ШБМ	17	11,3

На степень улавливания золы большое влияние оказывает равномерность распределения поля скоростей дымовых газов по сечению электрофильтра, которую можно оценить с помощью степени заполнения объема электрофильтра m .

$$m = \frac{\left(\sum_{i=1}^{i=n} u_i \right)^2}{n \sum_{i=1}^{i=n} u_i^2}, \quad (3.47)$$

где u_i – скорость газа в элементарной площадке электрофильтра; n – число равновеликих элементарных площадок в поперечном сечении электрофильтра.

Степень заполнения объема электрофильтра m определяется при исследовании аэродинамических характеристик модели электрофильтра с подводящими и отводящими газоходами. Поперечное сечение модели электрофильтра разбивается на n равновеликих площадок и в центре каждой площадки проводится измерение скорости потока.

Величина m непосредственно связана со степенью проскока золы по выражению:

$$P_a = P_p^m, \quad (3.48)$$

где P_p – проскок золы через электрофильтр при равномерном поле скоростей; P_a – проскок золы при поле скоростей со степенью заполнения объема равной m .

Кроме степени заполнения объема, в качестве характеристики равномерности распределения поля скоростей иногда используется средний квадрат отклонения скорости от среднего значения, который можно определить из выражения:

$$\Delta \bar{u}_{cp}^2 = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^{j=n} \Delta \bar{u}_j^2, \quad (3.49)$$

где

$$\Delta \bar{u}_j^2 = \left(\frac{u_j - u_p}{u_p} \right)^2. \quad (3.50)$$

В формуле (3.50); u_j, u_p – соответственно скорость газов в j -той точке и скорость газов при равномерном поле скоростей.

Проскок золы через электрофильтр связан со средним квадратом отклонения скорости от среднего значения следующим выражением:

$$P_a = (1 + R \Delta \bar{u}_{cp}^2) P_p, \quad (3.51)$$

где R – коэффициент, учитывающий увеличение влияния неравномерности поля скоростей газов в зависимости от эффективности улавливания золы.

$$R = 0,125(1 + \Pi_p) \Pi_p, \quad (3.52)$$

где Π_p – параметр золоулавливания при равномерном поле скоростей.

Коэффициент R возрастает для электрофильтров с высокой степенью улавливания золы. Поэтому, чем выше мы хотим обес-

печить степень улавливания золы, тем больше относительное влияние оказывает равномерность поля скоростей.

$\Delta \bar{u}_{\text{ср}}^2$ можно записать через степень заполнения объема:

$$\Delta \bar{u}_{\text{ср}}^2 = \frac{1}{m} - 1. \quad (3.53)$$

Если не принимать специальных мер, то в электрофильтре будет наблюдаться большая неравномерность поля скоростей. Это вызвано тем, что скорость газов в конвективной шахте котла значительно выше, чем в электрофильтре. Поэтому на входе в электрофильтр необходимо устанавливать диффузор с большими углами раскрытия, что приводит к неравномерному распределению скоростей газов по сечению электрофильтра.

Для повышения равномерности поля скоростей на входе в электрофильтр устанавливаются объемные и плоские решетки. На рис. 3.18 приведены газораспределительные устройства при подводе газов к электрофильтру снизу и при прямом подводе.

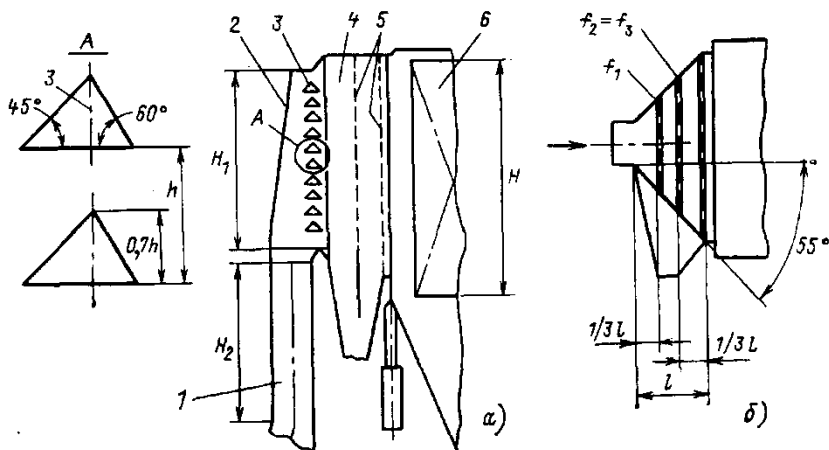


Рис. 3.18. Газораспределительные устройства:

а – газораспределительное устройство МЭИ для подводов газов снизу:

- 1 – подъемная шахта; 2 – скошенная часть подъемной шахты;
- 3 – решетка из объемных элементов; 4 – форкамера;
- 5 – перфорированные плоские газораспределительные решетки с живым сечением $\bar{f} = 0,5$; 6 – активное поле электрофильтра;

б – газораспределительное устройство с диффузором при горизонтальном подводе газов

При подводе дымовых газов к электрофильтру снизу (рис. 3.18,а) рекомендуется применять газораспределительное устройство МЭИ, состоящее из вертикальной подъемной шахты постоянного сечения, объемной решетки и двух плоских решеток. Объемная решетка устанавливается в месте поворота газов к электрофильтру. Объемные элементы разделяют входную камеру по высоте на ряд горизонтальных каналов, каждый из которых представляет собой сначала конфузор, а затем диффузор. Нижние стенки каналов (боковые стороны треугольных элементов) выполнены наклонными для предотвращения отложения золы (углы при основании треугольников приняты равными на входе 45° , на выходе 60°). Для того чтобы расход газов через все каналы, образованные объемными элементами, был одинаковым, верхний участок подъемной шахты выполняется со скошенной передней стенкой. Живое сечение объемной решетки принимается равным 0,25–0,35. За объемной решеткой поток принимает горизонтальное направление и проходит через две плоские решетки. Каждая плоская решетка имеет живое сечение равное 0,5.

При прямом подводе газов к электрофильтру (рис. 3.16,б) применяется диффузор с умеренным углом раскрытия, в котором устанавливаются плоские решетки (от одной до трех). В табл. 3.9 и 3.10 приведены значения среднего отклонения квадрата скорости на входе в электрофильтр $\Delta \bar{u}_{вх}^2$ и среднего по объему электрофильтра значения $\Delta \bar{u}_{ср}^2$ для подвода газов к электрофильтру снизу и прямого.

Снижение эффективности золоулавливания вызывает движение пылегазового потока вне активных зон электрофильтра. Основная часть газов движется в активной зоне электрофильтра в пространстве между осадительными и коронирующими электродами, где происходит зарядка и осаждение частиц золы. Однако часть газов может двигаться в неактивных и полуактивных зонах электрофильтра. Неактивными зонами электрофильтра являются области над электродной системой и под ней (включая пылесборные бункеры), а также промежутки между крайними осадительными электродами и корпусом электрофильтра. В неактивных зонах отсутствует напряженность электрического поля, и зола не улавливается. Наибольшие протечки газов происходят через нижнюю неактивную зону электрофильтра ниже электродной системы. Выполнить глухое перекрытие неактивных зон не представ-

ляется возможным в связи с необходимостью соблюдения пробойных промежутков и сохранения зазоров между корпусом и электродами для нормального встряхивания.

Таблица 3.9

Входные и средние по объему электрофильтра значения отклонения квадрата скорости для газораспределительного устройства с объемными элементами МЭИ

Относительная высота подъемной шахты $\bar{l}=l/H$	Количество решеток					
	$\Delta \bar{u}_{\text{вх}}^2$	1		$\Delta \bar{u}_{\text{вх}}^2$	2	
		$\Delta \bar{u}_{\text{ср}}^2$			$\Delta \bar{u}_{\text{ср}}^2$	
		3 поля	4 поля		3 поля	4 поля
0	0,176	0,100	0,084	0,087	0,068	0,055
0,4	0,099	0,079	0,070	0,064	0,053	0,047
0,8	0,064	0,064	0,060	0,042	0,042	0,042

Таблица 3.10

Входные и средние по объему электрофильтра значения отклонения квадрата скорости для диффузорного газораспределительного устройства

Количество решеток	$\Delta \bar{u}_{\text{вх}}^2$	$\Delta \bar{u}_{\text{ср}}^2$	
		3 поля	4 поля
1	0,538	0,150	0,120
2	0,235	0,115	0,096

В современных конструкциях электрофильтров высота коронирующих электродов выполняется несколько меньшей, чем осадительных. Зона, где есть осадительный электрод и отсутствует коронирующий имеет ослабленное электрическое поле и называется полуактивной. Проскок золы в полуактивной зоне в два-три раза выше, чем в активной.

Проскок золы P через электрофильтр с учетом протечки газов через неактивные и полуактивные зоны можно определить из выражения:

$$P = (1 - \varphi_{\text{п}} - \varphi_{\text{н}}) \cdot P_{\text{а}} + \varphi_{\text{п}} \cdot \beta + \varphi_{\text{н}}, \quad (3.54)$$

где $P_{\text{а}}$ – проскок золы без учета протечек газов через неактивные и полуактивные зоны; β – коэффициент, учитывающий увеличе-

ние проскока золы в полуактивных зонах, $\beta = 2-3$; φ_{Π} , $\varphi_{\text{н}}$ – доля потока, проходящего через полуактивные и неактивные зоны.

Долю потока, проходящего через полуактивные зоны можно определить из выражения:

$$\varphi_{\Pi} = 1 - \frac{H_{\text{к}}}{H_{\text{ос}}}, \quad (3.55)$$

где $H_{\text{к}}$, $H_{\text{ос}}$ – высота коронирующих и осадительных электродов.

Для снижения протечек газов через нижнюю неактивную зону применяются газоотсекатели на входе в электрофильтр и перегородки внутри бункеров. В МЭИ под руководством профессора Рихтера Л.А. были проведены исследования при различных вариантах установки перегородок внутри бункеров. Как видно из табл. 3.11, установка трех наклонных перегородок примерно в десять раз снижает протечки газов через нижнюю неактивную зону по сравнению с вертикальными перегородками. Угол наклона перегородок выбирается таким, чтобы предотвратить отложения золы на перегородках.

Таблица 3.11

Доля потока, проходящего через неактивные зоны электрофильтра, в зависимости от числа и типа бункерных перегородок

Схема бункерных перегородок	$\varphi_{\text{н}}$	
	Число полей	
	3	4
	0,023	0,01
	0,022	0,009
	0,020	0,008
	0,002	0,001

Эффективность улавливания золы зависит от режима встряхивания электродов. Промежутки времени между встряхиваниями должны быть оптимизированы для каждого поля, так как в каждом последующем поле количество осаждаемой золы уменьшается и, следовательно, длительность периода встряхивания должна увеличиваться. Расчет оптимального режима встряхивания, т.е. определение паузы между ударами по одному и тому же осадительному электроду в минутах, может быть найден по следующей зависимости:

$$\tau = 16,7 \frac{A_{\text{п}} m_0}{V_{\text{п}} c_{\text{п}} \eta_{\text{п}}}, \quad (3.56)$$

где $A_{\text{п}}$ – площадь осаждения поля, м^2 ; $V_{\text{п}}$ – количество газов, поступающее в поле, $\text{м}^3/\text{с}$; $c_{\text{п}}$ – концентрация золы на входе в поле, $\text{г}/\text{м}^3$; $\eta_{\text{п}}$ – степень очистки газов полем электрофилтра; m_0 – оптимальное значение пылеемкости, $\text{кг}/\text{м}^2$, которое определяется из выражения:

$$m_0 = 3,14 - 0,25 \cdot \lg \rho_v, \quad (3.57)$$

где ρ_v – удельное электрическое сопротивление золы, $\text{Ом} \cdot \text{м}$.

Концентрацию золы и продуктов недожога топлива на входе в первое поле электрофилтра можно рассчитать по формуле:

$$c_{\text{п1}} = \frac{M_{31}}{V_{\text{г}}}, \quad (3.58)$$

где $V_{\text{г}}$ – объемный расход дымовых газов, $\text{м}^3/\text{с}$; M_{31} – массовый расход золы и продуктов механического недожога топлива на входе в первое поле электрофилтра, $\text{г}/\text{с}$.

$$M_{31} = 10B \left(a_{\text{уH}} A^r + q_4 \frac{Q_i^r}{32,68} \right), \quad (3.59)$$

где B – расход топлива, $\text{кг}/\text{с}$; $a_{\text{уH}}$ – доля золы, уносимой дымовыми газами; A^r – зольность угля; q_4 – механический недожог топлива; Q_i^r – низшая теплота сгорания топлива на рабочую массу, $\text{МДж}/\text{кг}$.

При известной степени проскока золы через весь электрофилтр степень проскока через одно поле определяется по соотношению:

$$P_{\text{п}} = P^{1/n}, \quad (3.60)$$

а степень улавливания золы полем электрофилтра

$$\eta_{\text{п}} = 1 - P_{\text{п}} = 1 - P^{1/n}, \quad (3.61)$$

где n –число полей по ходу газов.

Концентрация золы на входе в m -е поле определяется по выражению:

$$c_{\text{вх } m} = c_{\text{вх } 1} p_{\text{п}}^{m-1}. \quad (3.62)$$

В табл. 3.12 приведены рассчитанные по приведенной методике оптимальные соотношения интервалов встряхивания осадительных электродов для трех и четырехпольного электрофилтра при различной эффективности улавливания золы. Как видно из табл. 3.12, при высокой степени улавливания золы оптимальное время встряхивания осадительных электродов в последних по ходу газов полях в десятки раз больше, чем в первом поле.

К достоинствам электрофилтров следует отнести высокую степень улавливания золы, возможность получения уловленной золы в сухом виде, низкое гидравлическое сопротивление (не более 300 Па), надежность работы, возможность обработки больших объемов дымовых газов (до 2 000 000 $\text{м}^3/\text{ч}$).

Таблица 3.12

Оптимальные соотношения интервалов встряхивания осадительных электродов

Номер поля	Степень очистки газов в электрофилтре			
	0,95	0,98	0,99	0,999
Трехпольный электрофилтр				
1	1	1	1	1
2	2,7	3,7	4,6	10
3	7,4	13,6	21,5	100
Четырехпольный электрофилтр				
1	1	1	1	1
2	2,1	2,7	3,2	5,6
3	4,5	7,1	10,0	31,6
4	9,6	18,8	31,6	178,0

Недостатками электрофилтров являются высокие капитальные и эксплуатационные затраты, монтаж и эксплуатация электрофилтров требуют высокой квалификации персонала, за-

висимость эффективности золоулавливания от УЭС золы, возможность снижения эффективности работы при изменении состава угля.

С 2004 г. российской фирмой «КондорЭко» выпускаются современные электрофильтры типа ЭГАВ с увеличенной до 18 м высотой электродов. Это позволило увеличить площадь осаждения и время пребывания частиц в активной зоне на 35–50 % по сравнению с аппаратами предыдущих серий. При этом удельная металлоемкость (на единицу площади осаждения) снизилась почти на 20 %.

3.6. Тканевые золоуловители

В последние годы в мировой теплоэнергетике для удаления летучей золы из дымовых газов растет применение тканевых (рукавных) фильтров, которые надежно работают в температуре газового потока от 80–120 до 250–280°C. Принцип их работы заключается в фильтрации запыленных продуктов сгорания через пористую перегородку из фильтровальной ткани, изготовленной из тонких нитей диаметром 100–300 мкм.

При фильтрации через пористый материал твердые частицы с диаметром, превышающим диаметр сквозных пор этого материала, задерживаются на его поверхности, образуя слой уловленных частиц. В дальнейшем, фильтрация газов происходит и через этот слой, который может задерживать уже более мелкие частицы (рис. 3.19).

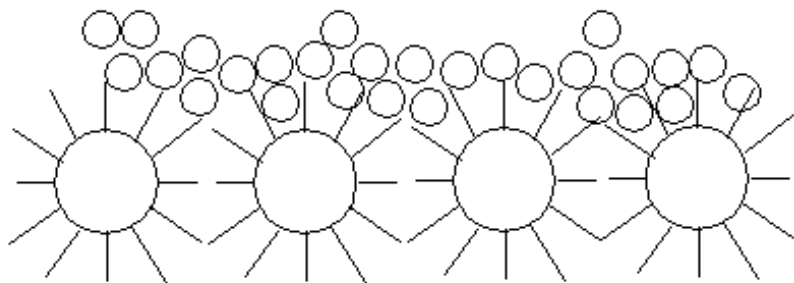


Рис. 3.19. Механизм удаления твердых частиц в тканевом фильтре

Главным элементом такого фильтра является рукав (или катридж, патрон), изготовленный из фильтровальной ткани (рис. 3.20). Каждый рукав имеет упорное кольцо из нержавеющей стали, установленное на фильтр, которое при установке надежно крепится в трубной решетке, обеспечивая уплотнение. Для поддержания ткани рукава предусмотрена проволочная сетка из мягкой стали (или нержавеющей стали). Сетка предназначена для равномерного поддержания ткани и сокращает прогиб и абразивный износ рукава, тем самым, обеспечивая оптимальный выпуск пыли во время очистки. Верхние концы рукавов закрываются крышками, которые имеют крючки для подвески на раме. Обычно применяются рукава с относительной длиной до $50 L/D$ (где $D = 127\text{--}600$ мм – диаметр, $L = 2,4\text{--}12$ м – длина рукавов). С помощью тканевых фильтров можно получить высокую степень улавливания пыли 99,9 % и выше. Их использование связано с рядом условий. Чтобы не было уплотнения осевшей золы на фильтре, скорость газового потока через ткань должна быть очень низкой, порядка $u = 0,01\text{--}0,02$ м/с, что приводит к большому расходу ткани. Гидравлическое сопротивление оказывается высоким, на уровне 0,5–1,5 кПа.

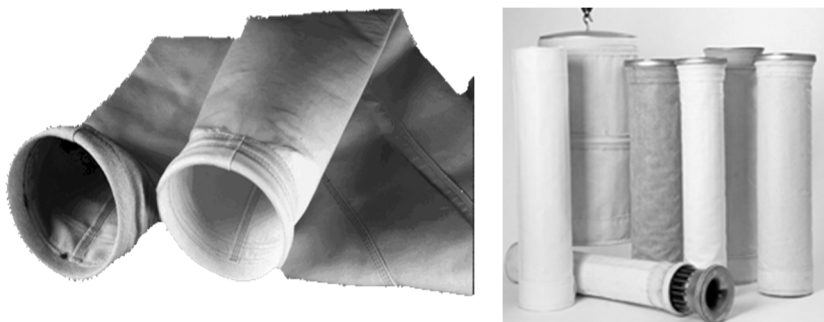


Рис. 3.20. Рукава фильтровальной ткани

Запыленные дымовые газы проходят вдоль внешней или внутренней поверхности рукавов (в зависимости от конструкции) и затем радиально сквозь его ткань (рис. 3.21). Частицы задерживаются на поверхности рукавов, а очищенный газовый поток выбрасывается в атмосферу.

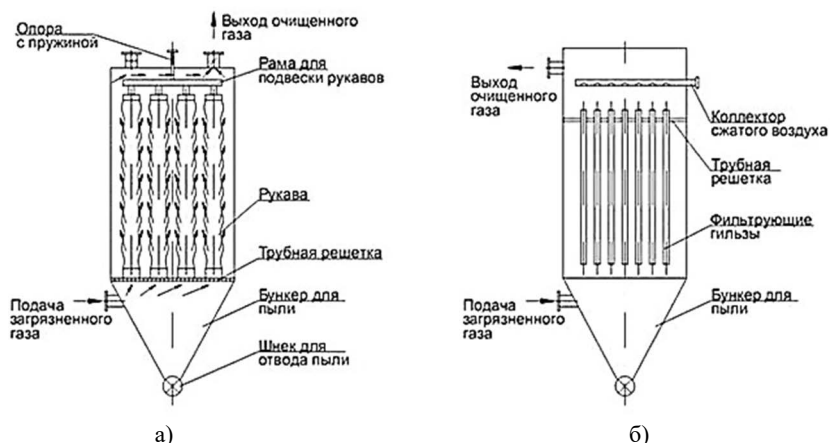


Рис. 3.21. Конструкции рукавных фильтров:

- а) рукавный фильтр (запыленные газы внутри рукавов);
 б) патронный фильтр (запыленные газы снаружи рукавов)

Наибольшую трудность в эксплуатации представляет удаление осевшей на ткань золы. Очистка фильтра может проводиться продувкой очищенных дымовых газов через этот материал в обратном направлении (обратная продувка), механическим встряхиванием, вибрацией или импульсной продувкой сжатым воздухом. Причем на это время очищаемая секция, как правило, должна отсоединяться от газового потока шиберами. Обычные механизмы очистки не обеспечивают полной очистки ткани, и частицы, осевшие в толще ткани, уменьшают размер пор между волокнами, что обуславливает высокую эффективность фильтрации субмикронных частиц. Таким образом, работа рукавного фильтра имеет циклический характер: относительно длительные периоды фильтрации разделяются короткими периодами очистки фильтров. Во время очистки пыль, которая аккумулировалась в рукавах, удаляется с поверхности ткани, падает в пылесборник, находящийся под рукавами, и транспортируется с помощью системы пылеудаления к месту складирования пыли.

Тканевые золоуловители отличаются простотой обслуживания, отсутствием влияния удельного электрического сопротивления (УЭС) золы и режима работы энергоблока на эффективность золоулавливания, высокая степень улавливания тонких частиц (размером 0,3–1,0 мкм).

Тканевые фильтры должны изготавливаться из материала, выдерживающего работу при достаточно высокой температуре уходящих газов. Материал фильтра должен быть устойчивым к повышенной влажности и влиянию химических соединений. В качестве материалов для современных рукавных фильтров используют различные кислотостойкие и термостойкие полимеры (политетрафторэтилен PTFE, полиимид PI) и их сочетания, стекловолокна, иглопробивные полотна с армирующим каркасом и другие материалы, устойчивые к химическому воздействию и обеспечивающие хорошую глубинную фильтрацию газов в диапазоне температур до 240–260°C. Длительность работы ткани составляет 3–4 года.

Устройство и принцип действия тканевого рукавного фильтра показаны на рис. 3.22.

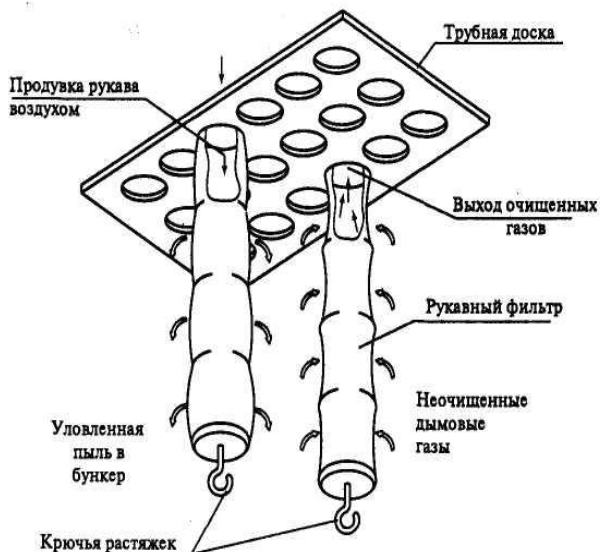


Рис. 3.22. Устройство и принцип действия тканевого рукавного фильтра с подачей запыленного потока с периферии в рукав

На рис. 3.23 схематично представлена конструкция рукавного фильтра. Фильтр выполнен в многокамерном исполнении. Число рукавов в одной камере может составлять 100 и более. Дымовые газы проходят снизу внутрь рукавов, осаждение частиц пыли происхо-

дит на внутренней 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 встряхивания или вибрации рукавов. Кроме того, отделению пыли способствует струя сжатого воздуха, направляемая против движения процесса фильтрации. Отделившаяся пыль падает в пылесборник, находящийся под рукавами и удаляется с помощью шнеков из фильтровального помещения.

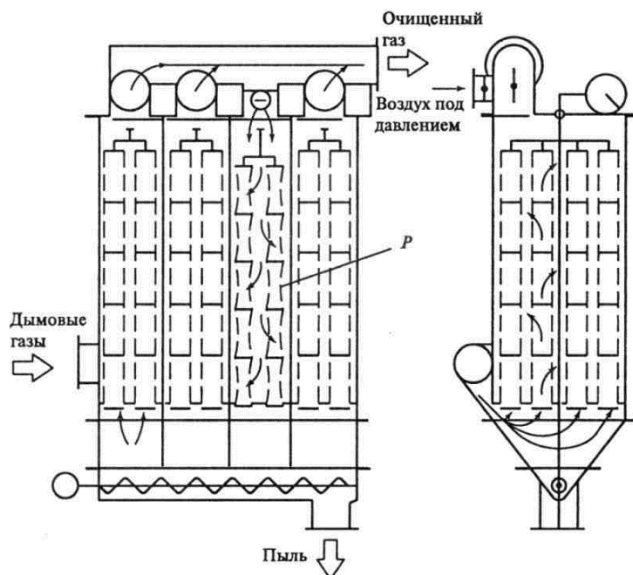


Рис. 3.23. Многокамерный рукавный фильтр с подачей запыленного потока внутрь рукавов

Фильтры с регенерацией встряхиванием имеют специальные колотушки, расположенные на наклонных рамах, на которых крепятся рукава. К недостаткам этого метода относится быстрый износ ткани рукава. По этой причине, особенно при использовании стеклоткани, для регенерации фильтров используют вибраторы, осуществляющие горизонтальные трясущие движения либо полоскательные движения рукавов.

Такие фильтры конструктивно выполняются многокамерными с подачей дымовых газов внутрь рукавов. Регенерация фильтра осуществляется с помощью сжатого воздуха низкого

давления. Избыточное давление воздуха не превышает 10 Па. Такая регенерация является щадящей, что увеличивает срок эксплуатации рукавов. Рабочее время фильтрующей ткани определяется появлением дефектов в ткани, либо ростом ее сопротивления за счет склеивания пор. Рукава обычно имеют следующие размеры: диаметр 300 мм и длину 10 м. Площадь фильтрации одного рукава составляет 10 м².

Широкое распространение получили также рукавные фильтры, где регенерация осуществляется при высоком избыточном давлении (рис. 3.24).

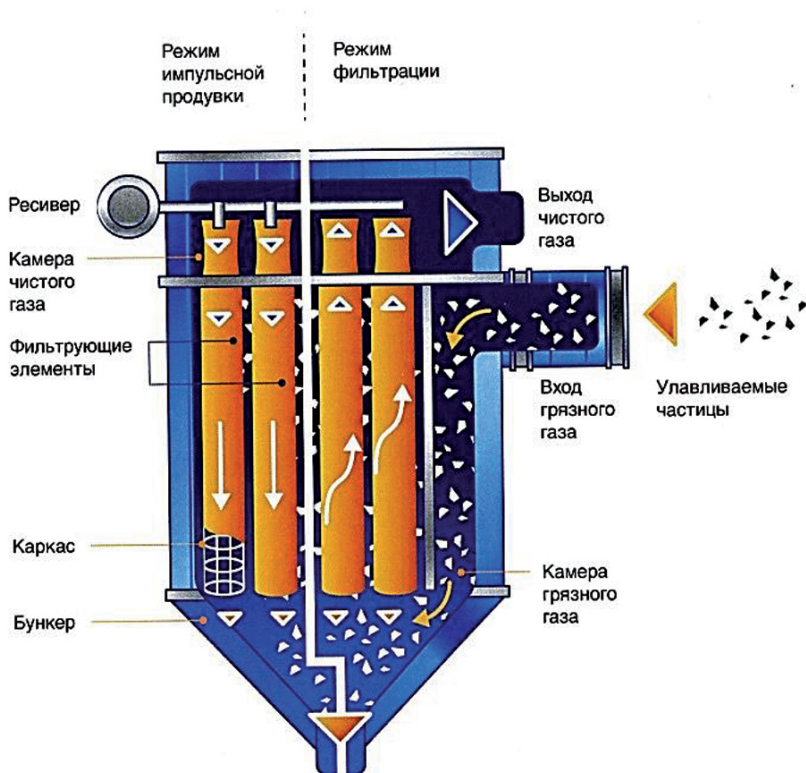


Рис. 3.24. Тканевый рукавный фильтр с подачей потока газов снаружи рукавов

Этого удалось достичь благодаря использованию в качестве фильтрующего материала игольчатого войлока, имеющего высокую прочность. В фильтрах этого типа дымовые газы подаются в

рукав всегда снаружи (с периферии). Для регенерации фильтров здесь кратковременно сверху вниз в рукав «выстреливают» струю воздуха при высоком давлении со скоростью звука. Происходит встряхивание и деформация рукава, который вздувается, за счет чего слой пыли стекает вниз и удаляется (рис. 3.24). В этом случае можно регенерировать как отдельные рукава, так и ряды рукавов. Отключать подачу дымовых газов в этом случае необязательно. Процесс регенерации продолжается здесь от 100 до 300 мс (0,1–0,3 с). Для таких фильтров нет необходимости иметь многокамерную конструкцию. Давление воздуха в резервуаре для регенерации варьируется от $0,5 \cdot 10^5$ Па до $7 \cdot 10^5$ Па.

Производительность современных фильтровальных материалов, даже при условиях высокой температуры и абразивного воздействия в последнее время заметно улучшилась. Синтетические фильтровальные ткани, такие как тефлон/стекловолокно позволяют использовать рукавные фильтры в широком диапазоне температур и запыленностей газового потока и увеличивают срок службы фильтра. В настоящее время срок службы различных материалов рукавных фильтров, применяемых на угольных электростанциях, составляет 9–42 месяцев или 8000–28000 час.

По капитальным затратам тканевые фильтры сопоставимы с электрофильтрами, но они проще в эксплуатации и более эффективны, особенно для золы с высоким удельным электрическим сопротивлением. Основным недостатком тканевых золоуловителей являются высокие эксплуатационные затраты, поскольку рукава необходимо периодически заменять. Минимальная стоимость полной замены рукавных фильтров составляет приблизительно 10% от стоимости начальных капиталовложений.

Преимуществами рукавных фильтров по сравнению с другими золоуловителями являются:

- самая высокая эффективность очистки запыленных газов (до 98–99,99+%) при низкой остаточной запыленности на уровне $10\text{--}15 \text{ мг/м}^3$ и повышенной эффективности улавливания чрезвычайно мелких частиц (размером $0,3\text{--}1,0 \text{ мкм}$);
- независимость эффективности очистки от удельного электрического сопротивления улавливаемой золы;

– большие диапазоны объемов очищаемых дымовых газов (устанавливаются за котлами мощностью от 10 до 750 МВт) при высокой входной запыленности газов (до 100 г/нм³);

– простота и надежность в эксплуатации;

– умеренные капитальные затраты.

К недостаткам рукавных фильтров относятся: повышенное гидравлическое сопротивление (до 2000 Па); необходимость периодической регенерации; истирание и замена рукавов, обуславливающие высокие эксплуатационные затраты; большие габариты.

В дополнение к золоулавливанию рукавные фильтры могут использоваться для одновременного снижения выбросов диоксида серы. Для этого в дымовые газы перед рукавным фильтром вводится порошок или суспензия гашеной извести для связывания SO₂. Кроме того при удалении золы с высоким содержанием (CaO > 15–20%) в рукавных фильтрах происходит связывание оксидов серы с образованием CaSO₃ и CaSO₄ на поверхности золы, при этом степень сероочистки газов может достигать 40–50%.

В России рукавные фильтры установлены на Рефтинской ГРЭС и Омской ТЭЦ-5, сжигающих экибастузский уголь. На Рефтинской ГРЭС для очистки дымовых газов энергоблоков №4 и №5 мощностью 300 МВт применяются два рукавных фильтра фирмы «Альстом» (конечная запыленность дымовых газов не превышает 25 мг/м³), а на блоке №7 мощностью 500 МВт используется один рукавный фильтр фирмы «Клайд Бергеманн». Рукавный фильтр фирмы «Люхр Фильтр» установлен на котле мощностью 150 МВт Омской ТЭЦ-5.

Остаточная концентрация золы (пыли) после тканевых фильтров может составлять 15–50 мг/м³, что удовлетворяет самым жестким нормативам. Расчетная нагрузка на 1 м² ткани не должна превышать 12–18 г/(м²·мин). Температура газов на выходе фильтров должна быть на 15–30 °С выше температуры точки росы.

Наибольшей проблемой для мощных энергоблоков угольных ТЭС является очистка продуктов сгорания высокосольных углей и углей с неблагоприятными электрофизическими свойствами золы (таких как Экибастузский, Кузнецкий, Нерюнгринский) от твердых частиц до уровня перспективных требований

(менее 30–50 мг/м³). При этом особенно сложным является улавливание наиболее загрязняющих тонко дисперсных частиц размером менее 10 мкм.

Для решения этих проблем могут использоваться комбинированные двухступенчатые золоуловители. На рис 3.25 приведена схема двухступенчатой сухой комбинированной очистки методом электростатического осаждения с последующей фильтрацией. В первой ступени используется электрический фильтр, который одновременно служит для зарядки частиц золы и предочистки. Вторая ступень – это рукавный фильтр, для окончательной очистки дымовых газов.

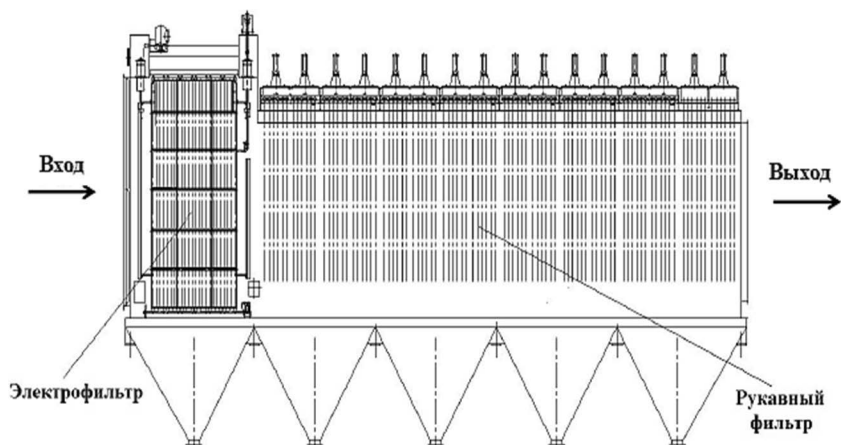


Рис. 3.25. Принципиальные схемы комбинированного сухого золоуловителя с вертикальной компоновкой рукавов

Это позволяет интенсифицировать процессы очистки в обеих ступенях и сократить габариты оборудования. Эффект достигается при увеличении скорости движения газов и, соответственно, скорости фильтрации в ступени окончательной очистки из-за формирования на фильтрующем материале более рыхлого слоя за счет зарядки частиц в предварительной ступени очистки.

Такой комбинированный ЗУ позволяет не только обеспечить очистку дымовых газов мощных угольных энергоблоков от летучей золы (включая частицы субмикронных размеров) до

остаточной запыленности на уровне 30 мг/нм^3 , но и дает возможность улавливания соединений тяжелых металлов, в первую очередь ртути.

По сравнению с электрофильтрами аппараты с комбинированной очисткой позволяют значительно снизить выбросы тонких частиц, исключают проскок частиц и их вторичный унос, эффективно улавливают золы с высоким удельным электрическим сопротивлением (УЭС) и имеют меньшие габаритные размеры. Эффективность улавливания частиц размером $0,01\text{--}50 \text{ мкм}$ составит $99,99\%$.

Кроме того, в таких комбинированных золоуловителях увеличивается срок службы рукавов по сравнению с обычными рукавными фильтрами и появляется возможность отбора сухой золы по фракциям для ее дальнейшей коммерческой утилизации.

Стоимость аппарата с комбинированной очисткой дымовых газов от летучей золы до остаточной запыленности 30 мг/нм^3 будет примерно на 30% ниже стоимости электрофильтра с такой же степенью очистки.

Основным недостатком комбинированных золоуловителей является их сложность.

Технология двухступенчатой очистки дымовых газов от твердых частиц особенно востребована при реконструкции действующих российских ТЭС ввиду отсутствия необходимой площади для размещения электрофильтров требуемых размеров, а также в случае, когда неблагоприятные электрофизические свойства золы вынуждают устанавливать электрофильтры из большого количества электрических полей.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные свойства золы, влияющие на эффективность золоулавливания.
2. Что такое d_{50} ?
3. Как в настоящее время определяется фракционный состав золы?
4. Что такое параметр золоулавливания и как он связан с проскоком золы?

5. Каковы основные типы золоуловителей, применяющихся на ТЭС, их преимущества и недостатки?
6. Как влияет диаметр частицы золы в инерционном золоуловителе на скорость дрейфа?
7. Как определяется проскок золы в мокром золоуловителе с трубой Вентури?
8. Расскажите о конструкции электрофильтров и о принципе улавливания золы в электрофильтрах.
9. Какие основные отличия в конструктивном выполнении электрофильтров серий УГ, ЭГА, ЭГБ и ЭГВ?
10. Перечислите основные факторы, влияющие на эффективность улавливания золы в электрофильтрах.
11. Какие устройства применяются для выравнивания поля скоростей в электрофильтрах?
12. Какие устройства применяются для снижения протечек газов через неактивные зоны?
13. Почему интервал встряхивания влияет на эффективность улавливания золы в электрофильтре и как он рассчитывается?
14. Как рассчитывается эффективность улавливания золы в электрофильтре?
15. Какова конструкция тканевых золоуловителей и в каких случаях их следует применять?

Список рекомендуемой литературы

- 3.1. ГОСТ Р 52831-95 Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования. – М.: Изд-во стандартов, 1996.
- 3.2. Справочник по пыле- и золоулавливанию / под ред. А. А. Русанова. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
- 3.3. Рихтер, Л.А. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС / Л.А. Рихтер, Э.П. Волков, В.Н. Покровский. – М.: Энергоатомиздат, 1981.
- 3.4. Алехнович, А.Н. Улавливание золы на отечественных ТЭС / А.Н. Алехнович. – Челябинск: Цицеро, 2018.

3.5. Экотехника. Защита атмосферного воздуха от выбросов пыли, аэрозолей и туманов / под ред. Л.В. Чеканова. – Ярославль: Русь, 2004.

3.6. Практическая экотехника: электрическая и механическая очистка газов / под ред. Л.В. Чеканова. – Семибратово: изд-во «Кондор-Эко», 2008.

3.7. Экология энергетики: учеб. пособ. / под ред. В.Я. Путилова. – М.: Изд-во МЭИ, 2003.

3.8. Рихтер, Л.А. Вспомогательное оборудование ТЭС / Л.А. Рихтер, Д.П. Елизаров, В.М. Лавыгин. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

3.9. Прохоров, В.Б. Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу, выбор параметров электрофильтров и определение высоты дымовых труб: учеб. пособ. / В.Б. Прохоров, В.С. Киричков. – М.: Изд-во МЭИ, 2019.

3.10. Росляков, П.В. Золоуловители ТЭС: учеб. пособ. / П.В. Росляков. – М.: Изд-во МЭИ, 2018.

Глава 4. СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ СЕРЫ В АТМОСФЕРУ

Снижение выбросов оксидов серы имеет важное значение при сжигании твердого топлива и мазута. В зависимости от тепловой мощности котла (паропроизводительности) и приведённого содержания серы $S^{\text{пр}}$, кг%/МДж, в топливе в настоящее время массовая концентрация SO_x при $\alpha = 1,4$, в выбрасываемых в атмосферу дымовых газах для котлов введенных в эксплуатацию с 1 января 2001 г. должна находиться в диапазоне от 700 до 1400 мг/м³ (табл. 2.10) [4.1].

С увеличением тепловой мощности котла (паропроизводительности) значения нормативов ужесточаются. Выполнение требований существующих российских стандартов при использовании Кузнецких и Канско-Ачинских, а также многих углей Восточной Сибири и Дальнего Востока, которые являются малосернистыми, возможно без специальных систем сероочистки.

За рубежом нормативные документы ЕС [4.2] устанавливают более жесткие требования к выбросам оксидов серы. Например, для аналогичных условий у котлов тепловой мощности более 300 МВт концентрация SO_2 не должна превышать при сжигании твердого топлива 150–200 мг/м³, а жидкого топлива – 125 мг/м³. Диапазон фактических значений массовых концентраций оксидов серы в выбросах в атмосферу при сжигании твердого и жидкого топлива составляет для котлов тепловой мощности более 300 МВт 700–1200 мг/м³.

При этом ужесточение требований стандартов до европейского уровня потребует обязательного использования сероочистки при сжигании практически всех углей на российских ТЭС.

Доведения фактических значений до нормативных величин достигается уменьшением выбросов оксидов серы, которое может быть получено:

- удалением серы из топлива;
- очисткой продуктов сгорания от оксидов серы.

4.1. Очистка топлива от соединений серы до его сжигания

Методы уменьшения выбросов оксидов серы на стадии подготовки топлива к сжиганию широко используются для жидкого и незначительно – для твердого топлива.

Сера из нефти удаляется на нефтеперегонных заводах в процессе гидрогенизации (или каталитического гидрирования) в присутствии кобальт-молибденового катализатора при температуре 250–300°C и давлении 1,4–10 МПа. В ходе каталитических реакций происходит распад серосодержащих органических соединений с образованием газообразного сероводорода, который отделяется и восстанавливается затем до элементарной серы.

В углях сера связана в пирите (колчеданная сера FeS_2) и органических соединениях, которые удаляются: пиритная сера – физическими методами, органические соединения – термическим или химическими способами.

При физических методах удаления уголь дробят, способы разделения основаны на разнице плотностей угля и пирита или их поверхностных свойствах.

Радикальным способом удаления серы из топлива является его газификация. Перевод твердого или жидкого топлива в газообразное состояние производится путем неполного окисления при высокой температуре с одновременным удалением загрязняющих примесей, являющихся побочными продуктами. Сера выводится из топлива в этом случае большей частью в виде соединения H_2S (сероводорода). После такого выведения серы горючий газ может быть далее использован как топливо при сжигании.

4.2. Очистка дымовых газов от соединений серы

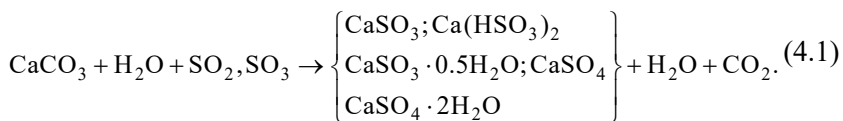
Очистка продуктов сгорания от оксидов серы в настоящее время достаточно проработана. Методы очистки можно разделить на мокрые (известняковый, аммиачный и магниевый), мокросухие (или полусухие) и сухие.

Для достижения европейских уровней эмиссии оксидов не более 150–200 мг/м³ при сжигании углей, используемых на российских ТЭС степень очистки дымовых газов, должна составлять от 60 до 97% [4.4]. Указанную степень очистки позволяют получить прежде всего мокрые и мокросухие методы.

4.2.1. Мокрая абсорбционная газоочистка

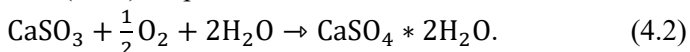
В настоящее время широко применяются различные варианты и модификации процесса мокрой абсорбционной газоочистки с использованием в качестве сорбента суспензий на основе известняка CaCO₃ или извести CaO (мокрый известняковый метод) [4.3–4.5]. Значительно реже используются методы мокрой очистки с применением сульфата натрия Na₂SO₃, сульфата аммония (NH₄)₂SO₃ и других реагентов. Мокрые методы сероочистки могут достигать эффективности от 70 до 90–99 %. Дополнительным положительным эффектом является очистка дымовых газов от летучей золы и получения в процессе реакций товарного гипса или удобрений.

В основе указанного процесса лежат химические реакции, протекающие при контакте дымовых газов с известняком в объеме распыленной суспензии известняка, в котором происходит связывание оксидов серы SO₂ и SO₃ с образованием сульфитов и сульфатов кальция и углекислого газа:



Кроме этого раствор содержит некоторое количество непрореагировавшего известняка CaCO₃ (или гашеной извести Ca(OH)₂).

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 двуводный сульфат кальция (гипс) по реакции



Принципиальная схема сероочистки газов по мокрому методу представлена на рис. 4.1. Штриховой линией выделено оборудование по очистке дымовых газов от серы. Дымовые газы, покидающие котел 1, первоначально очищаются от летучей золы в золоуловителе 2 и охлаждаются в регенеративном газоподогревателе 3 до температуры точки росы водяных паров (приблизительно 55°C). Охлажденные газы затем подаются в абсорбер 6.

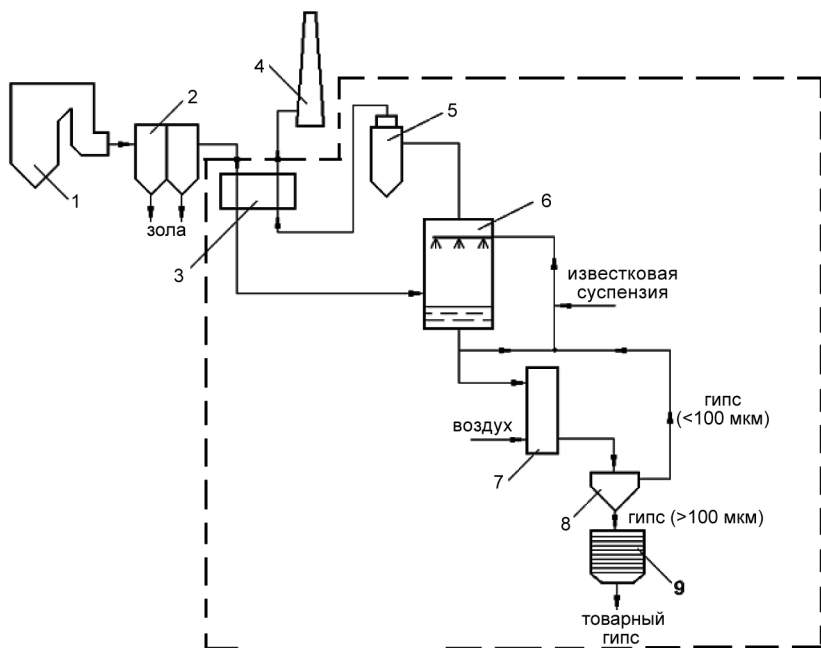


Рис. 4.1. Схема мокрого известнякового метода сероочистки газов:

- 1 – котел; 2 – золоуловитель; 3 – регенеративный воздухоподогреватель;
4 – дымовая труба; 5 – каплеуловитель; 6 – абсорбер;
7 – бак окислитель; 8 – сепаратор; 9 – пресс фильтр

В современной технологии мокрой десульфуризации дымовых газов осуществляется совмещение всех происходящих превращений в одном аппарате – скруббере. На рис. 4.2 показан скруббер, который представляет собой цилиндрический сосуд,

установленный вертикально. Внутренний объем скруббера разделяется на несколько зон, соответствующих тем физико-химическим процессам, которые в них протекают: каплеотделители, абсорбционная зона, окислительная зона и нейтральная зона.

Дымовые газы подаются в скруббер выше отстойника, протекают несколько ярусов форсунок в противотоке, интенсивно смешиваясь с промывной суспензией, и выходят из скруббера через пластинчатый каплеотделитель. В объеме скруббера при встречном движении дымовых газов и промывочной жидкости происходит целый ряд химических реакций, в результате которых оксиды серы, содержащиеся в дымовых газах, связываются известняком с образованием сульфита и сульфата кальция.

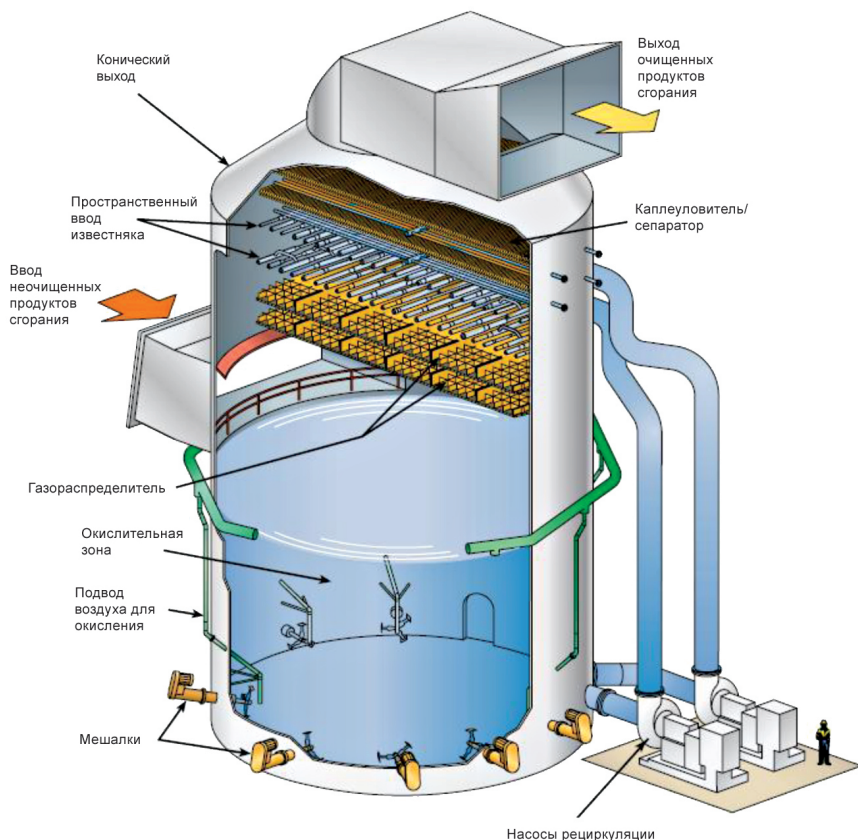


Рис. 4.2. Скруббер мокрой сероочистки

Последующее доокисление сульфитов до сульфатов с образованием гипса протекает в окислительной зоне. Гипсовая суспензия выводится из нижней части скруббера и подается в установку обезвоживания. Сухой гипс направляется в хранилище или установку брикетирования.

Использование мокрой сероочистки рекомендуется на новых крупных блоках ТЭС, где требуется высокая степень очистки дымовых газов. Капиталовложения достигают 15–25% от стоимости энергетической установки, а эксплуатационные затраты – до 10% от стоимости производства электроэнергии. Одной из главных проблем, возникающих при эксплуатации абсорберов, является необходимость предотвращения отложений за счет выпадения остатка и нарушение циркуляции суспензии из-за закупорки в линиях ее подачи.

4.2.2. Мокросухой метод очистки

В последнее время все большее распространение находят мокросухие методы очистки от оксидов серы [4.3–4.5]. Метод основан на эффективном поглощении SO_2 известью $\text{Ca}(\text{OH})_2$ или содой Na_2CO_3 . При реализации мокросухого абсорбционного метода сероочистки сорбент вводится в поток газов в виде распыленной жидкости, содержащей достаточно влаги, чтобы обеспечить быструю абсорбцию кислых газов. При этом в результате процесса и испарения влаги в потоке дымовых газов получаются только сухие твердые частицы, поступающие вместе с газами в золоуловитель.

Мокросухой метод имеет много вариаций. Так сорбент может вводиться через впрыскивающее сопло или ротационную форсунку; сорбент может подаваться шнековым питателем или воздушным дутьем в сухом виде и затем увлажняться с помощью водяных впрыскивающих сопел и проч. В зависимости от способа реализации мокро-сухого метода возможно связывание сорбентом 50–90 % оксидов серы.

На рис. 4.3 показана схема установки мокросухого способа сероочистки газов распылительно-испарительного процесса очистки дымовых газов.

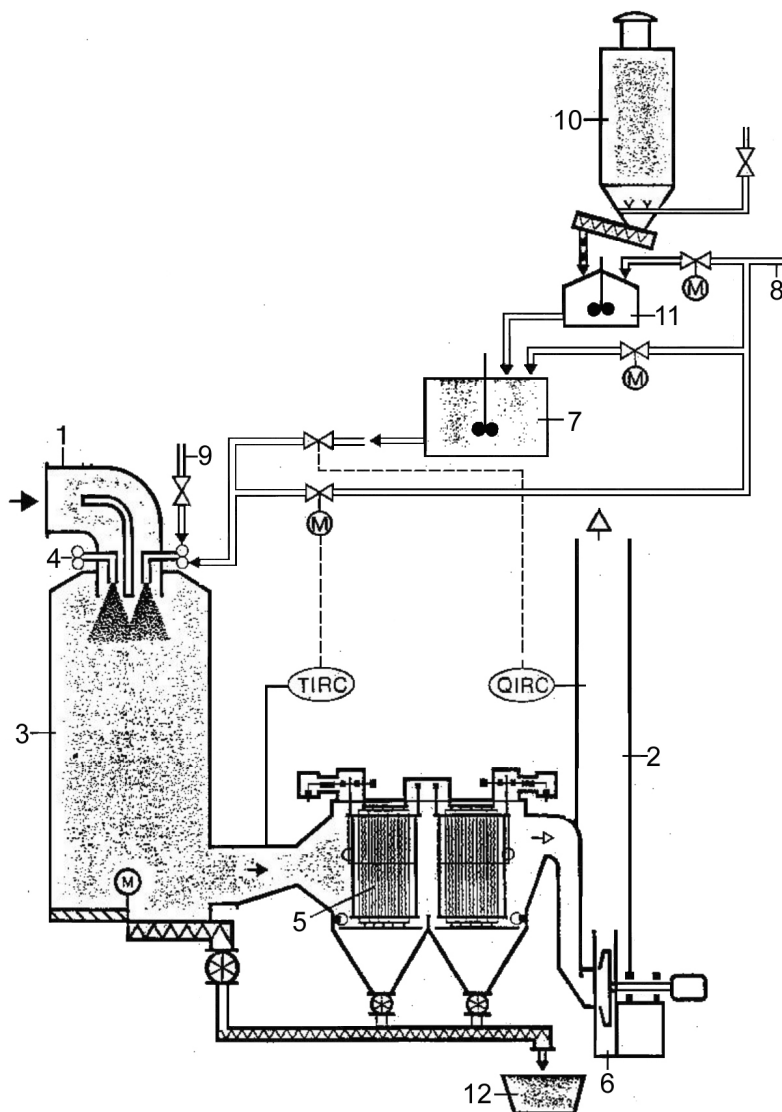
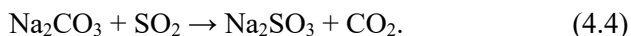
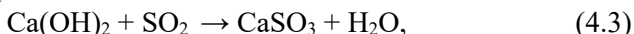


Рис. 4.3. Схема мокро-сухой сероочистки:

- 1 – неочищенные газы; 2 – чистые газы; 3 – реактор;
- 4 – распылительная форсунка; 5 – золоуловитель; 6 – дымосос;
- 7 – буферная емкость; 8 – техническая вода; 9 – сжатый воздух;
- 10 – бункер негашеной извести; 11 – станция гашения извести;
- 12 – выгрузка материала

Известь предварительно гасится, смешивается с водой и затем в виде суспензии подается насосом в напорный бак, который является элементом распылительной сушки. Подача суспензии в распыливающий абсорбер осуществляется с помощью ротационной форсунки в зависимости от концентрации оксидов серы в газах на входе в реактор.

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



Если абсорбер установлен перед золоулавливающей установкой, то продукты сероочистки сорбируются вместе с летучей золой и складываются на золоотвале.

Для надежной работы испарительного абсорбера важно обеспечить тонкий распыл подаваемой суспензии и хорошее перемешивание капель суспензии с очищаемым газом. Для регулирования добавки реагента в установку газоочистки обычно используется система регулирования, базирующаяся на изменении уровней эмиссии оксидов серы из дымовой трубы. В отдельных случаях расход сорбента фиксируется на умеренно высоком уровне с целью обеспечить низкие выбросы оксидов серы, однако, при этом возрастают расходы на эксплуатацию и удаление отходов.

Перспективными для внедрения на ТЭС России являются такие варианты мокросухой сероочистки газов, как NID по технологии фирмы ALSTOM, упрощенная сероочистка по технологии E-SOx, сероочистка с использованием мокрых скрубберов Вентури.

Технология NIDTM представляет собой технологию полусухой десульфуризации дымовых газов, основанную на реакции между диоксидом серы SO₂, CaO (в золе) и сорбентом – гашеной известью Ca(OH)₂ в условиях повышенной влажности (рис. 4.4). Главным узлом системы NID является смеситель/увлажнитель, который равномерно распределяет воду и известь в потоке рециркулирующего продукта перед впрыскиванием в дымовой газ.

Увлажненную смесь гашеной извести и конечного продукта из золоуловителя в виде порошка вводят в абсорбер системы NID и охлаждают входящие дымовые газы путем испарения влаги из смеси.

При этом количество рециркулирующего реагента значительно выше, чем в обычном полусухом (мокротухом) процессе, в результате поверхность и объем капель значительно возрастают. При количестве рециркуляций от 30 до 50 раз и выше обеспечивается коэффициент использования извести близкий к стехиометрическому.

Сушка рециркулирующего реагента (зола и гашеной извести), вводимого в очищаемые газы, происходит за очень малый период времени, что делает возможным использовать значительно меньший по размерам реактор, по сравнению с традиционным полусухим методом. Общая площадь смесителя и абсорбера системы NID на 20 % меньше, чем площадь обычного абсорбера или реактора с кипящим слоем. Это позволяет фактически осуществить весь процесс десульфуризации внутри пылеуловителя.

Охлажденные дымовые газы проходят в золоуловитель (рукавный фильтр или электрофильтр), где твердая фаза осаждается из дымового газа и рециркулируется обратно в процесс через систему NID.

Преимуществами сероочистки NID являются высокая эффективность (до 80–90% с электрофильтром и 90–97% с рукавным фильтром), низкий расход извести за счет рециркуляции инертной массы, получение продукта в сухом виде, отсутствие загрязненных вод. Этот метод может быть использован как на новых, так и на модернизируемых установках.

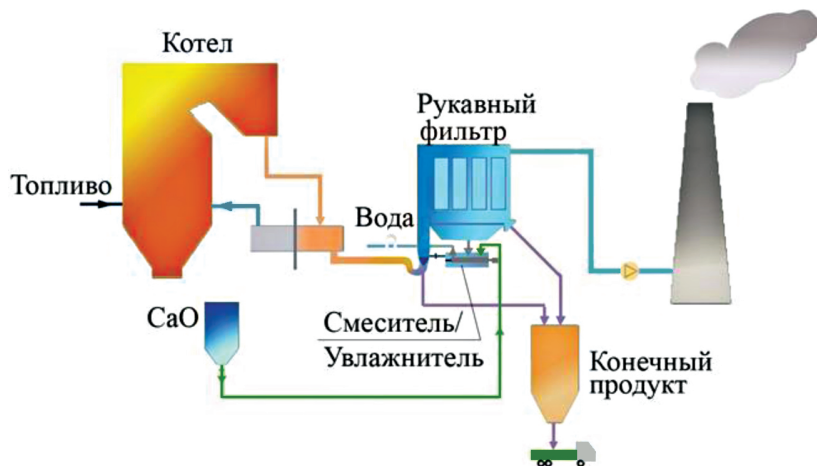


Рис. 4.4. Принципиальная схема сероочистки по технологии NID

Типичный конечный продукт – безопасный сухой порошок, состоящий из смеси летучей золы, сульфита/сульфата кальция, гидроксида, карбоната, которые химически связывают хлорные соединения и тяжелые металлы. Свойства конечного продукта позволяют использовать его для отсыпки грунта, для засыпки шахт, в качестве щелочных удобрений, в качестве изолирующего материала, для отсыпки полотна при строительстве дорог, а также в качестве строительных материалов.

Капитальные затраты такой установки существенно меньше, чем для установки мокрой сероочистки. Первая такая система сероочистки в России установлена на двух новых блоках 225 МВт Черепетской ГРЭС.

На действующих ТЭС, работающих на мало- и среднесернистых углях, может использоваться упрощенная сероочистка по технологии E-SO_x. Технология E-SO_x основана на вводе тонко диспергированной водно-известняковой суспензии в форкамеру перед золоуловителем (рис. 4.5). Тонко диспергированная суспензия, имеющая большую поверхность контакта с промышленными газами, связывает оксиды серы с последующим быстрым высушиванием этой суспензии благодаря использованию теплоты очищенных дымовых газов:

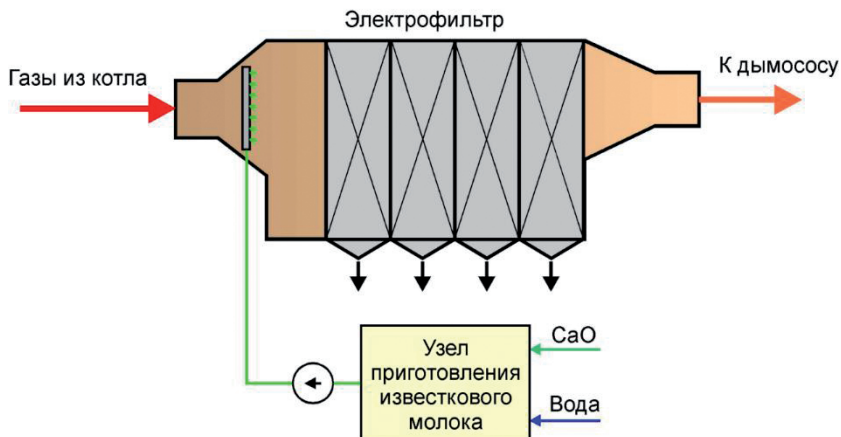


Рис. 4.5. Подача известкового молока в форкамеру электрофильтра

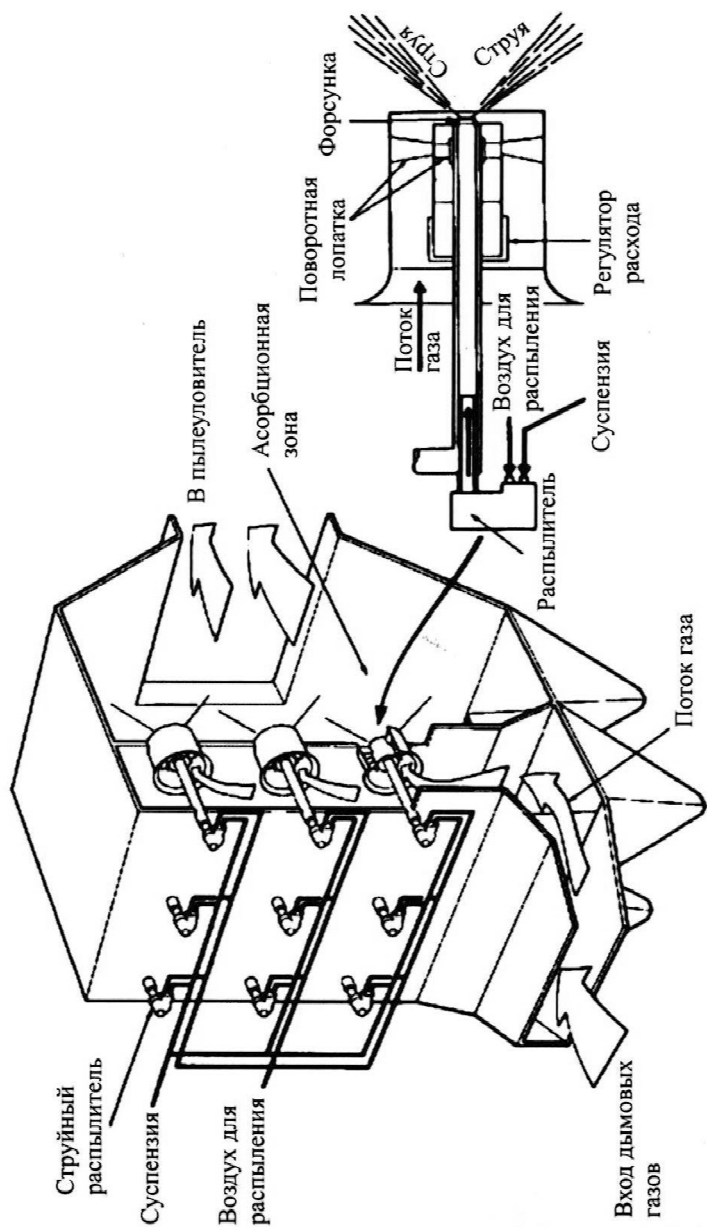


Рис. 4.6. Реактор мокросухой сероочистки E-SQx

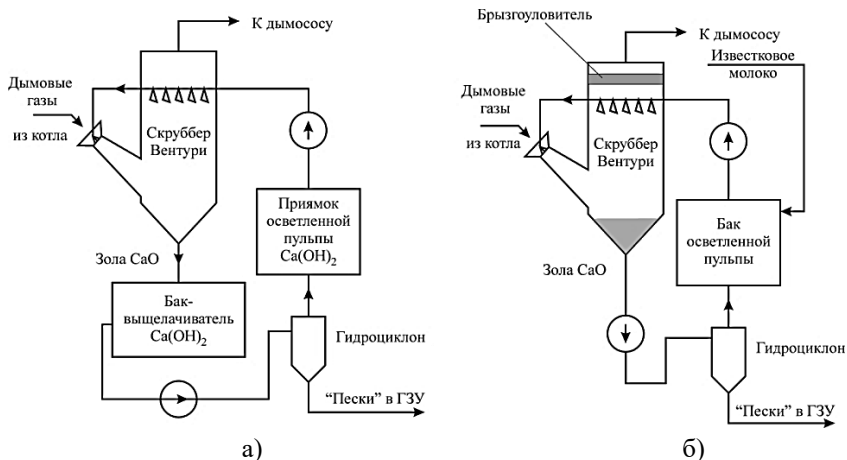


Рис. 4.7. Сероочистка газов в мокрых скрубберах Вентури

Реактор мокросухой сероочистки показан на рис. 4.6. Тонкодисперсное разбрызгивание создают путём использования пневмомеханических форсунок, рабочей средой в которых служит сжатый воздух или перегретый пар. Для приготовления известковой суспензии применяют негашёную CaO или гашёную известь Ca(OH)_2 .

Технология $\text{E} - \text{SO}_x$ позволяет, наряду с улавливанием оксидов серы, улучшить работу электрофильтра. Это достигается охлаждением дымовых газов при высушивании капель суспензии.

При совмещении процессов золо- и сероулавливания в одном скруббере эффективность улавливания летучей золы повышается не менее чем до 98%. Стоимость реконструкции действующих скрубберов существенно ниже любых применяемых технологий сероочистки при сопоставимой эффективности сероулавливания. Способ применим при невысокой концентрации твердых частиц в дымовых газах.

Степень сероочистки данной технологии составляет 50–60%, а капитальные затраты в 3,5 раза и эксплуатационные затраты в десятки раз меньше традиционных мокрых и полусухих методов сероочистки.

При сжигании сернистых углей мокрые золоуловители могут применяться не только для очистки дымовых газов от мелкодисперсной золы, но и как аппараты сероочистки без значитель-

ных капитальных затрат. В этом случае в качестве воды для орошения дымовых газов используют частично осветленную щелочную воду из бака-выщелачивателя (рис. 4.7,а), что позволяет обеспечить степень улавливания диоксида серы SO_2 до 30 %.

Применение скруббера Вентури по двойному щелочному способу позволяет повысить эффективность связывания SO_2 до 50%. Для этого в качестве сорбента используется смесь щелочных соединений золы с добавкой реагента (раствор гашенной извести). С этой целью скруббер оснащается специальными форсунками для подачи раствора сорбента и брызгоуловителем на выходе (рис. 4.7,б).

4.2.3. Сухой метод очистки

«Сухой» метод сероочистки нашел некоторое применение для очистки дымовых газов при сжигании бурых углей, как наиболее простой и экономичный по затратам (рис.4.8) [4.3–4.5].

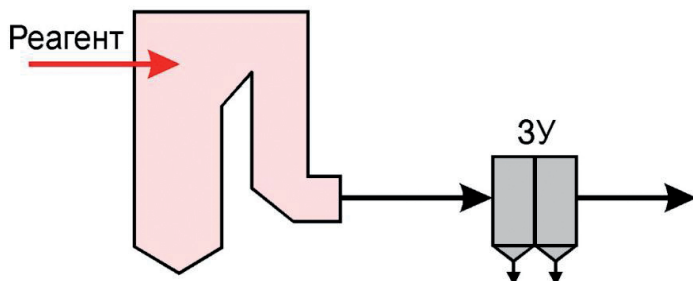
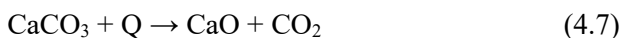
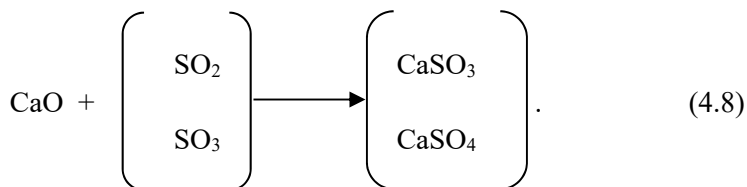


Рис. 4.8. Технология сухой сероочистки дымовых газов

Метод основан на обжиге тонко размолотого известняка в верхней части топочной камеры при температуре 1000–1100°C до образования извести (кальцинирование известняка) с образованием на его поверхности активной извести:



и затем на его поверхности происходит химическая реакция связывания оксидов серы (абсорбция) при температурах приблизительно от 900 до 500°C:



После выхода из котла дымовые газы направляются в золоуловитель, где происходит их очистка от прореагировавшего сорбента и летучей золы.

При благоприятных условиях это мероприятие позволяет при мольном соотношении $\text{Ca/S} = 2$ связывать более 50 % серы. Наибольший эффект получен при очистке дымовых газов при сжигании бурых углей. Несколько худшие показатели дает применение этого метода при сжигании каменных углей.

В целом метод характеризуется относительно низкой степенью очистки газа от оксидов серы (30–55%) и невысоким коэффициентом использования известняка. Другими недостатками сухих систем являются: значительный расход реагента (повышенные значения $\text{Ca/S} = 2 \div 2,5$); образование больших количеств твердых отходов, которые невозможно утилизировать и при складировании которых в отвалах из-за наличия нестабильного CaSO_3 могут возникать трудности; появление отложений на котельных поверхностях нагрева из-за изменения свойств летучей золы. Это во многих случаях ограничивает применение сухой сероочистки дымовых газов на ТЭС.

Лучшие показатели с использованием сухого известняка получены для топок с кипящим слоем, в которых степень очистки газов может быть повышена до 80–90%.

4.2.4. Озонно-аммиачный и радиационный методы очистки

Некоторые способы, такие как озонно-аммиачный и радиационный, позволяют проводить одновременную очистку дымовых газов от оксидов серы и азота [4.3–4.5].

Сущность озонно-аммиачного метода заключается в том, что в уходящие газы вводится сильный окислитель — озон O_3 , ко-

торый окисляет низшие оксиды серы и азота (SO_2 и NO) до высших (SO_3 , NO_2 , N_2O_5), хорошо поглощаемых водой и водяными растворами. Полученный таким образом раствор кислот затем нейтрализуется аммиаком с образованием солей (сульфатов и нитратов).

Принципиальная технологическая схема очистки дымовых газов озонно-аммиачным методом выделена штриховой линией и приведена на рис. 4.9. Дымовые газы после котла проходят очистку в золоуловителе 1 и охлаждаются до температуры 80°C в газогазовом теплообменнике 2 (т.к. при более высоких температурах происходит разложение озона). Далее по ходу газов в них вводится озонированный воздух, производимый озонаторной станцией 3. Под воздействием озона происходит быстрое доокисление SO_2 и NO по следующим реакциям:



После этого дымовые газы поступают в абсорбер 4, где орошаются циркулирующим поглотительным раствором, в которой переходят оксиды серы SO_x и азота NO_x сначала с образованием сернистой, серной, азотистой и азотной кислот:



Очищенные продукты сгорания подаются в каплеуловитель 5, в котором происходит разделение двухфазного потока, затем подогреваются в теплообменнике 2 до $80\text{--}90^\circ\text{C}$ и эвакуируются в дымовую трубу 6.

Отделенный от газов кислотный поглотительный раствор с $\text{pH} = 3\text{--}4$ из каплеуловителя 5 через гидрозатвор 7 самотеком сливается в циркуляционную емкость 8. Для снижения коррозии оборудования в циркуляционную емкость 8 из бака 9 вводится 25% аммиачная вода, дозировка которой осуществляется из расчета достижения раствором $\text{pH} = 5\text{--}6$. В результате частичной нейтрализации в растворе образуется смесь солей.

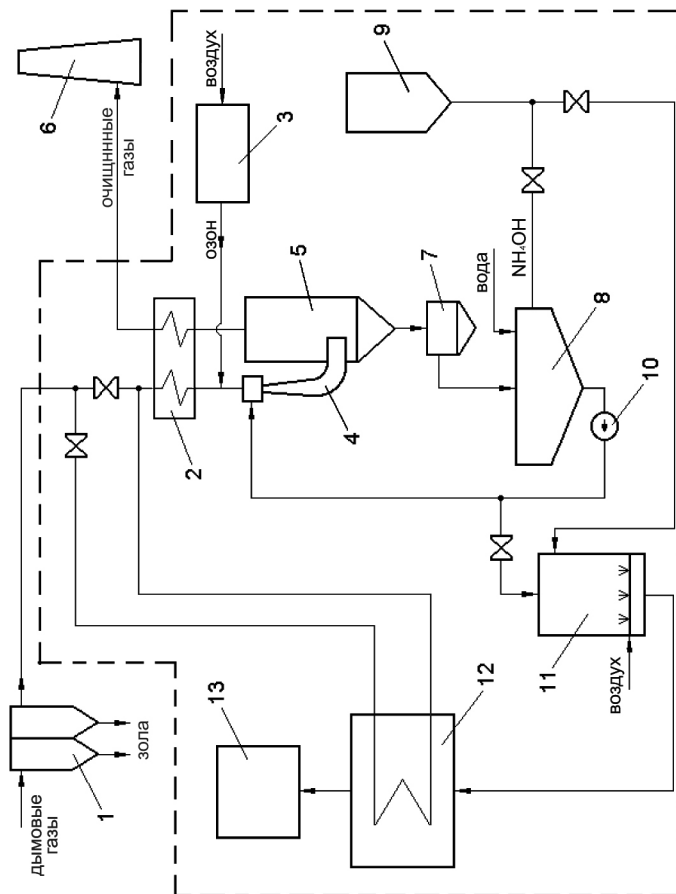


Рис. 4.9. Схема озонно-аммиачного метода:

1 – золоуловитель; 2 – теплообменник; 3 – озонаторная станция; 4 – абсорбер; 5 – каплеуловитель; 6 – дымовая труба;
7 – гидрозатвор; 8 – циркуляционная емкость; 9 – бак; 10 – насос; 11 – реактор-окислитель;
12 – камера сушки и грануляции удобрений; 13 – склад готовой продукции

Полученный раствор насосами 10 вновь подается на орошение газов в абсорбер 4. Циркуляция раствора по контуру абсорбер – циркуляционная емкость осуществляется до тех пор, пока концентрация солей не достигнет заданного значения (около 250–300 г/л). После этого часть раствора непрерывно отбирается из контура циркуляции и подается в реактор-окислитель 11, а в циркуляционную емкость 8 для пополнения количества циркуляционного раствора добавляется соответствующее количество технической воды. В реакторе-окислителе 11 в результате барботажа воздухом сульфиты, бисульфиты и нитриты, которых в выводимом из циркуляционного контура растворе около 50%, окисляются до сульфатов и нитратов.

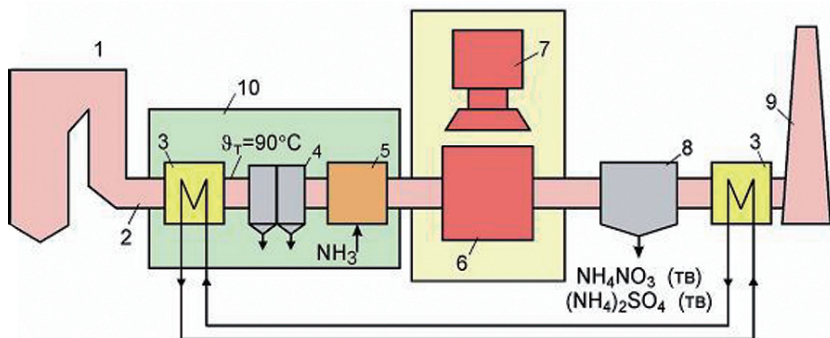
Полученный раствор солей (жидкие удобрения) направляется в узел сушки и грануляции удобрений 12. Гранулированные удобрения (гранулы до 4 мм) хранятся на складе готовой продукции 13, откуда поставляются потребителям.

Работа установки по схеме на рис. 4.9 не сопровождается какими-либо жидкими стоками и появлением твердых неиспользуемых отходов. Установка обеспечивает эффективность очистки дымовых газов от оксидов серы до 90%, оксидов азота – до 75–80%. Капитальные затраты на сооружение озонно-аммиачной установки достигают примерно 30% стоимости энергоблока, эксплуатационные затраты составляют 3,5–4% эквивалентной мощности блока, основная доля которых приходится на подготовку озонированного воздуха.

Опытно-промышленная установка по методу озонно-аммиачной очистки с расходом дымовых газов 10 тыс. м³/ч исследована на котле ТП-100.

При радиационно-химическом методе продукты сгорания, представляющие собой смесь CO₂, CO, H₂O, N₂, O₂, NO, NO₂, SO₂, SO₃ и др., подвергают воздействию ионизирующего излучения, а именно потока электронов с большой энергией. При этом в газодовод предварительно вводится аммиак (рис. 4.10).

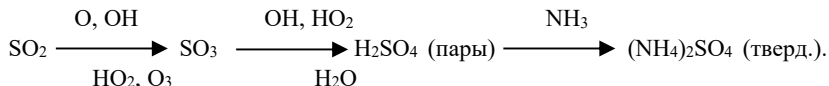
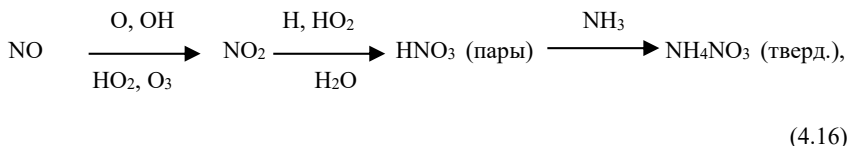
Физико-химические процессы, протекающие в дымовых газах при воздействии на них ионизирующего излучения, можно разделить на три основные стадии. В первой происходит возбуждение электронных оболочек молекул смеси при их соударении с быстрыми заряженными частицами – электронами, имеющими энергию около 1МэВ.



**Рис. 4.10. Принципиальная схема
электронно-лучевой очистки газов:**

- 1 – котел; 2 – газоход; 3 – газоохладитель; 4 – электрофильтр;
5 – смеситель; 6 – реактор; 7 – ускоритель; 8 – блок улавливания;
9 – дымовая труба; 10 – блок подготовки

На второй стадии молекулы, находящиеся в возбужденном неустойчивом состоянии, диссоциируют либо на положительный ион и электрон, либо на два осколка – атомы, радикалы, осколочные ионы. В третьей стадии образовавшиеся ранее при радиационной обработке газа активные компоненты участвуют в большом числе химических реакций с другими компонентами и между собой. Эти реакции можно разделить на две группы: ионно-молекулярные и реакции нейтрализации. В результате этих реакций последовательно происходит доокисление NO и SO₂ соответственно до NO₂ и SO₃, образование из последних азотной и серной кислот, пары кислот затем связываются добавками аммиака в твердые соли аммония:



Конечные продукты процесса в виде сухого порошка неорганических солей (NH₄)₂SO₄ и 2NH₄NO₃ удаляются из потока ды-

мовых газов с помощью фильтра и представляют собой ценный продукт для производства минеральных удобрений.

При оптимальных условиях процесса (1,8–2,0 Мрад и 70°C) обеспечивается 95% очистка от оксидов серы и 80% очистка от оксидов азота. Достигнутая при реализации метода высокая степень очистки газов не зависит от начальных концентраций NO_x и SO_x , расхода дымовых газов и их запыленности. Увеличение влажности продуктов сгорания увеличивает эффективность очистки.

Малая плотность дымовых газов позволяет использовать для их обработки электроны, ускоренные до сравнительно небольших энергий (0,5–1,0 МэВ). Это, с одной стороны, облегчает создание системы биологической защиты ускорительных установок, а с другой – гарантирует отсутствие наведенной активности оборудования, газоходов и самого обрабатываемого газа.

Недостатками радиационно-химического метода являются: необходимость строгой дозировки аммиака; большие эксплуатационные затраты на создание ионизирующего излучения (примерно 10–12 МВт для обработки дымовых газов ТЭС мощностью 500 МВт); отсутствие на сегодняшний день ускорителей большой единичной мощности.

Контрольные вопросы

1. Какие нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов серы для котельных установок, использующих твердое топливо и жидкое топливо в соответствии с ГОСТ Р 50831-95?
2. Каковы основные пути сокращения выбросов оксидов серы от ТЭС?
3. Расскажите о методах очистки топлив от соединений серы до их сжигания.
4. Опишите мокрый метод очистки дымовых газов от оксидов серы.
5. Расскажите о мокросухих способах очистки дымовых газов от оксидов серы. Опишите принцип работы мокросухой сероочистки газов NID по технологии фирмы ALSTOM.
6. Расскажите о мокросухих способах очистки дымовых газов от оксидов серы. Опишите принцип работы упрощенной сероочистки по технологии E-SO_x.

7. Расскажите о мокросухих способах очистки дымовых газов от оксидов серы. Опишите принцип работы сероочистки с использованием мокрых скрубберов Вентури.

8. Опишите сухой метод очистки дымовых газов от оксидов серы.

9. Опишите озонно-аммиачный метод очистки дымовых газов от оксидов серы.

10. Какие основные физические и химические процессы, реализуемые в радиационном методе очистки дымовых газов?

11. Каковы технико-экономические показатели технологий сероочистки?

Список рекомендуемой литературы

4.1. ГОСТ Р50831-95 Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1996.

4.2. Directive of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control).

4.3. Тупов, В.Б. Снижение выбросов оксидов серы // Промышленная теплоэнергетика и теплотехника / под ред. А.В. Клименко, В.М. Зорина. – М.: Изд-во МЭИ. – Т.4. – 2004. – С. 590–591.

4.4. Росляков, П.В. Перспективы внедрения сероочистки на российских ТЭС при переходе на принципы НДТ // Электрические станции / П.В. Росляков, О.Е. Кондратьева. – 2018. – №7. С.13–18.

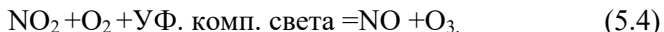
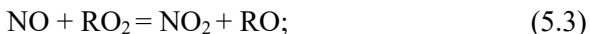
4.5. Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды / П.В. Росляков. – М.: Изд-во МЭИ, 2007.

Глава 5. СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА В АТМОСФЕРУ

5.1. Нормативы выбросов оксидов азота

Среди различных форм оксидов азота: N_2O , NO , N_2O_3 , NO_2 , N_2O_4 , N_2O_5 – практическое значение в экологическом аспекте имеют оксид и диоксид (NO и NO_2), сумму которых в пересчете на NO_2 принято обозначать как NO_x . Оксид азота NO – прозрачный, бесцветный газ, превращающийся в жидкость при температуре $-151,7^\circ C$ и атмосферном давлении. Плотность NO (при $t = 20^\circ C$) составляет $1,34 \text{ кг/м}^3$. Это химически малоактивный, плохо растворимый в воде газ. На выходе из котла оксиды азота на 97–99 % состоят из NO [5.1, 5.3], который не успевает доокислиться до NO_2 .

Монооксид азота менее токсичен по сравнению с NO_2 : установленные в России величины максимально разовой и среднегодовой предельно допустимой концентрации для NO соответственно равны $ПДК_{NO}^{MP} = 0,4 \text{ мг/м}^3$; $ПДК_{NO}^{CT} = 0,06 \text{ мг/м}^3$. Однако в шлейфе дымовых газов происходит доокисление NO до NO_2 , при этом могут происходить следующие реакции:



Для обычных условий распространения шлейфа дымовых газов при интенсивном турбулентном перемешивании наибольшее значение в нижних слоях атмосферы имеет реакция (5.2) [5.1]. Из-за малой химической активности NO реакция (5.1) может протекать только при относительно высокой концентрации оксидов азота (на выходе из дымовой трубы, когда газы еще не разбавлены атмосферным воздухом). Скорость этой реакции уменьшается при снижении концентрации NO и быстро становится незначительной. Еще меньшую роль играет реакция (5.3). Она протекает лишь при высокой концентрации углеводородных радика-

лов и интенсивном ультрафиолетовом облучении. Таким образом, степень трансформации NO в NO_2 , в основном, зависит от концентрации озона в приземном слое атмосферы и от загрязнения воздуха оксидами азота. Вопрос этот очень важный, так как токсичность NO_2 в несколько раз превосходит токсичность NO .

В сельских районах со сравнительно чистой атмосферой в летнее время года, когда возрастает концентрация озона в атмосферном воздухе, значительная часть оксидов азота доокисляется до NO_2 . Зимой в районах с повышенным загрязнением воздуха оксидами азота в приземном слое атмосферы будет преобладать оксид азота. В целом этот процесс изучен еще недостаточно. Исследованиями МЭИ было установлено, что для города Москвы зимой степень трансформации NO в NO_2 не превышает 60%, а летом – 80% [5.1, 5.3]. В настоящее время в нашей стране законодательно принято, что степень трансформации NO в NO_2 в приземном слое атмосферы независимо от времени года следует принимать равной 60 – 80%. Меньшую долю трансформации оксидов азота можно принимать только при согласовании с природоохранными органами для тех районов РФ, для которых в результате многолетних наблюдений это было установлено.

Диоксид азота NO_2 более активный в химическом отношении газ красно-бурого цвета с удушливым и резким раздражающим запахом. NO_2 хорошо растворим в воде, легко сжижается при атмосферном давлении и температуре $21,15^\circ\text{C}$ в красно-бурую жидкость, которая при температуре $t = -10,2^\circ\text{C}$ твердеет, образуя бесцветные кристаллы. Плотность NO_2 (при 20°C) равна $1,491 \text{ кг/м}^3$. Диоксид азота оказывает отрицательное влияние на здоровье людей. Проявляется это, прежде всего в поражении дыхательной системы, легких. Крайне опасным для жизни может оказаться даже кратковременное вдыхание воздуха с концентрацией диоксида азота $c_{\text{NO}_2} = 200\text{--}500 \text{ мг/м}^3$. Особенно подвержены воздействию оксидов азота дети. Максимально разовая и среднесуточная предельно допустимые концентрации для NO_2 соответственно равны $\text{ПДК}_{\text{NO}_2}^{\text{мр}} = 0,2 \text{ мг/м}^3$; $\text{ПДК}_{\text{NO}_2}^{\text{сс}} = 0,1 \text{ мг/м}^3$.

Большую опасность для живых организмов представляет образование еще более вредных, канцерогенных веществ в реакциях с участием оксидов азота. Диоксид азота, обладая высокой

поглощающей способностью в ультрафиолетовой области спектра, при наличии в воздухе других загрязняющих ингредиентов, например, углеводов, вступает с ними в реакции с образованием фотохимических туманов-смогов, содержащих ядовитые вещества. Накапливаясь в атмосфере, эти вещества могут оказывать самые неблагоприятные воздействия на живые организмы, включая генетические.

Выбросы оксидов азота являются причиной кислотных дождей, приносящих большой ущерб водным и лесным экосистемам, сельскохозяйственным угодьям. Основное количество оксидов азота (до 1100 млн. тонн в год) поступает в атмосферу Земли в результате природных процессов. Количество оксидов азота антропогенного происхождения составляет менее 10% от этой величины. Однако, они представляют наибольшую опасность, так как сосредоточены в центрах проживания людей. Именно из-за антропогенных выбросов в десятках городов России превышаются допустимые концентрации загрязняющих веществ, в том числе оксидов азота.

В соответствии с изменениями природоохранного законодательства РФ, произошедшими в 2014 г. [5.6], обязательным для всех отраслей народного хозяйства будет являться выполнение технологических показателей и технологических нормативов по выбросам маркерных загрязняющих веществ, предложенных в отраслевых информационно-технических справочниках по наилучшим доступным технологиям ИТС НДТ и утвержденных соответствующими приказами Министерства экологии и природных ресурсов РФ. Для теплоэнергетики таким справочником является ИТС 38-2017 «Сжигание топлива на крупных установках с целью производства энергии». Нормативы удельных выбросов по концентрациям оксидов азота в дымовых газах для котлов разной мощности при сжигании различных видов топлив установлены также в ГОСТ Р 50831-95 для вновь вводимых и реконструируемых котельных установок и ГОСТ Р 55173-2012 для находящихся в эксплуатации, проектируемых и изготавливаемых установок [5.4] (табл. 2.9). Как видно из табл. 2.9, концентрация оксидов азота в пересчете на стандартные условия в уходящих газах энергетических котлов при сжигании природного газа не должна превышать

125 мг/м³, при сжигании мазута 250 мг/м³, 300–370 мг/м³ при сжигании бурых и 350–540, 570–700 для каменных углей при твердом и жидком шлакоудалении соответственно. Таким образом, при сжигании угля и жидком шлакоудалении технологическим нормативом допускается выброс оксидов азота почти в шесть раз больший, чем при сжигании природного газа. В действительности, на ТЭС России при жидком удалении шлака концентрация оксидов азота обычно составляет 1100–1400 мг/м³, а иногда и 1800–1900 мг/м³, т.е. выбросы оксидов азота в 10–15 раз выше, чем при сжигании природного газа. Увеличение доли природного газа в топливном балансе России позволило значительно снизить выбросы оксидов азота в атмосферу энергетическими предприятиями России.

Кроме технологических нормативов в соответствии с природоохранным законодательством РФ для действующих установок должны выполняться нормы, установленные для них проектами ПДВ.

В таблице 5.1 приведены данные по изменению выбросов загрязняющих веществ энергетическими предприятиями России с 1990 г. по 2018 г. [5.5]. Как видно, за последние 28 лет валовый выброс загрязняющих веществ от энергетической отрасли сократился в 3,4 раза (с 7,15 млн. т до 2,11 млн.т), а выбросы оксидов азота сократились более чем в 2 раза (с 1,61 млн. т до 0,75 млн. т). Значительное уменьшение негативного воздействия объектов электроэнергетики на окружающую среду обусловлено:

- существенным сокращением потребления жидкого топлива (с 42,4 млн т у.т. в 1990 г. до 2–3 млн. т у.т. в 2018 г.);
- внедрением комплекса технологических мер подавления оксидов азота на котлах ТЭС;
- внедрением высокоэффективных золоуловителей, обеспечивающих остаточную запыленность дымовых газов на уровне 100–200 мг/м³;
- внедрением на газовых ТЭС ПГУ;
- переводом ряда котельных установок с угля на газ;
- выводом из эксплуатации низкоэкономичного и выработавшего свой ресурс оборудования, в том числе работающего на твердом топливе.

**Валовые выбросы загрязняющих веществ ТЭС
отрасли электроэнергетика, млн. т.**

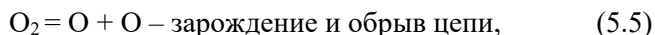
Выбросы загрязняющих веществ	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2018
зола твердого топлива	2,42	1,38	1,02	0,92	0,90	0,59	0,50	0,46
диоксид серы	3,12	2,05	1,44	1,19	1,12	0,97	0,91	0,90
оксиды азота	1,61	1,17	0,94	0,91	0,89	0,80	0,76	0,75
Всего	7,15	4,6	3,40	3,02	2,91	2,36	2,17	2,11

5.2. Механизмы образования оксидов азота

Для разработки путей борьбы с образованием и выбросами оксидов азота очень важны исследования механизмов образования NO_x . В результате работ отечественных и зарубежных исследователей к настоящему времени довольно хорошо изучены три основных механизма образования оксидов азота: термических, быстрых и топливных NO_x .

5.2.1. Образование термических оксидов азота (механизм Зельдовича)

Термические оксиды азота теоретически и экспериментально были изучены Я.Б. Зельдовичем, П.Я. Садовниковым, Д.А. Франк-Каменецким, Н.Н. Семеновым [5.7]. Необходимым условием для образования термических оксидов азота является диссоциация при высоких температурах молекул кислорода на атомы, которые вступают в реакцию с молекулярным азотом воздуха. Согласно теории, получившей название термической теории Зельдовича, при горении бедных и близких к стехиометрии топливовоздушных смесей основные реакции, управляющие образованием NO из молекулярного азота, соответствуют цепной схеме:



Позднее механизм Зельдовича был дополнен реакцией атомарного азота с гидроксидом:



Брутто реакция образования NO может быть записана в виде:



В связи с высокой энергией активации реакций образования NO эмиссия оксидов азота происходит при температуре, превышающей 1800 К. При этом в начале зоны горения концентрация термических NO интенсивно возрастает, достигая наибольшего значения непосредственно за зоной максимальных температур, и в дальнейшем не меняется по длине факела (рис. 5.1). Это подтвердили и экспериментальные исследования, которые показали, что скорость образования NO намного меньше скорости горения и, что основная часть NO образуется после завершения горения, когда повышение температуры приводит к диссоциации молекулярного кислорода. Скорость обратимых реакций образования и разложения NO в основном зависит от температуры в зоне горения и мгновенных концентраций избыточного кислорода, азота и оксида азота.

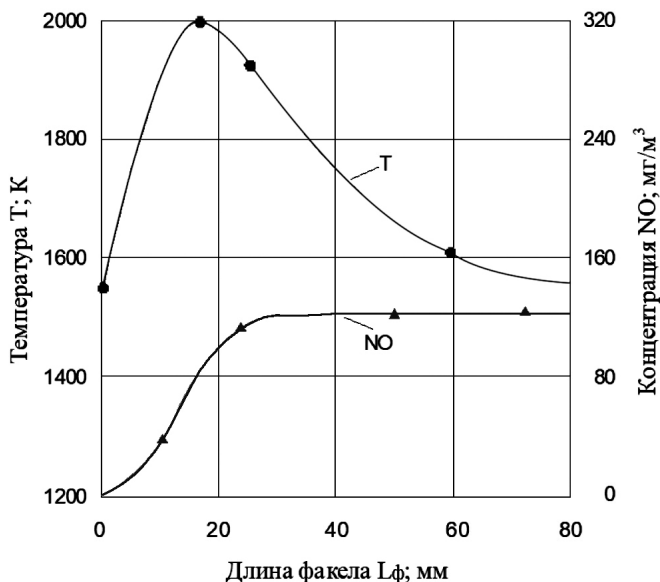


Рис. 5.1. Динамика образования оксида азота в газовоздушном факеле

Из-за высокой энергии активации основное количество термических оксидов азота образуется в узком диапазоне температур, близком к максимальной температуре в зоне активного горения (рис. 5.1).

На выход термических оксидов азота оказывают влияние различные факторы. Наибольшее влияние имеет температура в зоне горения, с увеличением которой происходит экспоненциальный рост образования NO. Увеличение времени пребывания в зоне горения также приводит к почти прямо пропорциональному росту эмиссии оксида азота.

Зависимость выхода NO от коэффициента избытка воздуха имеет вид экстремальных кривых с максимумами в области значений $\alpha_{кр} = 1,05 \div 1,25$ (рис. 5.2). Рост концентрации оксида азота до $\alpha_{кр}$ объясняется тем, что при малых избытках воздуха увеличение концентрации свободного кислорода способствует более активному протеканию реакции окисления азота воздуха, а при увеличении α в закритической области снижение температуры в зоне горения влияет в большей степени, чем увеличение концентрации кислорода.

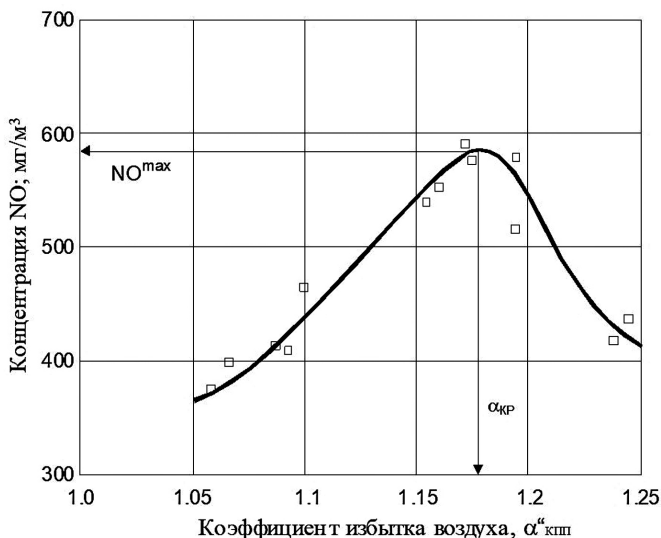


Рис. 5.2. Выход термических оксидов азота в зависимости от избытка воздуха

Поэтому первичные (режимно-технологические) мероприятия для снижения образования термических NO_x основаны 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, как это, например, происходит при ступенчатом сжигании топлива. Считается, что при температуре в зоне горения ниже 1500°C выбросами термических оксидов азота можно пренебречь.

5.2.2. Образование топливных оксидов азота

Азотосодержащие соединения, входящие в состав твердых и жидких топлив, являются источником образования топливных оксидов азота. Доля азота составляет 0,25–0,35 % в мазуте и 0,4–2,0 % в угле.

Азотсодержащие соединения, входящие в состав жидких и твердых топлив, являются источником образования топливных оксидов азота. Ввиду того, что энергия диссоциации связей N-N в 2–4 раза превосходит энергию диссоциации связей C-N и N-H , азотсодержащие соединения, входящие в состав топлива, легче превращаются в NO , чем молекулярный азот воздуха. Превращение азота топлива в оксиды азота происходит при наличии в зоне реакции достаточного количества кислорода уже при температурах $950\div 1300\text{K}$.

Образование топливных оксидов азота осуществляется в два этапа: сначала происходит газификация капель мазута или угольных частиц с выделением азотсодержащих соединений (радикалов R) типа CN , CHN , NH , NH_2 , а затем частичное окисление этих соединений по реакции:



Топливные оксиды азота образуются на начальной стадии факела за короткий промежуток времени. Из-за меньшей энергии диссоциации связей C-N процесс образования NO из азота топлива происходит при более низких температурах ($t \geq 1000^\circ\text{C}$). Увеличение содержания азота в топливе приводит к росту образования топливных оксидов азота, но эта зависимость нелинейная.

Коэффициент превращения (или степень конверсии) азотсодержащих компонентов топлива в оксиды азота изменяется в зависимости от содержания связанного азота в топливе N^p . При очень низком содержании N^p имеет место почти полная конверсия в NO .

Рост содержания N^p до $1\div 1,3\%$ снижает конверсию до $16\div 25\%$ в зависимости от температуры и вида топлива (рис. 5.3). В отличие от термических оксидов азота выход NO из азота топлива сравнительно слабо зависит от температуры, но чрезвычайно чувствителен к влиянию концентрации кислорода (рис. 5.4).

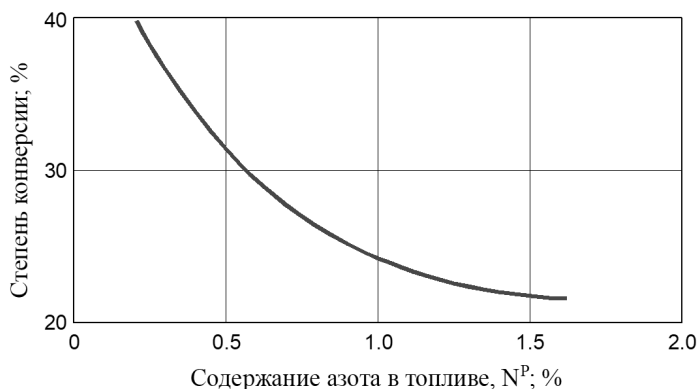


Рис. 5.3. Степень конверсии азота топлива в топливный оксид азота

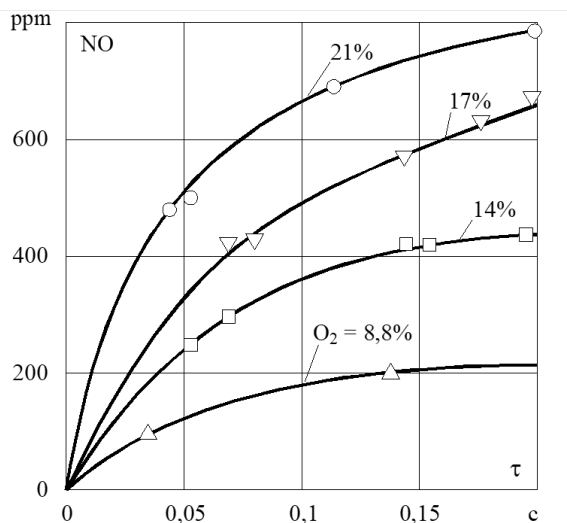


Рис. 5.4. Образование топливных NO в зависимости от начальной концентрации кислорода в факеле

При неизменной температуре выход топливных оксидов азота пропорционален квадрату среднеинтегральной концентрации кислорода в факеле.

При сжигании мазута в энергетических котлах доля топливной составляющей оксидов азота относительно невелика, а при сжигании угольной пыли в топках с твердым шлакоудалением доля топливных оксидов азота, как правило, превышает 90 %. При сжигании природного газа топливные оксиды азота не образуются, так как газ не содержит связанного азота.

5.2.3. Образование «быстрых» NO_x (механизм Фенимора)

Проведенные в начале 70-х годов исследования показали, что при сжигании углеводородных топлив измеренная скорость образования NO в зоне горения была существенно выше, чем скорость образования термических оксидов азота в послепламенной зоне. При этом вблизи зоны горения наблюдались значительные количества цианида водорода HCN , а быстрое образование NO вблизи пламени соответствовало появлению HCN (рис. 5.5)

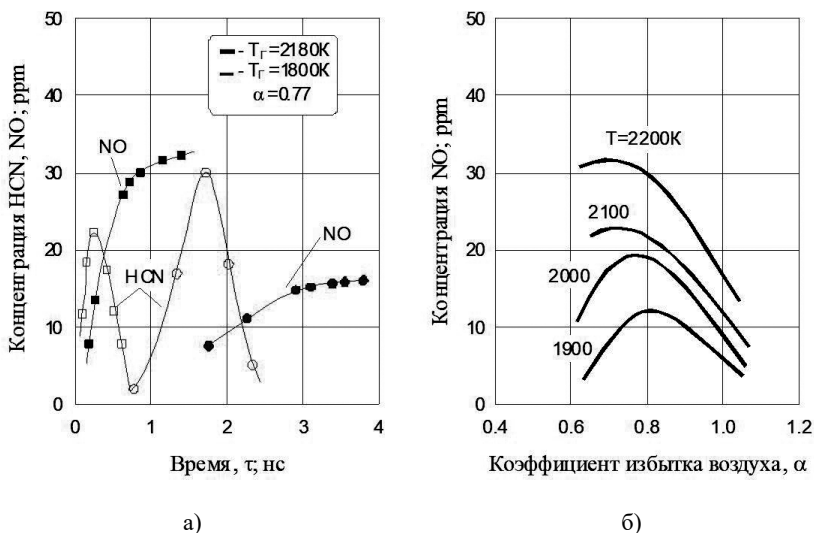
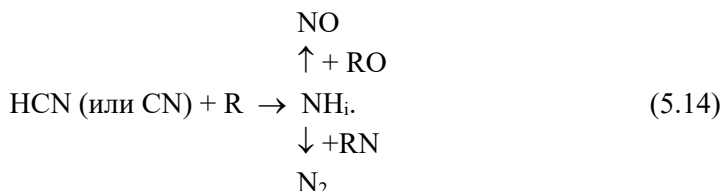


Рис. 5.5. Зависимость выхода быстрых оксидов азота от разных факторов:
а – влияние времени пребывания; б – влияние избытка воздуха

Такое ускоренное образование NO в корневой части факела было названо «быстрым» и объясняется реагированием молекулярного азота с углеводородными радикалами, образующимися в промежуточных реакциях горения:



Цианистые соединения (HCN, CN) далее реагируют с образованием аминов (NH, NH₂, NH₃). Последние, в свою очередь, взаимодействуют с промежуточными радикалами, образуя как оксид азота, так и молекулярный азот:



Реакции (5.11)–(5.14) протекают достаточно энергично уже при температурах 1200÷1600K, когда образование термических оксидов азота практически не происходит.

Также как и в случае термических оксидов азота, зависимость образования быстрых NO от избытков воздуха имеет экстремальный характер. Однако максимальные выходы быстрых NO наблюдаются при горении богатых смесей ($\alpha = 0,6 \div 0,8$) и увеличиваются с ростом температуры в зоне реагирования (рис.5.5). Вместе с тем доля быстрых оксидов азота в суммарном выбросе NO_x, образующихся в энергетических паровых котлах, как правило, не превышает 10÷15%.

Как видно из рис. 5.6, топливные и быстрые оксиды азота начинают образовываться при более низких температурах и медленно возрастают с ее увеличением. Образование термических оксидов азота происходит при более высоких температурах, но их концентрация возрастает по экспоненте с ростом температуры.

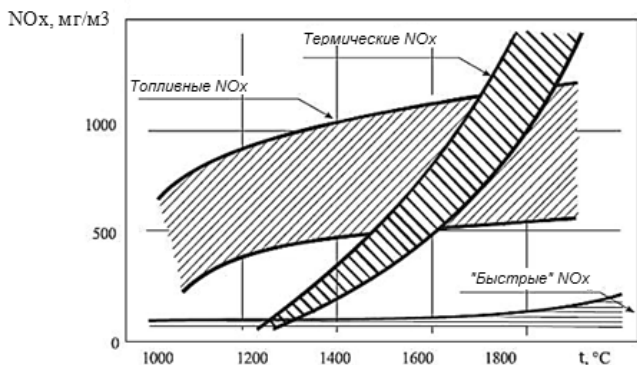


Рис. 5.6. Зависимость образования оксидов азота от температуры при сжигании органических топлив

При сжигании угля в топках с твердым шлакоудалением температура в зоне горения, как правило, не превышает 1500–1600°C, поэтому в основном образуются топливные оксиды азота. При сжигании природного газа, мазута и угля с жидким удалением шлака температура в зоне горения значительно выше, поэтому в выбросах преобладают термические оксиды азота.

5.2.4. Образование диоксида азота

При типичных условиях факельного сжигания топлив в котлах концентрации диоксида азота NO_2 , как правило, пренебрежимо малы по сравнению с содержанием NO и обычно составляют 0÷30 мг/м³.

Экспериментальные исследования выявили, что образование диоксида азота происходит в двух зонах: предпламенной и послепламенной. В первой зоне образовавшийся NO_2 полностью разлагается. В то же время быстрое перемешивание горячих и холодных областей в турбулентном пламени может привести к быстрому замораживанию NO_2 , что является причиной появления относительно больших концентраций диоксида азота в холодных зонах потока. Эмиссия NO_2 в послепламенной зоне происходит в верхней части топки и в горизонтальном газоходе (при $T \geq 900\div 1000 \text{ K}$) и при определенных условиях также может достигать заметных размеров.

5.3. Первичные мероприятия, направленные на уменьшение выбросов NO_x

Применяемые технологии борьбы с выбросами оксидов азота подразделяются на две группы:

- 1) режимно-технологические методы снижения образования оксидов азота в топках котлов (первичные методы);
- 2) очистка дымовых газов от уже образовавшихся оксидов азота (вторичные методы).

Очистка газов от оксидов азота может иметь высокую эффективность, но связана с большими капитальными и эксплуатационными затратами и ее следует применять в том случае, если не удастся обеспечить выполнение норм по выбросам оксидов азота режимно-технологическими мероприятиями.

Основные режимно-технологические мероприятия, которые применяются на ТЭС:

- сжигание топлива с малыми избытками воздуха;
- рециркуляция дымовых газов;
- стадийное и ступенчатое сжигание топлива;
- ввод влаги в зону горения и сжигание водо-мазутных эмульсий;
- применение малотоксичных горелок;
- сжигание твердых топлив с повышенной концентрацией пыли;
- применение двусветных экранов и снижение теплонапряжения в топочной камере.

Комплексное применение сочетания вышеперечисленных методов позволяет в несколько раз снизить выбросы оксидов азота. Особенно эффективно применение методов подавления образования оксидов азота при сжигании газа и мазута. При сжигании угля с жидким шлакоудалением (ЖШУ) применение этих методов сильно ограничено необходимостью поддержания высокой температуры для обеспечения выхода шлака в жидком состоянии. Применение режимных методов на угольных и газомазутных котлах имеет существенные различия. При сжигании угля с твердым шлакоудалением (ТШУ) в основном образуются топливные оксиды азота, поэтому применение методов, направленных на снижение максимальной

температуры, является неэффективным. При сжигании природного газа и мазута в основном образуются термические оксиды азота, поэтому методы, направленные на снижение максимальной температуры в топке, будут иметь высокую эффективность.

Следует также иметь ввиду, что применение режимно-технологических методов может приводить к снижению коэффициента полезного действия котельных агрегатов, может оказывать влияние на надежность их работы, приводить к увеличению выбросов бенз(а)пирена. Поэтому вопрос о применении методов подавления оксидов азота необходимо рассматривать комплексно с учетом всех вышеперечисленных факторов.

5.3.1. Сжигание топлива с малыми избытками воздуха

Сжигание топлива с малыми избытками воздуха позволяет снизить как термические, так и топливные оксиды азота, поэтому это мероприятие может быть применено при сжигании любого вида органического топлива. Снижение избытков воздуха возможно лишь до тех пор, пока это не приводит к интенсивному росту продуктов неполного сгорания топлива. Уменьшение α ниже определенного критического уровня $\alpha_{кр}$ приводит к резкому увеличению химического недожога топлива и возрастанию выбросов монооксида углерода СО и бенз(а)пирена.

Следует особо подчеркнуть, что на образование оксидов азота влияет только тот воздух, который подается в зону активного горения вместе с топливом. Изменение количества присосов холодного воздуха в топочную камеру, который не участвует в процессе воспламенения и горения топлива, практически не влияет на образование оксидов азота.

Влияние избытков воздуха на образование оксидов азота описывается экстремальной зависимостью с максимумом для газомазутных котлов при величинах $\alpha_{max} = 1,15 \div 1,25$ и для пылеугольных котлов $\alpha_{max} = 1,3 \div 1,5$. Причем максимум содержания NO_x в дымовых газах соответствует такому значению коэффициента избытка воздуха, при котором в данных условиях достигается наиболее полное сгорание топлива. На рис. 5.7 приведена зависимость концентрации оксидов азота в дымовых газах и химиче-

ского недожога (концентрации CO) от коэффициента избытка воздуха при сжигании мазута [5.12]. Величина $\alpha_{кр}$ зависит от вида топлива, присосов воздуха в топку, равномерности раздачи воздуха и топлива по горелкам, типа горелочных устройств и некоторых других факторов. Величина $\alpha_{кр}$ определяется режимно-наладочными испытаниями котла. Для большинства котлов проектный коэффициент избытка воздуха на выходе из топки составляет: 1,15–1,20 – при сжигании твердого топлива; 1,03–1,05 – при сжигании природного газа и мазута.

Данное мероприятие позволяет снизить выбросы оксидов азота в атмосферу на 15÷30% в зависимости от особенностей котла и процесса сжигания. Кроме того, сжигание топлива с пониженными избытками воздуха повышает КПД котла за счет снижения температуры и расхода уходящих газов и снижает низкотемпературную сернокислотную коррозию. В связи с тем, что расходы воздуха и дымовых газов становятся меньше, расход электроэнергии на привод дымососов и дутьевых вентиляторов несколько снижается. Следует отметить, что работа на пониженных избытках воздуха предъявляет более высокие требования к состоянию котельного агрегата и работе контрольно-измерительных приборов, а также к квалификации эксплуатационного персонала и технологической дисциплине.

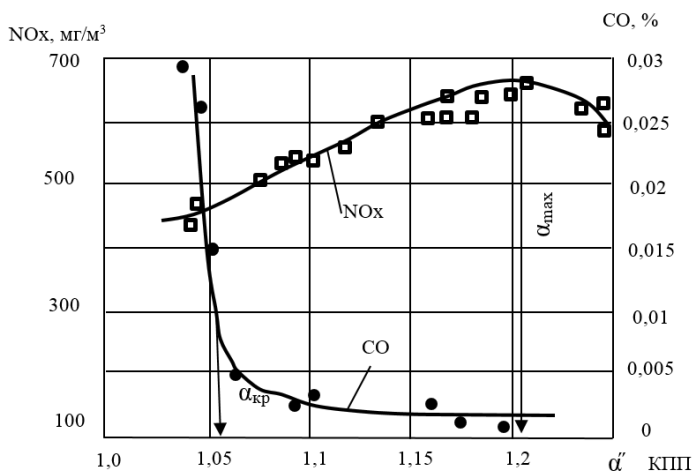


Рис. 5.7. Влияние избытка воздуха на образование оксидов азота и на химический недожог (газо-мазутный котел)

5.3.2. Рециркуляция дымовых газов

Рециркуляция дымовых газов – это подача части продуктов сгорания, отбираемых за водяным экономайзером (рис. 5.8) или воздухоподогревателем, обратно в топочную камеру, что обеспечивает снижение температуры факела и выравнивание температурных полей.

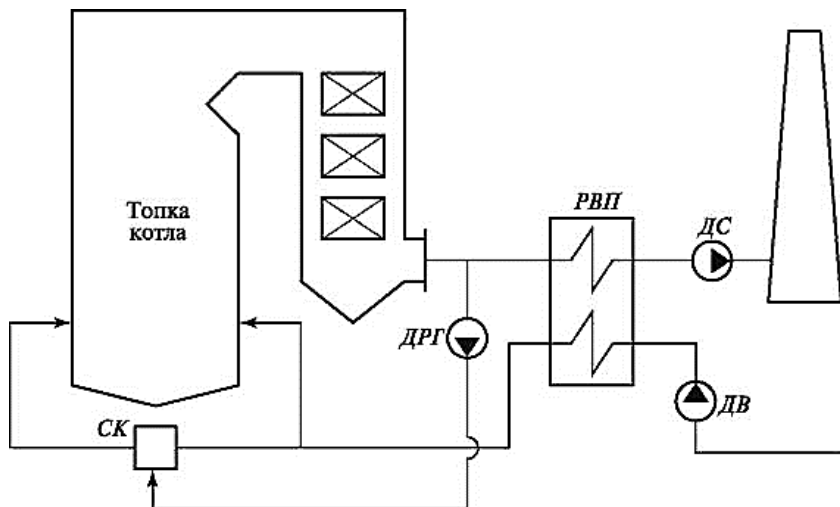


Рис. 5.8. Принципиальная схема рециркуляции дымовых газов котла с использованием дымососов рециркуляции газов:

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

Коэффициент избытка воздуха в газах рециркуляции $\alpha_{ГР}$ за счет присосов холодного воздуха по газовому тракту котла выше, чем в топочной камере. Поэтому при использовании рециркуляции избытки воздуха в зоне активного горения $\alpha_{ЗАГ}$ несколько возрастают. При этом, однако, за счет разбавления инертными продуктами сгорания реальные концентрации кислорода и топлива в зоне реакции уменьшаются. В результате происходит интенсивное подавление образования термических оксидов азота. Выход же топливных NO_x снижается незначительно только благодаря снижению действующих концентраций.

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

Применение рециркуляции дымовых газов приводит к росту затрат на собственные нужды за счет затрат энергии на привод дымососов рециркуляции и увеличения аэродинамического сопротивления котла, приводит к росту температуры уходящих газов, а также может сопровождаться увеличением образования СО и бенз(а)пирена. При полной загрузке дымососов рециркуляции ($r = 20\text{--}24\%$) снижение КПД котла может составить $0,4\text{--}1,0\%$.

Ввод газов рециркуляции может осуществляться в различные места топки: через специальные шлицы, в каналы горелок, в ее верхнюю часть. Первоначально рециркуляция дымовых газов была задумана как средство обеспечения надежной работы поверхностей нагрева газомазутных котлов и как метод регулирования температуры вторичного перегрева. Одновременно это позволяет снизить максимальную температуру в топке котла, что приводит к снижению образования термических оксидов азота. Наибольшая эффективность подавления термических оксидов азота достигается при подаче относительно холодных газов рециркуляции в зону максимальных температур.

Результаты испытаний различных схем ввода рециркуляции дымовых газов показали, что наибольший эффект по снижению выбросов NO_x дает ввод дымовых газов рециркуляции через центральные каналы горелок (рис. 5.9). Однако широкого распространения этот способ не нашел, так как в ряде случаев возникают проблемы с обеспечением стабильного воспламенения факела, особенно при переходе на сжигание мазута. В связи с этим чаще применяется ввод дымовых газов рециркуляции в смеси с дутьевым воздухом, по среднему или периферийному каналам горелок. При настенной компоновке горелок ввод газов рециркуляции в под топку практически не приводит к снижению максимальной температуры в топке и мало влияет на выбросы оксидов азота.

Транспорт отобранных на рециркуляцию продуктов сгорания осуществляется с помощью специальных дымососов рециркулирующих газов (ДРГ). ДРГ позволяют гибко регулировать степень ре-

циркуляции продуктов сгорания в диапазоне от 0 до 20÷25 % в зависимости от нагрузки котла и вида сжигаемого топлива.

Рециркуляция дымовых газов широко применяется для снижения выбросов термических оксидов азота при сжигании природного газа и мазута. При сжигании угля с твердым шлакоудалением в основном образуются топливные оксиды азота и применение рециркуляции неэффективно.

Существенное подавление образования оксидов азота при сжигании природного газа и мазута имеет место в основном при подаче газов рециркуляции в количестве до $r \leq (15 \div 22\%)$. Дальнейшее повышение степени рециркуляции r приводит к незначительному дополнительному снижению выхода NO_x при одновременном ухудшении экономичности установки и возрастанию потерь с химическим недожогом. Увеличение химического недожога происходит вследствие двух причин: снижения температуры и уменьшения концентрации O_2 . Тем не менее в отдельных случаях для усиления эффекта снижения выбросов оксидов азота степень рециркуляции продуктов сгорания повышают до 27÷32%.

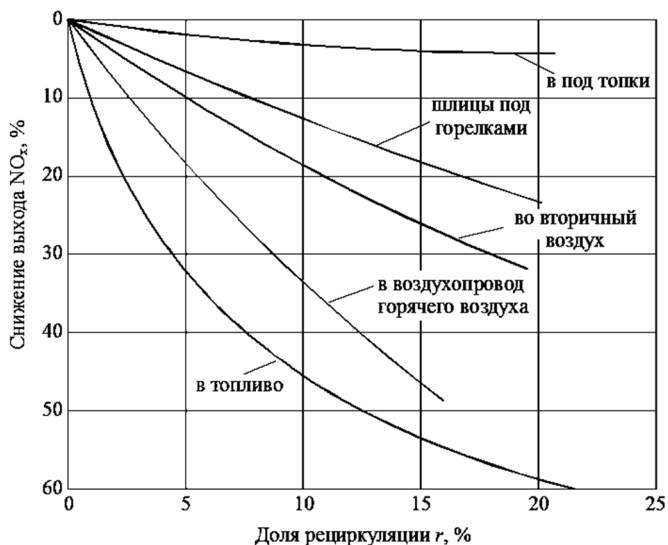


Рис. 5.9. Влияние способа ввода и степени рециркуляции газов на снижение концентрации оксидов азота в дымовых газах котлов при сжигании природного газа

5.3.3. Нестехиометрическое сжигание топлив

Нестехиометрическое сжигание – это нетрадиционный способ сжигания топлив с организацией в топочной камере восстановительной ($\alpha < 1$) и окислительной ($\alpha > 1,2 \div 1,25$) зон горения при сохранении традиционных избытков воздуха на выходе из топки (рис. 5.10) В этом случае 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 (см. рис. 5.10) воздушный разбаланс, топливный разбаланс и комбинированный разбаланс.

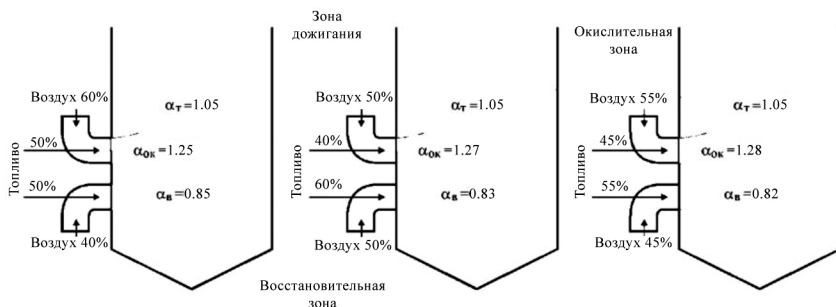


Рис. 5.10. Пример организации топливовоздушного разбаланса при нестехиометрическом сжигании топлива:

- а – воздушный разбаланс; б – топливный разбаланс;
в – комбинированный разбаланс

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 го-

релочные устройства, воздушные шиберы перед которыми остаются полностью открытым. 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.

Топливный разбаланс осуществляется перераспределением подачи топлива в горелки при равномерной раздаче воздуха по всем горелочным устройствам. Для этого все воздушные шиберы перед горелками полностью открыты. Данный вид разбаланса рекомендуется при нестехиометрическом сжигании природного газа и в отдельных случаях при сжигании угля.

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 $\alpha_{ок}$ и восстановительных $\alpha_{в}$ факелах. Этот способ разбаланса топливовоздушного соотношения рекомендуется для нестехиометрического сжигания природного газа, углей, а также при совместном сжигании разных видов топлива.

Очевидно, что нестехиометрическое сжигание дает больший эффект снижения выбросов NO_x при работе на природном газе, чем при работе на мазуте и, тем более на угле. Причиной этого являются топливные оксиды азота, образование которых подавляется в меньшей степени, чем термических NO_x , поскольку имеет место только в пределах восстановительной зоны.

На практике существует большое разнообразие возможных схем организации нестехиометрического сжигания, выбор которых зависит от габаритов топки, типа и числа горелочных устройств. Так, в случае однорядного встречного расположения горелок в топке

котла, нестехиометрическое сжигание может быть организовано «по горизонтали» (рис. 5.11). Если котел имеет двухъярусную компоновку горелок, то возможна организация большого числа комбинаций нестехиометрического сжигания «по вертикали» (рис. 5.10).

Путем организации только нестехиометрического сжигания не всегда удастся обеспечить снижение выбросов NO_x до нормативных значений. Дополнительный ввод влаги и газов рециркуляции при нестехиометрическом сжигании топлив приводит к снижению максимальных температур факела, что подавляет образование термических оксидов азота, но практически не влияет на выход быстрых и топливных NO . Поэтому ввод влаги и газов рециркуляции в качестве дополнительного мероприятия целесообразно применять при нестехиометрическом сжигании природного газа и мазута. Так, например, на котле БКЗ-320-140ГМ при нестехиометрическом сжигании мазута выход оксидов азота на номинальной нагрузке составлял 410 мг/м^3 (при обычном сжигании 600 мг/м^3), а при совместной реализации нестехиометрического сжигания с вводом газов рециркуляции в короб горячего воздуха в количестве 20% содержание NO_x в продуктах сгорания снижалось до $210 \div 240 \text{ мг/м}^3$.

При соответствующей наладке внедрение нестехиометрического сжигания на действующих котлах не приводит к ухудшению технико-экономических показателей. При этом КПД котла практически остается на прежнем уровне.

Нестехиометрическое сжигание природного газа и мазута (как по отдельности, так и совместное) рекомендуется для внедрения на водогрейных котлах тепловой мощности более 35 МВт (30 Гкал/ч), а также на паровых котлах докритического давления (ДКД) паропроизводительностью не более 420 т/ч.

С целью дальнейшего снижения выхода NO_x (в случае, если при реализации нестехиометрического сжигания величина $\Delta\text{NO}_x < 40\%$) могут быть дополнительно применены рециркуляция продуктов сгорания в общий короб горячего воздуха или зону дожигания (верхний ярус горелок) в количестве $10 \div 20\%$ от объема уходящих газов или ввод влаги в ядро горения в количестве до $5 \div 8\%$ от массы сжигаемого топлива.

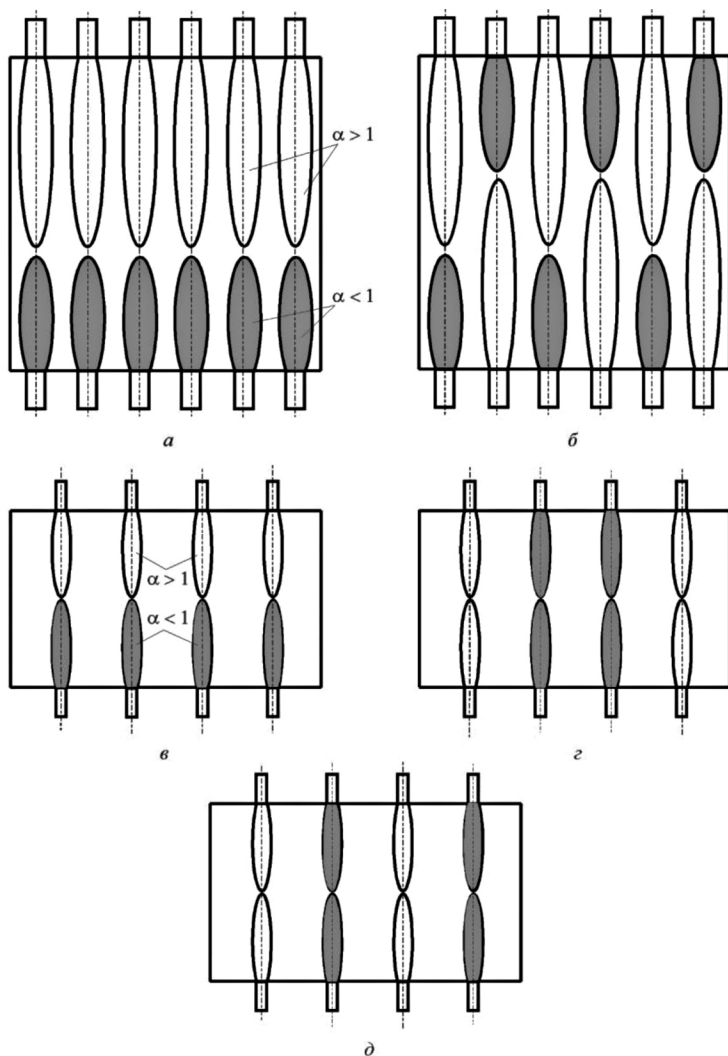


Рис. 5.11. Схемы организации нестехиометрического сжигания топлива

«по горизонтали» при одноярусной компоновке:

а, б – котел ПТВМ-100; в, д – котел ТПЕ – 430

а – д – «встречная», «шахматная», «встречная»,
«центральная», «чередующаяся» схемы

Выполнение предложенных рекомендаций при внедрении способа нестехиометрического сжигания обеспечит снижение выбросов оксидов азота на 35÷50% и надежную работу котла при сохранении его основных технико-экономических показателей.

Преимуществами данного способа сжигания, являются возможность реализации на большинстве серийных паровых и водогрейных котлов независимо от конструкций топочной камеры и горелочных устройств; универсальность по топливу; простота реализации на действующих котлах без проведения их реконструкции и замены тягодутьевых машин; отсутствие дополнительных капитальных и эксплуатационных затрат на реализацию.

В таблице 5.2 приведены результаты внедрения нестехиометрического сжигания на различных котлах.

Таблица 5.2

**Эффективность снижения выбросов оксидов азота
при реализации метода нестехиометрического сжигания**

Котел	Топливо	Выбросы NO _x ; мг/м ³		Снижение выбросов NO _x , %
		при обычном сжигании	при нестехиометрическом сжигании	
ПТВМ-100	Мазут, природный газ	250 --	170÷175 --	30 30÷40
ТГМЕ-464	Природный газ	--	--	30
БКЗ-320-140ГМ	Мазут	510÷530	280÷300	43÷45
ТГМ-151	Природный газ	330	260	20
ТГМЕ-94	Природный газ	--	--	50
ТГМ-84Б	Природный газ	--	--	34÷37
	Мазут, природный газ, газ/мазут	430 250 340	260 135 220	40 45 35
	Природный газ, мазут	--	--	25 20
	Мазут	330÷350	150÷155	50÷55
БКЗ-420-140НГМ	Природный газ	--	--	50
ТП-230-2	Природный газ	--	--	25
	Природный газ	460÷485	310÷350	28÷32
ПК-24	Черемховский каменный	--	--	30÷35
ЦКТИ-75-39Ф	Кизеловский уголь	390÷400	290÷310	22÷34

5.3.4. Ступенчатое сжигание топлива

Эффективными методами снижения образования оксидов азота являются ступенчатое и стадийное сжигание топлива, которые представляют собой нетрадиционные способы сжигания топлива с организацией в топочной камере восстановительной ($\alpha < 1$) и окислительной ($\alpha > 1,2-1,25$) зон горения при сохранении традиционных избытков воздуха на выходе из топочной камеры.

Генерация оксидов азота в первой зоне тормозится из-за недостатка кислорода, а на последующих – из-за относительно низкого уровня температур за счет больших объемов воздуха. Кроме того, образовавшиеся на первой стадии горения продукты неполного сгорания (CO , H_2 , CH_i , где $i = 1-3$) создают зону с восстановительной средой, и оксиды азота частично восстанавливаются до молекулярного азота (рис. 5.12). Этот метод позволяет снизить выбросы как термических, так и топливных оксидов азота.

В восстановительной зоне сжигание топлива происходит при $\alpha < 1$, поэтому образуются продукты неполного сгорания, которые являются хорошими восстановителями. Образовавшиеся в этой зоне оксиды азота частично вступают в реакцию с продуктами неполного сгорания и восстанавливаются до молекулярного азота:



При ступенчатом сжигании через основные горелки подается топливо с недостатком воздуха ($\alpha < 1$), а остальная часть воздуха подается далее по факелу через специальные шлицы, сопла или отключенные по топливу горелки верхних ярусов. Подача недостающего воздуха может быть организована как над основными горелками, так и с противоположной стены топки навстречу факелу. При многоярусном расположении горелок для воздушного дутья могут использоваться все или несколько горелочных устройств верхнего яруса, которые полностью отключаются по топливу. Такой способ характеризуется простотой и отсутствием капитальных затрат на его реализацию. Однако его можно реализовать лишь при достаточном запасе по производительности горелочных устройств. В противном случае он может использоваться только при работе котла на пониженных нагрузках.

Общей проблемой для всех схем организации двухступенчатого сжигания является обеспечение качественного перемешивания воздуха, подаваемого во вторую ступень, с продуктами неполного сгорания из первой ступени для предупреждения недожога топлива. При этом, чем лучше организуется подмешивание вторичного воздуха в основной факел, тем значительней воздействие ступенчатого сжигания на выход оксидов азота. Эта проблема решается за счет рационального выбора места установки сопел и скорости подачи воздушного дутья.

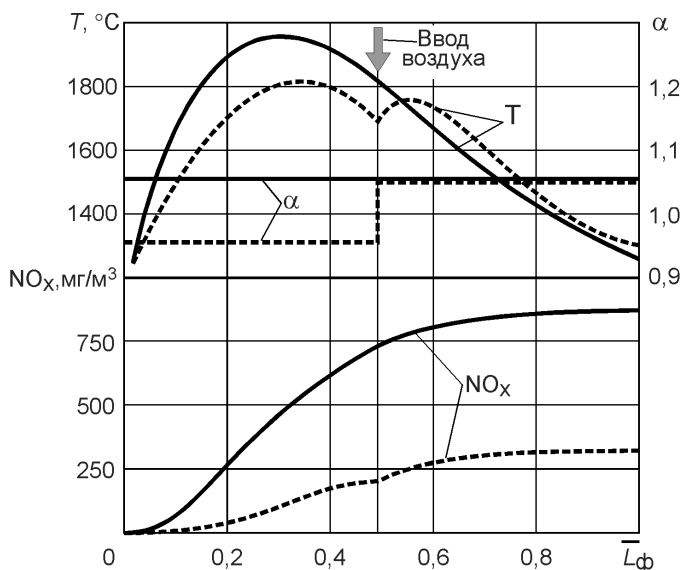


Рис. 5.12. Влияние вторичного дутья на характеристики факела (— — — — — обычное сжигание; — — — — — двухступенчатое сжигание)

К настоящему времени накоплен большой опыт промышленного использования двухступенчатого сжигания на различных котлах. В зависимости от вида сжигаемого топлива, способа и условий реализации снижение выбросов NO_x для данного внутри-топочного мероприятия может достигать от 15÷25 до 40÷50% на пылеугольных и до 60÷75% на газомазутных котлах (табл. 5.3). Это достаточно часто позволяет удовлетворить действующие нормативы по выбросам или существенно уменьшить остроту данной проблемы.

Таблица 5.3

Эффективность внедрения двухступенчатого сжигания

Тип котла, топливо	Способ пода- чи вторичного воздуха	NO _x ; мг/м ³		Снижение выбросов NO _x ; %
		до внедрения	после внедрения	
ТГМ-84 – газ – мазут	Сопла над основными горелками	260	140	46
		425	240	44
БКЗ-220-100, кузнецкий уголь марки Г	Сопла над основными горелками	830	430	48
БКЗ-420-140, карагандинский промпродукт	Сопла над основными горелками	730	560	30
ПК-47-3, газ	Отключение по топливу одной горелки	310÷330	200	35÷40
ТГМП-204ХЛ, газ	Отключение по топливу верхнего яру- са горелок	1200	600	50
КВГМ-100, газ	Сопла над основными горелками	220	65	70

Однако использование ступенчатого сжигания топлива в топке котла приводит к увеличению потерь с химической неполнотой сгорания q_3 при режимах с малыми значениями общего коэффициента избытка воздуха и к снижению технико-экономических показателей котла. Увеличивается избыток воздуха на выходе из топочной камеры, и при этом возрастает температура газов на выходе из топки в среднем на 4–5°C, а КПД котла снижается на 0,2–0,5%. При сжигании сернистых топлив часть серы, содержащейся в топливе, при недостатке кислорода вступает в реакцию с водородом с образованием химически активного сероводорода:



При попадании на экранные трубы химически активный сероводород может вызывать высокотемпературную сероводородную коррозию. Поэтому ступенчатое сжигание не рекомендуется

использовать на котлах СКД, работающих на сернистых топливах. При ступенчатом сжигании недостаток кислорода в восстановительной зоне горения и снижение температуры в окислительной зоне создают условия для снижения выгорания бенз(а)пирена и увеличения его выброса по сравнению с традиционным сжиганием топлива.

Для котлов сверхкритического давления (СКД), где двухступенчатое сжигание, как правило, неприемлемо из-за возможности появления высокотемпературной сульфидной коррозии экранных панелей НРЧ, возможно использование трехступенчатого сжигания. За рубежом данное технологическое мероприятие известно под названием **Reburning Technology**. Оно может внедряться и на котлах ДКД. 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 . Поэтому снижение NO_x при его внедрении по сравнению с двухступенчатым сжиганием может быть даже выше.

Сущность метода трехступенчатого сжигания состоит в том, что основные горелки работают с оптимальным по условиям обеспечения минимальной высокотемпературной коррозии экранов и максимального выжига топлива с коэффициентом избытка воздуха 1,0–1,05. Выше основных горелок устанавливаются дополнительные горелки, в которых сжигается 15–30% топлива с недостатком воздуха. Благодаря этому в топке создается зона с восстановительной средой, в которой продукты неполного сгорания (CO , H_2 , C_nH_m) восстанавливают образовавшиеся NO до N_2 .

Для создания восстановительной зоны можно использовать то же топливо, что и для основных горелок, но предпочтение следует отдать газообразному топливу, которое не содержит связанного азота и серы, поэтому химически активного сероводорода не образуется. В случае использования угля для восстановительных горелок желательно использовать пыль более тонкого помола, чтобы обеспечить догорание коксовых частиц на пути от восстановительной зоны до выхода топочных газов в зону ширмового пароперегревателя.

Выше этой зоны организуется зона дожигания оставшихся продуктов неполного сгорания за счет третичного воздуха, поступающего через сопла острого дутья (рис. 5.13).

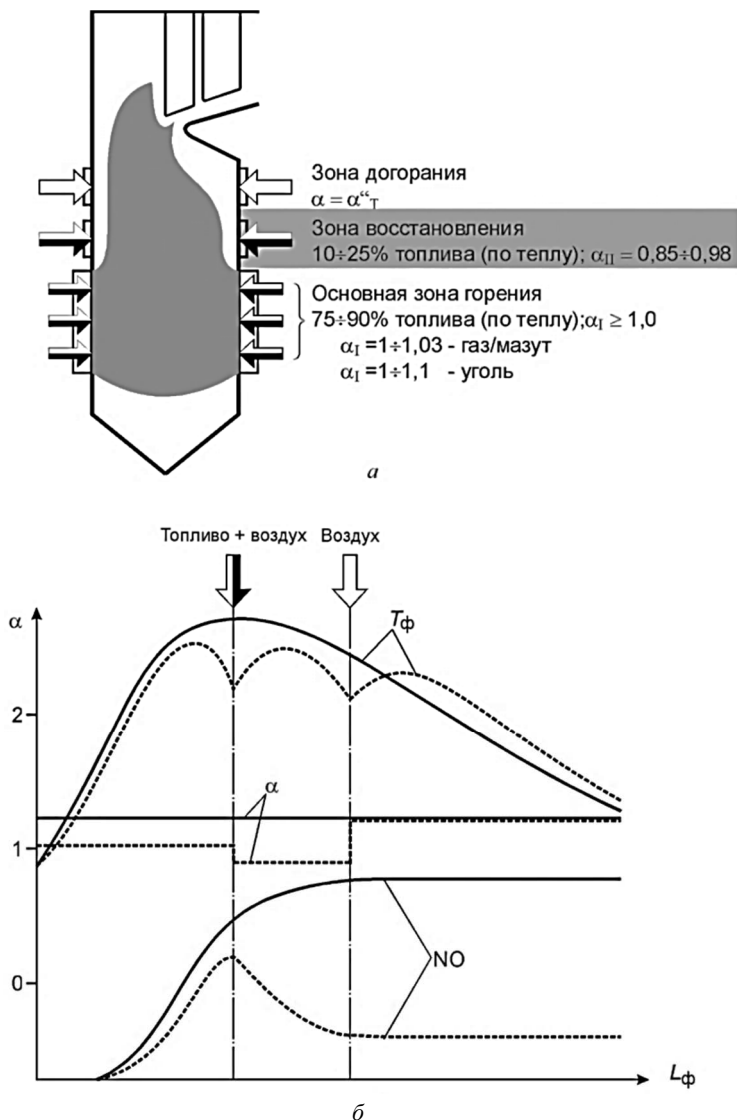


Рис. 5.13. Схема (а) и режимные характеристики (б) трехступенчатого сжигания:

_____ – традиционное сжигание; ---- – трехступенчатое сжигание

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.

При использовании пылесистем с прямым вдуванием для внедрения трехступенчатого сжигания в горелки второй ступени можно подавать только аэросмесь с коэффициентом избытка воздуха $\alpha_{гор}$ равным доле первичного воздуха α_1 . В пылесистемах с промбункером коэффициент $\alpha_{гор}$ для второй ступени можно принимать равным $0,25 \div 0,35$ в зависимости от характеристик используемого угля. Место ввода дополнительного топлива выбирается исходя из требования полного сгорания летучих и примерно 90%-го выгорания горючей массы угля в основной (первичной) зоне горения. Время пребывания продуктов горения в восстановительной зоне не должно превышать, как показали численные и натурные эксперименты, 0,4 с во избежание увеличения химического и механического недожога топлива. Из тех же соображений время пребывания газов в зоне дожигания, т. е. от уровня ввода третичного воздуха до нижней отметки ширм, рекомендуется выбирать не менее 0,6 с. При выполнении этих условий при трехступенчатом сжигании твердых топлив обеспечивается снижение выбросов NO_x на 50÷65%.

Часто для усиления эффективности снижения выбросов оксидов азота, снижения скорости высокотемпературной коррозии экранных труб 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 $r = 10 \div 15\%$. Они служат в качестве балласта для повышения количества движения топливоздушного 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.

Эффективность метода трехступенчатого сжигания зависит от ряда факторов, важнейшими из которых являются:

- 1) величины недостатка кислорода в восстановительной зоне (предпочтительно иметь $\alpha_{II} = 0,85 \dots 0,95$);

- 2) время пребывания продуктов горения в восстановительной зоне (желательно обеспечить расчетное время $\tau_{II} > 400$ мс);

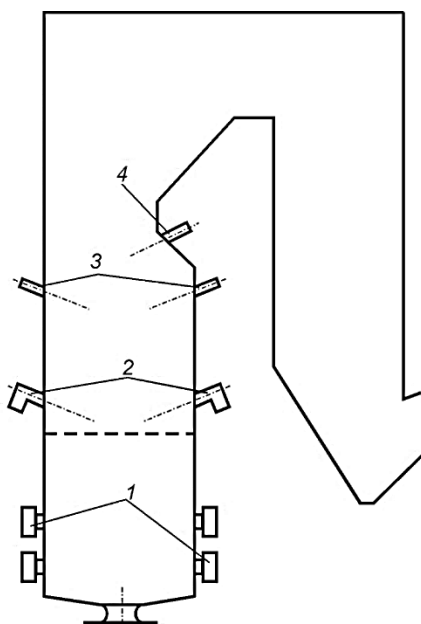
- 3) температура в восстановительной зоне должна быть по возможности высокой (желательно не ниже 1200°C);

- 4) интенсивность воспламенения дополнительного топлива и перемешивание продуктов его сгорания с дымовыми газами из основной зоны горения;

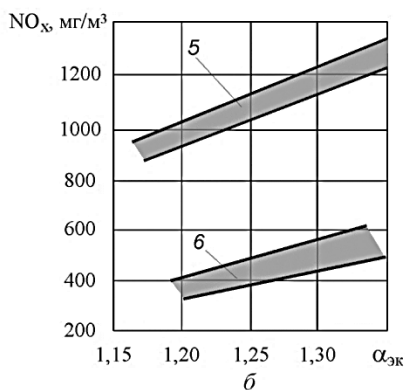
- 5) избыток воздуха в основной зоне горения (он должен быть минимальным с учетом обеспечения допустимого механического недожога q_4);

- 6) время пребывания τ_{III} и интенсивность перемешивания струй третичного воздуха с продуктами сгорания из восстановительной зоны (τ_{III} должно быть не менее 600 мс).

Классическая схема трехступенчатого сжигания внедрена на котле ТПП-312 блока 300 МВт Ладыженской ГРЭС (рис. 5.14, а). Основные пылеугольные вихревые горелки на данном котле расположены встречно на фронтном и заднем экранах в два яруса (по 8 горелок в каждом ярусе). В дополнительных прямоточных горелках сжигается природный газ в количестве $15 \div 20\%$ 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 вводились газы рециркуляции.



a



б

Рис. 5.14. Трехступенчатое сжигание топлива на котле ТПП-312:

a – реконструированная топка; *б* – зависимость NO_x от избытка воздуха;

1 – основные горелки; 2 – дополнительные горелки и газы рециркуляции;

3 – сопла третичного воздуха; 4 – верхние сопла для газов рециркуляции;

5 – до реконструкции ($N = 270$ МВт); 6 – после реконструкции ($N = 304$ МВт)

После внедрения трехступенчатого сжигания концентрация NO_x в дымовых газах (при стандартных условиях) была снижена с $1100 \div 1200$ до $500 \div 570$ мг/м^3 , а при тщательной настройке режима

– даже до 400 мг/м³, т. е. примерно на 65% (рис. 5.14, б). 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.

5.3.5. Впрыск влаги в зону горения и сжигание водомазутных эмульсий

Ввод влаги в зону горения позволяет снизить температуру в факеле, что приводит к подавлению образования термических оксидов азота. Поэтому впрыск влаги используется при сжигании газа и мазута. Для достижения наилучшего результата ввод влаги следует осуществлять в ядро горения (локальный дозированный впрыск). Более эффективным является ввод в зону горения воды, а не пара, так как на ее испарение расходуется дополнительное тепло, что позволяет снизить максимальную температуру в топке в большей степени. Подача воды осуществляется через форсунки, которые обычно устанавливаются в горелочных устройствах. Можно с этой целью использовать паровые каналы в мазутных форсунках.

Ввод влаги в зону горения позволяет также снизить химический недожог топлива, так как при высоких температурах происходит диссоциация паров воды:



Гидроксил OH доокисляет продукты химического недожога, поэтому топливо можно сжигать при меньших избытках воздуха, что позволяет дополнительно снизить образование оксидов азота

и повысить КПД котла. Ввод влаги в зону горения позволяет снизить образование бенз(а)пирена.

Количество подаваемой в топочную камеру влаги принято измерять в % на единицу массы топлива:

$$\delta_{\text{вл}} = \frac{G_{\text{вл}}}{G_{\text{т}}} 100 \%, \quad (5.19)$$

где $G_{\text{вл}}$ и $G_{\text{т}}$ – соответственно массовые расходы влаги и топлива, кг/с.

С увеличением подачи влаги эффективность подавления оксидов азота увеличивается, но снижается КПД котла, так как увеличивается объемный расход уходящих газов и растет количество теплоты, затраченной на испарение воды. Поэтому целесообразно использовать впрыск влаги, равный 5–10% от расхода топлива, частично компенсировав снижение КПД котла сжиганием топлива с меньшими избытками воздуха. При таком режиме сжигания топлива КПД котла снижается на 0,4–0,8 %.

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, N₂ и ПАУ гидроксидом OH. Это позволяет уменьшить величину избытка воздуха в топке и, тем самым, дополнительно повысить эффективность подавления оксидов азота. Достоинством метода являются небольшие конструктивные и эксплуатационные затраты, а также его простота и легкость автоматизации.

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 коррозий поверхностей нагрева. Последнее 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 отдельных случаях

впрыск влаги может быть также использован в качестве дополнительного мероприятия при рециркуляции дымовых газов в топку, двухступенчатом или нестехиометрическом сжигании топлив для дополнительного подавления оксидов азота и снижения химического недожога (CO , H_2 и ПАУ).

При использовании мазута в качестве органического топлива возникает ряд проблем:

- зола мазута очень липкая и плохо удаляется с низкотемпературных поверхностей нагрева котла, что ухудшает теплообмен и снижает КПД котла;

- наличие в сжигаемом мазуте воды, которая попадает в него главным образом при разгрузке. При хранении мазута часть воды собирается в водяные линзы и осажается на дне емкости. Сжигание обводненного мазута со значительным содержанием влаги приводит к серьезным проблемам в поддержании стабильных режимных параметров котлов. Попадая в трубопроводы, а затем и в топливные форсунки, эти водяные включения могут вызывать неравномерность горения топлива и даже останов котла.

С целью повышения эффективности и надежности сжигания мазута, а также для снижения выбросов оксидов азота достаточно хорошо проработана и применяется на ТЭС технология по приготовлению и сжиганию водомазутных эмульсий (ВМЭ) [5.8–5.11]. ВМЭ должна быть приготовлена в виде однородной смеси мазута и добавляемой влаги по типу «вода-масло», в которой вода как дисперсная фаза в виде частиц диаметром несколько микрометров находится внутри топливной оболочки. Соблюдение этого условия и влажности водно-мазутной эмульсии до 20% обеспечивает надежное воспламенение и устойчивое ее горение с высокой полнотой сгорания.

Повышенная эффективность процесса горения эмульсии (даже при предельно низких избытках воздуха) обусловлена микровзрывом ее капель вследствие различия температур кипения воды и мазута. При дополнительном дроблении капель эмульсии достигается ускорение их испарения и улучшается процесс перемешивания топлива с воздухом, в результате чего с учетом наличия в зоне горения продуктов диссоциации воды процесс сгорания мазута существенно интенсифицируется. Для приготовления кон-

диционных водо-мазутных эмульсий требуемых влажности, дисперсности, вязкости применяются соответствующие устройства – эмульгаторы.

В зоне горения происходит диссоциация молекул воды на ионы H^+ и OH^- , что снижает недожог топлива и концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания. При снижении недожога зола мазута легче удаляется с низкотемпературных поверхностей нагрева котла. Применение ВМЭ позволяет сжигать топливо при меньших избытках воздуха, что позволяет повысить КПД котла, а также снизить концентрацию SO_3 и температуру точки росы.

Использование для ВМЭ в качестве добавочной воды сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, дает возможность подвергнуть их огневому обезвреживанию. Это позволяет полностью ликвидировать или значительно сократить на ТЭС сточные воды, загрязненные нефтепродуктами. Следует подчеркнуть, что высокий уровень влажности ВМЭ или большой процент добавки влаги при сжигании газа целесообразно устанавливать только в целях огневого обезвреживания большего количества сточных вод. Если такой необходимости нет, то для значительного снижения выбросов газообразных загрязняющих веществ вполне достаточно поддерживать соотношение объемов воды и топлива на уровне 5–7% при соответствующей организации процесса сжигания топлива. В этом случае увеличение потери теплоты с уходящими газами (из-за испарения добавляемой влаги) незначительно и вполне компенсируется интенсификацией процесса сжигания топлива и возможностью перехода на более низкие значения коэффициента избытка воздуха.

В результате испытаний, проведенных на ТЭЦ-8, ТЭЦ-11, ТЭЦ-21, ТЭЦ-25, ТЭЦ-26 г. Москвы и котельной Загорской ГАЭС были сделаны следующие выводы:

- исчезает проблема замасоченных 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;
- облегчается переход от сжигания газа на сжигание мазута;
- выбросы NO_x снижаются на 25–44% в зависимости от конкретных производственных условий;

– снижается выброс СО при работе с теми же коэффициентами избытка воздуха, что и при сжигании неэмульгированного мазута, или снижается коэффициент избытка воздуха при одинаковых значениях концентрации СО.

Разработанная технология позволяет полностью утилизировать все сточные воды, загрязненные нефтепродуктами и улучшить состав газообразных выбросов.

5.3.6. Применение малоэмиссионных горелок

Разработка и внедрение современных малоэмиссионных горелок позволяет существенно снизить негативное влияние ТЭС на окружающую среду при одновременном повышении эффективности использования органического топлива. Применение современных конструкций горелочных устройств дает возможность со сравнительно небольшими затратами осуществить комплекс технических решений, обеспечивающих подавление образования, а в отдельных случаях и восстановление уже образовавшихся оксидов азота. Достижимый практический эффект связан, в основном, со снижением концентрации кислорода на начальном участке факела, где происходит воспламенение и горение летучих. Различают диффузионное и кинетическое сжигание топлива. При кинетическом сжигании топливо и воздух перемешаны до входа в топку, а при диффузионном сжигании топливо и воздух входят в топку отдельными потоками и их смешение происходит уже в топке.

На рисунке 5.15 приведены зависимости концентрации оксидов азота от избытка воздуха при диффузионном и кинетическом сжигании топлива, полученные при испытаниях горелочного устройства на огневом стенде. Как видно, при диффузионном сжигании топлива и при избытках воздуха, которые имеют место в топках котлов ($\alpha < 1,4$), образуется меньше оксидов азота, чем при кинетическом сжигании. Чем лучше перемешено топливо с воздухом, тем выше температуры продуктов сгорания и выше выбросы оксидов азота. При диффузионном горении топливо постепенно перемешивается с воздухом, и факел получается с меньшим выбросом NO_x . В горелках котлов обычно только часть воздуха смешивается с топливом до поступления в топку, поэтому ход кривых получается различным при разном выполнении горелки.

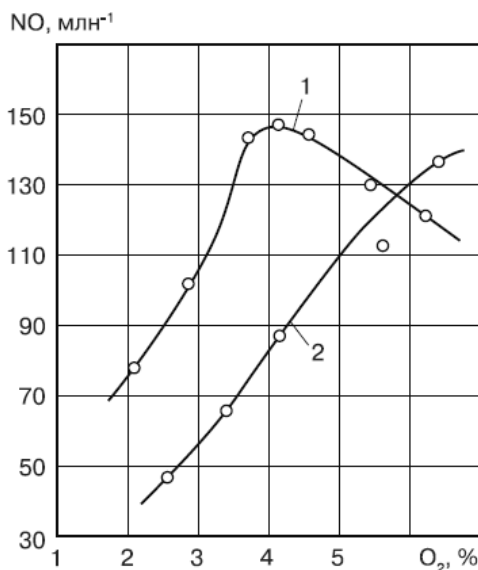


Рис. 5.15. Зависимость концентрации оксидов азота от избытка воздуха:

1 – кинетическое сжигание топлива;

2 – диффузионное сжигание топлива

Снижение образования оксидов азота достигается снижением максимальных температур в ядре горения и организацией с помощью горелочных устройств ступенчатого сжигания топлива. Это обеспечивается сжиганием топлива при минимально возможной доле первичного воздуха, торможением подмешивания богатого кислородом вторичного воздуха, интенсификацией тепло-и массообмена между факелом и топочными газами.

Малотоксичные горелки фактически организуют ступенчатое сжигание топлива в факеле отдельной горелки с частичным восстановлением NO до молекулярного азота в каждом факеле. В настоящее время для различных видов и химического состава топлива разработано большое число разнообразных конструкций вихревых и прямоточных горелок, обеспечивающих значительное снижение выбросов NO_x . Конструктивные детали малотоксичных горелок разные, но все они должны:

- затормозить подмешивание богатого кислородом вторичного воздуха к воспламенившейся топливовоздушной смеси в корне факела;

- интенсифицировать тепломассообмен между струёй топливовоздушной смеси и высокотемпературными топочными газами, содержащими небольшое количество кислорода;
- обеспечить эффективное сжигание топлива при минимально-возможной доле первичного воздуха (для пылеугольных горелок);
- снизить пик температуры в ядре горения без ущерба для стабильности воспламенения и эффективности выгорания топлива.

Перечисленные требования легче реализуются в прямоточных горелках, чем в вихревых. Поэтому применение прямоточных горелок при прочих равных условиях позволяет больше снизить выбросы оксидов азота по сравнению с вихревыми.

На рисунке 5.16–5.22 приведены примеры выполнения малотоксичных горелок. На рисунке 5.16. показана схема сжигания угольной пыли при использовании малотоксичной двухрегистравой пылеугольной горелки, разработанной фирмой Babcock & Wilcox McDermott company. Процесс сжигания твердого топлива условно разделен на 4 зоны: зону выхода летучих; зону образования восстановителей (продуктов неполного сгорания); восстановительную зону (зону разложения NO_x) и зону дожигания (окислительную зону).

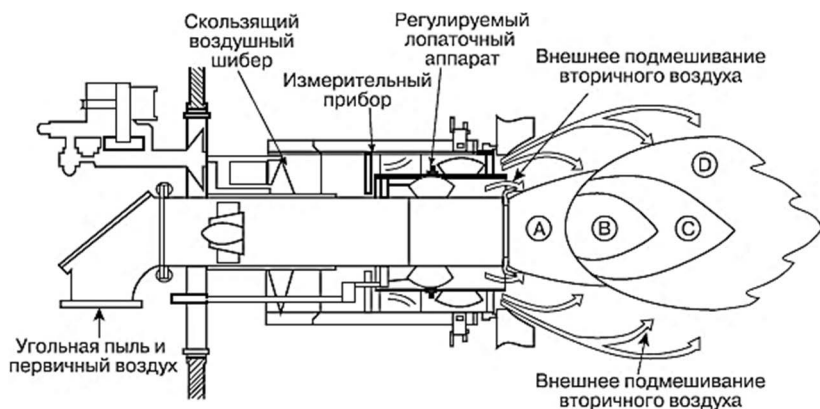


Рис. 5.16. Схема малотоксичной пылеугольной вихревой горелки:
 А – Зона выхода летучих; В – Образование газов-восстановителей;
 С – Зона разложения NO_x ; D – Зона дожигания кокса

На рисунке 5.17 показана газомазутная малотоксичная горелка конструкции ТКЗ-ВТИ. Природный газ подается в центральную часть (через конический насадок) и в среднюю часть

горелки (по газо-раздающим трубкам). Воздух поступает по центральному и двум кольцевым каналам, причем внутренний и периферийный кольцевые каналы разделены каналом газов рециркуляции. Потоки центрального воздуха и газов рециркуляции движутся прямоотком, а внутренний и периферийный потоки воздуха – закручиваются в аксиальных лопаточных аппаратах.

Конструкция горелки обеспечивает использование газов рециркуляции для ступенчатого сжигания топлива. Схема газоздушных коробов позволяет при работе котла на мазуте подавать через сопла острого дутья не воздух, а газы рециркуляции.

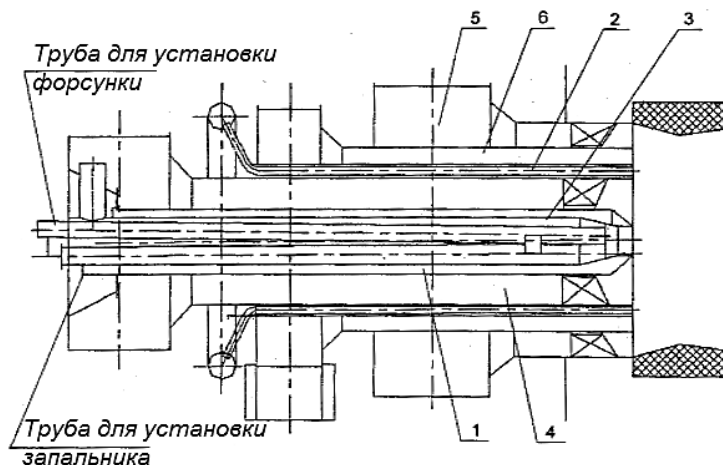


Рис. 5.17. Малоотоксичная газомазутная горелка ТКЗ-ВТИ:

- 1 – центральный подвод газа – 30%; 2 – периферийный подвод газа – 70%;
- 3 – центральный подвод воздуха – 18%; 4 – промежуточный подвод воздуха – 32%;
- 5 – периферийный подвод воздуха – 50%; 6 – подвод газов рециркуляции

На рисунке 5.18 приведена конструкция прямооточной малоотоксичной горелки, предназначенной для сжигания бурого угля в котле блока 1000 МВт электростанции Niederaussem (Германия) [5.12]. Сжигание основной массы угля (около 90%) осуществляется с избытками воздуха $\alpha_{гор} = 0,94$ в 8 основных прямооточных горелках, установленных тангенциально на противоположных стенах топочной камеры. Над каждой основной расположены сбросные горелки, через которые в топку подается около 10% угольной пыли мелких фракций. После ввода слабозапыленного потока че-

рез сбросные горелки коэффициент избытка воздуха снижается до 0,9. В верхней части топки выше и ниже газозаборных окон для отбора газов на сушку в 2 яруса расположены сопла ввода третичного воздуха. С учетом ввода третичного воздуха, коэффициент избытка воздуха на выходе из топки составляет $\alpha_t = 1,15$. Таким образом, в топке реализовано трехступенчатое сжигание угля с восстановлением оксидов азота в объеме между сбросными горелками и соплами третичного воздуха.

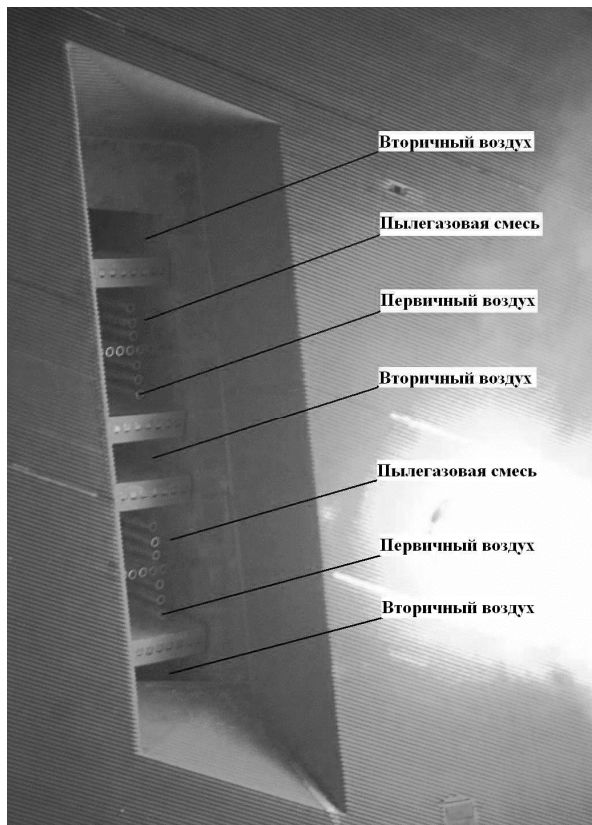


Рис. 5.18. Малотоксичная прямоточная пылеугольная горелка

На рисунке 5.19 показана конструкция японской вихревой горелки нестехиометрического сжигания. 18 таких горелок установлены в три яруса на фронте котла энергоблока мощностью 265 МВт. Сжигание природного газа в горелке на начальном

участке факела организуется в двух зонах: центральной – восстановительной с недостатком воздуха и периферийной – окислительной с большим избытком воздуха. Далее по факелу происходит смешение продуктов сгорания из обеих зон и дожигание топлива из восстановительной зоны. Для усиления эффекта подавления оксидов азота в короб горячего воздуха перед горелками вводились газы рециркуляции. При избытках воздуха за конвективным пароперегревателем $\alpha''_{\text{КПП}} = 1,08$ и степени рециркуляции $r = 7\%$ концентрации оксидов азота были снижены до 250 мг/м^3 . Наименьший выход NO_x на уровне 80 мг/м^3 имел место при $\alpha''_{\text{КПП}} = 1,05$ и $r = 28\%$. Благодаря высоким эксплуатационным качествам данные горелки нашли широкое распространение на котлах разной мощности, в том числе на энергоблоке мощностью 1000 МВт .

Принципиально возможно использование горелок нестехиометрического сжигания и при работе на твердом топливе.

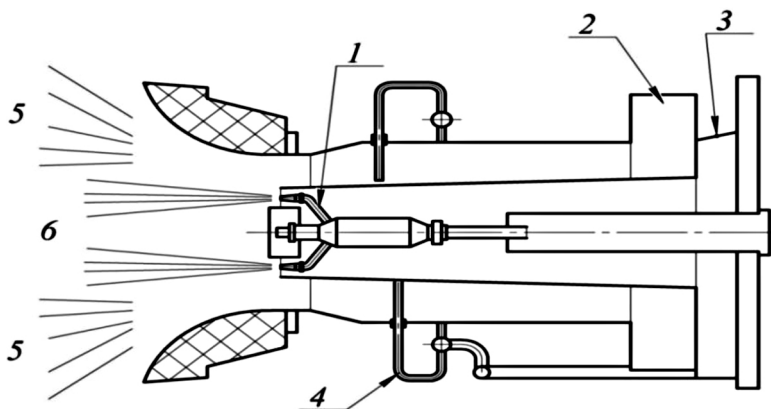


Рис. 5.19. Вихревая горелки нестехиометрического сжигания:

- 1 – газопыльные сопла для обогащенной смеси; 2 – воздушный шибер для обедненной смеси; 3 – воздушный шибер для обогащенной смеси; 4 – газопыльные сопла для обедненной смеси; 5 – зона факела, обедненная топливом; 6 – зона факела, обогащенная топливом

В вихревой горелке ступенчатого сжигания фирмы Steinmuller, установленной на котле 707 МВт , аэросмесь подается по центральному кольцевому каналу (рис. 5.20). Вторичный воздух поступает через наружный кольцевой канал, в котором установлен аксиальный завихритель с регулируемой круткой. Третич-

ный воздух подается прямотоком через четыре сопла, размещенные вокруг горелки. Струи третичного воздуха обладают достаточным импульсом и на некотором удалении от среза горелки хорошо перемешиваются с основным факелом. Благодаря этому было исключено затягивание выгорания угольной пыли и снижен химический и механический недожог.

При сжигании угля ($N^P = 1,3\%$) с избытками воздуха в горелке (без учета третичного воздуха) $\alpha_{гор} = 0,9$ образование оксидов азота снизилось на 40% по сравнению с исходной концентрацией равной 1100 мг/м^3 (при закрытых шиберх третичного воздуха). При дальнейшем снижении величины $\alpha_{гор}$ до 0,75 было достигнуто двухкратное снижение выхода NO_x .

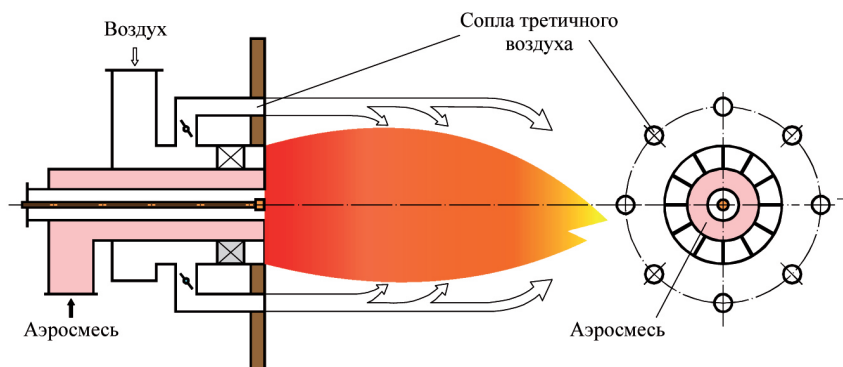


Рис. 5.20. Вихревая горелка ступенчатого сжигания фирмы Steinmuller

Установка данных горелок привела к снижению температуры газов в зоне первичного горения и к небольшому увеличению температуры на выходе из топки. Последнее, однако, мало повлияло на изменение тепловосприятости в топочной камере и в конвективных поверхностях нагрева. Концентрация CO осталась на прежнем уровне около 0,01% об. Содержание горючих в уносе возросло до 3,5% по сравнению с 2÷3% до реконструкции горелок. Установка новых горелок ступенчатого сжигания не привела к появлению высокотемпературной сульфидной коррозии экранов топки и увеличению шлакования.

При тангенциальной компоновке прямооточных горелок (коаксиальное сжигание) весь вторичный воздух делится на несколько частей не только по высоте амбразуры, но и по направлению

движения в горизонтальной плоскости топочной камеры (рис. 5.21). Меньшая часть ($20\div40\%$) выходит в нижней зоне горелки и направляется вместе с потоком аэросмеси по касательной к воображаемой окружности в центре топки. Остальная часть вторичного воздуха ($60\div80\%$) двумя потоками в средней и верхней зонах горелки направляется по касательной к воображаемой окружности большего диаметра.

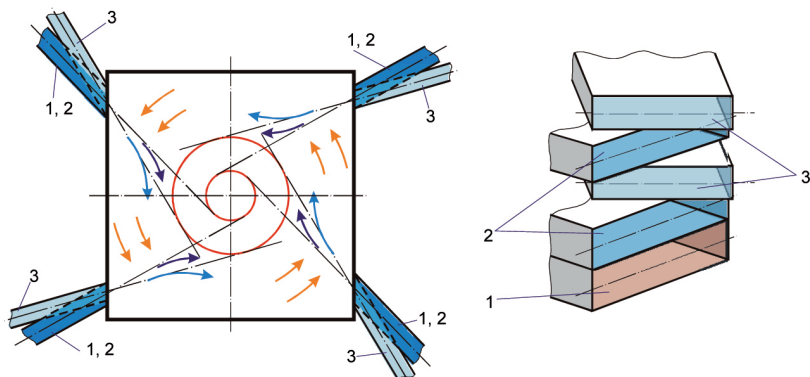


Рис. 5.21. Прямоточная горелка стадийного сжигания для тангенциальной топки:

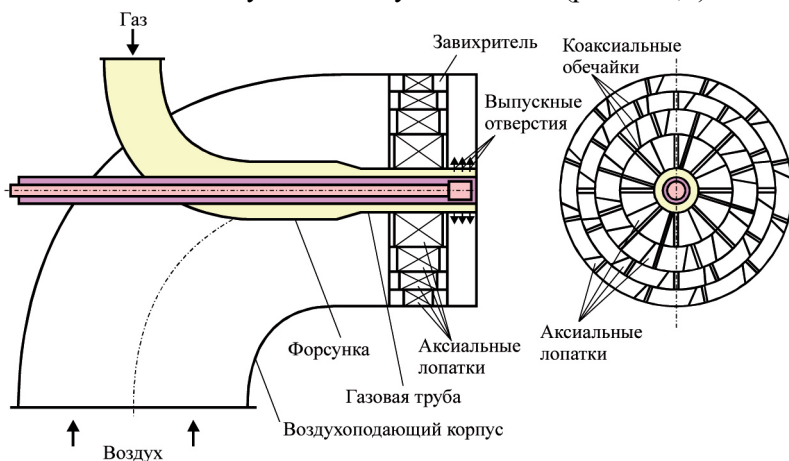
1 – поток аэросмеси; 2 – поток вторичного воздуха ($20\div40\%$);
3 – поток вторичного воздуха ($60\div80\%$)

В результате сгорание летучих топлива, сопровождающееся выходом топливных оксидов азота, происходит в обедненной кислородом среде. Далее после смешения с потоками вторичного воздуха обеспечиваются условия для догорания коксового остатка. Это позволило снизить образование оксидов азота на $30\div40\%$. Одновременно уменьшается шлакование топочных экранов.

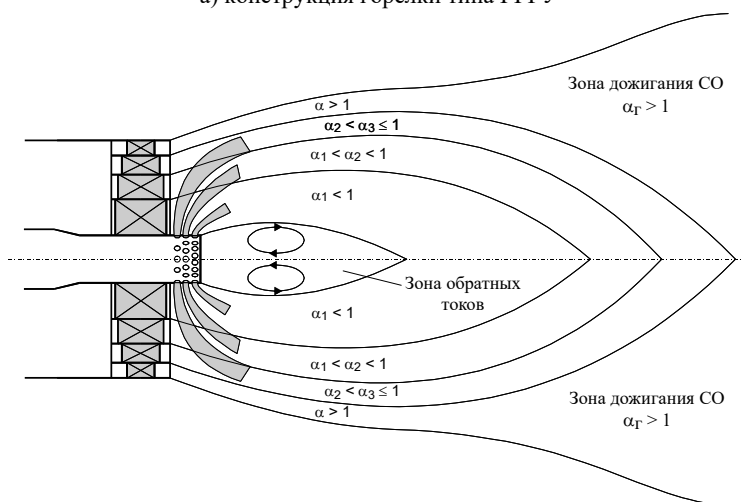
В вихревой газомазутной горелке типа ГГРУ, разработанной МосгазНИИпроект для котлов малой и средней мощности, с целью снижения выхода оксидов азота процесс сжигания топлива организуется в четыре стадии. Для этого в горелочном устройстве вокруг цилиндрической газовой трубы установлены лопаточные завихрители, разделенные на четыре секции (регистра) посредством коаксиальных обечаек (рис. 5.22,а). Углы установки аксиальных лопаток в каждом из четырех регистров подобраны таким образом, чтобы обеспечить увеличение параметра крутки воздушных

потоков от центра к периферии. Исключение составляет центральный воздушный поток, крутка которого является наибольшей для обеспечения условий стабильного воспламенения топлива.

Выпускные отверстия газовой трубы равномерно распределены по окружности в три ряда, в каждом из которых расположены отверстия одного диаметра. Соотношение импульсов ближайших к центру трех воздушных потоков и трех групп газовых струй устанавливаются таким образом, чтобы каждая группа газовых струй попадала в соответствующий воздушный поток (рис. 5.22,б).



а) конструкция горелки типа ГГРУ



б) схема факела многопоточной горелки

Рис. 5.22. Многопоточная газомазутная горелка стадийного сжигания

При этом должно исключаться проникновение струй природного газа в периферийный поток воздуха. Количество выпускных газовых отверстий в каждом ряду определяется из условия обеспечения требуемых локальных избытков воздуха в каждом из трех воздушных потоков. В результате смешения воздушных и газовых потоков горение топлива происходит в четыре стадии со следующими локальными избытками воздуха: $\alpha_1 < \alpha_2 < \alpha_3 \leq 1$ и $\alpha_4 = \alpha_{\text{гор}} = 1,05$.

Эти условия позволяют значительно снизить образование термических NO_x несмотря на значительные температуры газов на начальном участке факела. Догорание продуктов неполного сгорания (CO , H_2 и др.) из зон с недостатком воздуха происходит в окислительной зоне в результате подвода воздуха из четвертого периферийного потока, который «обволакивает» снаружи всю зону горения.

Эксплуатация данных горелок на котлах типа ПТВМ и КВ-ГМ подтвердили их высокую экономичность и надежность в широком диапазоне рабочих нагрузок. Содержание оксидов азота в уходящих газах на номинальных нагрузках не превышали $85 \div 100 \text{ мг/м}^3$ при практическом отсутствии CO . Внедрение горелок позволило одновременно несколько повысить КПД котлов.

5.4. Применение комбинаций первичных мероприятий

Для достижения технологических нормативов по выбросам NO_x при сжигании топлив в топках котлов необходимо применять комбинации первичных методов [5.13]. При сжигании газа и мазута обычно применяют следующие первичные методы подавления образования оксидов азота: сжигание топлива с минимально возможными избытками воздуха; рециркуляцию дымовых газов; ступенчатое сжигание топлива; малотоксичные горелки. При неблагоприятных метеоусловиях дополнительно может применяться впрыск воды в зону горения. Только при сочетании нескольких первичных методов в большинстве случаев удается обеспечить выполнение жестких технологических нормативов по выбросам оксидов азота при сжигании газа и мазута.

При сжигании угля с твердым шлакоудалением (ТШУ) в основном образуются топливные оксиды азота, поэтому применение рециркуляции дымовых газов малоэффективно и для снижения выбросов NO_x не применяется. Для снижения выбросов оксидов азота при сжигании угля в котлах с твердым шлакоудалением широко применяются ступенчатое сжигание топлива и малотоксичные горелки, которые имеют ряд особенностей и ограничений, так как необходимо обеспечить отсутствие шлакования поверхностей нагрева и нормативные значения механического недожога топлива. Организация ступенчатого сжигания часто сочетается с подачей пыли высокой концентрации (ПВК) в горелочные устройства. Концентрация пыли в них может составлять 10...30 кг на 1 кг воздуха, что во много раз превышает обычную концентрацию (0,2...1 кг/кг). Это приводит к недостатку кислорода на начальном участке горения топлива и вызывает образование продуктов неполного сгорания, которые восстанавливают образовавшиеся оксиды азота до молекулярного состояния.

При сжигании угля в топках с жидким удалением шлака (ЖШУ) применение первичных мероприятий по снижению выбросов оксидов азота сильно ограничено необходимостью обеспечения выхода жидкого шлака. Поэтому при ЖШУ в незначительной степени в некоторых случаях может применяться трехступенчатое сжигание. Возможность применения трехступенчатого сжигания должна определяться на основании позонных тепловых расчетов топки.

Эффективность первичных методов снижения выбросов оксидов азота сильно зависит от исходного уровня концентраций NO_x в дымовых газах. При высоком уровне выбросов оксидов азота внедрение того или иного первичного мероприятия позволит значительно больше снизить выбросы оксидов азота по сравнению с вариантом, когда исходный уровень концентраций NO_x низкий. Принятие решений о применении первичных мероприятий на стадии проектирования котлов обеспечит большее снижение выбросов оксидов азота, чем внедрение таких же мероприятий на действующих котлах. Проверенные на большом числе котлов первичные методы отличаются как эффективностью, так и затратами при их реализации на действующих котлах. В таблице 5.4 приведены ориентировочные данные по эффективности и стоимости как отдельных, так и комбинации первичных мероприятий [5.5].

Таблица 5.4

**Эффективность первичных мероприятий
и удельные капитальные затраты на их реализацию
для действующих котлов**

Технология	Потенциальное сокращение выбро- сов, NO _x , %		Удельные капи- тальные затраты, долл/кВт	
Рециркуляция дымовых газов	10	20	3	5
Двухступенчатое сжигание	20	45	5	10
Трехступенчатое сжигание	25	50	5	10
Малотоксичные горелки	30	40	5	10
Малотоксичные горелки и ступен- чатый ввод воздуха	44	73	10	20
Малотоксичные горелки и рецир- куляция дымовых газов	37	50	8	15
Малотоксичные горелки, двухсту- пенчатое сжигание и рециркуляция дымовых газов	50	78	13	25
Малотоксичные горелки, двухсту- пенчатый ввод воздуха и трехсту- пенчатое сжигание	52	81	15	30

При проектировании котлов имеются возможности приме- нить различные конструктивные меры, позволяющие снизить вы- бросы оксидов азота. Так, установка двухсветных экранов, рас- средоточение факела в объеме топки позволяют снизить макси- мальную температуру в зоне горения, что обеспечит снижение образования термических оксидов азота. Применение ТШУ вме- сто ЖШУ позволяет значительно снизить выбросы NO_x. Устано- вка прямоточных горелок вместо вихревых при прочих равных условиях позволит снизить выбросы оксидов азота.

Необходимо иметь в виду, что при применении первичных мероприятий и плохо отрегулированном процессе сжигания топ- лива в дымовых газах содержатся продукты неполного сгорания топлива: CO, H₂, тяжелые углеводороды ПАУ, а также другие канцерогенные вещества (например, сажа). Продукты неполного сгорания топлива весьма вредны. По своей распространенности и интенсивности воздействия из многих химических веществ этого типа наибольшее значение имеют полициклические ароматиче-

ские углеводороды (ПАУ) и наиболее канцерогенный из них - бенз(а)пирен $C_{20}H_{12}$. Максимальное количество бенз(а)пирена образуется в топках при температуре 700–800°C в условиях нехватки воздуха для сгорания топлива.

При камерном сжигании пылевидного топлива содержание этого соединения в дымовых газах обычно не превышает 4,2 мкг/100 м³. Примерно в такой же концентрации содержатся канцерогены в выбросах котлов, работающих на мазуте и газовом топливе. Однако при неправильной организации процесса горения или при несовершенной конструкции топки количество выбрасываемого бенз(а)пирена может резко возрасти.

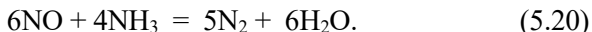
Вопросы по применению конструктивных решений и первичных мероприятий по снижению выбросов оксидов азота следует рассматривать комплексно с учетом возможного увеличения выбросов продуктов неполного сгорания топлива, надежности работы котлов и эффективности сжигания топлива.

5.5. Вторичные мероприятия по уменьшению выбросов NO_x

5.5.1. Селективное каталитическое восстановление оксидов азота (СКВ)

В энергетике наиболее широко распространен процесс каталитического селективного восстановления (СКВ) оксидов азота безводным аммиаком, водным раствором аммиака или мочевины. В результате оксиды азота восстанавливаются до свободного азота, не образуя вторичных загрязняющих окружающую среду веществ. Наиболее широко этот процесс применяется в западных странах и в Японии. В мире работает большое число таких установок. В России установки СКВ установлены на ТЭЦ-27 г. Москвы и на Дзержинской ТЭЦ. Одной из ведущих в области внедрения технологии СКВ и в области разработки катализаторов является фирма «Хальдор Топсе А/О» (Дания). Этой фирмой разработаны конструкции катализатора, обладающие различными гидравлическими диаметрами и химическим составом и соответствующие широкому спектру требований к процессу.

Технологическая схема процесса СКВ представлена на рис. 5.23. Основным элементом этой схемы является реактор селективного каталитического восстановления оксидов азота. В реакторе оксиды азота (NO и NO_2), содержащиеся в очищаемом газе, селективно восстанавливаются аммиаком (NH_3) или мочевиной в присутствии катализатора (V_2O_5 на волокнисто-керамическом носителе TiO_2) с образованием свободного азота и паров воды согласно реакции:



Принципиальной частью системы СКВ является катализатор. Катализатор должен отвечать следующим требованиям: высокая активность восстановления NO_x ; низкое гидравлическое сопротивление; низкий уровень окисления оксидов серы; малый вес; высокая стойкость к термическим ударам; высокая механическая стабильность.

Разработаны катализаторы различных гидравлических диаметров и составов, что обеспечивает получение оптимального решения в соответствии с требованиями по стойкости к загрязнению катализатора и стабильности его активности. Катализатор выполняется на керамическом или металлическом носителе и включает в себя диоксид титана, пентаоксид ванадия с добавками других металлов. Применяются катализаторы пластинчатой, сотовой и гофрированной конструкции. На рисунке 5.24 показан катализатор гофрированной конструкции. Катализатор помещен в стальные кожухи специальной формы, которые помещаются в реакторе.

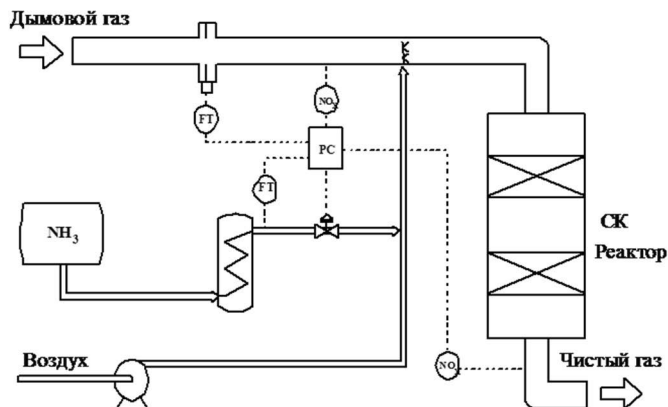


Рис. 5.23. Технологическая схема СКВ

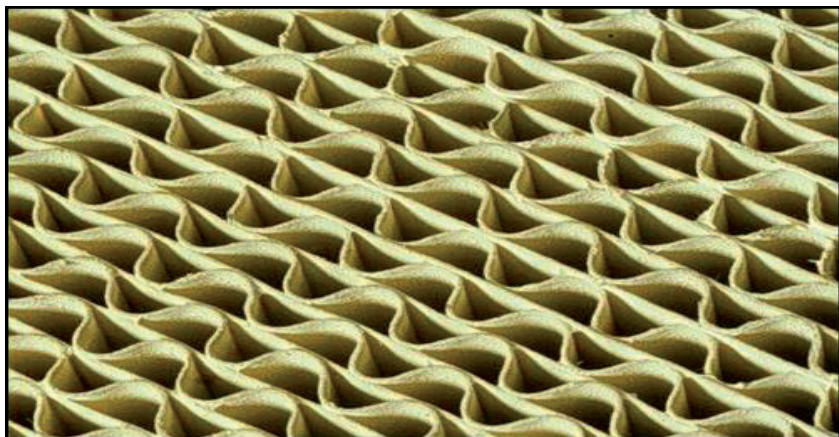


Рис. 5.24. Катализатор гофрированной конструкции

Впрыск аммиака или мочевины в очищаемый газ перед реактором СКВ производится инжекционной системой с большим числом форсунок, или более простой инжекционной трубой, устанавливаемой за статическим смесителем. Этим достигается равномерное соотношение NH_3/NO_x по сечению газохода на входе в реактор. Равномерное распределение газа по сечению реактора обеспечивается направляющими лопатками, установленными на входе в реактор. В случае, когда очищаемый газ имеет существенную запыленность, в дополнение к направляющим лопаткам устанавливается выправляющая решетка для минимизации заноса пылью верхней части катализатора и его эрозии.

С течением времени катализатор постепенно теряет свою эффективность и требуется его замена на новый. Срок службы катализатора зависит от состава дымовых газов, в первую очередь от концентрации оксидов азота и концентрации золы. Реактор СКВ обычно содержит несколько слоев катализатора, что позволяет обеспечивать постепенную его замену по мере его отравления. Для удобства замены катализатор размещается в реакторе на нескольких ярусах полок (рис. 5.25). Для увеличения срока службы катализатора реактор, как правило, конструируется, по крайней мере, с одной пустой дополнительной полкой для катализатора, которая позднее может быть загружена дополнительным слоем катализатора с целью компенсации снижения эффективности первой загрузки катализатора.

Срок службы катализатора составляет $16 \div 32$ тыс. часов с понижением эффективности по мере его загрязнения и отравления. Очистка поверхности катализаторов от наружных отложений производится паром с помощью специальных обдувочных устройств, установленных перед каждым слоем. Для поддержания высокой эффективности процесса СКВ в течение всего срока службы катализатора производят периодическую перестановку модулей катализаторов с периферии в центральную часть активной зоны реактора, а также с нижних слоев на верхние. Кроме этого в процессе эксплуатации добавляется до 30% новых модулей с катализатором. В результате этих мероприятий гарантируется эффективность снижения выбросов оксидов азота не менее 80%.

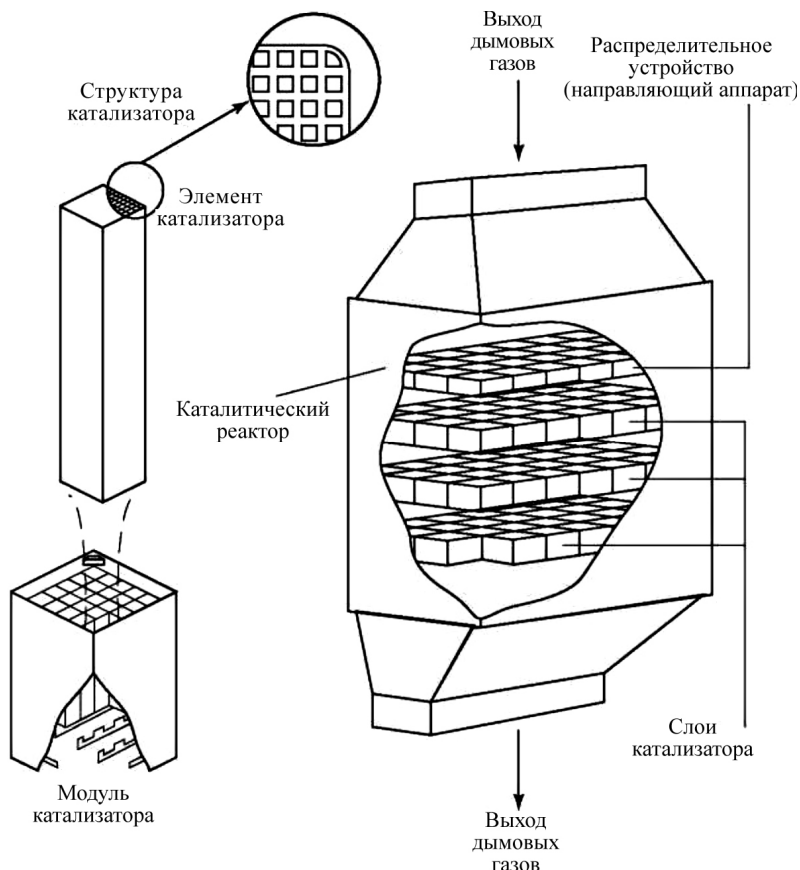


Рис. 5.25. Схема размещения катализатора в реакторе

Объем катализатора и, соответственно, размеры реактора зависят от активности катализатора, необходимой степени восстановления NO_x , исходной концентрации оксидов азота в газах и допустимого уровня проскока аммиака. С увеличением объема катализатора возрастает степень очистки газов от оксидов азота и снижается проскок аммиака, но и возрастает стоимость СКВ.

Влияние объема катализатора учитывает пространственная скорость V_r/V_K , равная отношению расхода дымовых газов V_r , $\text{м}^3/\text{ч}$, к объему катализатора V_K , м^3 . На рисунке 5.26 приведены степень восстановления оксидов азота и проскок аммиака через каталитический реактор в зависимости от мольного соотношения NH_3/NO_x для трех значений пространственной скорости [4.1]. Как видно из рис. 5.26, при снижении пространственной скорости или при увеличении мольного отношения NH_3/NO_x увеличивается эффективность восстановления оксидов азота до молекулярного азота. Кроме того, снижение пространственной скорости позволяет снизить проскок аммиака через каталитический реактор, что важно, так как аммиак является вредным для здоровья людей веществом.

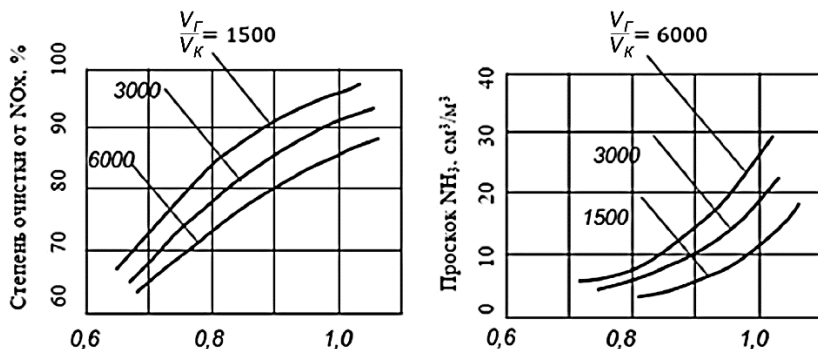


Рис. 5.26. Степень очистки дымовых газов от оксидов азота и проскок аммиака через реактор в зависимости от мольного соотношения NH_3/NO_x

Реактор СКВ представляет собой жесткую сварную конструкцию, выполненную из листовой углеродистой или низколегированной стали. Обычно реактор размещается за экономайзером перед воздухоподогревателем. Но при высокой запыленности

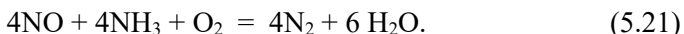
потока и когда в дымовых газах содержится значительное количество веществ, отравляющих катализатор, возможно его размещение за золоуловителем. В этом случае требуется дополнительный подогрев газов перед входом в реактор.

Основные преимущества процесса СКВ: эффективность может достигать 95% при проскоке аммиака, не превышающем 2 ppm; не образуется продуктов, загрязняющих окружающую среду; быстро адаптируется к изменениям расхода и температуры газа. Основным недостаткам процесса СКВ являются высокие капитальные и эксплуатационные затраты, связанные с высокой стоимостью катализатора и необходимостью его периодической замены.

5.5.2. Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)

Наиболее дешевыми методами денитрификации дымовых газов являются методы селективного некаталитического восстановления (СНКВ) оксидов азота различными азотсодержащими веществами при высоких температурах. К ним относятся методы восстановления аммиаком NH_3 ("Thermal DeNO_x") и мочевиной (карбамидом) $(\text{NH}_2)_2\text{CO}$ ("NO_x – OUT"). Термин "селективный" отражает в данном случае предпочтительное протекание реакции вещества-восстановителя с оксидами азота по сравнению с другими компонентами дымовых газов. Однако по экономическим и практическим соображениям наибольшее распространение получила технология «Thermal DeNO_x», где в качестве вещества-восстановителя используется аммиак.

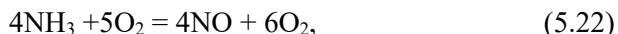
При температуре 900–1050°C процесс селективного восстановления оксидов азота до молекулярного азота при подаче реагента-восстановителя (чаще всего это аммиак или аммиачная вода) может протекать в горизонтальном газоходе котла при отсутствии катализатора:



Для этого вещество-восстановитель непосредственно вводится в поток дымовых газов через систему охлаждаемых инжек-

торов, которые располагаются внутри газоходов в необходимой температурной зоне (обычно между ширмой и КПП).

При температуре выше 1100°C начинает преобладать реакция:



что увеличивает концентрацию оксидов азота в дымовых газах.

При температуре ниже 900°C реакция восстановления оксидов азота замедляется и увеличивается проскок аммиака.

Наряду с температурой процесса на эффективность восстановления NO_x существенное влияние оказывает количество введенного аммиака, определяемого мольным соотношением $\beta = \text{NH}_3/\text{NO}$. С точки зрения достижения наибольшей эффективности восстановления NO при минимальных затратах на разлагающий агент оптимальное количество вводимого аммиака должно быть близко к стехиометрическому значению $\beta = 1$, т.е. один моль аммиака на один моль NO . Однако из-за неполного перемешивания и конкурирующих реакций эффективность использования восстанавливающего агента снижается и для достижения нужной степени удаления NO_x часто требуется более высокие концентрации NH_3 . С другой стороны, чрезмерное количество реагента может вызвать проскок аммиака с дымовыми газами.

При сжигании сернистых топлив при низких температурах аммиак взаимодействует с SO_3 с образованием плотных отложений сульфата и бисульфата аммония $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ и NH_4HSO_4 , которые «забивают» воздухоподогреватель. Учитывая, что аммиак является вредным для здоровья людей газом, необходимо подавать строго дозированное количество аммиака, чтобы обеспечить его проскок в пределах допустимых нормативов. Поэтому обычно при СНКВ – процессе соотношение NH_3/NO_x принимается равным 1,0–1,1.

На процесс восстановления оксидов азота кроме температуры и концентрации аммиака влияет степень перемешивания NH_3 с дымовыми газами. Так как аммиака вводится очень мало, а его надо хорошо перемешать с дымовыми газами, его разбавляют газами рециркуляции, или водой. Степень очистки дымовых газов при СНКВ процессе и допустимой подаче аммиака обычно не превышает 40–45%. Поэтому метод некаталитического восста-

новления может быть применен лишь в отдельных случаях. Наиболее целесообразно СНКВ применять на котлах, у которых основным топливом является природный газ, а резервным – уголь или мазут. При работе на природном газе обычно удастся обеспечить выбросы оксидов азота в пределах технологических нормативов за счет применения первичных методов. При непродолжительном сжигании резервного топлива выбросы NO_x могут превышать технологический норматив и для их снижения можно использовать процесс СКВ. Применение дорогостоящего СКВ процесса в этом случае является нерациональным.

5.5.3. Гибридная схема очистки от оксидов азота

Процесс СКВ требует больших капитальных затрат, а СНКВ имеет низкую эффективность и повышенный проскок аммиака, который не только загрязняет атмосферу, но при сжигании сернистых топлив образует плотные отложения. Компания Mitsubishi Heavy Industries разработала и запатентовала гибридную схему, объединяющую СКВ и СНКВ.

В этом процессе не требуется сооружение рядом с котлом каталитического реактора, а небольшое количество катализатора помещается внутри конвективной шахты котла между экономайзером и воздухоподогревателем, и аммиак вводится в горизонтальный газоход котла, как в процессе СНКВ. Как показали исследования, в этом процессе можно увеличить мольное отношение NH_3/NO до 2,0; при этом проскок аммиака не превысил 5 ppm. Более высокое мольное соотношение NH_3/NO по сравнению с процессом СНКВ позволяет увеличить степень очистки оксидов азота, а излишки аммиака нейтрализуются на катализаторе. Гибридная схема позволяет снизить выбросы оксидов азота на 50 % при обеспечении допустимого выброса аммиака.

Контрольные вопросы

1. Что понимается под выбросами NO_x ?
2. Каковы механизмы образования оксидов азота?

3. Какие основные факторы влияют на образование термических оксидов азота?
4. Какие основные факторы влияют на образование топливных оксидов азота?
5. Сжигание какого вида топлива не приводит к образованию топливных оксидов азота?
6. Назовите первичные и режимно-технологические мероприятия по уменьшению выбросов NO_x .
7. Что такое ступенчатое сжигание топлива? Как организуется на котле двухступенчатое сжигание топлива?
8. Как организуется на котле трехступенчатое сжигание топлива?
9. От каких факторов зависит эффективность подавления оксидов азота при применении рециркуляции газов?
10. При сжигании каких видов топлива применяется рециркуляция газов для снижения выбросов оксидов азота?
11. Назовите основные принципы организации процесса сжигания топлива с использованием малотоксичных горелок.
12. Почему впрыск воды в зону горения позволяет снизить выбросы оксидов азота? Как влияет впрыск воды в зону горения на КПД котла?
13. Как влияет применение различных первичных мероприятий на технико-экономические показатели и надежность работы котла?
14. Назовите вторичные мероприятия по уменьшению выбросов NO_x .
15. В чем заключается селективный каталитический метод очистки дымовых газов котлов от оксидов азота?
16. Опишите устройство катализатора для СКВ-установки.
17. От чего зависит эффективность очистки дымовых газов от оксидов азота в каталитическом реакторе СКВ установки?
18. Какова зависимость проскока аммиака за каталитическим реактором от степени очистки газов и от объема катализатора?
19. Какую эффективность очистки имеют установки СНКВ? Преимущества и недостатки этого метода?

Список рекомендуемой литературы

5.1. Котлер, В.Р. Оксиды азота в дымовых газах котлов. / В.Р. Котлер. – М.: Энергоиздат, 1987.

5.2. Рихтер, Л.А. Экспериментальное исследование содержания оксидов азота в дымовых газах ТЭС / Л.А. Рихтер, Э.П. Волков, В.И. Кормилицын. //Электрические станции. – 1978. – № 1. – С. 17–18.

5.3. Прохоров, В.Б. Исследование трансформации оксидов азота в г. Москве / В.Б. Прохоров, Роголев Н.Д., С.В. Сафронов // Сб. научн. трудов № 632, «Топливоиспользование и охрана окружающей среды». – М.: Изд-во МЭИ, 1991.

5.4. ГОСТ Р 50831-95 «Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования». – М.: Издательство стандартов, 1996.

5.5. Информационно технический справочник по наилучшим доступным технологиям. ИТС 38 -2017. Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии. – М.: Бюро НДТ, 2017.

5.6. Федеральный закон от 21 июля 2014 г. N 219-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями).

5.7. Зельдович, Я.Б. Окисление азота при горении. / Я.Б. Зельдович П.Я.Садовников, Д.А. Франк-Каменецкий. – М.-Л.: Изд-во АН СССР, 1947.

5.8. Кормилицын, В.И. Экологические аспекты сжигания топлива в паровых котлах. / В.И. Кормилицын. – М.: Изд-во МЭИ, 1998.

5.9. Булгаков, Б.Б. Опыт освоения водомазутных топливных эмульсий на тепловых электростанциях / Б.Б. Булгаков, А.Б. Булгаков, Р.П. Булкин // Энергетик. – 1998. – № 4. – С. 7–9.

5.10. Кормилицын, В.И. Комплексная экосовместимая технология сжигания мазута в виде водо-мазутной эмульсии и природного газа с добавками сбросных вод. / В.И. Кормилицын, М.Г. Лысков, А.А. Румынский // Теплоэнергетика. – 1996. – №9.

5.11. Зройчиков, Н.А. Исследование и опыт применения водомазутных эмульсий на энергетических котлах ТГМП-314 и ТГМ-96/ Н.А. Зройчиков, М.Г. Лысков, А.Б. Булгаков, Е.А. Морозова // Теплоэнергетика. – 2006. – № 6.– С. 31.

5.12. Росляков, П.В. Нестехиометрическое сжигание природного газа и мазута на тепловых электростанциях. / П.В. Росляков, И.Я. Закиров. – М.: Изд-во МЭИ, 2001.

5.13. Экология энергетики: учеб. пособие / под ред. В.Я. Путилова. – М.: Изд-во МЭИ, 2003.

5.14. Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды / П.В. Росляков. – М.: Издательство МЭИ, 2007.

5.15. ГОСТ Р 55173-2012. Установки котельные. Общие технические требования.

5.16. Росляков, П.В. Малотоксичные горелочные устройства / П.В. Росляков. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

Глава 6. РАССЕИВАНИЕ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРЕ. ДЫМОВЫЕ ТРУБЫ ТЭС

6.1. Рассеивание в атмосфере выбросов ТЭС

Степень очистки дымовых газов ТЭС от оксидов серы и азота на лучших газоочистных установках может составлять 90–95 %, что позволяет снизить концентрацию этих веществ в 10...20 раз, но для того, чтобы предотвратить воздействие загрязняющих веществ на организм человека, необходимо снизить их концентрацию в несколько тысяч раз. Для этого применяется рассеивание загрязняющих веществ в атмосфере. Задача рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере состоит в том, чтобы загрязняющие вещества перемешались в большом объеме воздуха и концентрации их на уровне дыхания не превышали ПДК. Нельзя противопоставлять очистку газов с их рассеиванием в атмосфере. Только совместное использование очистки газов от выбросов загрязняющих веществ с их рассеиванием в атмосфере позволяет обеспечить приземные концентрации загрязняющих веществ на безопасном для окружающей среды уровне.

ТЭС выбрасывают продукты сгорания органического топлива, содержащие загрязняющие вещества, из высотных дымовых труб. Мощный дымовой факел проходит большой путь прежде, чем коснется поверхности земли. При движении в атмосфере дымовой факел в результате турбулентной диффузии постепенно перемешивается с атмосферным воздухом, что приводит к снижению концентрации загрязняющих веществ. Чем больший путь пройдут дымовые газы до соприкосновения с землей и чем больше величина турбулентных пульсаций, тем в большей степени снизится концентрация загрязняющих веществ в дымовом факеле. Величина турбулентных пульсаций зависит от метеорологических условий, поэтому прежде чем начать рассматривать вопросы рассеивания загрязняющих веществ, необходимо иметь определенные представления о строении и движении воздуха в атмосфере.

Атмосфера простирается по высоте на сотни километров. Однако основное количество воздуха содержится в слоях, непосредственно примыкающих к земной поверхности. По характеру

изменения температуры с высотой атмосфера подразделяется на пять слоев (рис. 6.1). Наибольшее значение при рассмотрении вопросов рассеивания загрязняющих веществ имеет нижний слой, распространяющийся от поверхности земли до высоты примерно 11 км, который называется тропосферой. В нем температура по мере удаления от земли монотонно падает в среднем на $0,65^{\circ}\text{C}$ на каждые 100 м. Если принять, что у поверхности земли температура составляет 20°C , то на внешней границе тропосферы температура составит -61°C . Выше тропосферы простирается стратосфера, где температура медленно возрастает с высотой. В тропосфере содержится 75 % общего объема воздуха атмосферы.

Строение атмосферы:

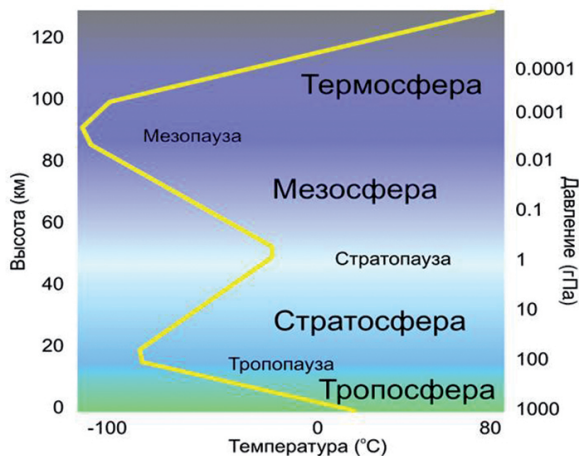


Рис. 6.1. Строение атмосферы земли

Воздух в тропосфере представляет собой смесь разнообразных газов. В зависимости от географического положения, местности, погодных условий, состав воздуха может незначительно отличаться. Принято считать стандартным следующий состав сухого воздуха: азот – 78,08 %; кислород – 20,94 %; аргон – 0,93 % и некоторые другие газы в очень малых количествах.

Движение воздуха во всем объеме тропосферы является турбулентным за исключением тонкого ламинарного подслоя у самой поверхности земли. При движении потока воздуха у поверхности земли возникают внутренние силы трения:

$$\tau = \rho K_z \frac{du}{dz}, \quad (6.1)$$

где τ – касательное напряжение трения, Н/м²; ρ – плотность воздуха, кг/м³; K_z – коэффициент турбулентности в вертикальной плоскости; u – скорость ветра, м/с, на высоте z .

По характеру изменения касательного напряжения трения тропосферу условно можно разделить на три слоя: приземный, пограничный и свободная атмосфера.

Приземный слой располагается от поверхности земли до высоты 40–70 м. Изменение скорости ветра с высотой при турбулентном движении у поверхности земли соответствует логарифмическому закону:

$$u_z = u_1 \frac{\ln \frac{z}{z_0}}{\ln \frac{z_1}{z_0}}, \quad (6.2)$$

где u_z – скорость ветра на высоте z над землей, м/с; u_1 – скорость ветра на высоте z_1 , м/с; z_0 – шероховатость земной поверхности, м.

Логарифмический закон распределения скоростей обычно распространяют на более высокие слои атмосферы, хотя это не является строгим. Скорость ветра довольно быстро возрастает с высотой до 60–80 м, затем скорость возрастает все медленнее и при больших высотах ее можно считать практически постоянной. На рис. 6.2 приведена зависимость изменения скорости ветра с высотой.

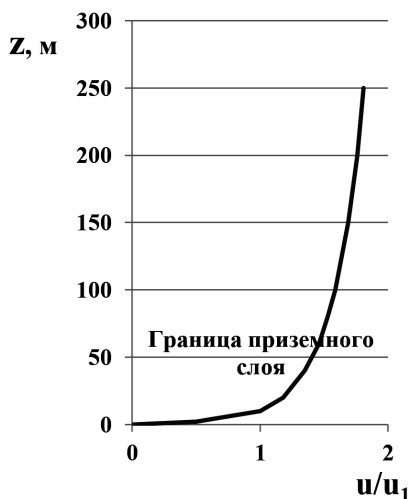


Рис. 6.2. Изменение скорости ветра с высотой:
 u_1 – скорость ветра на отметке флюгера (10 м)

В приземном слое напряжение трения достигает максимальной величины и его в первом приближении можно принять постоянным ($\tau = \text{const}$), а коэффициент турбулентности диффузии возрастает от нулевого значения на поверхности земли до максимального на границе приземного слоя [6.1].

Пограничный слой располагается выше приземного слоя и распространяется до высоты примерно 1 км от уровня земли. В этом слое напряжение трения падает, а коэффициент турбулентности остается постоянным. При этом происходит постепенное уменьшение du/dz , т.е. профиль скорости выравнивается с высотой [6.1].

Свободная атмосфера располагается выше высоты 1 км. В свободной атмосфере скорость ветра с высотой практически не изменяется, т.е. $du/dz = 0$, поэтому напряжение трения $\tau = 0$. На рисунке 6.3 приведены графические зависимости изменения коэффициента турбулентности и касательного напряжения трения с высотой.

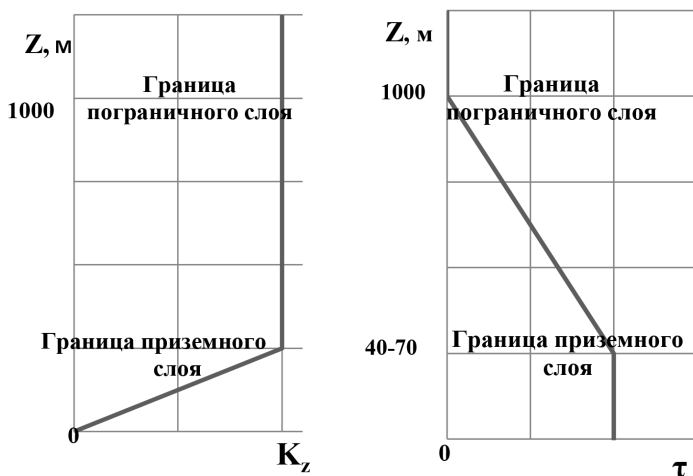


Рис. 6.3. Изменение коэффициента турбулентности K_z и касательного напряжения трения τ с высотой

За счет турбулентного движения в атмосфере создаются пульсационные скорости во всех трех направлениях, которые и обеспечивают перемешивание дымовых газов с воздухом. Пульсационные скорости зависят от большого числа факторов: скорости ветра, характера подстилающей поверхности, изменения ско-

рости ветра с высотой и др. На пульсационные скорости в вертикальном направлении наибольшее влияние оказывает характер изменения температуры воздуха с высотой – температурная стратификация атмосферы. Для того, чтобы оценить это влияние, вводится специальное понятие – сухоадиабатический градиент.

Сухоадиабатическим градиентом, γ_a , называется изменение температуры частички воздуха, перемещающейся в сухой атмосфере по вертикали без теплообмена с окружающей средой. Атмосферное давление с увеличением высоты над землей падает, поэтому если частичка воздуха переместится без теплообмена вверх, то ее давление окажется ниже исходного и температура частички воздуха изменится по закону адиабатического расширения:

$$\gamma_a = -\frac{dt}{dz} \approx 1 \cdot 10^{-2} \text{ К/м.} \quad (6.3)$$

Таким образом, сухоадиабатический градиент соответствует понижению температуры на 1 °С на каждые 100 м подъема в атмосфере. Как было показано выше, в тропосфере температурный градиент в среднем составляет $\gamma = 0,65 \cdot 10^{-2} \text{ К/м}$, но он может меняться в пограничном слое в широких пределах и даже принимать в пределах некоторого слоя отрицательное значение.

Нейтральное состояние атмосферы. Если распределение температур с высотой в атмосфере соответствует сухоадиабатическому градиенту, то на какую бы высоту без теплообмена с окружающей средой не переместился некоторый объем воздуха, он будет иметь на любом уровне одинаковую температуру с окружающей средой, и на него не будет действовать никакая сила, стремящаяся его переместить вверх или вниз. При нейтральном состоянии атмосферы дымовой факел имеет форму конуса. Величина турбулентных пульсаций значительна, что обеспечивает хорошее перемешивание дымовых газов с воздухом. Это наиболее типичное состояние атмосферы и обычно наблюдается при облачной ветреной погоде.

Неустойчивое состояние атмосферы. Если температура в атмосфере уменьшается с высотой больше сухоадиабатического градиента ($\gamma > \gamma_a$), то такое состояние атмосферы называется неустойчивым. Объем воздуха, перемещающийся вверх от уровня, на котором он имел ту же температуру и давление, что и окружающая среда, будет претерпевать уменьшение температуры со-

гласно адиабатическому градиенту и будет иметь более высокую температуру, чем окружающая среда на новом уровне. Поэтому плотность воздуха в этом объеме будет меньше плотности окружающего воздуха, и возникающая при этом архимедова сила будет заставлять подниматься этот объем еще выше. Если объем воздуха начнет перемещаться вниз, то температура воздуха в нем окажется ниже температуры окружающей среды на этом уровне, поэтому он будет опускаться вниз под действием архимедовой силы.

При неустойчивом состоянии атмосферы дымовой факел имеет волнообразную форму с большим углом раскрытия и большой степенью турбулентности. Касание дымовым факелом поверхности земли приближается к дымовой трубе, что приводит к увеличению приземных концентраций вредных веществ, содержащихся в выбросах дымовой трубы. Такое состояние атмосферы обычно наблюдается днем при ясной погоде, когда земля интенсивно прогревается солнцем.

Устойчивое состояние атмосферы. Если температура в атмосфере растет с высотой (инверсия температуры), т.е. температурный градиент становится отрицательным ($\gamma < 0$), то такое состояние атмосферы называется устойчивым. При устойчивом состоянии атмосферы градиент температуры меньше сухадиабатического, поэтому объем воздуха, перемещающийся вверх, будет иметь температуру ниже окружающей среды, а при перемещении вниз он будет иметь температуру выше окружающей среды. Поэтому архимедовы силы стремятся вернуть объем на первоначальный уровень.

При устойчивом состоянии атмосферы дымовой факел практически не раскрывается в вертикальной плоскости и рассеивание в основном идет в горизонтальной плоскости (веерообразная струя). Касание земли дымовым факелом происходит на больших расстояниях, поэтому концентрации вредных веществ от выбросов высотных источников низкие. Однако такое состояние атмосферы опасно при выбросах продуктов сгорания автотранспортом, так как вредные вещества задерживаются в нижних слоях атмосферы и слабо поднимаются вверх. Устойчивое состояние обычно наблюдается в ночное время, когда температура земли ниже температуры воздуха.

6.2. Уравнение турбулентной диффузии

Движение воздуха в тропосфере имеет турбулентный характер, поэтому кроме горизонтальной скорости ветра имеются турбулентные пульсации в направлении осей x , y , z соответственно u' , v' , w' , которые обеспечивают перемешивание дымовых газов с атмосферным воздухом. Перемешивание газов за счет турбулентных пульсаций получило название турбулентной диффузии.

Для получения уравнения турбулентной диффузии рассмотрим материальный баланс диффундирующего вещества в элементарный объем атмосферного воздуха (рис.6.4,а).

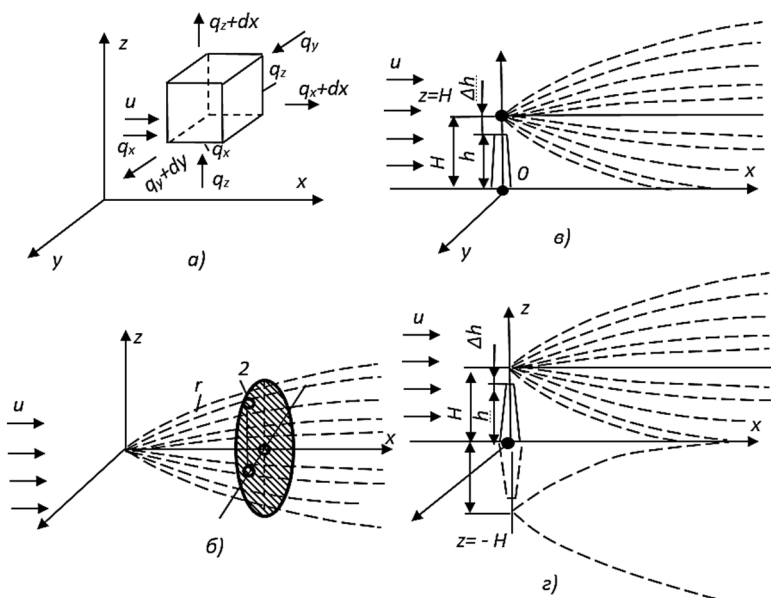


Рис. 6.4. Распространение примесей в атмосфере:

а – к выводу уравнения турбулентной диффузии;

б – точечный источник в бесконечном пространстве при равномерном ветре;

в – источник над проницаемой земной поверхностью при равномерном ветре;

г – то же с поправкой Саттона на непроницаемость земной поверхности методом двух источников

Для бесконечно малого элемента атмосферы dx , dy , dz в случае, когда ось x совпадает с направлением ветра, ось y перпендикулярна к направлению ветра в плоскости Земли, а ось z пер-

пендикулярна поверхности Земли, изменение количества вредного вещества в объеме $dV = dx \cdot dy \cdot dz$ в единицу времени при нестационарном процессе составит:

$$\frac{dc}{d\tau} dx dy dz. \quad (6.4)$$

За счет скорости ветра в рассматриваемый объем вносится количество вещества:

$$-u dy dz \frac{dc}{dx} dx. \quad (6.5)$$

За счет диффузии в направлении оси x вносится количество вещества:

$$(q_x - q_{x+dx}) dy dz. \quad (6.6)$$

Здесь и далее q_x, q_y, q_z – количество диффундирующего в единицу времени вещества в направлении осей x, y и z через единичную площадку.

С точностью до бесконечно малых высшего порядка

$$q_{x+dx} = q_x + \frac{\partial q_x}{\partial x} dx, \quad (6.7)$$

тогда

$$(q_x - q_{x+dx}) dy dz = -\frac{\partial q_x}{\partial x} dx dy dz. \quad (6.8)$$

Примем, что количество диффундирующего вещества пропорционально градиенту концентрации

$$q_x = -K_x \frac{\partial c}{\partial x}, \quad (6.9)$$

где K_x – коэффициент турбулентной диффузии в направлении x .

Тогда

$$(q_x - q_{x+dx}) dy dz = \frac{\partial}{\partial x} (K_x \frac{\partial c}{\partial x}) dx dy dz. \quad (6.10)$$

Аналогично для диффузии в направлении осей y и z получим:

$$(q_y - q_{y+dy}) dx dz = \frac{\partial}{\partial y} (K_y \frac{\partial c}{\partial y}) dy dx dz; \quad (6.11)$$

$$(q_z - q_{z+dz}) dx dy = \frac{\partial}{\partial z} (K_z \frac{\partial c}{\partial z}) dz dx dy, \quad (6.12)$$

где K_y, K_z – коэффициенты турбулентной диффузии в направлении осей y и z .

Изменение количества вещества в объеме $dx dy dz$ за единицу времени как за счет количества вещества, вносимого ветром, так и за счет турбулентной диффузии по трем направлениям, запишется в виде:

$$\begin{aligned} \frac{dc}{d\tau} dx dy dz = & -u dy dz \frac{dc}{dx} dx + \frac{\partial}{\partial x} \left(K_x \frac{\partial c}{\partial x} \right) dx dy dz + \\ & + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_y \frac{\partial c}{\partial y} \right) dy dx dz + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_z \frac{\partial c}{\partial z} \right) dz dx dy. \end{aligned} \quad (6.13)$$

После сокращения на $dx dy dz$ получим общее уравнение турбулентной диффузии:

$$\frac{dc}{d\tau} + u \frac{dc}{dx} = \frac{\partial}{\partial x} K_x \frac{\partial c}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial y} K_y \frac{\partial c}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial z} K_z \frac{\partial c}{\partial z}. \quad (6.14)$$

Для стационарного процесса ($dc/d\tau = 0$) и для изотропной турбулентности ($K_x = K_y = K_z = K = \text{const}$) уравнение (6.14) принимает более простой вид:

$$u \frac{dc}{dx} = K \nabla^2 c, \quad (6.15)$$

где $\nabla^2 c$ – символическая запись с помощью оператора Лапласа. В декартовых координатах:

$$\nabla^2 c = \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 c}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 c}{\partial z^2}. \quad (6.16)$$

Выбросы в атмосферу осуществляются от объемных источников. Однако размеры этих источников малы по сравнению с расстояниями, на которых исследуется создаваемое ими поле концентрации, поэтому с достаточной точностью эти источники можно считать точечными.

Решение задачи распространения выбросов от точечного источника при принятии ряда упрощений впервые было предложено О.Г. Сеттоном [6.2]. Непрерывно действующий точечный источник был помещен О.Г. Сеттоном на высоту (рис. 6.4,б):

$$H = h + \Delta h, \quad (6.17)$$

где H – эффективная высота расположения точечного источника, м; h – геометрическая высота дымовой трубы, м; Δh – подъем дымового факела над дымовой трубой, м.

Граничные условия на бесконечном удалении для точечного источника:

$$\begin{aligned} c & \rightarrow 0 \text{ при } z \rightarrow \infty, \\ c & \rightarrow 0 \text{ при } |y| \rightarrow \infty. \end{aligned} \quad (6.18)$$

С поверхностью почвы примеси мало взаимодействуют. Попав на поверхность почвы, примеси не накапливаются в ней, а с турбулентными вихрями снова уносятся в атмосферу. Поэтому

можно принять, что средний турбулентный поток примесей у земной поверхности мал, т.е.

$$K_z \frac{\partial c}{\partial x} = 0 \text{ при } z = 0. \quad (6.19)$$

Для учета этого граничного условия, английский исследователь атмосферной турбулентной диффузии О.Г. Сеттон ввел в рассмотрение при $z = 0$ второй (фиктивный) источник, такой же по мощности выбросов, но расположенный симметрично по отношению к реальному ниже уровня Земли (рис. 6.4,г).

При решении уравнения турбулентной диффузии большое значение имеет определение коэффициентов турбулентной диффузии и характера их изменения. Значения коэффициентов турбулентной диффузии зависят от большого ряда факторов и могут быть не только различными в разных направлениях, но и меняться вдоль каждой координаты. Аналитические методы решения возможны при значительных упрощениях реальных условий в атмосфере. Наиболее просто уравнение решается при постоянной скорости ветра по высоте и изотропной турбулентности, при которой $K_x = K_y = K_z = K = \text{const}$.

Принимая $u = \text{const}$, $K_x = K_y = K_z = K = \text{const}$, при $y = 0$ и $z = 0$ О.Г. Сеттон получил:

$$c = \frac{M}{2\pi \cdot K \cdot x} \exp\left(-\frac{uH^2}{4K \cdot x}\right), \quad (6.20)$$

c – приземная концентрация вредного вещества, диффундируемого точечным источником по направлению ветра; M – массовый выброс вредного вещества.

Дифференцируя выражение (6.20) и приравнявая результат нулю, получаем точку расположения максимума концентрации:

$$x_M = \frac{u \cdot H^2}{4K}. \quad (6.21)$$

Подставляя (6.21) в уравнение (6.20) получим выражение для максимальной концентрации, г/м^3 ,

$$c_M = \frac{2M}{\pi \cdot e \cdot u \cdot H^2}. \quad (6.22)$$

Так как концентрации обычно определяют в мг/м^3 , то формула (6.22) принимает общеизвестный вид:

$$c_M = \frac{235M}{u \cdot H^2}. \quad (6.23)$$

Из формулы (6.23) следует, что максимальная приземная концентрация вредного вещества при рассеивании из точечного

источника прямо пропорциональна выбросу вредного вещества и обратно пропорциональна скорости ветра и квадрату эффективной высоты расположения точечного источника. Таким образом, для точечного источника при принятии ряда упрощений можно рассчитать, как максимальную приземную концентрацию вредного вещества, так и расстояние, на котором она располагается.

В реальных условиях при расчете рассеивания выбросов вредных веществ из дымовых труб задача существенно усложняется. Связано это с необходимостью учета подъема факела над устьем дымовой трубы, а также учета реального состояния атмосферы и неоднородности ее турбулентной структуры по осям координат. Поэтому необходимо уметь рассчитывать подъем дымового факела над устьем трубы.

6.3. Подъем дымового факела над устьем дымовой трубы

Дымовые газы при выходе из дымовой трубы поднимаются вверх за счет кинетической энергии вытекающей струи газов и разности плотностей окружающей среды и дымовых газов. Эффективная высота дымовой трубы складывается из геометрической высоты дымовой трубы h и подъема дымового факела над устьем трубы Δh (рис. 6.5):

$$H = h + \Delta h. \quad (6.24)$$

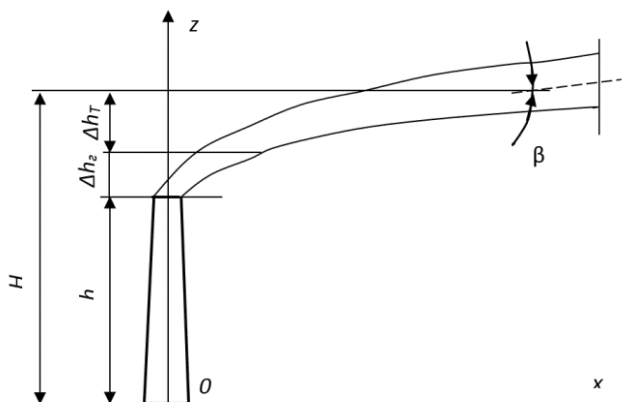


Рис. 6.5. Расчетная схема для определения подъема факела над устьем дымовой трубы

Подъем дымового факела складывается из двух составляющих:

$$\Delta h = \Delta h_{\Gamma} + h_{\Gamma}, \quad (6.25)$$

где Δh_{Γ} – гидродинамический подъем дымового факела (за счет кинетической энергии вытекающей вверх струи); h_{Γ} – тепловой подъем дымового факела (за счет разности плотностей окружающей среды и дымовых газов).

Формулы для расчета высоты подъема дымового факела были получены в исследованиях в [6.3, 6.4]. Достоверность результатов, полученных в аэродинамической трубе, была подтверждена в натурных исследованиях [6.5].

Если за окончание гидродинамического подъема принять угол $\beta = 10^{\circ}$, то формула для его определения запишется:

$$\Delta h_{\Gamma} = 1,1 \cdot I^{0,6} \cdot D_0, \quad (6.26)$$

где I – гидродинамический параметр; D_0 – внутренний диаметр устья дымовой трубы, м.

Гидродинамический параметр, равный отношению кинетических энергий дымовых газов и ветра на отметке устья трубы определяется формулой:

$$I = \frac{\rho_{\Gamma} w_0^2}{\rho_{\text{в}} u^2}, \quad (6.27)$$

ρ_{Γ} , $\rho_{\text{в}}$ – соответственно плотность дымовых газов и плотность воздуха, кг/м^3 ; w_0 , u – скорость дымовых газов на выходе из трубы и скорость ветра на отметке устья трубы, м/с .

Подставив выражение (6.27) в формулу (6.26) получим

$$\Delta h_{\Gamma} = 1,1 \left(\frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{в}}} \right)^{0,6} \cdot \left(\frac{w_0}{u} \right)^{1,2} \cdot D_0. \quad (6.28)$$

Из формулы (6.28) следует, что гидродинамический подъем дымового факела над устьем дымовой трубы возрастает с увеличением скорости газов и диаметра устья дымовой трубы, а при увеличении скорости ветра снижается. Плотность воздуха и дымовых газов изменяются несильно и их влияние на гидродинамический подъем незначительно.

Рассмотрим, как влияет число дымовых труб на гидродинамический подъем дымового факела. Предположим, что число дымовых труб на ТЭС увеличили в два раза. В этом случае через каждую дымовую трубу будет проходить вдвое меньший объемный расход дымовых газов. Если принять, что в рассматриваемых вариантах одинаковую скорость дымовых газов на выходе из

труб, то при увеличении их числа диаметр устья дымовых труб уменьшится. Поэтому, как следует из формулы (6.28), гидродинамический подъем факела снизится при увеличении числа труб на предприятии. Если принять одинаковые диаметры дымовых труб в двух рассматриваемых вариантах, то при увеличении числа дымовых труб снизится скорость газов на выходе из труб, поэтому гидродинамический подъем газов снизится. Таким образом, увеличение числа дымовых труб на предприятии всегда приводит к снижению подъема дымового факела.

Тепловой подъем газов над устьем дымовых труб обусловлен разностью плотностей горячих дымовых газов и окружающего воздуха. За окончание теплового подъема факела было принято условие

$$\operatorname{tg} \beta = \varepsilon_z, \quad (6.29)$$

где ε_z – интенсивность турбулентности атмосферы в вертикальной плоскости.

Под интенсивностью турбулентности атмосферы понимается относительная величина среднеквадратичных пульсаций скорости воздуха.

$$\varepsilon = \frac{\sqrt{\frac{u'^2 + v'^2 + w'^2}{3}}}{u}, \quad (6.30)$$

где u', v', w' – пульсационные скорости соответственно вдоль оси x, y и z ; u – скорость ветра.

Формулу для определения величины теплового подъема, которая была получена в исследованиях МЭИ, можно представить в виде:

$$\Delta h_T = 0,115 \frac{Ar \cdot I^{1,25} \cdot D_0}{\varepsilon_y \varepsilon_z}, \quad (6.31)$$

где Ar – число Архимеда; I – гидродинамический параметр; D_0 – диаметр устья дымовой трубы; ε_y и ε_z – интенсивность турбулентности атмосферы соответственно вдоль оси y и z .

Число Архимеда представляет собой отношение сил всплытия к силам инерции:

$$Ar = \frac{g \cdot \Delta \rho \cdot D_0}{\rho_T \cdot w^2}, \quad (6.32)$$

где g – ускорение свободного падения; $\Delta \rho$ – разность плотностей воздуха и дымовых газов, кг/м^3 ; D_0 – диаметр устья дымовой трубы, м; ρ_T – плотность дымовых газов; w – скорость дымовых газов на выходе из трубы.

Формулу (6.30) для теплового подъема можно привести к более простому виду:

$$\Delta h_T = 3,38 \frac{Q_T}{\varepsilon_y \varepsilon_z u^3 I^{0,25}}, \quad (6.33)$$

где Q_T – количество теплоты в удаляемых газах по отношению к окружающей среде, кДж.

Величина Q_T определяется по формуле:

$$Q_T = c_T V_T^{H,y} \Delta T, \quad (6.34)$$

где c_T – теплоемкость газов при нормальных условиях, кДж/м³·К; $V_T^{H,y}$ – объемный расход дымовых газов при нормальных условиях, м³/с; ΔT – разность температур выбрасываемых газов и окружающего воздуха, К.

Как видно из формулы (6.33) увеличение числа дымовых труб на предприятии приводит к снижению количества теплоты удаляемых из дымовой трубы газов и к снижению теплового подъема факела. Таким образом, уменьшение числа дымовых труб на предприятии приводит к увеличению как гидродинамического, так и теплового подъемов дымового факела над устьем дымовых труб, следовательно, и к снижению приземных концентраций выбрасываемых вредных веществ.

6.4. Методика рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере и выбор высоты дымовых труб

Значения коэффициентов турбулентной диффузии зависят от большого числа факторов и могут быть различными в разных направлениях и даже могут изменяться вдоль каждой координаты. Гидродинамический и тепловой подъемы факела над устьем дымовых труб также зависят от ряда факторов. Все это затрудняет использование уравнения турбулентной диффузии для расчета рассеивания вредных веществ. Поэтому для практических расчетов рассеивания вредных веществ используется эмпирическая методика, основанная на результатах обработки большого числа опытных данных, полученных в натурных исследованиях рассеивания продуктов сгорания в атмосфере. Нормативная методика приведена в [6.6] и введена в действие с января 2018 г. вместо ранее действующей методики ОНД-86 [6.7]. По этой методике рас-

чет разовых приземных концентраций проводится для неблагоприятных метеорологических условий, где имеет место интенсивный вертикальный турбулентный обмен в атмосфере.

Максимальная приземная концентрация, мг/м³, при выбросе из дымовой трубы при неблагоприятных метеорологических условиях и опасной скорости ветра определяется по формуле

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{h^2 \cdot \sqrt[3]{V_r \cdot \Delta T}}, \quad (6.35)$$

где A – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы, определяющий условия горизонтального и вертикального рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе. Значения коэффициента A для неблагоприятных метеорологических условий приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Коэффициент A для неблагоприятных метеорологических условий

№	Регион	Коэффициент A
1	Республика Бурятия и Забайкальский край	250
2	Районы европейской территории Российской Федерации южнее 50° с. ш., остальные районы Нижнего Поволжья, азиатская территория Российской Федерации, кроме указанных в пунктах 1 и 3 настоящей Таблицы	200
3	Европейская территория Российской Федерации и Урала от 50° с. ш. до 52° с. ш. включительно, за исключением попадающих в эту зону районов, перечисленных в пунктах 1 и 2 настоящей Таблицы, а также для районов азиатской территории Российской Федерации, расположенных к северу от Полярного круга и к западу от меридиана 108° в.д.	180
4	Европейская территория Российской Федерации и Урала севернее 52° с. ш. (за исключением центра европейской территории Российской Федерации)	160
5	Владимирская, Ивановская, Калужская, Московская, Рязанская и Тульская области	140

M – суммарное количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу, г/с; F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе: для газообразных примесей $F = 1$; для пыли при степени улавливания более 90 % $F = 2$; от 75 до 90 % – $F = 2,5$; менее 75 % – $F = 3$; m и n – безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса.

Коэффициент m определяется в зависимости от параметра f

$$m = \frac{1}{0,67+0,1\sqrt{f}+0,34\sqrt[3]{f}} \text{ при } f < 100, \quad (6.36)$$

$$m = \frac{1,47}{\sqrt[3]{f}} \text{ при } f \geq 100, \quad (6.37)$$

где параметр f определяется по формуле

$$f = 10^3 \frac{w_0^2 D_0}{h^2 \Delta T}. \quad (6.38)$$

Для дымовых труб ТЭС и котельных обычно коэффициент m определяется по формуле (6.36), а для холодных вентиляционных выбросов АЭС – по формуле (6.37).

Коэффициент n определяется в зависимости от параметра v_m

$$n = 1 \text{ при } v_m > 2, \quad (6.39)$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{V_r \Delta T}{h}}, \quad (6.40)$$

где V_r – объемный расход дымовых газов, м³/с; ΔT – разница между температурой выбрасываемых газов и окружающего воздуха, °С; h – высота дымовой трубы, м. Для дымовых труб ТЭС и котельных параметр v_m всегда больше 2.

η – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности. В случае ровной или слабопересеченной местности с перепадом высот, не превышающим 50 м на 1 км, $\eta = 1$. Для других случаев в методике [6.6] приводятся номограммы и таблицы для внесения поправок в коэффициент η .

Расчет максимальных приземных концентраций вредных веществ выполняется для опасной скорости ветра – это такая скорость ветра, при которой для заданного состояния атмосферы концентрации вредных веществ на уровне дыхания достигают максимальной величины. Для каждой дымовой трубы существует единственная опасная скорость ветра. Как видно из формулы

(6.23), при рассеивании вредных веществ из точечного источника при увеличении скорости ветра максимальная приземная концентрация снижается. При рассеивании из дымовой трубы кроме этого будет снижаться подъем дымового факела и эффективная высота дымовой трубы, что приводит к увеличению максимальной приземной концентрации.

Опасная скорость ветра u_m на стандартном уровне флюгера (10 м от уровня земли), при которой достигается наибольшая приземная концентрация вредных веществ, в случае $f < 100$ определяется по формуле:

$$u_m = v_m(1 + 0,12\sqrt{f}). \quad (6.41)$$

Расстояние x_m от источника выброса, на котором приземная концентрация вредных веществ при неблагоприятных метеорологических условиях достигает максимального значения определяется по формуле:

$$x_m = \frac{5-F}{4} \cdot d \cdot h, \quad (6.42)$$

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

$$d = 7\sqrt{v_m}(1 + 0,28\sqrt[3]{f}) \text{ при } v_m > 2. \quad (6.43)$$

Приземная концентрация вредных веществ по оси факела при опасной скорости ветра на различных расстояниях от источника выброса определяется по формуле:

$$c = S_1 \cdot c_m, \quad (6.44)$$

где S_1 – безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости от отношения x/x_m и коэффициента F по формулам:

$$S_1 = 3\bar{x}^4 - 8\bar{x}^3 + 6\bar{x}^2 \text{ при } \bar{x} \leq 1; \quad (6.45)$$

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13\bar{x}^2 + 1} \text{ при } 1 < \bar{x} \leq 8; \quad (6.46)$$

$$S_1 = \frac{\bar{x}}{3,556\bar{x}^2 - 35,2\bar{x} + 120} \text{ при } 8 < \bar{x} \leq 100 \text{ и } F \leq 1,5; \quad (6.47)$$

$$S_1 = \frac{1}{0,1\bar{x}^2 + 2,456\bar{x} - 17,8} \text{ при } 8 < \bar{x} \leq 100 \text{ и } F > 1,5; \quad (6.48)$$

$$S_1 = 144,3\bar{x}^{-7/3} \text{ при } \bar{x} > 100 \text{ и } F \leq 1,5; \quad (6.49)$$

$$S_1 = 37,76\bar{x}^{-7/3} \text{ при } \bar{x} > 100 \text{ и } F > 1,5, \quad (6.50)$$

где $\bar{x} = x/x_m$.

Приземная концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе на расстоянии y по перпендикуляру к оси факела определяется по формуле:

$$c_y = S_2 \cdot c, \quad (6.51)$$

где S_2 – безразмерный коэффициент, определяемый по формуле:

$$S_2 = \frac{1}{(1+5t_y+12,8t_y^2+17t_y^3+45,1t_y^4)^2}, \quad (6.52)$$

где

$$t_y = \frac{u \cdot y^2}{x^2} \text{ при } u \leq 5 \text{ м/с}, \quad (6.53)$$

$$t_y = \frac{5 \cdot y^2}{x^2} \text{ при } u > 5 \text{ м/с}. \quad (6.54)$$

Максимальная приземная концентрация при неблагоприятных метеорологических условиях и скорости ветра, отличающейся от опасной скорости ветра, определяется по формуле:

$$c_{м.и} = r \cdot c_{м}, \quad (6.55)$$

где r – безразмерная величина, определяемая по формулам:

$$r = 0,67 \cdot \frac{u}{u_{м}} + 1,67 \cdot \left(\frac{u}{u_{м}} \right)^2 - 1,34 \cdot \left(\frac{u}{u_{м}} \right)^3 \text{ при } \frac{u}{u_{м}} \leq 1, \quad (6.56)$$

$$r = \frac{3 \cdot (u / u_{м})}{2 \cdot (u / u_{м})^2 - u / u_{м} + 2} \text{ при } \frac{u}{u_{м}} > 1. \quad (6.57)$$

Данная методика позволяет определить необходимую высоту дымовой трубы, которая выбирается из условия обеспечения приземных концентраций вредных веществ с учетом фоновых концентраций и суммации однонаправленных веществ в пределах ПДК, т.е. высота дымовой трубы должна обеспечивать:

$$c_{м_i} + c_{ф_i} \leq \text{ПДК}_i, \quad (6.58)$$

$$\frac{c_{м}^{\text{SO}_2} + c_{ф}^{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}} + \frac{c_{м}^{\text{NO}_2} + c_{ф}^{\text{NO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} \leq 1,6, \quad (6.59)$$

где $c_{м_i}$ и $c_{ф_i}$ – соответственно максимальная приземная и фоновая концентрация i -го вредного вещества, мг/м^3 ; $c_{м}^{\text{SO}_2}$ и $c_{ф}^{\text{SO}_2}$ – соответственно максимальная приземная и фоновая концентрация SO_2 , мг/м^3 ; $c_{м}^{\text{NO}_2}$ и $c_{ф}^{\text{NO}_2}$ – соответственно максимальная приземная и фоновая концентрация NO_2 , мг/м^3 .

В соответствии с методикой [6.6] для каждого i -того вредного вещества рассчитывается необходимая высота дымовой трубы

$$h_i = \sqrt{\frac{A \cdot M_i \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{(\text{ПДК}_i - c_{\phi i}) \cdot \sqrt[3]{V_T \cdot \Delta T}}}, \quad (6.60)$$

а также с учетом суммации веществ одностороннего действия (SO_2 и NO_2)

$$h_{\Sigma \text{SO}_2} = \sqrt{\frac{A \cdot \Sigma M_{\text{SO}_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{(\text{ПДК}_{\text{SO}_2} - \Sigma c_{\phi}^{\text{SO}_2}) \cdot \sqrt[3]{V_T \cdot \Delta T}}}, \quad (6.61)$$

или

$$h_{\Sigma \text{NO}_2} = \sqrt{\frac{A \cdot \Sigma M_{\text{NO}_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{(\text{ПДК}_{\text{NO}_2} - \Sigma c_{\phi}^{\text{NO}_2}) \cdot \sqrt[3]{V_T \cdot \Delta T}}}, \quad (6.62)$$

где ΣM_{SO_2} и ΣM_{NO_2} – суммарный выброс SO_2 и NO_2 , соответственно, в пересчете на SO_2 и NO_2 , г/с; $\Sigma c_{\phi}^{\text{SO}_2}$ и $\Sigma c_{\phi}^{\text{NO}_2}$ – суммарные фоновые концентрации SO_2 и NO_2 , соответственно, в пересчете на SO_2 и NO_2 , мг/м³.

Суммарный выброс SO_2 и NO_2 в пересчете на SO_2 и NO_2 рассчитывается по формулам:

$$\Sigma M_{\text{SO}_2} = \frac{M_{\text{SO}_2} + M_{\text{NO}_2} \cdot \frac{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}}}{1,6} = \frac{M_{\text{SO}_2} + 2,5 M_{\text{NO}_2}}{1,6}, \quad (6.63)$$

$$\Sigma M_{\text{NO}_2} = \frac{M_{\text{NO}_2} + M_{\text{SO}_2} \cdot \frac{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}}}{1,6} = \frac{M_{\text{NO}_2} + 0,4 M_{\text{SO}_2}}{1,6}. \quad (6.64)$$

Суммарные фоновые концентрации SO_2 и NO_2 в пересчете на SO_2 и NO_2 рассчитывается по формулам:

$$\Sigma c_{\phi}^{\text{SO}_2} = \frac{c_{\phi}^{\text{SO}_2} + c_{\phi}^{\text{NO}_2} \cdot \frac{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}}}{1,6} = \frac{c_{\phi}^{\text{SO}_2} + 2,5 c_{\phi}^{\text{NO}_2}}{1,6}, \quad (6.65)$$

$$\Sigma c_{\phi}^{\text{NO}_2} = \frac{c_{\phi}^{\text{NO}_2} + c_{\phi}^{\text{SO}_2} \cdot \frac{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}}}{1,6} = \frac{c_{\phi}^{\text{NO}_2} + 0,4 c_{\phi}^{\text{SO}_2}}{1,6}. \quad (6.66)$$

Расчет по формулам (6.60)–(6.62) позволяет определить, какой должна быть высота дымовой трубы, чтобы обеспечить выполнение нормативов для каждого вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу. По результатам расчета принимается наибольшая высота дымовой трубы из полученных значений в расчете для разных вредных веществ. Так как расчет выполняется для неблагоприятных метеорологических условий и опасной скорости ветра, то большую часть времени в году концентрация вредных веществ на уровне дыхания будет ниже предельно допустимых норм.

При установке на ТЭС дымовых труб одинаковой высоты и с одинаковым выбросом вредных веществ, их высота определяется по формулам:

$$h_i = \sqrt{\frac{A \cdot M_i^{\text{ТЭС}} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{(\text{ПДК}_i - c_{\phi i})}} \sqrt[3]{\frac{z}{V_{\Gamma}^{\text{ТЭС}} \Delta T}}, \quad (6.67)$$

а с учетом суммации SO_2 и NO_2 :

$$h_{\Sigma \text{SO}_2} = \sqrt{\frac{A \cdot \Sigma M_{\text{SO}_2}^{\text{ТЭС}} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{(\text{ПДК}_{\text{SO}_2} - \Sigma c_{\phi}^{\text{SO}_2})}} \sqrt[3]{\frac{z}{V_{\Gamma}^{\text{ТЭС}} \Delta T}}, \quad (6.68)$$

где z – число дымовых труб одинаковой высоты на ТЭС или котельной; $M_i^{\text{ТЭС}}$ – выброс i -того вредного вещества от всей ТЭС или котельной, г/с; $V_{\Gamma}^{\text{ТЭС}}$ – объемный расход газов выбрасываемых из всех дымовых труб, $\text{м}^3/\text{с}$; $\Sigma M_{\text{SO}_2}^{\text{ТЭС}}$ – суммарный выброс SO_2 и NO_2 в пересчете на SO_2 из всех дымовых труб ТЭС или котельной.

Как видно из формул (6.67) и (6.68) при увеличении числа дымовых труб на ТЭС их высота должна увеличиваться. Это связано с тем, что при увеличении числа дымовых труб снижаются тепловой и гидродинамический подъемы дымового факела.

По методике [6.6] определяется еще один очень важный нормативный показатель – предельно допустимые выбросы (ПДВ) вредных веществ. ПДВ – это такой выброс вредного вещества, при котором приземные концентрации не превышают ПДК с учетом фоновых концентраций и суммации веществ одонаправленного действия.

ПДВ находят по формулам для каждого вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу:

$$\text{ПДВ}_i = \frac{(\text{ПДК}_i - c_{\phi i}) h^2}{A \cdot M_i^{\text{ТЭС}} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta} \cdot \sqrt[3]{\frac{V_r^{\text{ТЭС}} \Delta T}{z}}, \quad (6.69)$$

а для веществ одностороннего действия дополнительно рассчитывается предельно допустимый выброс NO_2 и SO_2 в пересчете на NO_2 :

$$\sum \text{ПДВ}_{\text{NO}_2} = \frac{(\text{ПДК}_{\text{NO}_2} - \sum c_{\phi}^{\text{NO}_2}) h^2}{A \cdot \sum M_{\text{NO}_2}^{\text{ТЭС}} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta} \cdot \sqrt[3]{\frac{V_r^{\text{ТЭС}} \Delta T}{z}}, \quad (6.70)$$

или в пересчете на SO_2

$$\sum \text{ПДВ}_{\text{SO}_2} = \frac{(\text{ПДК}_{\text{SO}_2} - \sum c_{\phi}^{\text{SO}_2}) h^2}{A \cdot \sum M_{\text{SO}_2}^{\text{ТЭС}} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta} \cdot \sqrt[3]{\frac{V_r^{\text{ТЭС}} \Delta T}{z}}. \quad (6.71)$$

Для обеспечения выполнения природоохранных нормативов необходимо выполнение следующих условий:

$$M_i \leq \text{ПДВ}_i, \quad (6.72)$$

$$\sum M_{\text{NO}_2} \leq \sum \text{ПДВ}_{\text{NO}_2} \text{ или } \sum M_{\text{SO}_2} \leq \sum \text{ПДВ}_{\text{SO}_2}, \quad (6.73)$$

ПДВ разрабатывают сами промышленные предприятия и предоставляют природоохранным органам для согласования и утверждения. Утвержденные нормативы ПДВ действуют в течение семи лет, после чего должны быть разработаны и утверждены новые ПДВ. При реконструкции предприятия или вводе нового оборудования в обязательном порядке необходимо разработать новые ПДВ.

При невозможности обеспечить выбросы вредных веществ в пределах ПДВ, промышленному предприятию могут быть разрешены природоохранным органом временно согласованные выбросы (ВСВ). Для утверждения ВСВ промышленное предприятие должно предоставить в природоохранные органы подробный план мероприятий, который должен обеспечить постепенный выход на ПДВ.

Промышленные предприятия должны осуществлять контроль выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду. В соответствии с природоохранным законодательством РФ [6.8] объекты, оказывающие сильное воздействие на окружающую среду (объекты I категории) должны быть оснащены системами автоматического контроля выбросов вредных веществ в атмосферу. За выбросы вредных веществ, превышающие ПДВ, предусматривается резкое увеличение экологических платежей.

6.5. Дымовые трубы ТЭС

Дымовые трубы предназначены для организации эффективного рассеивания в атмосфере содержащихся в дымовых газах вредных веществ и снижения их концентраций до необходимого уровня. С укрупнением электростанций и с использованием сернистых и зольных топлив потребовались дымовые трубы большой высоты и больших диаметров. Современные дымовые трубы ТЭС и крупных котельных представляют собой сложные сооружения, участвующие в технологическом цикле выработки тепловой и электрической энергии.

На дымовую трубу воздействуют большие весовые и ветровые нагрузки, а ее материал должен выдерживать воздействие агрессивных дымовых газов и повышенной температуры. Поэтому конструкция высотных дымовых труб обычно состоит из железобетонной оболочки и футеровки из кислотоупорного кирпича. Железобетонная оболочка является эффективным материалом в отношении механической прочности и воспринимает большие ветровые и весовые нагрузки. Футеровка защищает железобетонную оболочку дымовой трубы от воздействия дымовых газов.

Внутренняя поверхность железобетонной оболочки покрывается изоляцией – эпоксидным лаком и стеклотканью. Футеровка выполняется из красного или кислотоупорного кирпича и опирается на железобетонные консоли железобетонной оболочки, выполняемые через 30–50 м (рис. 6.6).

Для защиты верхней части железобетонной оболочки и футеровки на верхнем обрезе трубы устанавливается чугунный колпак. Дымовые трубы высотой более 50 м являются аэродромным препятствием и должны иметь маркировочную окраску и светоограждение. Маркировочная окраска выполняется чередующимися полосами красного и белого цвета одинаковой ширины на всю высоту дымовой трубы. Для установки на трубе светооградительных огней предусматриваются светофорные площадки, а для их обслуживания делается ходовая лестница.

Дымовые трубы ТЭС должны обеспечивать работу подключенного к ним оборудования в течение всего срока эксплуатации электростанции без проведения ремонта. Выход дымовой трубы из строя приведет к отключению большой мощности на длительное время.

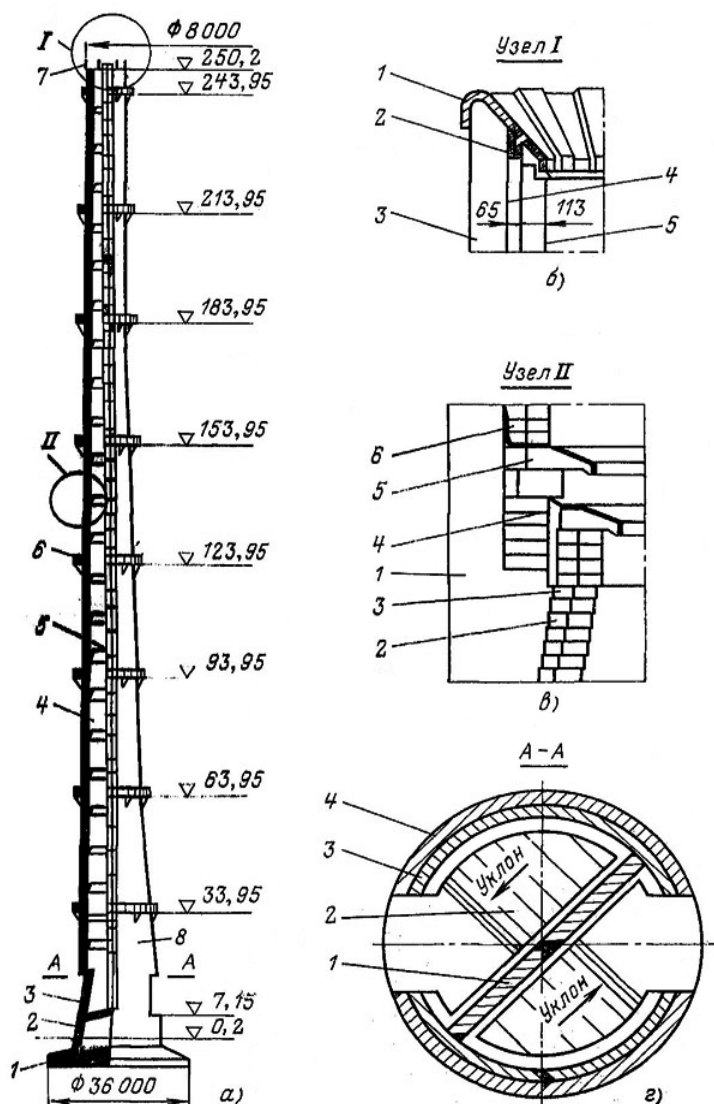


Рис. 6.6. Железобетонная дымовая труба с прижимной футеровкой:

- а – общий вид: 1 – фундамент; 2 – цоколь; 3 – пандус; 4 – ствол; 5 – лестница;
 6 – светофорная площадка; 7 – грозозащита; 8 – железобетонная оболочка;
 б – верхняя часть трубы: 1 – чугунный колпак; 2 – асбестовая прокладка;
 3 – ствол; 4 – изоляция; 5 – футеровка; в – средняя часть трубы:
 1 – железобетонная оболочка; 2 – кислотоупорный кирпич; 3 – красный кирпич;
 4 – асбестовый шнур; 5 – слезниковый кирпич; 6 – антикоррозионная защита;
 г – нижняя часть трубы: 1 – перегородка; 2 – пандус; 3 – футеровка; 4 – ствол

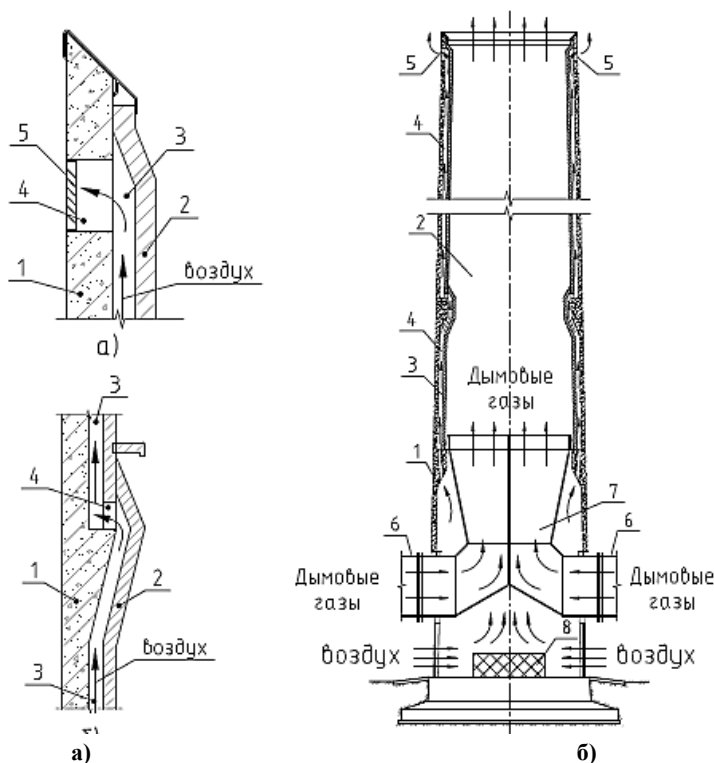
В работах МЭИ [6.9] показано, что часто причиной не надежной работы дымовых труб являются избыточные статические давления дымовых газов в газоотводящем стволе по отношению к окружающей атмосфере, которые могут возникать при определенных условиях в конических дымовых трубах. Устройство прижимной футеровки не обеспечивает достаточной надежности работы дымовых труб, особенно при агрессивных газах. При возникновении избыточных статических давлений дымовые газы через любые неплотности футеровки проникают к железобетонной оболочке. При охлаждении дымовых газов ниже точки росы происходит конденсация паров воды, содержащихся в дымовых газах, что значительно ускоряет процесс разрушения железобетонной оболочки дымовой трубы.

Для повышения надежности работы разработаны и широко внедрены на ТЭС дымовые трубы с вентилируемым воздушным зазором между железобетонной оболочкой и футеровкой. В этот зазор шириной 150–200 мм вентилятором подается подогретый в калорифере до температуры 60–90 °С воздух, который выводит просочившиеся через футеровку агрессивные газы наружу через специальные окна в верхней части дымовой трубы (рис. 6.7). В воздушном канале по всей высоте трубы создается давление воздуха более высокое, чем давление газов в дымовой трубе, что препятствует проникновению газов в воздушный зазор.

Температура воздуха в зазоре должна быть такой, чтобы из условий трещиностойкости футеровки разность температур между внутренней и наружной поверхностями не превышала 50°С, а температура внутренней поверхности железобетонной оболочки не превышала 100°С. Из этих условий температура подогрева воздуха должна меняться от 80–90°С – зимой, до 40–50°С – летом.

Строительство кирпичной футеровки очень трудоемкий процесс и при больших высотах дымовых труб требует много времени для её возведения. Из-за большого количества швов кирпичная футеровка не всегда обеспечивает необходимую газоплотность конструкции. Поэтому разработаны и нашли применения на ТЭС для слабоагрессивных газов (при сжигании малосернистого топлива) двухслойные монолитные дымовые трубы, у которых наружная оболочка выполняется из тяжелого бетона, а внутрен-

ний монолитный слой из легкого полимербетона. Монолитная футеровка из легкого полимерцементного бетона служит для защиты несущего железобетонного ствола дымовых труб от воздействия дымовых газов. Ускоренная технология возведения труб обеспечивается благодаря тому, что бетонирование ствола и футеровки ведется одновременно с использованием одного комплекта опалубки. Опыт эксплуатации двухслойных железобетонных дымовых труб показал их высокую надежность.



**Рис. 6.7. Принципиальная схема железобетонной дымовой трубы:
с вентилируемым зазором:**

- а, б – схема перетока воздуха в вентилируемом зазоре:
 1 – железобетонная оболочка; 2 – кирпичная футеровка;
 3 – вентиляционное окно; 4 – жалюзийная решетка;
 в – схема железобетонной дымовой трубы с вентилируемым зазором:
 1 – железобетонная оболочка; 2 – газоотводящий канал;
 3 – кирпичная футеровка; 4 – вентилируемый зазор; 5 – выходное окно;
 6 – внешние газоходы; 7 – металлическая вставка; 8 – калорифер

Основными недостатками при эксплуатации футеровок любой конструкции являются невозможность устранения возникающих по различным причинам повреждений без остановки трубы на длительный срок, технологическая сложность проведения ремонтных работ, а также большие трудности с наблюдением за её состоянием в процессе работы. В связи с этим были разработаны дымовые трубы с проходным зазором между газоотводящим стволом и железобетонной оболочкой («труба в трубе»). Труба состоит из цилиндрического газоотводящего ствола постоянного сечения и конической железобетонной наружной оболочки, между которыми имеется широкий зазор, позволяющий проводить обслуживание в процессе эксплуатации (рис. 6.8). При этом исключается возможность проникновения дымовых газов к железобетонной оболочке, обеспечивается возможность контроля, осмотра газоотводящего ствола и ремонта его с наружной стороны в процессе эксплуатации.

Газоотводящий ствол у труб такого типа может выполняться стальным или из кислотоупорных материалов. С наружной стороны ствол покрывается тепловой изоляцией. Применение металлических газоотводящих стволов позволяет проводить монтаж промышленными методами, что обеспечивает быстрые сроки возведения. Металлический газоотводящий ствол может быть как самонесущим, так и подвешиваться на растяжках с помощью закладных деталей к железобетонной оболочке.

При большой мощности оборудования и, особенно для теплоэлектростанций, где необходима высокая надежность работы оборудования, получили применение многоствольные дымовые трубы, у которых внутри железобетонной оболочки устанавливается несколько металлических газоотводящих стволов цилиндрической формы (рис. 6.9).

Для снижения скорости коррозии температура дымовых газов в дымовой трубе не должна снижаться ниже точки росы, поэтому металлические газоотводящие стволы с наружной стороны покрываются теплоизоляцией. Между стволами предусматривается проходной зазор, устанавливаются лестницы и площадки для обслуживания.

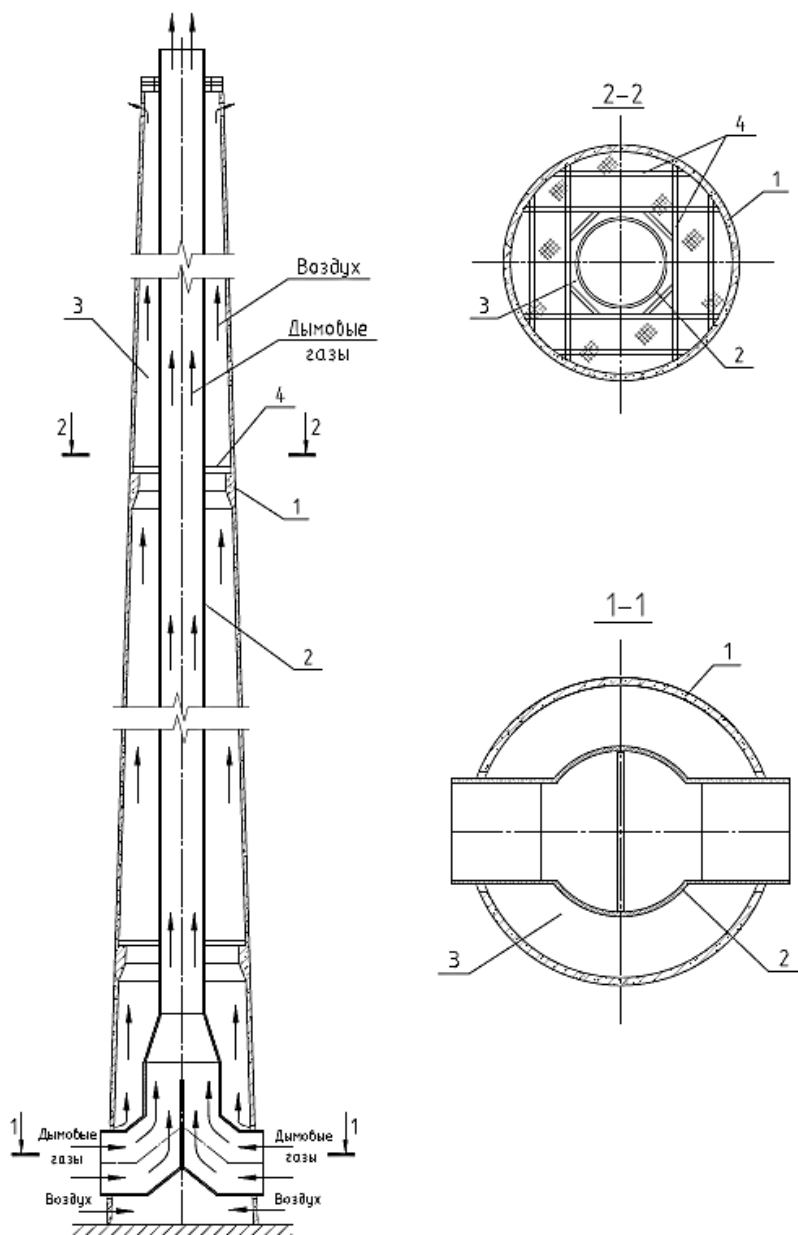


Рис. 6.8. Дымовая труба с проходным зазором.

- 1 – железобетонная оболочка; 2 – газоотводящий ствол с теплоизоляцией;
 3 – проходной вентилируемый зазор;
 4 – несущие (поддерживающие конструкции газоотводящего ствола)

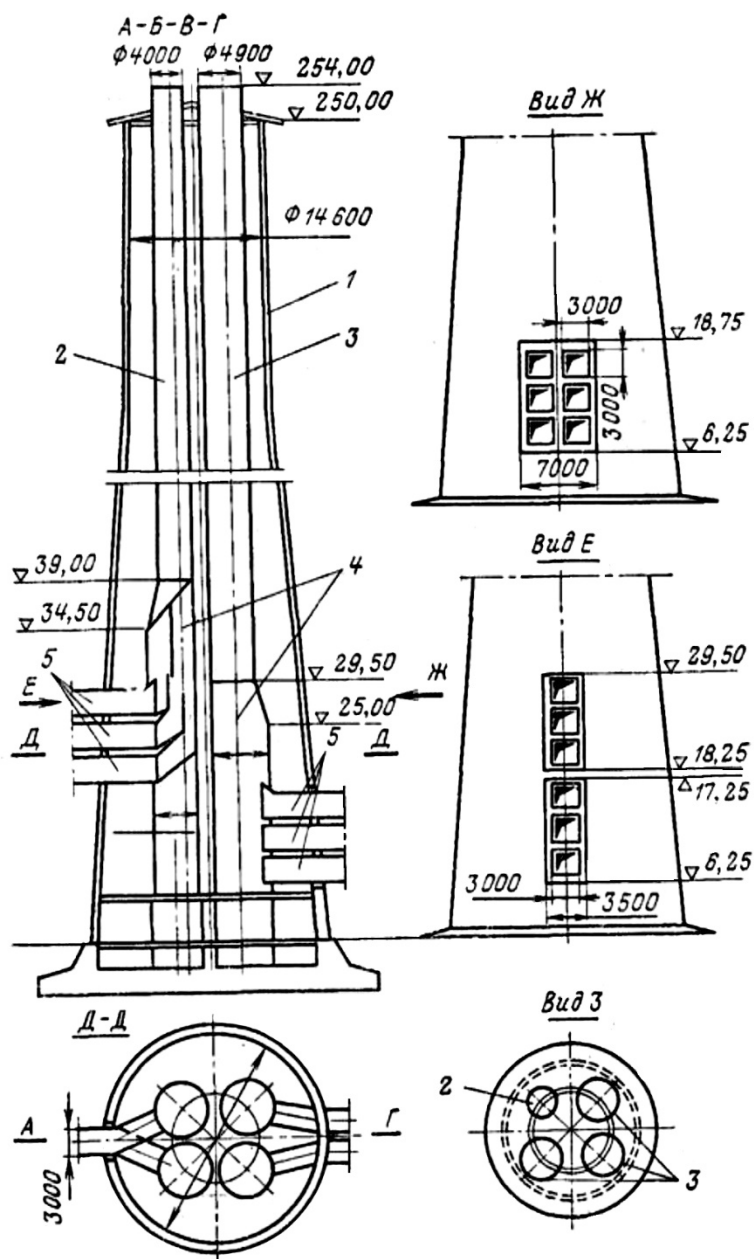


Рис. 6.9. Многоствольная дымовая труба:

1 – железобетонная оболочка; котлов;

3 – металлический ствол для паровых котлов; 4 – цоколь; 5 – газоходы

Каждый газоотводящий ствол можно отключать и ремонтировать при работе других стволов. Поэтому к многоствольной дымовой трубе можно подключать большую мощность без снижения надежности отпуска тепловой и электрической энергии. Подъем дымового факела многоствольной дымовой трубы несильно отличается от подъема дымового факела одноствольной трубы при одинаковой мощности подключенного оборудования.

6.6. Расчет статических давлений в дымовых трубах

Для надежной работы дымовой трубы необходимо, чтобы статическое давление дымовых газов в дымовой трубе было меньше атмосферного, т.е.

$$\Delta P_{\text{ст}} = P_{\text{ст}} - P_{\text{атм}} \leq 0, \quad (6.74)$$

где $P_{\text{ст}}$ – статическое давление дымовых газов в дымовой трубе, Па; $P_{\text{атм}}$ – давление в атмосфере на том же уровне, Па.

В этом случае воздух будет стремиться подсасываться через футеровку в дымовые газы, что не представляет опасности для надежной работы дымовой трубы. Если $\Delta P_{\text{ст}} > 0$, то агрессивные газы будут проникать через неплотности футеровки к железобетонной оболочке дымовой трубы, что будет способствовать ее разрушению. Для установления условий, при которых возникают избыточные статические давления внутри дымовой трубы, запишем уравнение Бернулли для сечения 1 – 1, отстоящего от верха трубы (сечения 0 – 0) на расстоянии l .

$$\Delta P_{\text{ст}_1} = \Delta P_{\text{ст}_0} + (P_{\text{д}_0} - P_{\text{д}_1}) + \Delta P_{\text{тр}_{0-1}} - \Delta P_{\text{сам}_{0-1}}. \quad (6.75)$$

где $\Delta P_{\text{ст}_1}$ и $\Delta P_{\text{ст}_0}$ – разность статических давлений газов и атмосферного воздуха соответственно на отметке выхода газов из дымовой трубы и в сечении 1 – 1, Па; $P_{\text{д}_0}$ и $P_{\text{д}_1}$ – динамическое давление газов соответственно на отметке выхода газов из дымовой трубы и в сечении 1 – 1, Па; $\Delta P_{\text{тр}_{0-1}}$ – потери на трение на рассматриваемом участке дымовой трубы, Па; $\Delta P_{\text{сам}_{0-1}}$ – самотяга рассматриваемого участка дымовой трубы, Па.

Так как сечение 0–0 соприкасается с атмосферой, то $\Delta P_{\text{ст}0} = 0$ и уравнение (6.75) можно записать:

$$\Delta P_{\text{ст}1} = (P_{\text{д}0} - P_{\text{д}1}) + \Delta P_{\text{тр}0-1} - \Delta P_{\text{сам}0-1}. \quad (6.76)$$

Для дымовых труб с цилиндрическими газоотводящими стволами (с газоотводящими стволами постоянного сечения) $P_{\text{д}0} = P_{\text{д}1}$ и условием отсутствия избыточных статических давлений является $\Delta P_{\text{сам}0-1} \geq \Delta P_{\text{тр}0-1}$, т.е. величина самояги на рассматриваемом участке дымовой трубы должна быть больше потерь на трение.

Для конических дымовых труб $P_{\text{д}0} > P_{\text{д}1}$ условием отсутствия избыточных статических давлений является $\Delta P_{\text{сам}0-1} \geq \Delta P_{\text{тр}0-1} + (P_{\text{д}0} - P_{\text{д}1})$.

Профессором МЭИ Л.А. Рихтером для определения условий возникновения избыточных статических давлений было предложено следующее выражение [6.9]:

$$R = \frac{(\lambda + 8i)P_{\text{д}0}}{g\Delta\rho D_0}, \quad (6.77)$$

где R – число Рихтера; λ – коэффициент сопротивления трения газоотводящего ствола; i – уклон дымовой трубы; g – ускорение свободного падения, м/с²; $\Delta\rho$ – разность плотностей наружного воздуха и уходящих газов, кг/м³; $P_{\text{д}0}$ – динамическое давление газов на выходе из дымовой трубы, Па; D_0 – внутренний диаметр устья дымовой трубы, м.

Если $R \leq 1$, то в дымовой трубе отсутствуют избыточные статические давления. Если $R > 1$, то на некоторых участках дымовой трубы возникает избыточное статическое давление и появляются условия для фильтрации дымовых газов к железобетонной оболочке, что может привести к ее разрушению.

Приравняв $R = 0$ можно из выражения (6.77) получить формулу для предельного значения скорости газов в устье дымовой трубы, при которой газоотводящий ствол находится под разрежением:

$$w_0^{\text{кр}} = \sqrt{2g \left(\frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{г}}} - 1 \right) \frac{D_0}{\lambda + 8i}}, \quad (6.78)$$

или при $t_{\text{в}} = 20$ °C ($\rho_{\text{в}} = 1,205$ кг/м³) формула (6.78) принимает более простой вид:

$$w_0^{\text{кр}} = 2,6 \sqrt{\frac{\Delta T}{100} \cdot \frac{D_0}{\lambda + 8i}}, \quad (6.79)$$

где ΔT – разница температур дымовых газов и окружающего воздуха, °C.

Как видно из формулы (6.79), допустимая скорость газов растёт с увеличением температуры дымовых газов и диаметра дымовой трубы и уменьшается с ростом коэффициента сопротивления трения λ и уклона i . Если принять $D_0 = 9,6$ м, разность температур газов и наружного воздуха $\Delta T = 120^\circ\text{C}$, коэффициент сопротивления трения для кирпичной футеровки при наличии выступов (слезниковых кирпичей) $\lambda = 0,05$ и уклон $i = 0,015$, то получим допустимую скорость газов из условия отсутствия избыточных статических давлений $w_0^{\text{кр}} = 21,4$ м/с.

Для цилиндрических металлических газоотводящих стволов постоянного сечения примем $\lambda = 0,012$, $i = 0$, а остальные параметры такие же, как и конической дымовой трубы, получим $w_0^{\text{кр}} = 80,6$ м/с. Таких высоких скоростей в дымовых трубах не бывает, так как это приводило бы к очень большим аэродинамическим потерям и высоким затратам энергии на привод дымососов, поэтому избыточные статические давления в цилиндрических дымовых трубах не наблюдаются.

Для предотвращения возможности образования избыточных статических давлений в конических дымовых трубах необходимо при их проектировании выбирать диаметр устья таким, чтобы скорость газов на выходе из дымовой трубы была ниже критической $w_0 \leq w_0^{\text{кр}}$. Также эффективным средством предотвращения возникновения избыточного статического давления является установка небольших диффузоров на выходе из трубы. При их установке нулевая разность статических давлений имеет место на выходе из диффузора, а в узкой его части, примыкающей к стволу, образуется разрежение и на эту величину уменьшаются статические давления по всей высоте дымовой трубы. Поэтому при выборе параметров диффузора необходимо, чтобы разрежение в горловине диффузора превышало максимальное статическое давление в дымовой трубе. Повысить величину критической скорости, при которой возникают избыточные статические давления, можно при установке дымовых труб с цилиндрической верхней частью.

6.7. Самоокутывание дымовых труб

При низкой скорости выхода газов из дымовой трубы и высокой скорости ветра часть дымовых газов может опускаться вниз и окутывать оголовок дымовой трубы, что способствует разрушению верхней части трубы. Этот процесс получил название самоокутывания. Для установления причин возникновения самоокутывания рассмотрим обтекание бесконечного цилиндра поперечным потоком (рис. 6.10). Как видно, на лобовой части цилиндра возникает избыточное статическое давление $\Delta \bar{p}_{\text{ст}} = p_{\text{ст}}/p_{\text{д}}^{\text{в}} = 1$, т.е. статическое давление равно динамическому давлению обтекающего цилиндра потока.

При турбулентном режиме обтекания реальной жидкостью максимальное разрежение, по величине равное 2,4 динамического давления ветра, образуется при угле $\varphi \approx 80^\circ$, при котором происходит отрыв потока. На подветренной стороне цилиндра образуется разрежение по величине равное $\sim 0,4$ динамического давления ветра.

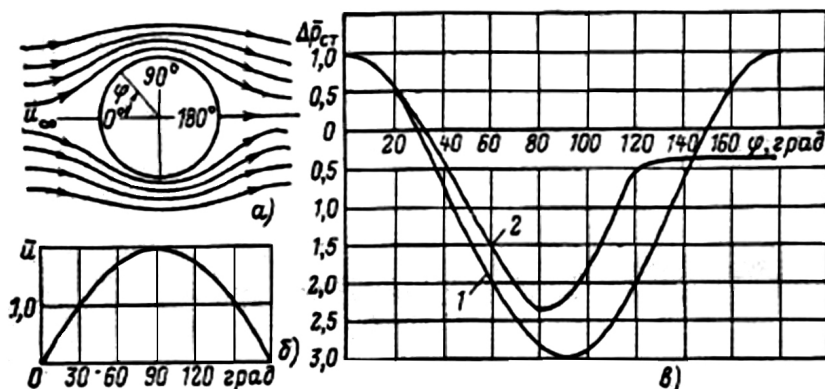


Рис. 6.10. Обтекание бесконечного цилиндра поперечным потоком:

- а – линии тока при обтекании цилиндра;
- б – изменение относительной скорости по поверхности цилиндра;
- в – изменение относительной величины статического давления на поверхности цилиндра: 1 – при обтекании идеальной жидкостью; 2 – при турбулентном режиме обтекания

Если кинетическая энергия выходящих из дымовой трубы газов будет меньше разрежения, образующегося на внешней стороне дымовой трубы, то газы будут подсасываться этим разрежением вниз, и происходит самоокутывание дымовой трубы. Так как максимальное разрежение на внешней поверхности трубы составляет 2,4 динамического давления ветра, то условием возникновения самоокутывания является:

$$p_d^r \leq 2,4 p_d^B, \quad (6.80)$$

или

$$I \leq 2,4, \quad (6.81)$$

где I – гидродинамический параметр, равный отношению кинетической энергии, выходящих из дымовой трубы газов к кинетической энергии ветра:

$$I = \frac{\rho_r w_0^2}{\rho_B u^2}. \quad (6.82)$$

В исследованиях МЭИ получено распределение статических давлений по наружной поверхности торцевой части цилиндра при поперечном его обтекании при различных значениях гидродинамического параметра [6.10]. Установлено, что в зависимости от величины гидродинамического параметра изменяется характер распределения статических давлений на внешней поверхности дымовой трубы при удалении от ее торца (рис. 6.11). При малых значениях гидродинамического параметра ($I \leq 2,4$) разрежение на внешней поверхности дымовой трубы возрастает по мере удаления от торца трубы, поэтому дымовые газы будут подсасываться все возрастающим разрежением вниз, т.е. будет протекать процесс самоокутывания. При $I \geq 2,4$ максимальное разрежение возникает на торце дымовой трубы и при удалении от торца вниз разрежение уменьшается. Возрастающее давление будет препятствовать протеканию процесса самоокутывания.

Чем меньше величина гидродинамического параметра (при $I \leq 2,4$), тем на большую глубину $L_{ок}$ опускаются дымовые газы и выше концентрация газов, окутывающих трубу. Из формулы (6.71) можно получить следующее условие возникновения процесса самоокутывания.

$$\frac{w_0}{u} \leq \sqrt{2,4 \frac{\rho_B}{\rho_r}}. \quad (6.83)$$

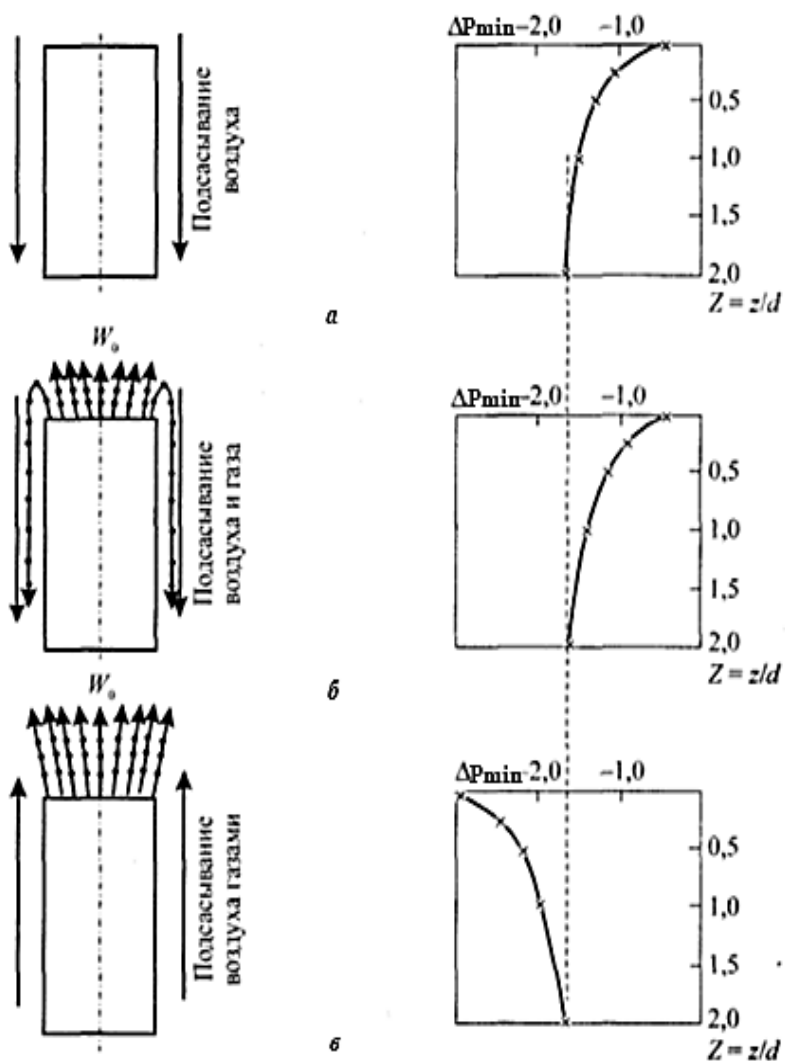


Рис. 6.11. Изменения максимального разрежения на внешней поверхности дымовой трубы при разных значениях гидродинамического параметра:
а – $I = 0$; б – $I = 0,2$; в – $I = 2,4$

На рисунке 6.12 приведена зависимость относительной глубины самоокутывания $\bar{L}_{\text{ок}} = L_{\text{ок}}/D_0$ в зависимости от отношения скорости выхода газов к скорости ветра для различных температур дымовых газов и наружного воздуха. Как видно из рис. 6.12,

самоокутывание возникает, когда скорость ветра на отметке устья дымовой трубы составляет $\sim 0,5$ от скорости выхода газов. При скорости ветра, равной скорости выхода газов, глубина самоокутывания составляет диаметр дымовой трубы. Когда скорость ветра в два раза превосходит скорость выхода газов, глубина самоокутывания составляет 2 диаметра дымовой трубы.

Обычно скорость газов на выходе из дымовых труб ТЭС при номинальной нагрузке подключенного оборудования составляет 18–22 м/с, поэтому самоокутывание будет происходить при скорости ветра на уровне устья трубы около 10 м/с. В летнее время часть котлов, подключенных к дымовой трубе, находится в ремонте или резерве, а другая часть оборудования работает при частичной нагрузке, поэтому самоокутывание будет происходить при значительно меньшей скорости ветра.

Таким образом, высокая скорость выхода газов на выходе из конической дымовой трубы приводит к возникновению избыточных статических давлений внутри дымовой трубы и к разрушению железобетонной оболочки с внутренней стороны. Низкая скорость выхода газов приводит к возникновению самоокутывания и к разрушению оголовка дымовой трубы с наружной стороны.

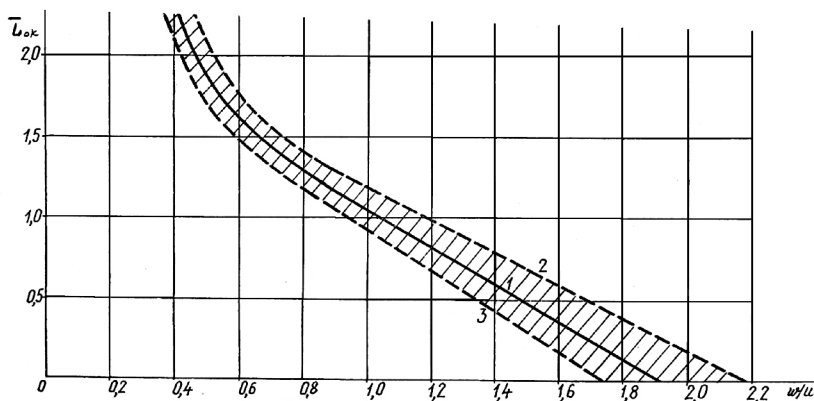


Рис. 6.12. Изменение относительной глубины самоокутывания в зависимости от отношения скорости выхода газов из трубы к скорости ветра:

1 — $t_{\text{г}} = 150\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{в}} = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$; 2 — $t_{\text{г}} = 220\text{ }^{\circ}\text{C}$,
 $t_{\text{в}} = -30\text{ }^{\circ}\text{C}$; 3 — $t_{\text{г}} = 120\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{в}} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$

6.8. Выбор числа и параметров дымовых труб ТЭС

Как было показано в разделе 6.3, при уменьшении числа дымовых труб на ТЭС увеличивается подъем дымового факела над трубой, что приводит к снижению приземных концентраций вредных веществ. Поэтому из условий рассеивания вредных веществ в атмосфере желательно иметь как можно меньше дымовых труб на ТЭС. С другой стороны, с уменьшением числа дымовых труб возрастают длина внешних газоходов и капитальные затраты на их сооружение. При сокращении числа дымовых труб на ТЭС возрастает мощность подключенного к трубе оборудования. При необходимости ремонта дымовой трубы приходится отключать от работы на длительное время все подключенное к трубе оборудование.

При установке одной одноствольной дымовой трубы на электростанции, ее выход из строя приведет к полной остановке электростанции. Если для конденсационных электростанций недовыработка электроэнергии может быть в значительной мере компенсирована за счет других ТЭС, то тепловая нагрузка ТЭЦ практически не может быть компенсирована. Поэтому недопустимо устанавливать одну одноствольную дымовую трубу на всю ТЭС. При большом числе котлов на ТЭС неверным решением является подключение каждого котла к индивидуальной дымовой трубе, так как это приведет к увеличению капитальных затрат, а из-за снижения подъема дымового факела возрастут приземные концентрации вредных веществ.

Высота дымовых труб выбирается из условия обеспечения приземных концентраций в пределах установленных нормативов по методике, приведенной в разделе 6.5. Тип конструкции дымовой трубы выбирается в зависимости от мощности оборудования, подключаемой к дымовой трубе, вида топлива и его характеристик, типа электростанции (КЭС или ТЭЦ). При сжигании высокосернистых топлив и при подключении большой мощности к дымовой трубе ее конструкция должна обладать повышенной надежностью. Дымовые трубы ТЭЦ при отсутствии резерва по тепловой мощности также должны обладать повышенной надежностью. В этих случаях рекомендуется устанавливать многоствольные дымовые трубы и трубы с проходным зазором между

газоотводящим стволом и железобетонной оболочкой. Достаточно высокой надежностью обладают дымовые трубы с вентилируемым зазором.

Скорость газов на выходе из дымовой трубы выбирается из технико-экономических соображений и из условия обеспечения надежной работы дымовых труб. С увеличением скорости дымовых газов на выходе из дымовой трубы уменьшается диаметр дымовой трубы и капитальные затраты на ее сооружение, но возрастает аэродинамическое сопротивление дымовой трубы и затраты энергии на привод дымососов. Оптимальная по технико-экономическим соображениям скорость дымовых газов на выходе из дымовых труб зависит от большого числа факторов: стоимости топлива, типа конструкции дымовой трубы, высоты дымовой трубы и др. С увеличением высоты дымовых труб оптимальная технико-экономическая скорость газов возрастает и для высот дымовых труб 250 – 360 м обычно составляет 25–30 м/с. В конических дымовых трубах с кирпичной футеровкой при таких скоростях дымовых газов будут возникать избыточные статические давления, поэтому при проектировании дымовой трубы скорость газов выбирается из условия отсутствия избыточных статических давлений. При проектировании высотных дымовых труб с цилиндрическим газоотводящим стволом скорость газов выбирается из технико-экономических соображений, так как у таких дымовых труб возникновение избыточных статических давлений не происходит.

Контрольные вопросы

1. В результате какого процесса происходит рассеивание дымовых газов в атмосфере?
2. Как называется нижний слой атмосферы и как изменяется в нем температура воздуха с высотой?
3. Как изменяется скорость ветра в приземном слое атмосферы?
4. Что такое сухадиабатический градиент температуры?
5. Какие виды состояния атмосферы Вы знаете, и от чего они зависят?
6. От чего зависит максимальная приземная концентрация при распространении выбросов из точечного источника?

7. От чего зависит величина гидродинамического подъема дымового факела?

8. От чего зависит величина теплового подъема дымового факела?

9. Для каких метеорологических условий рассчитывается высота дымовой трубы?

10. Что такое опасная скорость ветра?

11. Как влияет число дымовых труб на их высоту, и почему?

12. Что такое ПДВ?

13. Кто должен разрабатывать ПДВ? На сколько лет утверждаются ПДВ?

14. В каких дымовых трубах могут возникать избыточные статические давления?

15. Чем опасно возникновение избыточных статических давлений в дымовых трубах?

16. Какие типы конструкций дымовых труб ТЭС Вы знаете?

17. Какие методы возможны для предотвращения избыточных статических давлений?

18. Каковы причины возникновения самоокутывания дымовых труб?

19. При каких условиях возникает самоокутывание дымовых труб?

20. Как выбирается при проектировании скорость газов на выходе из дымовых труб?

Список рекомендуемой литературы

6.1. Рихтер, Л.А. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС: учебник для вузов / Л.А. Рихтер, Э.П. Волков, В.Н. Покровский. – М.: Энергоатомиздат, 1981.

6.2. Сеттон, О.Г. Микрометеорология. / О.Г. Сеттон. – М.: Гидрометеиздат, 1958.

6.3. Рихтер, Л.А. Тепловой подъем газов из дымовых труб ТЭС / Л.А. Рихтер, Э.П. Волков, В.И. Кормилицын // Теплоэнергетика. – 1973. № 2. – С. 52-57.

6.4. Волков, Э.П. Исследование подъема дымового факела из газоотводящих труб ТЭС / Э.П. Волков, Е.И. Гаврилов, В.Б. Прохоров и др. // Теплоэнергетика. – 1984. – № 1. – С. 57-59.

6.5. Волков, Э.П. Натурные исследования траектории подъема дымового факела от труб тепловых электростанций / Э.П. Волков, А.М. Грибков // Известия вузов. Энергетика. – 1977. – С. 53–60.

6.6. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ № 273 от 06.06.2017 г. Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе. 2017.

6.7. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД–86.–Л.: Гидрометеиздат, 1987.

6.8. Федеральный закон от 21 июля 2014 г. N 219-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями).

6.9. Рихтер, Л.А. Газовоздушные тракты тепловых электростанций / Л.А. Рихтер. – М.: «Энергия», 1969.

6.10. Рихтер, Л.А. Причины и условия возникновения процесса самоокутывания дымовых труб. / Л.А. Рихтер, Е.И. Гаврилов, В.Б. Прохоров. // Теплоэнергетика. – 1980. – № 11. – С. 15–18.

Глава 7. СНИЖЕНИЕ ВРЕДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ЗОЛОШЛАКОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

7.1. Терминология в области обращения с золошлаками ТЭС

В соответствии с законодательством РФ золошлаки энергетики являются отходами, что представляется существенным барьером на пути их использования в различных отраслях экономики. В разных странах золошлаки по-разному идентифицируются в зависимости от национального законодательства, и до сих пор отсутствует единая терминология золошлаков. В связи с этим нет однозначного трактования: золошлаки – это отходы энергетики, побочные продукты сжигания угля или вторичное сырье?

В большинстве стран золошлаки имеют юридический статус отходов. В некоторых странах существует разница между отходами для использования и отходами для складирования. Как правило, золошлаки энергетики считаются неопасными отходами [7.1].

В российском нормативном документе электроэнергетической отрасли (РД 34.27.109-96) [7.2] в 1997 г. золошлакам энергетики были даны следующие определения:

- **зола** (летучая зола, зола–унос) – частицы минерального остатка твердого топлива с включением некоторого количества недожога (несгоревшей органической части топлива), которые выносятся дымовыми газами из топки котлоагрегата;

- **шлак** – частицы минерального остатка твердого топлива с включением некоторого количества недожога, образующиеся в топках котлов с камерным сжиганием, выпадающие из факела потока дымовых газов в топке котла и выходящие из шлакоудалителя котла с крупностью до 40 мм или поступающие из топки котлоагрегата с КС (ЦКС) через охладители шлака в шлакоудалители с крупностью до 10 мм;

- **золошлаковая смесь** (ЗШС) – гидратированная смесь золы и шлака, образующаяся в результате размещения на гидрозолошлакоотвале золошлаковой пульпы;

- **золошлаковые материалы** (ЗШМ) – зола и шлак с исходными свойствами, золошлаковая смесь и продукты их кондиционирования.

7.2. Мировая статистика образования и утилизации золошлаков

Согласно данным членов Всемирной сети по побочным продуктам сжигания угля (www.wwccpn.org) в 2016 г. в энергетическом секторе всего мира образовано более 1,2 млрд. т золошлаков.

По существу, есть два альтернативных пути обращения с золошлаками энергетики: использование (полезное применение, утилизация) или размещение на золошлакохранилищах (ЗШХ), чаще всего являющихся гидрозолошлакоотвалами (ГЗО) [7.3].

В развитых странах (США, государства-члены ЕС и др.) уровень переработки золошлаков энергетики составляет более 60%. В некоторых развивающихся странах, например, в Индии этот показатель также составляет более 50 %. В России полезное применение золошлаков составляет около 18 % объема их образования, что обусловлено, прежде всего, применением на электростанциях систем гидрозолошлакоудаления и складирования золошлаков в отвалы в виде золошлаковой смеси. Принятие эффективных мер по решению проблемы обращения с золошлаками становится все более актуальной проблемой в России еще и в связи с тем, что гидрозолошлакоотвалы подавляющего большинства угольных ТЭС близки к проектному заполнению [7.4].

Во многих развитых и развивающихся странах уровень утилизации золошлаков ТЭС составляет от 40 % до 99 % их ежегодного выхода.

Крупнейшими странами-производителями побочных продуктов сгорания угля являются: Китай, Индия, страны Евросоюза и США. В Японии зафиксирован самый высокий уровень использования золошлаков, который составил 99,3%, в то время как в странах Африки и на Ближнем Востоке самый низкий – 10,6%. Страны с наиболее высокими показателями использования побочных продуктов сжигания угля кроме упомянутой Японии – это страны Евросоюза (ЕС-15) – 94,3%, Корея – 85,4%, Китай – 70,1% и др. Более подробная информация о годовых объемах образования и использования золошлаков в 2016 г. представлена в табл. 7.1 согласно данным [7.5]. В России, по разным оценкам, ежегодно используется от 9 до 18% золошлаков.

Золошлаки, в основном, используются при производстве цемента и бетона, что, прежде всего, относится к кремниевой золе. Кальциевая зола, в основном, используется как для закладки отработанных горных выработок, так и в качестве вяжущих, учитывая ее гидравлические свойства. Гипс установок сероочистки преимущественно используется в различных областях применения – от стеновых панелей до штукатурки, а также в цементной промышленности в качестве добавки-регулятора сроков схватывания.

Динамика образования и использования золошлаков в РФ представлена на рис. 7.1 (согласно данным Минэнерго РФ) [7.6].

Таблица 7.1

Годовые объемы образования и использования побочных продуктов сжигания угля в разных странах в 2016 г.

Страна/Регион	Объем образования золошлаков, млн т.	Объем утилизации золошлаков, млн т.	% использования золошлаков
Австралия	14,6	5,4	37,0%
Азия:			
– Китай	565,0	396,0	70,0
– Корея	10,3	8,8	85,4
– другие страны азиатского региона	18,2	12,3	67,6
Канада	4,8	2,6	54,2
Европа:			
– ЕС-28	100,0		
– ЕС-15	40,3	38,0	94,3
Индия	240,0	135,0	56,3
Япония	12,3	12,2	99,2
Ближний Восток и Африка	32,2	3,4	10,6
Израиль	1,1	1,0	90,9
США	111,4	71,8	64,5
РФ	27,3	4,9	17,9
Всего	1171,5	691,4	

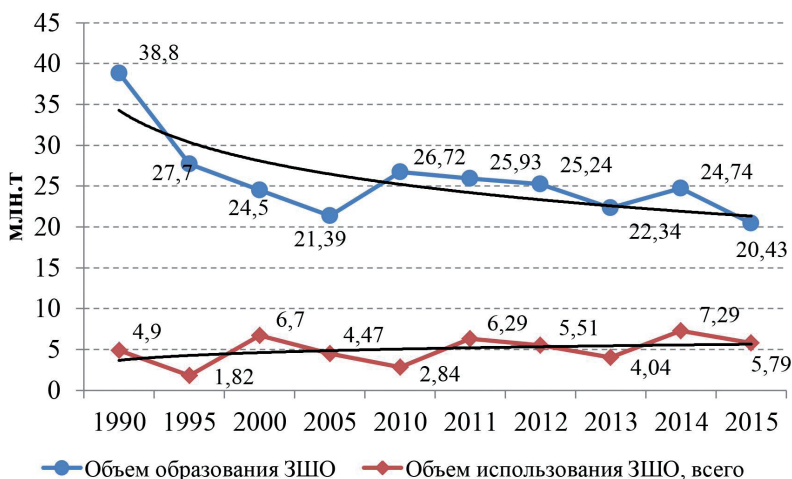


Рис. 7.1. Динамика образования и использования золошлаков с 1990 по 2015 гг.

Проектный объем ЗШХ угольных ТЭС электроэнергетической отрасли составляет 1321,3 млн м³, при этом, остаточная вместимость этих хранилищ на конец 2015 г. составила 222,4 млн м³, таким образом, первоначальная вместимость ЗШХ использована более чем на 83 %.

7.3. Системы обращения с золошлаками ТЭС

Объем образования золошлаков на ТЭС зависит от вида сжигаемого топлива, его расхода, зольности, способа сжигания топлива и эффективности работы золоуловителей.

Массовый выброс летучей золы, поступающей в атмосферу с дымовыми газами котлов, определяется по выражениям (2.30) или (2.31).

В табл.7.2 приведены величины $a_{шл}$ и $a_{ун}$ в зависимости от технологии сжигания топлива.

По способу удаления золы и шлака выделяют **совместное** и **раздельное** удаление, в зависимости от того, будут ли использоваться они в дальнейшем или подлежат складированию на золошлакоотвалах.

Под **совместным** золошлакоудалением понимается удаление золы и шлака по общим каналам и трубопроводам с их совместным складированием на золошлакоотвале.

Под **раздельным** золошлакоудалением понимается удаление золы и шлака по разным каналам и трубопроводам, причем зола и шлак складываются на разных золо- и шлакоотвалах или отпускаются потребителю.

На ТЭС применяются: механическая, гидравлическая, пневматическая и комбинированная системы обращения с золошлаками. Достаточно подробная классификация систем ЗШУ ТЭС представлена на рис. 7.2.

Таблица 7.2

**Доли золы и шлака в зависимости
от технологии сжигания топлива**

Технология сжигания топлива	Доли золы и шлака от общей зольности	
	$a_{\text{шл}}$	$a_{\text{ун}}$
Факельное сжигание каменных углей с жидким шлакоудалением	0,15÷0,20	0,80÷0,85
Факельное сжигание бурых углей с жидким шлакоудалением	0,20÷0,30	0,70÷0,80
Факельное сжигание углей с твердым шлакоудалением	0,05÷0,15	0,85÷0,95
Сжигание углей в КС и ЦКС	0,70÷0,90	0,10÷0,30

В России около 85 % золошлаков ТЭС размещается на гидрозолошлакоотвалах.

Согласно [7.7] выбор типа системы золошлакоудаления (ЗШУ) определяется исходя из:

- технологических особенностей энергетического производства (вид выводимого шлака из топки котла, способ очистки дымовых газов, расход и свойства золы и шлака, необходимость использования и наличие достаточного количества воды);
- удаленности ТЭС от существующих и потенциальных рынков сбыта золошлаков;
- годовых объемов и помесечного графика поставки потребителям золошлаков с требуемыми свойствами, требований существующих и потенциальных потребителей к свойствам золошлаков;

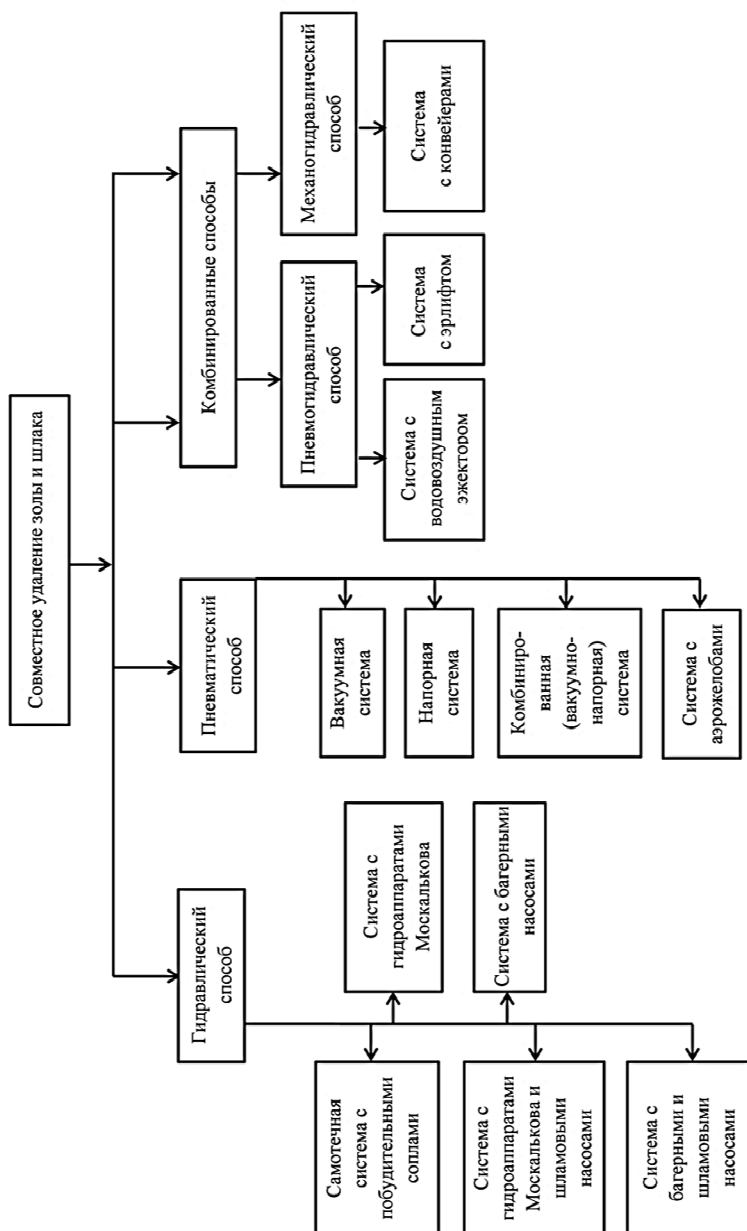


Рис. 7.2. Классификация систем золошлакоудаления ТЭС

- наличия доступной транспортной инфраструктуры для доставки золошлаков потребителям на экономически целесообразные расстояния;

- климатических условий, мест для размещения ЗШХ, их удаленности от промплощадки ТЭС и рельефа местности для транспорта неустребованной части золошлаков на ЗШХ;

- требований по надежности и технико-экономическим показателям работы системы ЗШУ;

- требований природоохранного законодательства при обращении с золошлаками энергетического производства.

Механические системы ЗШУ в настоящее время не применяются на ТЭС. Они используются только в малых котельных.

Гидравлические системы ЗШУ (ГЗУ) получили наиболее широкое распространение на российских угольных ТЭС. В них зола и шлак транспортируются в виде золошлаковой пульпы. В этих системах может применяться совместная или раздельная транспортировка золы и шлака. Раздельная транспортировка применяется при наличии соответствующих требований к использованию шлака и золы, не допускающих их смешения. На ТЭС России ГЗУ выполняется преимущественно по совместной схеме.

Одной из первых гидравлических систем ЗШУ стала самотечная система с побудительными соплами, которая применяется для раздельного и совместного удаления золы и шлака от котлов любой мощности. Зола и шлак с помощью смывных сопел поступает в самотечный канал, по длине которого установлены побудительные сопла. Эта система является надежной и имеет низкие эксплуатационные затраты.

Гидрозолоудаление с гидроаппаратами Москалькова применяется при совместном ЗШУ от котлов малой и средней мощности. Смытая зола и шлак по самотечным каналам поступает к гидроаппарату Москалькова. Гидроаппарат представляет собой водоструйный эжектор, где смешивается золошлаковая пульпа и эжектирующая вода. Золошлаковая смесь под напором подается в пульпопровод и транспортируется до отвала. Шлакодробилки в этой системе не нужны, дробление происходит водой. Если необходимо раздельное удаление золы и шлака, то в системе с гидроаппаратами Москалькова дополнительно применяют шламовые насосы.

Система с багерными насосами применяется, преимущественно, для совместного удаления золы и шлака на большие расстояния (до 10 км) от котлов любой мощности. Багерный насос способен перекачивать шлаковую и золошлаковую пульпу. Перед ним должны быть установлены металлоуловители и шлакодробилка.

На рис.7.3 представлена принципиальная схема гидрозолошлакоудаления с совместной эвакуацией золы и шлака [7.8].

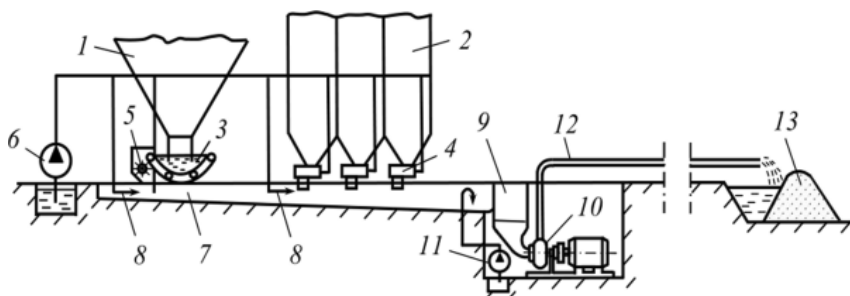


Рис. 7.3. Принципиальная схема гидрозолошлакоудаления:

- 1 – топочная камера котла; 2 – золоуловитель;
 3 – ванна со скребковым транспортером для непрерывного шлакоудаления;
 4 – золосмывной аппарат золоуловителя; 5 – шлакодробилка; 6 – смывной насос;
 7 – шлакозоловый канал; 8 – побудительное сопло; 9 – приемный бункер пульпы
 с металлоуловителем; 10 – багерный насос; 11 – дренажный насос;
 12 – напорный пульпопровод; 13 – золоотвал

Шлак из топки котла 1 поступает в шлакоприемную ванну 3, из которой транспортером через шлакодробилку 5 непрерывно отводится в золошлаковый канал 7. Сюда же через золосмывной аппарат 4 поступает зола из бункера золоуловителя 2. В золосмывном аппарате зола смачивается и перемешивается с водой. Для обеспечения движения золошлаковой пульпы по самотечному каналу 7 в приемный бункер 9 устанавливаются побудительные сопла 8. В дробилках шлак измельчается на куски, размеры которых не превышают 25–30 мм. В приемном бункере 9 багерного насоса 10 устанавливается металлоуловитель и решетка. Подготовленная золошлаковая смесь багерным насосом 10 подается в напорный золошлакопровод 12, по которому перекачивается на золошлакоотвал.

На ТЭС применяются **прямоточные и оборотные** системы ГЗУ.

В прямоточных системах ГЗУ вода после механического осветления в прудах-отстойниках сбрасывается в естественные водоемы. Повышенное содержание токсичных и радиоактивных веществ в сбросных водах приводит к образованию в водоемах локальных загрязненных зон.

Оборотные системы водоснабжения являются более совершенными по сравнению с прямоточными. В них вода после отстойного пруда возвращается на ТЭС для повторного использования: вода после пруда-осветлителя подается насосами оборотного водоснабжения в насосную станцию водоснабжения ГЗУ, откуда по трубопроводам подается к установкам удаления шлака из холодных воронок котлов и на участок золоулавливающих установок. Далее шлаковая и золовая пульпы поступают в багерную насосную станцию, из которой пульпа транспортируется по внешним трубопроводам ГЗУ на ЗШХ.

При мокром золоулавливании в пульпе систем ГЗУ присутствуют оксиды серы, азота, углекислый газ. Возможно растворение токсичных веществ: ванадий, мышьяк, фтор, ртуть и др. Значение pH воды в оборотных системах гидрозолоудаления может быть от сильнокислотного до сильнощелочного. Возможно образование отложений в виде CaCO_3 , Ca(OH)_2 , $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ и др. Для поддержания солевого баланса и предотвращения интенсивного образования отложений часть оборотной воды сбрасывают в водоемы и заменяют ее свежей.

Качество воды в системе ГЗУ зависит от вида сжигаемого топлива и типа установленного оборудования. Состав и степень загрязненности этих вод определяются на основе фактических данных химического контроля. По современной классификации продувочные воды ГЗУ относятся к токсичным стокам, в связи с чем оборотные системы должны быть бессточными. Допускается и рекомендуется максимально возможное использование воды из оборотных систем ГЗУ для производственных нужд при условии, что образующиеся при этом стоки возвращаются в систему ГЗУ или полностью используются с соблюдением экологических требований.

Все системы ГЗУ на существующих угольных ТЭС имеют продувку. Экологически и экономически приемлемых способов очистки данного вида сточных вод в настоящее время не разрабо-

тано. В ГЗУ часто сбрасывают другие сточные воды ТЭС. Обычно продувка составляет 1–3% от расхода циркулирующей воды, что составляет большие объемы. При этом концентрация вредных веществ в ней велика, и их выделение требует значительных капиталовложений. Поэтому в настоящее время ограничиваются лишь обезвреживанием содержащихся в продувочной воде ГЗУ токсичных примесей.

Более эффективным является создание оборотных систем гидрозолоудаления без продувок. Для этого необходимо исключить сброс в систему ГЗУ сточных вод других водопотребителей.

Таким образом, необходимо создать оборотные системы ГЗУ с дефицитным водным балансом, а также внедрить установки сгущения пульпы.

Наиболее экологичным решением является отказ от систем гидрозолоудаления на ТЭС и переход на «сухие» системы.

Блок-схема системы ЗШУ совместного внешнего удаления золы и шлака с оборотным водоснабжением представлена на рис.7.4 [7.7].

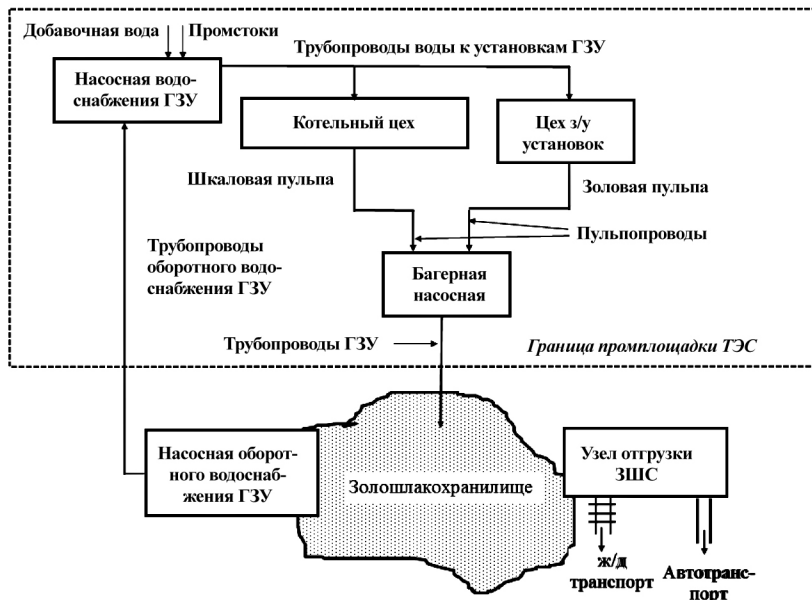


Рис.7.4. Блок-схема традиционной системы ГЗУ ТЭС при совместном транспортировании золы и шлака на ЗШХ

Системы ГЗУ на ТЭС России выполняются, преимущественно по схеме совместного внешнего удаления золы и шлака. Однако на некоторых ТЭС созданы системы ГЗУ с отдельным удалением, складированием и отгрузкой золы и шлака (рис. 7.5) для удовлетворения требований к потребительским свойствам отгружаемых шлака и золы [7.7].

В таком случае на оперативном шлакохранилище создаются узлы отгрузки шлака, а также, в случае необходимости, могут размещаться установки по обезвреживанию шлака и насосная станция возврата осветленной воды. Оперативные шлакохранилища могут располагаться как на промплощадке ТЭС, так и за ее пределами.

Характерной чертой любых систем ГЗУ является использование воды для внешнего транспорта золошлаков на ЗШХ. Использование воды в системах ГЗУ определяет как их достоинства, так и недостатки.

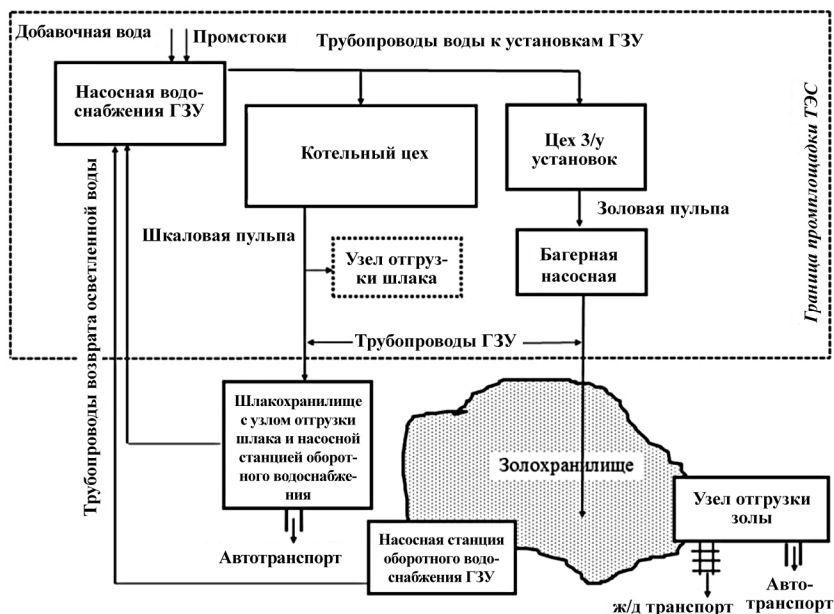


Рис. 7.5. Блок-схема системы ГЗУ с отдельным удалением, складированием и отгрузкой золы и шлака

Широкое распространение систем ГЗУ объясняется рядом достоинств:

- возможность непрерывного удаления большого количества золошлаков на значительные расстояния (до нескольких десятков км);
- совмещение процессов охлаждения, грануляции и транспорта шлака;
- возможность механизации процесса перемещения и укладки золошлаков в отвал;
- использование в работе сравнительно простого и надежного оборудования.

Однако гидрозолошлакоотвалы существенно загрязняют окружающую среду [7.9] (рис. 7.6).

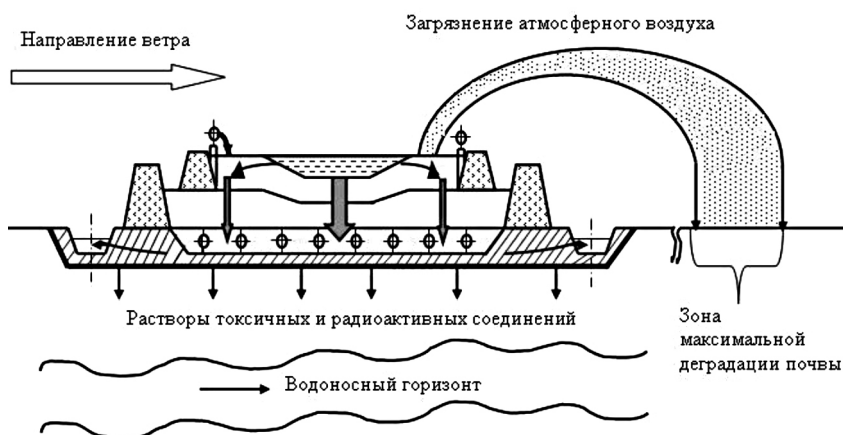


Рис. 7.6. Загрязнение окружающей среды гидрозолошлакоотвалами ТЭС

К основным недостаткам систем ГЗУ, согласно [7.10], относят:

- образование твердых отложений в трубопроводах системы ГЗУ, необходимость очистки оборотной воды от растворенных соединений во избежание образования отложений в трубопроводах;
- необходимость частой замены напорных золошлакопроводов вследствие их абразивного и коррозионного износа;

- неоправданно высокие энергозатраты на гидротранспорт золошлаков из-за технологической невозможности регулирования производительности установок гидротранспорта в зависимости от массы транспортируемых золошлаков;

- необходимость значительных инвестиций и достаточно продолжительного периода для модернизации технологической схемы системы ГЗУ при изменении марок сжигаемых углей и/или технических требований к потребительским свойствам отгружаемых потребителям золошлаков;

- высокие энергозатраты и большой удельный расход воды на гидротранспорт золошлаков;

- загрязнение атмосферного воздуха за счет пыления ЗШХ;

- необходимость дополнительных затрат на кондиционирование золошлаков при их отгрузке потребителям;

- ухудшение потребительских свойств золы при взаимодействии с водной средой;

- изъятие из рационального землепользования значительных площадей для размещения золошлакоотвалов и трубопроводов внешнего ЗШУ;

- загрязнение подземных вод растворами соединений тяжелых металлов;

- деградация почв в зоне влияния ГЗО.

- использование систем ГЗУ не только по прямому назначению, но и для канализации промышленных сточных вод ТЭС, объем которых может превышать в несколько раз технологически достаточное количество воды для надежного транспортирования удаляемых золошлаков.

По сравнению с ГЗУ системы пневмозолоудаления (ПЗУ) имеют ряд существенных преимуществ:

- достигнутый уровень надежности современных систем ПЗУ не ниже, а в случае транспортирования высококальцевой золы выше надежности систем ГЗУ;

- широкий диапазон регулирования производительности установок пневмотранспорта золы;

- технологическая гибкость и адаптируемость к изменяющимся техническим условиям на поставку золы потребителям без значительных инвестиций;

- стабильность потребительских свойств золы при ее сборе, транспортировании, временном хранении и отгрузке;

- возможность отгрузки сухой золы по группам фракций в зависимости от потребительского спроса.

Основной недостаток систем ПЗУ – невозможность транспортирования золы на расстояние более 3 км без промежуточных станций перекачки.

Пневматические системы ЗШУ применяются, если невозможно применение других способов золошлакоудаления, а также в тех случаях, когда золошлаки не складироваться, а используются в промышленности. Рабочим телом в таких установках является воздух, перемещающий транспортируемые материалы по трубопроводам. В зависимости от компоновки ТЭС и дальности транспортирования системы пневмозолоудаления делятся на вакуумные, напорные, комбинированные и системы с азрожелобами.

Более подробная классификация пневмотранспортных систем ЗШУ представлена на рис.7.7.

Пневогидравлические (комбинированные) системы ЗШУ чаще всего применяются на ТЭС, оснащенных сухими золоуловителями. В 70-х годах XX века преимущественно на блочных ТЭС России было начато сооружение установок по отгрузке сухой золы (УОСЗ) потребителям. Нормами технологического проектирования ВНТП-81 на ТЭС с сухими золоуловителями предусматривается внутристанционное пневогидравлическое золоудаление. Зола из-под золоуловителей собирается пневмосистемами в промежуточный бункер, а из него транспортируется в установку отгрузки сухой золы по пневмозолопроводам (ПЗП) или при отсутствии потребителей сухой золы подается по каналам ГЗУ в насосную станцию, откуда совместно со шлаком в виде пульпы транспортируется на ЗШХ. Потребителям сухая зола может отгружаться непосредственно из промежуточных бункеров и/или со склада сухой золы. При этом на золошлакоотвалах также могут сооружаться узлы отгрузки гидратированных золошлаковых смесей (ЗШС) потребителям.

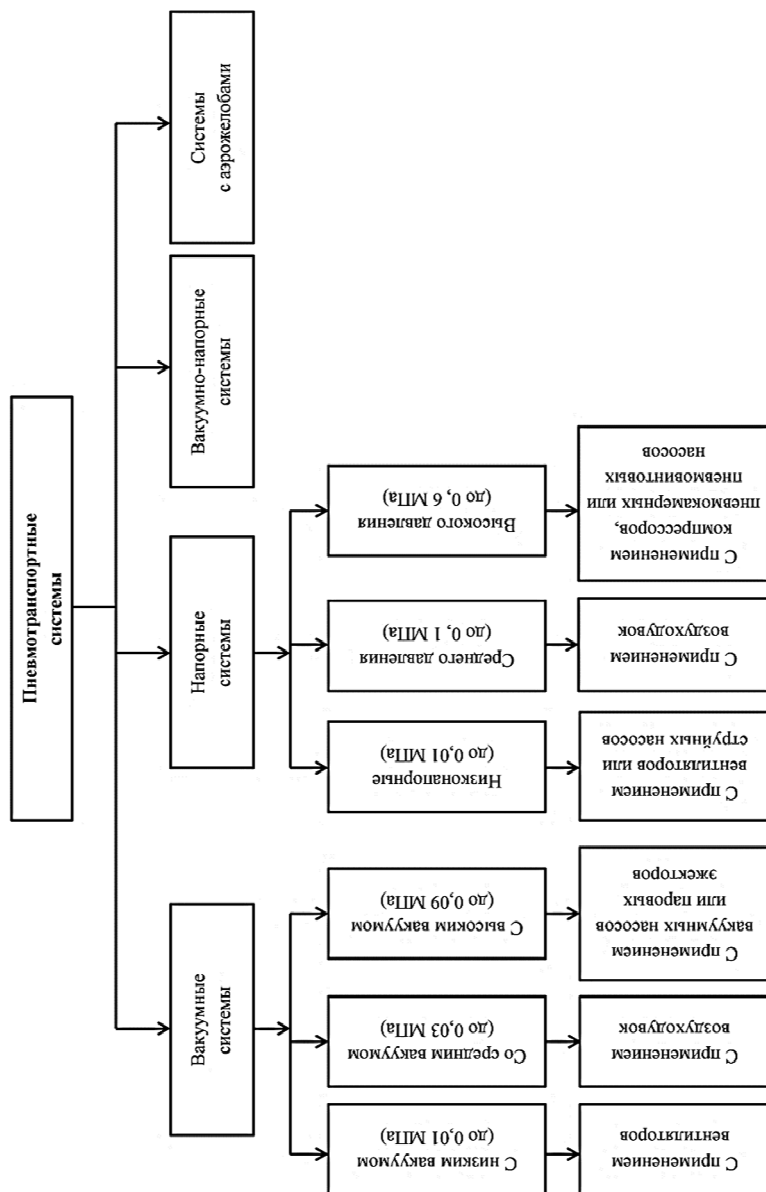


Рис. 7.7. Классификация пневмотранспортных систем ЗШУ

На рис. 7.8 представлена комбинированная схема пневмогидрозолоудаления. Шлак из котлов попадает в шлаковые каналы, по которым транспортируется к насосной станции самотеком или с помощью струй воды, выходящих из побудительных сопел 22. Из-под сухих золоуловителей 6 зола собирается пневмосистемой в промежуточный бункер 8, откуда она может быть выдана потребителю или, при его отсутствии, подана смывными аппаратами в золовые каналы 3, а по ним в багерную насосную. В каналы же непосредственно поступает пульпа из-под мокрых золоуловителей 5. При наличии потребителей зола из промежуточного бункера пневмосистемами транспортируется в силосный склад сухой золы. Гидрозолоудаление при этом является резервной системой.

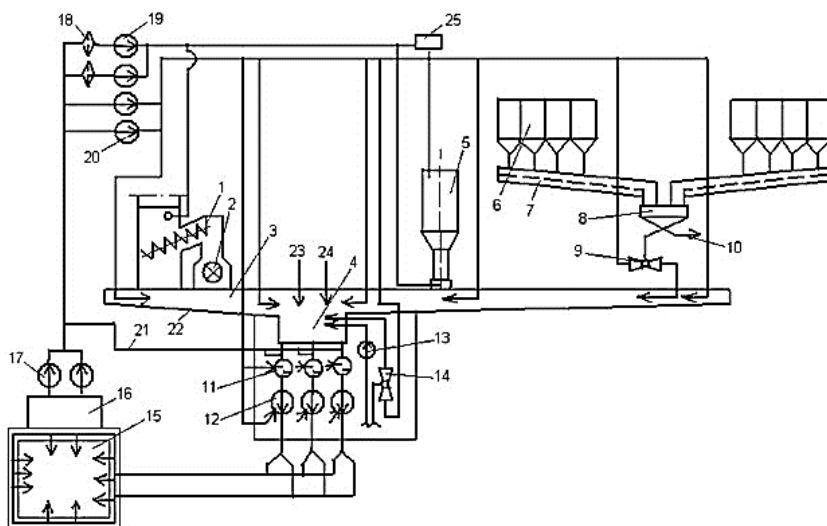


Рис. 7.8. Схема пневмогидрозолоудаления на ТЭС:

- 1 – система шлакоудаления котла; 2 – шлакодробилка; 3 – канал; 4 – приемная емкость; 5 – мокрый золоуловитель; 6 – сухой золоуловитель; 7 – аэрожелоб;
- 8 – промбункер сухой золы; 9 – водоструйный смеситель золы;
- 10 – возможная выдача золы потребителю или на склад; 11 – металлоуловитель;
- 12 – багерный насос; 13 – дренажный электронасос;
- 14 – дренажный водоструйный насос; 15 – золошлакоотвал;
- 16 – бассейн осветленной воды; 17 – насос осветленной воды; 18 – фильтр;
- 19 – насос орошающей воды; 20 – насос смывной воды;
- 21 – осветленная вода на промывку пульпопроводов; 22 – побудительные сопла;
- 23 – подпитка системы гидрозолошлакоудаления;
- 24 – сбросы сточных вод; 25 – напорный бак

Блок-схема комбинированной системы ЗШУ с отгрузкой потребителям сухой золы из установки отгрузки сухой золы и золошлаковой смеси из золошлакохранилища представлена на рис. 7.9 [7.7].

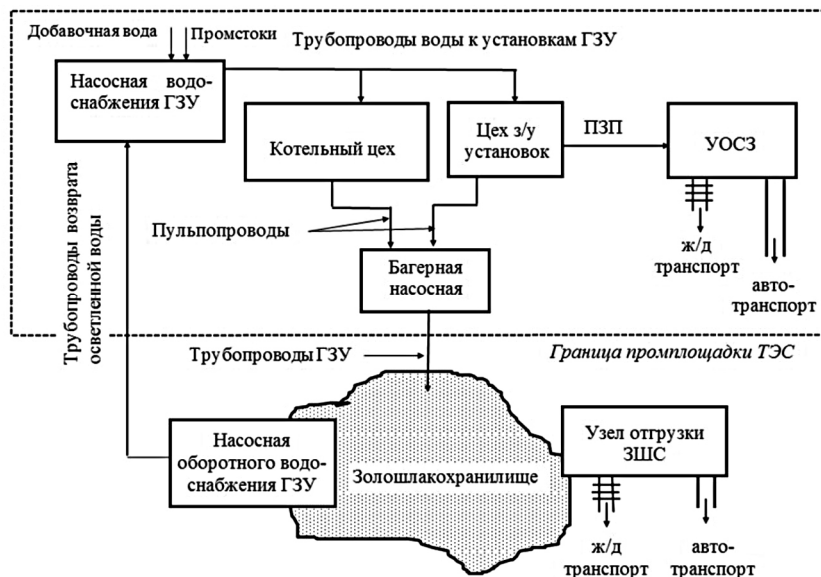


Рис. 7.9. Блок-схема комбинированной системы ЗШУ с отгрузкой потребителям сухой золы

7.4. Установки внутреннего транспорта золы

Установки внутреннего транспорта золы предназначены для пневмотранспорта золы от бункеров золоуловителей до промежуточных бункеров или силосов склада сухой золы в случае отгрузки сухой золы потребителям или для гидротранспорта золы до багерной насосной в случае внешнего гидротранспорта золошлаков в виде пульпы на золошлакохранилище.

Согласно [7.7], в качестве установок внутреннего транспорта золы используются:

- самотечные установки;
- аэрожелоба;
- вакуумные установки;

- низконапорные установки;
- высоконапорные установки;
- двухступенчатые пневмотранспортные установки;
- установки гидротранспорта.

7.5. Установки внешнего транспорта золы

В качестве установок внешнего транспорта золошлаков используются:

- пневмотранспортные установки (вакуумные, низко- и высоконапорные установки со струйными насосами; высоконапорные установки с пневмовинтовыми и пневмокамерными насосами);
- установки гидротранспорта;
- автотранспорт;
- конвейерный транспорт.

7.6. Перспективные технологии шлакоудаления

Одной из наиболее перспективных технологий для удаления шлака от котлов энергоблоков мощностью до 800 МВт является пневмомеханическое шлакоудаление. В энергетике широко известны технологии и оборудование систем шлакоудаления фирм «Магалди» (Magaldi Group, Италия) и «Клайд Бергеман» (Clyde Bergemann Power Group, Германия). Эта технология позволяет отгружать шлак в сухом виде (в соответствии с техническими условиями потребителей), в виде крупнодробленого или мелкодробленого шлака, а также в виде шлаковой пыли требуемого фракционного состава. Производительность эксплуатируемых установок шлакоудаления является регулируемой и составляет от 0,5 до 50 т шлака в час. Единственным ограничением для применения пневмомеханического шлакоудаления является требование к виду шлака – шлак должен быть только в твердом виде. Для котлов с жидким удалением шлака из холодной воронки эта технология неприменима.

Такая технология обеспечивает надежное удаление падающих из холодной воронки котла частиц и агломератов шлака лю-

бых размеров (далее – шлака), существенным образом не только повышая надежность и экономичность системы шлакоудаления, но и уменьшая воздействие ТЭС на окружающую среду. Вода в системе шлакоудаления не используется, а, следовательно, в ней и не образуются сточные воды.

Основное оборудование головной части системы шлакоудаления МАС фирмы Магалди включает в себя механический компенсатор теплового расширения, приемный бункер шлака, экстрактор МАС и первичный измельчитель для дробления шлака. Схема головной части шлакоудаления МАС представлена на рис. 7.10.

Механический компенсатор теплового расширения обеспечивает герметичное соединение воронки котла с приемным бункером шлака системы шлакоудаления. Герметичное соединение состоит из нескольких слоев специальных тканевых и керамических материалов, обеспечивающих достаточную теплоизоляцию и механическую прочность при необходимой гибкости для компенсации тепловых расширений соединяемых узлов.

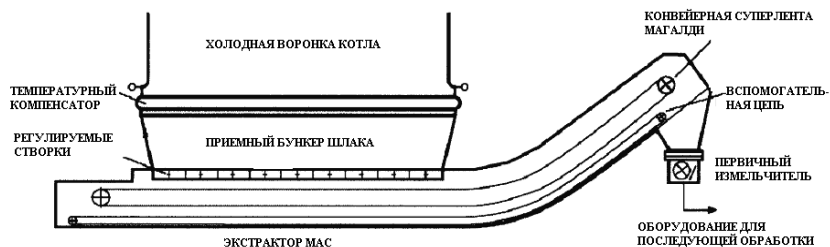


Рис. 7.10. Схема головной части шлакоудаления МАС

Приемный бункер шлака соединен через компенсатор теплового расширения с воронкой котла и имеет определенный объем для хранения шлака при кратковременных остановках системы шлакоудаления. С внутренней стороны бункер шлака покрыт теплоизоляцией и огнеупорными материалами для предохранения его от излишнего нагрева и истирания. Приемный бункер шлака в нижней части имеет подвижные створки, приводимые в движение гидросиловым блоком. Поверхность створок, соприкасающаяся со шлаком, покрыта огнеупорными материалами. При

полном закрытии створок падающий из котла шлак можно хранить в приемном бункере некоторое время, достаточное для кратковременного ремонта незначительных неисправностей в системе шлакоудаления, что существенно повышает надежность ее работы.

Экстрактор МАС является ключевым компонентом и основой любого варианта системы шлакоудаления МАС. Он предназначен для надежного удаления падающего из холодной воронки котла шлака с высокой температурой. Основные функции экстрактора МАС – удаление и охлаждение шлака для его дальнейшей транспортировки и переработки.

Основным элементом экстрактора МАС является суперлента Магалди (рис. 7.11) с эффективной шириной 1200 мм, которая состоит из стальной ячеистой ленты, и находящихся на ней стальных поддонов, частично наложенных друг на друга.

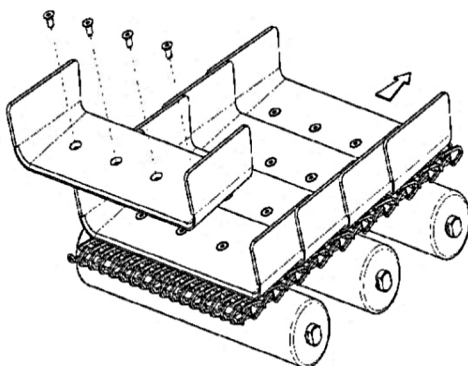


Рис. 7.11. Суперлента Магалди®

Через специальные отверстия в кожухе экстрактора МАС вследствие разрежения в топке котла засасывается воздух, который не только охлаждает горячий шлак, приемный бункер шлака и суперленту Магалди, но и дает возможность дожечь на суперленте Магалди несгоревший углерод в шлаке.

Транспортируемый суперлентой Магалди шлак поступает в первичный измельчитель для его дробления и дальнейшего продвижения по системе шлакоудаления. Износ суперленты Магалди незначителен, так как отсутствует относительное движение между лентой и транспортируемым материалом.

Первичный измельчитель шлака представляет собой однороторную дробилку и предназначен для дробления агломератов шлака любых размеров, проходящих через холодную воронку котла. Максимальный размер кусков шлака на выходе из первичного измельчителя составляет не более 80 мм.

Хвостовая часть системы шлакоудаления. Поскольку шлак удаляется в сухом состоянии, возможно большое разнообразие вариантов хвостовой части системы шлакоудаления, конструкция которой определяется требованиями потребителей к отгружаемой золе.

Достоинства пневмомеханической технологии шлакоудаления

Самым главным достоинством применения пневмомеханической технологии шлакоудаления является возможность 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 в следствие чего происходит:

- снижение издержек производства энергии за счет минимизации затрат на удаление золошлаков;
- улучшение экологических показателей электростанций в связи с отсутствием системы гидрозолошлакоудаления;
- рост объемов продаж золы и шлака за счет обеспечения их лучших потребительских свойств.

Основные эколого-экономические и технологические преимущества использования пневмомеханической технологии шлакоудаления по сравнению с традиционными системами гидрозлакоудаления на ТЭС состоит в том, что происходит:

- снижение себестоимости удаления шлака в 1,5...2 раза;
- повышение КПД котла не меньше, чем на 0,35...0,40 % за счет использования теплоты шлака, которая не теряется в окружающую среду, а возвращается в топку котла;
- значительное снижение потребления энергии на собственные нужды за счет резкого уменьшения энергозатрат на удаление шлака в связи с отсутствием багерных насосных и системы обогртого водоснабжения системы шлакоудаления;

- отсутствие вынужденных остановов котлов из-за неисправностей системы шлакоудаления вследствие отложений в пульпопроводах и трубопроводах обратного водоснабжения, а также абразивного и коррозионного износов оборудования системы шлакоудаления;

- улучшение экологических показателей электростанции в связи с отсутствием системы гидрошлакоудаления;

- нулевой сброс загрязненной воды из системы золошлакоудаления в окружающую среду в связи с неиспользованием воды для транспортирования шлака;

- снижение недожога в шлаке не менее чем в 4 раза, что позволяет гарантированно обеспечивать требуемое качество шлака по потерям при прокаливании по зарубежным и российским нормативам;

- продажа шлака с заданными потребительскими свойствами;

- снижение выбросов парниковых газов за счет использования золы в качестве сырья для производства цемента;

- отсутствие самотечных каналов и трубопроводов гидрошлакоудаления в котельном цехе, а также багерных насосных в главном корпусе и на промплощадке ТЭС;

- отсутствие тепловых взрывов шлаковых образований в приемном бункере шлака на выходе из холодной воронки котла.

7.7. Золошлакохранилища

Золошлакохранилища предназначены для длительного хранения (размещения) невостребованной потребителями части золы и шлака. Золошлаки складировать в виде пульпы на сооружаемых поверхностных гидрозолошлакоотвалах или сухих хранилищах. В качестве золошлакохранилищ могут также использоваться шахтные и карьерные выработки. Гидрозолоотвалы по своей конструкции являются сложными гидротехническими сооружениями.

Затраты на сооружение систем гидрозолоудаления и золоотвалов достигают 12–17% стоимости ТЭС, а затраты на их эксплуатацию – 7–10% общих эксплуатационных затрат ТЭС. При этом стоимость сооружения непосредственно гидрозолошлакоот-

валов составляет примерно 60–70% общей стоимости системы гидрозолошлакоудаления.

К основным недостаткам гидрозолошлакоотвалов относят:

- низкую эффективность использования емкости отвалов вследствие невысокой плотности намытых отложений золошлаков и сложности равномерного заполнения его ими;
- высокую аварийность намывных золоотвалов;
- необходимость увеличения площади золошлакохранилища из-за строительства отстойного пруда для осветления воды;
- необходимость поярусного возведения дамб наращивания на действующих золоотвалах.

Согласно [7.12], золоотвалы по отдельным элементам конструкций или по технологии заполнения золошлаками делятся на ряд типов.

Основные типы золоотвалов подразделяются в зависимости от рельефа местности на равнинные, пойменные и овражные (рис. 7.12).

Косогорные (пойменные) золоотвалы образуются путем сооружения дамб: высокой низовой и двух торцевых переменной высоты, а с четвертой стороны золоотвал ограничивается естественным склоном.

Овражные золоотвалы получили наибольшее применение благодаря минимальному использованию плодородных земель, необходимости строительства одной (реже двух) первичных дамб в сравнительно узких створах, а также удобству заполнения золоотвала по схеме от дамб к пруду.

Необходимость рекультивации (консервации) золошлакоотвалов диктуется тем, что зола, сдуваемая с их поверхности, негативно воздействует на окружающую среду. Степень этого воздействия определяется химическим и фракционным составами золы.

Одной из важнейших задач энергетики является предотвращение вредного влияния золоотвалов ТЭС на окружающую среду. Ухудшение качества топлива, увеличение единичной мощности энергоблоков и концентрация ТЭС в единых комплексах привели к появлению крупных золоотвалов, являющихся источниками загрязнения атмосферного воздуха, а также подземных и поверхностных вод на прилегающей к золоотвалу территории.

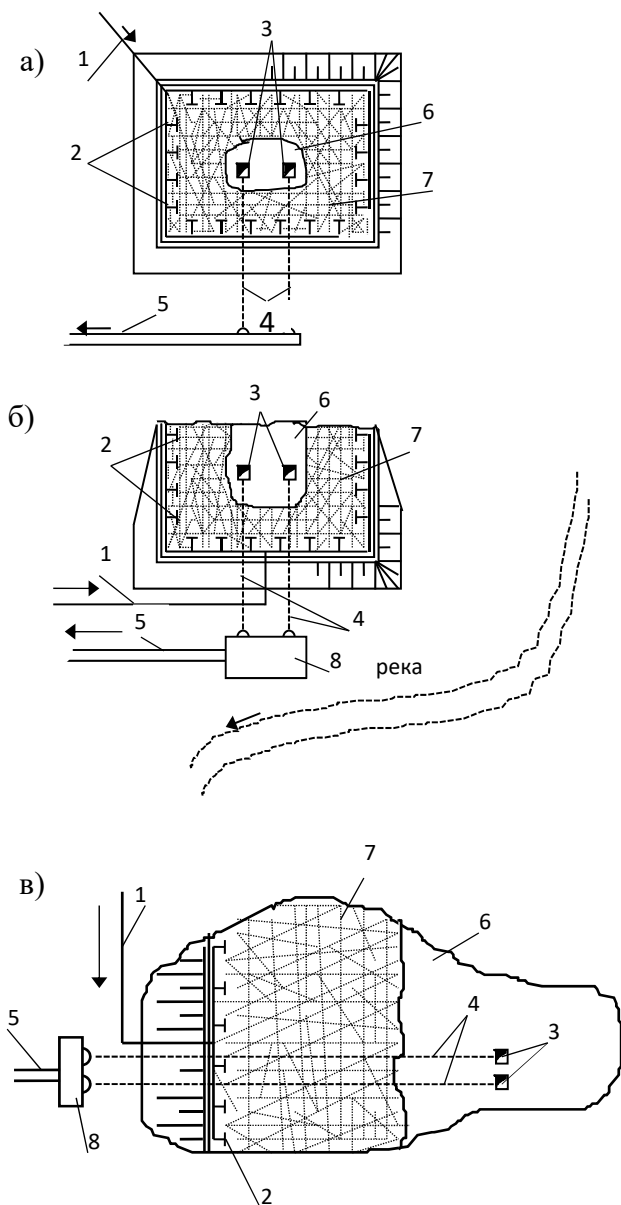


Рис. 7.12. Виды золошлакоотвалов

а – равнинный; б – пойменный; в – овражный:

- 1 – пульпопровод; 2 – выпуски; 3 – водосбросной колодец;
 4 – коллектор осветленной воды; 5 – водоотводящий канал; 6 – отстойный пруд;
 7 – надводный насос намыва; 8 – бассейн осветленной воды

Загрязнение воздушного бассейна

Как отмечалось в [7.12], пыление золоотвалов загрязняет окружающую среду прилегающих районов, отрицательно влияет на здоровье людей, а также на продуктивность сельскохозяйственных угодий.

Негативное влияние золы, сдуваемой с поверхности золошлакоотвала, сказывается при определенных ее концентрациях в атмосферном воздухе и в почве, а этот фактор зависит от таких условий, как:

- 1) площадь и высота над уровнем земли отработанного золошлакоотвала;
- 2) конфигурация золошлакоотвала в направлении господствующих ветров;
- 3) скорость ветра и количество ветреных дней в сухой теплый период года;
- 4) фракционный состав и влажность золошлакового материала.

От площади отвала зависит количество сдуваемой золы, а от его высоты – расстояние, на которое распространяется пылевой факел.

При формировании пылевого облака, образуемого золовыми частицами, сдуваемыми с поверхности золошлакоотвала, выделяется несколько характерных зон:

- первая, в которой частицы поднимаются в воздух под действием ветра и не успевают осесть на поверхность; в этой зоне запыленность возрастает по параболическому закону;
- вторая, где запыленность воздуха возрастает по закону, близкому к линейному, поскольку в этой зоне начинается оседание частиц, поднятых ветром в первой зоне;
- третья зона, расположенная за пределами золошлакоотвала, в которой запыленность воздуха уменьшается за счет оседания частиц золы на поверхности.

Исследования и расчеты рассеивания золы, поступившей в атмосферу с поверхности золошлакоотвала, показывают, что при сильном ветре концентрация золы, превышающая предельно допустимую, может наблюдаться на расстоянии до 4 км от кромки

отвала. Для исключения негативного влияния отработанных карт золошлакоотвалов на окружающую природную среду проводится их рекультивация (консервация).

Загрязнение водного бассейна

Одной из наиболее серьезных и сложных проблем является защита подземных и поверхностных вод от загрязнения токсичными химическими элементами, содержащимися в оборотных и фильтрационных водах золоотвалов.

Для обеспечения максимального ослабления неблагоприятного воздействия фильтрационной воды на грунтовый поток необходимо правильно выбрать место расположения золоотвала. Предпочтение отдается площадкам, состоящим из высокодисперсных грунтов с низкой водопроницаемостью и максимальным удалением их от водоемов и водотоков.

Для необходимости ведения контроля за эксплуатацией золоотвалов и уровнем фактических загрязнений подземных вод во всех проектах вновь сооружаемых и наращиваемых золоотвалов предусматривается комплекс наблюдательных скважин.

Для уменьшения утечки фильтрационной воды из золоотвалов применяют экранированные ложа отвалов. В качестве экрана может использоваться полиэтиленовая пленка. При содержании свободного оксида кальция в золе свыше 2 г-экв/кг осветленная вода в системе ГЗУ будет перенасыщена $\text{Ca}(\text{OH})_2$, и для снижения гидратной щелочности часть осветленной воды сбрасывается в виде продувки. В сбрасываемых в водоемы водах ГЗУ (в том числе и продувочных) должны отсутствовать грубодисперсные вещества со скоростью оседания более 0,25–0,75 м/с. Концентрация токсичных веществ в водоемах после сброса в них вод ГЗУ не должна превышать ПДК. Из-за большого расхода сточных вод их очистка оказывается сложным и дорогостоящим мероприятием, поэтому в соответствии с ВНТП 81 «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций» [7.13] следует применять оборотную систему водоснабжения.

В некоторых случаях применяется комплекс противofильтрационных устройств, обеспечивающих надежную работу со-

оружений и исключающих поступление фильтрационной воды за пределы золоотвала сверх установленных нормативов.

К таким устройствам относятся: перехватывающие горизонтальные дренажи и вертикальные скважины; водонепроницаемые покрытия и экраны из связных грунтов, полимерных материалов, асфальтобетона и т.д.

Основными направлениями рекультивации золошлакоотвалов в зависимости от целей их использования являются:

1. Сельскохозяйственное – создание на нарушенных землях пахотных угодий, луговых и пастбищных участков.

2. Лесохозяйственное – создание насаждений почвоохранного и эксплуатационного назначения.

3. Санитарно-гигиеническое – задержание отвалов, рекультивация которых для сельскохозяйственных целей экономически невыгодна.

4. Строительное – приведение нарушенных земель в состояние, пригодное для промышленного и гражданского строительства.

В Российской Федерации при рекультивации золошлакоотвалов наибольшее распространение получили три последних направления.

7.8. Принципы создания экологичных систем ЗШУ

В соответствии с [7.2, 7.11] для успешного решения проблемы утилизации золошлаков и нанесения минимального экологического ущерба окружающей среде необходимо при создании и модернизации систем ЗШУ, прежде всего, соблюдать следующие основные принципы:

- а) раздельное удаление золы и шлака;
- б) технологическая возможность 100 %-ного сбора и отгрузки потребителям сухой золы текущего выхода;
- в) отбор и отгрузка потребителям сухой золы по группам фракции;
- г) экологически приемлемые способы размещения невосстановленной части сухой золы и шлаков в виде продукции неглубокой переработки или продуктов отложенного спроса (безобжиговый зольный гравий, аглопоритовый гравий и др.);

- д) заполнение горных выработок, рекультивация карьеров и др.;
- е) минимальные издержки на обращение с золошлаками или максимальная прибыль по системе ЗШУ в целом за счет реализации золошлаков потребителям;
- ж) возможность дальнейшего технического совершенствования оборудования и схемных решений отдельных узлов, установок и системы ЗШУ в целом;
- з) максимальная механизация и автоматизация технологических процессов, исключение неоправданного применения ручного труда.

7.9. Полезное применение золошлаков ТЭС

Основные направления использования золошлаков ТЭС представлены в табл. 7.3.

В Европейском союзе более 50% золошлаков ТЭС используется в строительстве и для закладки шахт. С целью рекультивации карьеров и открытых горных выработок применяется около 40 % золошлаков и лишь 6% золошлаков складировается в отвале.

Основными направлениями использования золошлаков ТЭС в Китае являются:

- производство строительных материалов: обожженный кирпич и керамзит, газозолобетон и добавки в цемент (или многокомпонентные материалы) и т.д.;
- дорожное строительство: материалы для дорожных покрытий, боковые насыпи и битумные добавки для производства бетонов;
- строительные проекты: добавки в бетоны и строительные растворы;
- сельскохозяйственные цели: производство удобрений или применение золы для улучшения качества земель;
- обратная засыпка: инженерная засыпка или закладка шахт;
- другие применения: извлечение алюминия и т.д.

Таблица 7.3

**Применимость золошлаков ТЭС для различных технологий
их использования согласно данным Минэнерго РФ**

Виды применения	Летучая зола		Шлак	
	Бурый уголь	Каменный уголь	Бурый уголь	Каменный уголь
Добавки к бетону	×	×		
Легкие наполнители для бетонов	×	×	×	×
Ячеистый бетон, пористый бетон	×	×		
Тяжелый бетон	×	×		
Добавка в цемент	×	×	×	×
Составляющая цементного клинкера	×	×	×	×
Производство сухих строительных смесей	×	×	×	×
Производство огнеупоров, керамических изделий и обжигового кирпича	×	×	×	×
Производство звукоизоляционных материалов		×		×
Производство цеолитов	×	×		
Планирование территорий для объектов промышленного и гражданского строительства	×	×		
Наполнитель для асфальтобетона, связующие и подстилающие дорожные слои для дорожного строительства	×	×		
Засыпка дренажных траншей	×	×		
Гидротехнические бетоны для строительства дамб и плотин	×	×	×	×
Стабилизация физико-механических свойств грунтов	×	×		
Устройство гидроизоляционных экранов	×	×	×	×
Заполнение шахт и горных выработок	×	×	×	
Рекультивация карьеров	×	×	×	
Вертикальное планирование неудобий сельскохозяйственного назначения и ландшафтная архитектура	×	×	×	×
Улучшение качества нарушенных и бедных земель	×	×		
Захоронение отходов других отраслей промышленности	×	×	×	×
Иммобилизация опасных веществ	×	×		
Устройство поверхностных фильтров для изоляции мест хранения отходов			×	×
Сырье для биологической очистки сточных вод			×	×
Другие методы полезного применения золошлаков	×	×	×	×

В Индии основными направлениями использования летучей золы являются:

- дорожное строительство и насыпи;
- компоненты строительных материалов;
- гидравлические структуры;
- сельское хозяйство;
- закладка шахт;
- гидрозолоотвалы и дамбы;
- рекультивация гидрозолоотвалов для гражданского строительства.

Основные направления использования золошлаков ТЭС в США:

- производство бетонов и строительных растворов;
- закладка шахт;
- производство гипсовых панелей;
- производство многокомпонентных цементов и сырье для цемента;
- структурные наполнители и насыпи;
- использование молотого шлака котлов с ЖШУ в качестве заместителя песка при пескоструйной обработке / при изготовлении мягкой кровельной черепицы;
- сельскохозяйственные цели.

Контрольные вопросы

1. Каковы определения золошлаков в России? Сопоставьте уровни образования и использования золошлаков в России и за рубежом.
2. Приведите классификацию систем золошлакоудаления ТЭС.
3. Опишите традиционную схему обращения с золошлаками ТЭС.
4. Опишите прямоточную и оборотную системы гидрозолоудаления.
5. Опишите схему системы ГЗУ с отдельным удалением, складированием и отгрузкой золы и шлака.
6. Опишите перспективную схему обращения с золошлаками ТЭС.
7. Каковы основные недостатки системы ГЗУ ТЭС?
8. Каковы принципы создания экологических систем ЗШУ?
9. Перечислите основные направления полезного применения золошлаков ТЭС в России и за рубежом.

Список рекомендуемой литературы

7.1. Heidrich C., Feuerborn H-J., Weir A. Coal Combustion Products: a Global Perspective. 2013 World of Coal Ash Conference – April, 22-25, 2013.

7.2. РД 34.27.109-96. Методические указания по проектированию систем пневмоудаления золы от котлоагрегатов ТЭС, установок отпуска сухой золы потребителям и отгрузки ее на насыпные золоотвалы. – Екатеринбург. Уралтехэнерго, 1996.

7.3. Путилов, В.Я. Роль и место научно-образовательных учреждений в решении проблемы обращения с золошлаками в России / В.Я. Путилов, И.В. Путилова, Е.А. Маликова // Матер. IV Межд. научн. практ. семинара «Золошлаки ТЭС – удаление, транспорт, переработка, складирование». Москва, 19–20 апреля 2012 г. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – С. 39–47.

7.4. Путилов, В.Я. Золошлаки энергетики – статус и определения / В.Я. Путилов, И.В. Путилова, Н.А. Зройчиков // Альтернативная энергетика и экология. – 2017. – №1-3. – С. 73–83.

7.5. Материалы Всемирной сети по побочным продуктам сжигания угля www.wwccrp.com (Электронный ресурс).

7.6. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 38-2017 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» https://www.gost.ru/portal/gost/home/activity/NDT/sprav_NDT_2017 (Электронный ресурс).

7.7. Современные природоохранные технологии в электроэнергетике: информационный сборник / под ред. В.Я. Путилова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.

7.8. Буров, В.Д. Тепловые электрические станции / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.

7.9. Путилов, В.Я. Барьеры, возможности и пути решения проблемы обращения с золошлаками ТЭС в России / В.Я. Путилов, И.В. Путилова // Матер. II Межд. научн. практ. семинара «Золошлаки ТЭС – удаление, транспорт, переработка, складирование». Москва, 23–24 апреля 2009 г. – М.: Издательский дом МЭИ. – С. 13–19.

7.10. Путилов, В.Я. Анализ общемировых тенденций и перспектив решения проблемы золошлаков ТЭС в России / В.Я. Путилов, И.В. Путилова // Матер. I Межд. научн. практ. семинара «Золошлаки ТЭС — удаление, транспорт, переработка, складирование», Москва, 23 марта 2007 г. — М.: Издательский дом МЭИ. — С. 11–17.

7.11. РД 34.02.103-98. Методика оценки технико-экономических показателей системы золошлакоудаления ТЭС с учетом экологических требований. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 1977.

7.12. Экология энергетики: учеб. пособ. / под ред. В.Я. Путилова. — М.: Издательство МЭИ, 2003.

7.13. ВНТП 81 «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций». НТС Минэнерго СССР, 17.08.1981.

Глава 8. ТЕХНОЛОГИЯ СЖИГАНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ ТОПЛИВ В ЦИРКУЛИРУЮЩЕМ КИПАЮЩЕМ СЛОЕ

В настоящее время технология сжигания и газификации топлив в ЦКС является общепризнанной промышленной технологией, реализованной на тысячах объектов. История ее развития, успехи применения и опыт эксплуатации представлены в [8.1]. Новые тенденции и роль технологии ЦКС в условиях меняющегося энергетического рынка показаны в [8.2]. Технология кипящего слоя в энергетических установках (установки тепловой мощностью 50 МВт и более) начала широко использоваться с середины семидесятых годов под влиянием ужесточающихся норм на вредные выбросы. Основной характерной особенностью технологии сжигания твердых топлив в кипящем слое является наличие значительного количества инертного материала в топке. Особенностью режима сжигания в ЦКС, помимо собственно организации контура циркуляции, считается тот факт, что скорость газа превышает скорость витания почти всех частиц слоя, т.е. практически все частицы могут быть вынесены из слоя. Однако в переходной зоне турбулентного слоя, а также в надслоевом пространстве вблизи стен существуют значительные возвратные токи, образующиеся за счет неравномерности скорости, соударения частиц, обмена энергией и образования агломератов (пакетов) частиц. Именно этот признак является решающим для отличия режимов ЦКС от других режимов псевдоожижения или движения частиц в потоке газа (например, пневмотранспорта).

На рисунке 8.1 приведена упрощенная схема котла с ЦКС, в котором используются зольные теплообменники.

Первичный воздух (доля 0,5–0,7 от общего) подается в камеру с воздухораспределительной колпачковой решеткой, из которой поступает в слой материала (первоначальная высота слоя 0,5–0,8 м). Часть первичного воздуха может подаваться в верхнюю зону слоя. На слой подается твердое дробленое топливо по нескольким точками (обычно одна точка на 20 м² решетки). Вторичный воздух поступает в топку через многочисленные сопла на двух – трех уровнях по высоте в зоне расширенного слоя.

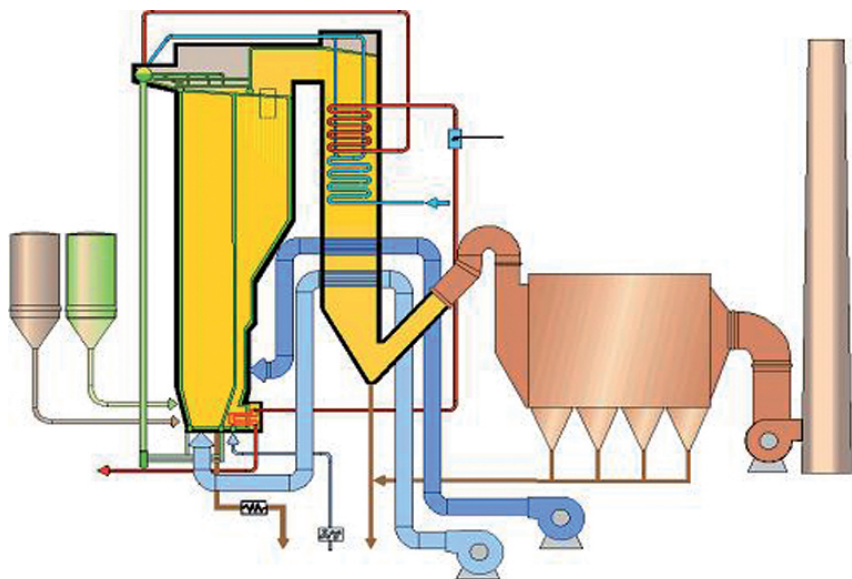


Рис. 8.1. Упрощенная схема современного котла с ЦКС

Известняк для связывания серы подводят с помощью пневмотранспорта по нескольким соплам. Газоплотная топка экранирована испарительными поверхностями нагрева. В верхней части топки размещают ширмы пароперегревателя (не показаны). Циркулирующий материал в виде потока золы с небольшой долей негоревшего топлива поступает в сепараторы (например, циклонного типа). Уловленный материал с расходом в 30–100 раз большим, чем расход поступающей с топливом золы направляется в систему возврата, включая зольные теплообменники и далее в топку. В конвективной шахте, так же как и в традиционных пылеугольных котлах, размещены поверхности нагрева пароперегревателя, водяного экономайзера и воздухоподогревателя.

Основными преимуществами технологии ЦКС являются:

- возможность эффективного сжигания низкокалорийных, высокозольных топлив, а также топлив с малым выходом летучих, которая определяется стабильной температурой в топке, низким содержанием углерода в слое, длительным временем пребывания коксозольного остатка в реакционной зоне. В результате имеется значительная экономия вспомогательного топлива, т.к. исключается подсветка мазутом или газом;

- возможность эффективного (более 90%) связывания оксидов серы путем относительно дешевого способа подачи известняка в топку при оптимальной температуре слоя около 870°C и длительном времени пребывания частиц известняка в реакционной зоне;

- низкие выбросы оксидов азота (менее 200–300 мг/нм³) без использования специальных средств азотоочистки, которые обусловлены низкой и стабильной температурой слоя и надслоевого пространства при организации ступенчатого подвода воздуха;

- возможность сжигания топлив различного качества в одном и том же котле, упрощенная схема подготовки топлива (дробление), хорошие динамические характеристики, быстрый пуск из «горячего» состояния.

- компактность котельной установки, связанная с отсутствием средств серо- и азотоочистки, что позволяет разместить котел ЦКС в существующих котельных ячейках.

К недостаткам технологии ЦКС относятся: усложнение конструкции котла (воздухораспределительная решетка, специальные меры для исключения эрозии поверхностей нагрева и др.); наличие большой массы футерованных элементов и длительный пуск из “холодного” состояния с повышенным расходом пускового топлива для ряда модификаций; усложнение вспомогательных систем котла (дренаж слоя, возврат золы, подвод известняка и др.); повышенные расходы на собственные нужды за счет использования высоконапорных вентиляторов (за исключением случаев с крайне высоким содержанием серы).

8.1. Современное состояние и развитие технологии ЦКС применительно к энергетическим котлам

Ключевыми датами в развитии технологии ЦКС в мировой энергетике являются:

- 1979 год – первый энергетический котел с ЦКС в Финляндии;
- 1985 год – первый котел с ЦКС с промежуточным перегревом пара;
- 1996 год – первый крупный блок мощностью 225 МВт во Франции;

- 2002 год – ввод блока 300 МВт с котлом ЦКС в США;
- 2009 год – ввод блока 460 МВт с суперкритическими параметрами пара в Польше;
- 2013 год – ввод блока 600 МВт с котлом ЦКС в Китае.

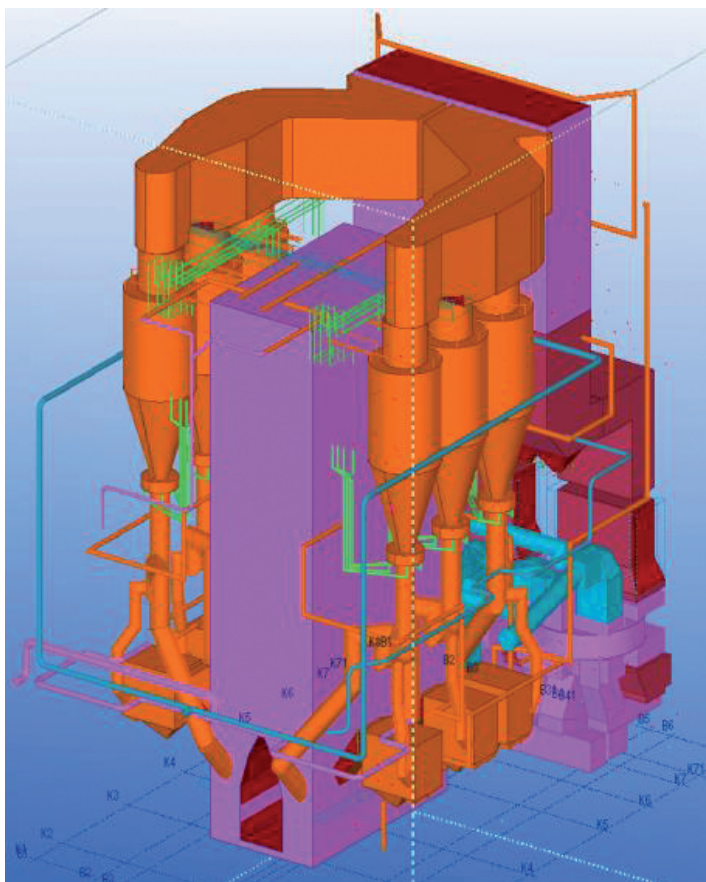
В настоящее время в мире эксплуатируется более 3000 котлов с ЦКС. В Европе наибольший прогресс с внедрением котлов с ЦКС достигнут в последнее время в Польше – более 15 котлов для блоков мощностью более 100 МВт. Из них три блока по 235 МВт и еще три по 260 МВт. В 2009 году введен в эксплуатацию блок мощностью 460 МВт с котлом ЦКС на ТЭС в Логиге.

Этот проект, в то время крупнейший в мире, являлся первой установкой с ЦКС со сверхкритическими параметрами пара. Электростанция обеспечивает лучший в мире КПД для блоков с котлами с ЦКС – 43,3 % (средний по Европе – 36%), что в совокупности с очень низким уровнем выбросов удовлетворяет требованиям директивы Евросоюза по крупным установкам сжигания топлив. На этом блоке в качестве расчетного топлива сжигается уголь с теплотой сгорания рабочей массы около 4800 ккал/кг, зольностью 23%, влажностью 12% и содержанием серы 1,2%. Также используется до 10% биомассы и до 30% осушенных шламов с теплотой сгорания 1700–4000 ккал/кг. Уголь по своим свойствам близок к энергетическим углям РФ. Требования к выбросам оксидов серы и азота 200 мг/м³ были выполнены со значительным запасом.

Китай является самым крупным рынком использования технологии ЦКС. С начала 90-х годов начали строиться котлы с ЦКС для блоков 50–100 МВт по технологиям американских и европейских компаний. В настоящее время число работающих котлов с ЦКС в Китае приближается к 3000, включая более 30 блоков по 300 МВт, еще более 50 блоков по 200 МВт. Ежегодный ввод блоков с котлами ЦКС с 2002 года – более 1000 МВт. Китайские производители приспособливают зарубежные проекты к требованиям снижения капитальных затрат и использованию более простых технических решений.

В 2013 г. пущен первый в мире блок мощностью 600 МВт с котлом ЦКС. Конструкция котла схематично представлена на рис. 8.2. Топка котла раздвоена в нижней части, с фронтальной и задней стен топки установлены по 3 охлаждаемых паром циклона

с системами возврата и зольными теплообменниками. Сечение топки 15*28 м, высота – 55 м. Топка разделена на две части посредством перегородки, имеющей перемычки для выравнивания давления по топке в целом.



удешевлению стоимости котлов и снижению затрат электроэнергии на собственные нужды. Вторая определяется способностью котлов с ЦКС эффективно сжигать широкую гамму топлив, включая различные виды биомассы и отходов. Важным является технология совместного сжигания местных топлив и угля. Эта тенденция характерна для ряда европейских стран.

Таблица 8.1

Показатели котла с ЦКС блока 600 МВт

Параметр	Единицы измерения	Значение
Содержание углерода в золе уноса	%	4,0~6,0
Содержание углерода в донной золе	%	1,0~2,0
Содержание кислорода в уходящих газах	%	~4,0
Температура уходящих газов	°С	130~135
КПД котла (расчетный)	%	92,3~91,8
Гарантированный КПД котла	%	91,69
Выбросы SO ₂ (O ₂ = 6%) S _{tar} = 3,21%	мг/Нм ³	192,04
Выбросы NO (O ₂ = 6%)	мг/Нм ³	111,94

Еще 10–15 лет назад считалось, что котлы с ЦКС в основном пригодны для промышленных установок и энергетических установок средней мощности. Однако, с середины 90-х годов положение резко изменилось. На рис. 8.3 показан рост единичной тепловой мощности котлов с ЦКС на примере крупнейших котлов с ЦКС компании «Сумитомо-Фостер-Уиллер».

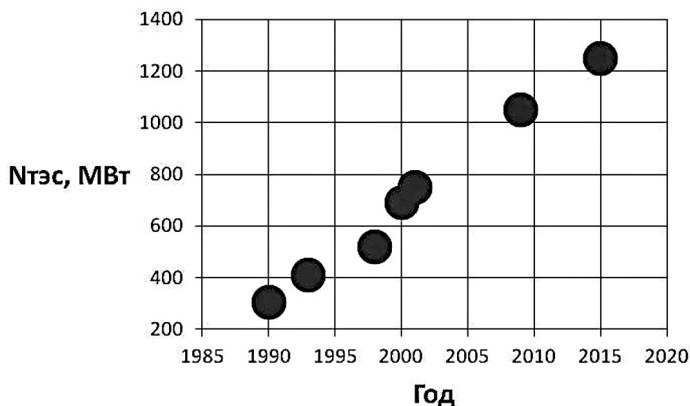


Рис. 8.3. Рост единичной тепловой мощности крупнейших котлов с ЦКС по данным компании «Сумитомо-Фостер-Уиллер»

В 2016 г. сдан в коммерческую эксплуатацию первый блок мощностью 1100 МВт с двумя котлами ЦКС в Корее, а в 2017 г. пущено еще 2 котла второго блока такой же мощности. Котлы имеют температуру перегретого пара 603 °С и давление 26,7 МПа. На них сжигается битуминозный уголь с теплотой сгорания 14,2 – 24,9 МДж/кг и биомасса с теплотой сгорания 15,8 – 18 МДж/кг. Достигнуты все проектные показатели, причем путем подачи известняка содержание оксидов серы и азота (за установкой некаталитического восстановления) менее 50 мг/м³. Также выполнены динамические испытания, которые показали полной соответствием требованиям энергосистемы Кореи.

Ряд вопросов повышения экономичности блоков с котлами ЦКС, снижение капитальных и эксплуатационных затрат, дальнейшее снижение вредных выбросов рассмотрены в [8.3]. Повышение эффективности блоков с котлами ЦКС связано прежде всего с повышением параметров пара, снижением затрат электроэнергии на собственные нужды и снижением температуры уходящих газов. В Китае намечено сооружение блока с котлом ЦКС при температуре перегретого пара 620°C, ведутся разработки котлов с ЦКС для блоков 600–800 МВт при температуре перегрева 650 и 720°C.

Котлы с ЦКС позволяют снизить температуру уходящих газов даже при сжигании сернистых топлив. При этом применяются пластиковые трубы теплообменников, а тепло уходящих газов может быть использовано для подогрева или увлажнения воздуха, а также для подогрева сетевой или питательной воды [8.4].

Значительные работы, направленные на снижение капитальных и эксплуатационных затрат, проводятся в Китае [8.5]. Благодаря использованию технологии с низкой массой слоя (сниженным давлением под решеткой с 18 – 27 кПа до около 10 кПа) удалось уменьшить затраты электроэнергии на собственные нужды более чем на 1% при том же КПД котла. По данным [8.5] это дает экономию около 7 млрд. тонн угля и снижение выбросов CO₂ на 35 млн. тонн в год для всех крупных блоков с ЦКС в Китае. Кроме того, повышается надежность работы за счет снижения эрозии обмуровки и защитных поверхностей труб. По сравнению с котлом со схожими характеристиками затраты на собственные нужды снизились с 6,8 до 4,5 %. Для пылеугольных котлов той же

мощности, снабженных установками сероочистки, потребности в энергии на вспомогательные нужды составляют более 6 %.

Продолжаются исследования и разработки, направленные на дальнейшее снижение вредных выбросов. Компания «Сумитомо-Фостер-Уилер» [8.2] считает, что имеется потенциал дальнейшего снижения выбросов оксидов азота на 20%, а оксидов серы – на 35 %.

Важным преимуществом технологии сжигания в ЦКС является топливная гибкость. Использование многотопливных котлов с ЦКС в Европе определяется двумя факторами: требованием к ограничению выбросов CO_2 и диверсификацией поставок топлива с использованием местных топлив и отходов, включая твердые бытовые отходы. В [8.4] рассмотрены вопросы изменения условий ограничения выбросов парниковых газов в условиях совместного сжигания угля и биомассы на примере Нидерландов. Аналогичные данные характерны и для ряда других стран. Особенно развиты технологии совместного сжигания в Скандинавских странах. В [8.6] приводятся многочисленные примеры использования котлов с ЦКС для сжигания широкой гаммы топлив.

Крайне важным в современных условиях является способность блоков быстро изменять нагрузку и обеспечивать поддержание режима при минимальных нагрузках. Это особенно важно с учетом существенного роста возобновляемых источников энергии. Типичной скоростью роста или снижения нагрузки для блоков с котлами ЦКС является 2–5% в первые 30 секунд и 2,5–4% в минуту для вторичного регулирования в зависимости от вида топлива. Большинство блоков с котлами ЦКС имеют минимальную нагрузку 30%. В [8.3] указывается на необходимость разработок таких котлов с ЦКС, которые могли бы отвечать требованиям скорости изменения нагрузки до 10% в первые 10 секунд, 5 % в минуту для вторичного и третичного регулирования и достигать минимальной нагрузки 15 – 20% от номинальной.

8.2. Выбросы загрязняющих веществ

Технология сжигания топлив в ЦКС разрабатывалась и развивалась, как технология низких выбросов, в первую очередь оксидов азота и серы.

8.2.1. Выбросы оксидов азота

Типичными для котлов с ЦКС при сжигании каменных углей и антрацитов являются концентрации $100\text{--}200\text{ мг/м}^3$ при нормальных условиях и содержании кислорода в уходящих газах 6%. Для топлив с очень большим выходом летучих возможно некоторое увеличение концентрации NO_x до 250 мг/м^3 . Исходя из анализа зарубежного опыта и результатов исследований на собственных установках, можно заключить следующее:

- увеличение температуры слоя приводит к росту эмиссии оксидов азота, особенно заметно проявляющемуся при температуре более 850°C ;

- увеличение доли первичного воздуха также приводит к росту концентрации NO_x , причем наибольший рост концентрации NO_x относится к режимам с долей первичного воздуха более 70%;

- увеличение избытка воздуха (концентрации кислорода) на выходе из топки приводит к существенному росту концентрации NO_x ; при снижении нагрузки котла возможно обеспечить те же значения NO_x при больших содержаниях кислорода.

При сжигании в ЦКС доля азота топлива, переходящая в NO_x , существенно снижается с ростом содержания азота на горючую массу (рис. 8.4) [8.7].

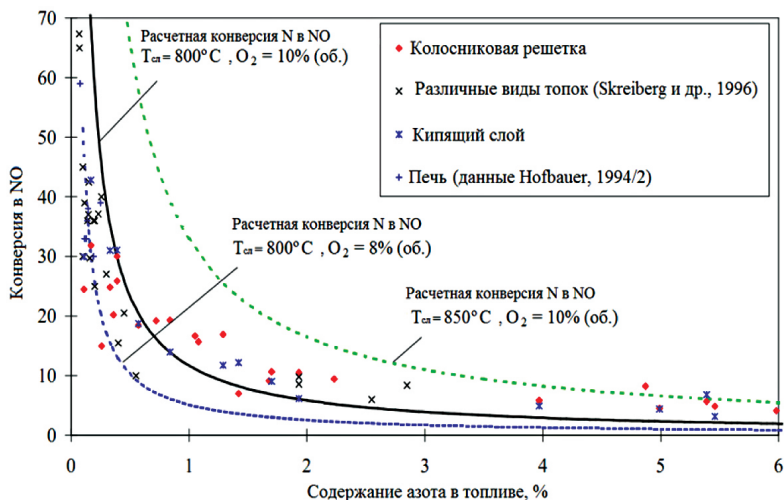


Рис. 8.4. Степень конверсии азота топлива в NO_x в зависимости от содержания азота на горючую массу [8.17]

С ростом избытка воздуха приведенная к нормальным условиям концентрация NO_x всегда увеличивается. Однако, отмечено снижение концентрации закиси азота N_2O при увеличении избытка воздуха. На рисунке 8.5,а и 8.5,б приведены данные [8.7], показывающие изменение степени конверсии NO_x и N_2O при различных температурах и условиях подвода вторичного воздуха соответственно.

Показано, что степень конверсии топливного азота в N_2O снижается при увеличении конверсии азота в NO_x . Конверсия азота в NO_x находилась ниже 50%, в то время как конверсия в N_2O ниже 10%.

В России подробный анализ закономерностей образования оксидов азота в топках КС и ЦКС выполнен в [8.8]. Показано, что доля перехода азота топлива в оксиды зависит от содержания азота в топливе, отношение констант реакций окисления азота и углерода и от выхода летучих. В соответствии с мировым опытом определено, что степень превращения азота топлива в оксиды возрастает с увеличением содержания кислорода; предложены сложные зависимости для расчета концентрации NO_x на выходе из слоя. Однако необходимо учитывать, что по высоте топки генерация оксидов азота возрастает при горении частиц кокса и одновременно снижается при восстановлении по реакции $\text{C} + \text{NO}_x$, а так же при разбавлении дымовых газов за счет присосов и вторичного воздуха.

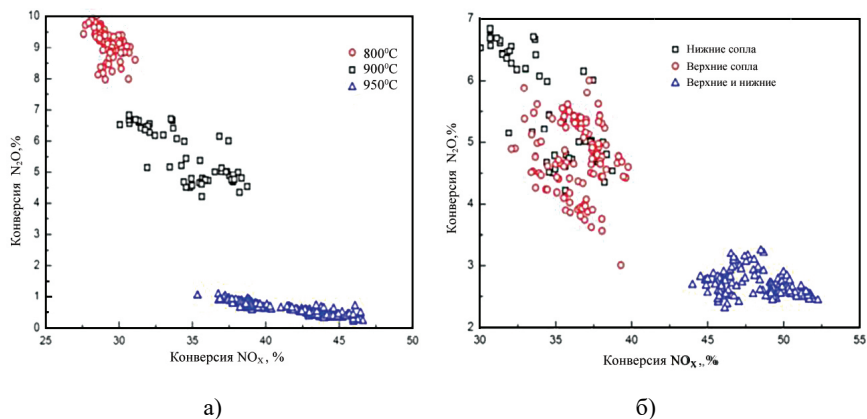


Рис. 8.5. Влияние температуры слоя на степень конверсию NO_x и N_2O (а) и ступенчатого сжигания (б) на степень конверсии NO_x и N_2O

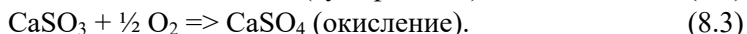
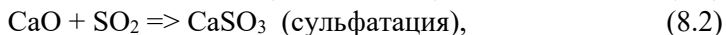
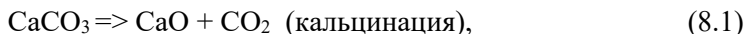
Анализ всех факторов, влияющих на выбросы NO_x при сжигании отечественных углей, позволил дать следующие рекомендации по режимам сжигания:

- температура в слое должна быть не выше 900°C ;
- доля первичного воздуха при этой температуре должна быть около 55÷60% и может увеличиваться при частичных нагрузках;
- коэффициент избытка воздуха на выходе из топки при номинальной нагрузке не должен превышать 1,25.

Выбросы N_2O для котлов с ЦКС не превышают 100 мг/м^3 и снижаются с ростом температуры (условия сжигания топлив с низким выходом летучих). Являясь в 200 раз более вредным компонентом парниковых газов, чем CO_2 , их концентрация за котлами с ЦКС в 10000 раз ниже чем концентрация CO_2 . Это является причиной к снижению интереса для более подробных исследования образования и подавления выбросов N_2O .

8.2.2. Выбросы оксидов серы

Одним из основных преимуществ сжигания в кипящем слое является возможность эффективного удаления двуокиси серы SO_2 путем подачи в слой известняка. Условия в топке (температура и время пребывания частиц извести) обычно весьма подходящие для процесса абсорбции двуокиси серы известняком. Поэтому в кипящем слое сера улавливается гораздо эффективнее, чем при впрыскивании извести в традиционных пылеугольных котлах. Условия в топке котла ЦКС благоприятны и для весьма эффективной «самоабсорбции» SO_2 щелочными компонентами золы. Например, при сжигании Канско-Ачинских углей и Эстонских сланцев подачи известняка не требуется. Основные реакции представлены ниже:



Реакция кальцинации идет с поглощением тепла, а окисления – с выделением тепла. В тепловом балансе котла при определении потерь тепла необходимо учитывать потери тепла от реакций с известняком. Они рассчитываются по теплотам эндотерми-

ческих и экзотермических реакций. После преобразований зависимость можно выразить в виде:

$$q_{\text{изв}} = \frac{1314 \cdot S_r \cdot k_{\text{стех}}}{Q_p}, \quad (8.4)$$

где S_r – содержание серы в топливе, %; $k_{\text{стех}}$ – стехиометрическое соотношение Ca/S; $q_{\text{изв}}$ – потеря тепла от реакции с известняком; Q_p – располагаемое тепло на 1 кг топлива, кДж/кг.

Детальный анализ и представление механизма связывания серы известняком представлен в [8.9]. Показано, что сульфат кальция в форме расплава образует корку на поверхности оксида кальция и резко снижает дальнейшее прохождение реакции. Поэтому обеспечить использование CaO вряд ли возможно более чем на 40%. Оптимальная температура для десульфуризации находится вблизи 850°C. Эти выводы хорошо соответствуют данным ОАО «ВТИ» при опытном сжигании трех российских углей. Увеличение мольного отношения Ca/S более 2,5 мало влияет на дальнейшее снижение выбросов оксидов серы.

Наиболее важными факторами для эффективного улавливания диоксида серы являются:

- содержание серы в топливе. Обычно чем выше содержание серы, тем выше доля улавливаемого SO₂;
- качество извести и распределение частиц по размерам. Реакционная способность известняка может варьироваться в очень широких пределах;
- температура в слое и в надслоевом пространстве. Оптимальная температура слоя составляет 840÷880°C. Эффективность абсорбции SO₂ снижается как при понижении, так и при повышении температуры;
- подача воздуха в топку и распределение топлива. На эффективность улавливания оксидов серы может влиять ступенчатое сжигание топлива. Существует отмеченная ранее взаимосвязь между выбросами SO₂ и NO₂;
- рециркуляция золы и извести.

В целом можно говорить о возможности снижения выбросов SO₂ в ЦКС как минимум на 90% при использовании обычного промышленного известняка и умеренном (около 2) соотношении Ca/S. Как указывалось ранее, увеличение отношения Ca/S приво-

дит к снижению концентрации SO_2 и некоторому росту концентрации NO_x . Выбор оптимальных размеров сорбента является сложной задачей, связанной с аэродинамикой топки, истираемостью и динамикой разложения частиц сорбента.

В [8.10] дан анализ работы семи блоков по 300 МВт с котлами ЦКС в Китае. Эксплуатационные данные по вредным выбросам оксидов азота и серы представлены в табл. 8.2.

Таблица 8.2

Эксплуатационные данные по вредным выбросам оксидов азота и серы восьми блоков 300 МВт в Китае [8.10]

Электростанция	№ блока	Эффективность связывания серы, %	Отношение Ca/S	Концентрация SO_2 , мг/м ³ при н.у.	Концентрация NO_x , мг/м ³ при н.у.
Baima	1	94,7	1,7	487	87
Qinhuangdao	1	90,0	2,1	200	70
	2	90,0	2,1	200	70
Honghe	1	95,0	1,7	327	65
	2	95,0	1,7	327	65
Kaiyuan	7	95,5	1,9	275	147
	8	94,0	1,9	280	149

Исходя из изложенного, можно выделить принципы поддержания допустимых значений концентраций SO_2 на котлах ЦКС. Необходимо строго выдерживать оптимальную температуру слоя. Следует не допускать существенного роста температуры в надслоевом пространстве (более чем на 90°), а также излишнего снижения доли первичного воздуха и содержания кислорода на выходе из топки путем регулирования подачи вторичного воздуха. Основным воздействием на контроль выбросов SO_2 является подача известняка. Регулятор подачи известняка должен быть настроен на соотношение топливо-известняк при заданном значении мольного отношения Ca/S с корректировкой по сигналу контроля концентрации SO_2 в уходящих газах. В случае превышения нормативов по выбросам NO_x при росте подачи известняка необходимо ввести блокировку на дальнейшее увеличение подвода извести.

Для некоторых регионов Китая с 2015 года при новом строительстве нужно иметь выбросы от угольных котлов на уровне

установок со сжиганием природного газа. Такие решения с выбросами оксидов азота 50 мг/м^3 , серы 35 мг/м^3 и частиц 5 мг/м^3 уже реализованы на одном из котлов с ЦКС в Китае.

8.3. Многотопливные котлы с ЦКС.

Сжигание биомассы

Использование различных видов биомассы, с выработкой тепла и электроэнергии является важной задачей энергосбережения. При этом замещается ископаемое топливо, в большинстве случаев удастся снизить вредные выбросы в атмосферу, в том числе снизить учитываемые выбросы парниковых газов. Сегодня биомасса как топливо занимает четвертое место в мире по объемам производства и потребления энергии. Из нее производится около 15% общего объема тепловой энергии в ЕС.

Для условий России при относительно низких ценах на энергоресурсы использование специального древесного топлива для производства тепла и энергии пока не находит широкого применения. На фоне низких цен (относительно мировых) на природный газ применение биомассы в качестве топлива пока актуально главным образом для лесопромышленных и деревообрабатывающих предприятий, располагающих древесным топливом в виде отходов переработки, а также сельскохозяйственными предприятиями. Энергетическое использование биомассы в России развивается преимущественно по двум основным направлениям: производство тепла в малых котельных на биотопливе и когенерационное производство электро/теплоэнергии на энергоустановках большой мощности с использованием собственных биоотходов на предприятиях целлюлозно-бумажной промышленности. В этих условиях большое значение приобретает выработка подходов к выбору технологии сжигания в зависимости от свойств топлив и мощности установок. Эти вопросы подробно рассмотрены в [8.11].

Основными преимуществами технологии совместного сжигания биомассы и угля являются:

- снижение воздействия на окружающую среду;
- технология является относительно просто реализуемой и малозатратной;

- она может быть в сжатые сроки интегрирована в инфраструктуру существующих объектов;
- диверсификация топливного баланса станции – возможность снизить топливные затраты;
- синергетический эффект, например, щелочные элементы биомассы могут принимать участие в процессе связывания оксидов серы;
- при сжигании биомассы с углем, содержащим серу, значительно снижается риск высокотемпературной коррозии;
- добавка угля в слой снижает риск его агломерации.

Благодаря своей топливной гибкости технология ЦКС позволяет сжигать до 100% биомассы, и в настоящий момент современные котлы таких типов часто проектируется на сжигание минимум двух проектных видов топлива. Опыт освоения более 400 котлов с ЦКС позволил выработать концепцию современного БиоЦКС котла (Advanced Bio-CFB). Ключевые особенности современного БиоЦКС котла представлены на рис. 8.6. Эти технические решения применяются и в котлах, рассчитанных на совместное сжигание угля и биомассы.

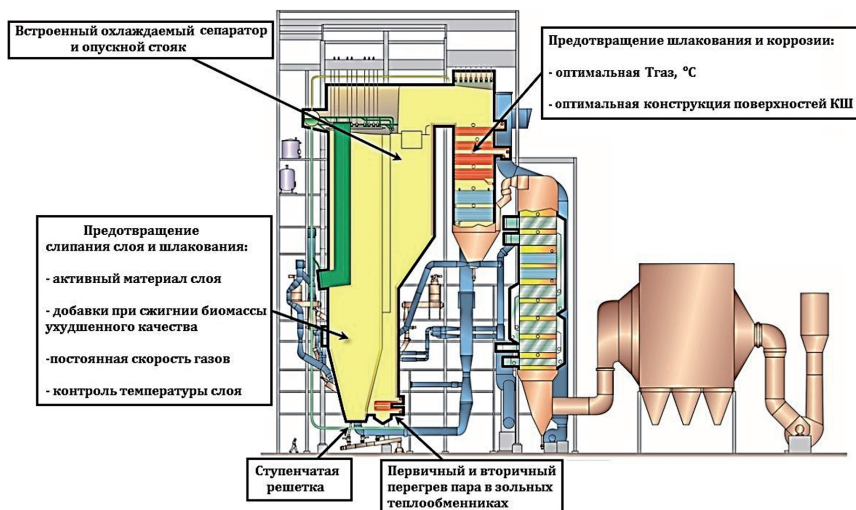


Рис. 8.6. Ключевые особенности современного БиоЦКС-котла, по данным [8.12]

8.4. Экономическое сравнение и место технологии ЦКС в энергетике РФ. Опыт пуска первого в РФ котла с ЦКС блока 330 МВт Новочеркасской ГРЭС

При выборе технологии сжигания для упомянутого ранее блока мощностью 460 МВт в Польше выполнялось сравнение технико-экономических показателей вариантов пылевого сжигания с азото- и сероочисткой и котла с ЦКС. В результате сравнения оказалось, что котел с ЦКС на 6 % дороже пылеугольного, установка СКВ увеличивает затраты на пылеугольный вариант на 6 %, а установка сероочистки – еще на 21 %. Эксплуатационные расходы несколько больше для варианта с котлом ЦКС, причем КПД блока нетто (без учета разработанной для варианта с ЦКС системы глубокой утилизации тепла уходящих газов) составил 42,4 % для блока с ЦКС и 42,6 % для блока с пылеугольным котлом.

В СССР и затем в РФ разрабатывались проекты создания котлов с ЦКС различной мощности. Были определены условия наиболее благоприятного использования этой технологии на ТЭС. В [8.13] выполнен анализ ряда зарубежных и отечественных технико-экономических исследований, связанных со сравнением пылеугольных котлов и котлов ЦКС. В случае сжигания низкосортных топлив, требующих «мокрой» системы сероочистки, себестоимость электроэнергии, выработанной на блоках с котлами ЦКС, в среднем на 7,9% ниже, чем на традиционных котлах. При этом затраты на эксплуатацию и ремонт примерно одинаковы. Затраты на топливо для котлов ЦКС несколько ниже (более высокий КПД котла ЦКС для низкоресурсных топлив и отсутствие подсветки мазутом) капитальные затраты для котлов ЦКС ниже в среднем на 7,4%.

Таким образом, эффективность внедрения технологии ЦКС в основном определяется качеством топлива и мощностью установки при заданных ограничениях на выбросы вредных веществ. При жестких нормах на выбросы оксидов азота и серы приходится применять сложные, дорогостоящие и требующие дополнительных площадей для их установки системы азото- и сероочистки. Ряд топлив нуждается в дополнительной подсветке: топлива с низким выходом летучих (АШ, тощий кузнецкий) высокосольные

и высоковлажные угли. Некоторые твердые топлива, например, отходы углеобогащения с низкой теплотворной способностью, биомасса (древесные и сельскохозяйственные отходы) не могут сжигаться эффективно в камерных топках. Низкая цена этих топлив делает привлекательным их использование, по крайней мере, в установках промышленной энергетики. Применение технологии ЦКС обеспечивает минимальные потери эффективности и мощности при сжигании топлив с существенно отличающимися от проектных свойствами.

На основе данных по обоснованию инвестиций в сооружение угольных энергоблоков мощностью 225 и 330 МВт в [8.13] приведено технико-экономическое сравнение вариантов использования технологии ЦКС и пылеугольного сжигания для условий использования углей различного качества при существующих и перспективных (Европейских) нормах на выбросы частиц, оксидов азота и серы. При более жестких нормах на выбросы (рис. 8.7) преимущества использования Кузнецких и Ирша-Бородинских углей по сравнению с Экибастузскими становятся более заметными.

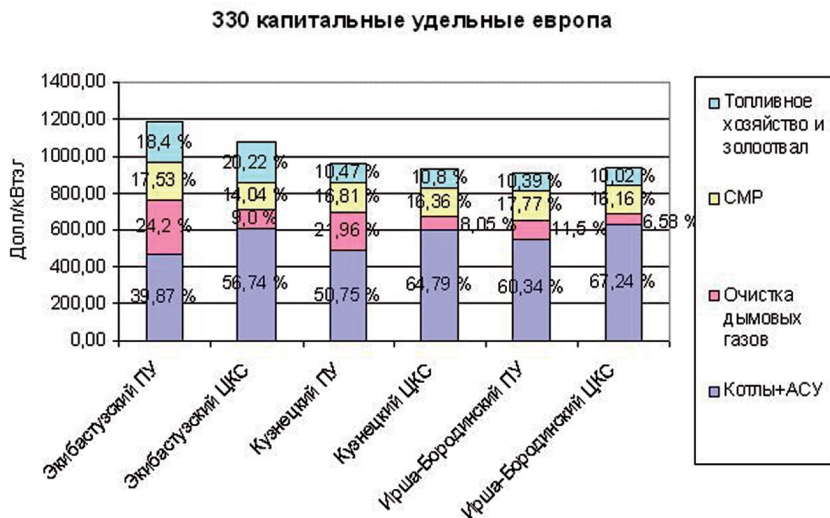


Рис. 8.7. Удельные капитальные затраты на котлы и АСУ, очистку дымовых газов, СМР, топливное хозяйство и золоотвал для блока 330 МВт (перспективные нормы)

Варианты котлов с ЦКС сопоставимы с вариантами пылеугольных котлов.

Котлы с ЦКС имеют несколько меньшие или равные (вариант СКВ и сероочистка) дополнительные эксплуатационные расходы. Эти положения удовлетворительно совпадают с литературными данными по действующим блокам с котлами ЦКС, в которых считается, что при прочих равных условиях котлы с ЦКС имеют на 3–5 % меньшие дополнительные эксплуатационные расходы по сравнению с пылеугольными, оснащенными средствами азото- и сероочистки. Дополнительное преимущество этих котлов связано с возможностью более глубокой разгрузки без вспомогательного топлива.

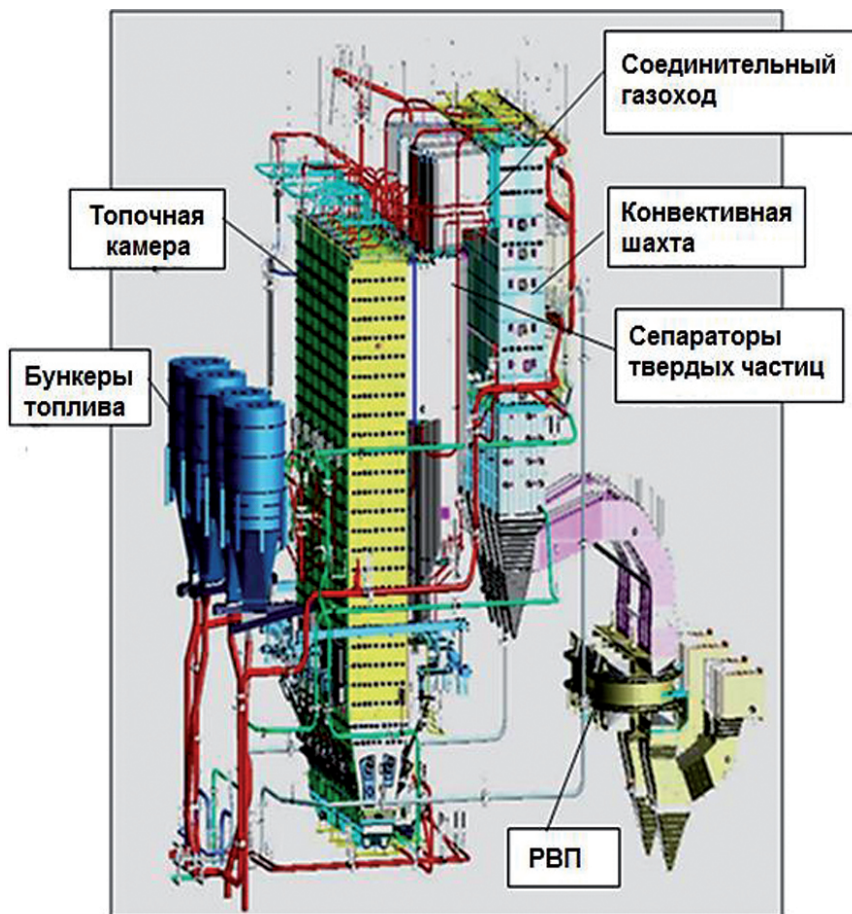
Наиболее перспективными для сжигания в котлах с ЦКС топлива являются АШ, угли печорского бассейна, тощие кузнецкие угли, бурые угли Урала и Дальнего востока, а также отходы углеобогащения, торф, сланцы и биомасса. Хорошим сочетанием топлив являются кузнецкие каменные угли и угли печорского бассейна, а также экибастузские угли. Бурые угли лучше сочетаются с оптимальными условиями сжигания для биомассы и торфа. Для малореакционных топлив (АШ и тощие угли) вполне допустимо совместное сжигание с отходами углеобогащения.

Важным условием оптимального использования технологии ЦКС является достижение не только существующих в РФ норм на вредные выбросы, но и перспективных норм без использования установок сероочистки и азотоочистки. Другим существенным преимуществом является диверсификация поставок топлива.

Первый в России котел с ЦКС был сооружен на блоке № 9 Новочеркасской ГРЭС. Топливом для котла служит антрацитовый штыб (АШ) с переменной зольностью и крайне низким выходом летучих, а также тощий кузнецкий уголь.

По данным нескольких анализов проб АШ, отобранных в 2016–2017 г.г, основной диапазон теплоты сгорания АШ составляет 4500–5500 ккал/кг при изменении зольности в пределах 20–35 % и влажности 6–12 %.

На рисунке 8.8 схематично приведена конструкция котла по данным компании «Сумитомо-Фостер-Уиллер».



**Рис. 8.8. Конструкция котла блока № 9 Новочеркасской ГРЭС
мощностью 330 МВт**

В конце 2015 г. был завершен монтаж оборудования и его первичная наладка. В 2017 г. проведены гарантийные тепловые испытания энергоблока. Исходя из выводов по гарантийным тепловым испытаниям блока можно заключить, что гарантии по мощности, КПД блока, затраты электроэнергии на собственные нужды (с учетом приведения к условиям гарантии) были подтверждены. При этом фактический КПД котла был выше гарантийного и составил 92,65 %. Обеспечены гарантийные значения выбросов оксидов азота, как правило, они составляют около

200–250 мг/м³ при нормальных условиях и содержании кислорода в уходящих газах 6 %. Выбросы СО в основном близки к нулю.

При подаче известняка в топку выбросы SO₂ снижались более чем в 10 раз. Были выполнены оценки эффективности улавливания оксидов серы, в которых принимались усредненные составы топлива, включая содержание серы на рабочую массу. Определялись расчетные значения необходимого для полного сгорания расходов воздуха и расходов газов при измеренном содержании кислорода. Рассчитывалось мольное отношение Ca/S с учетом содержания CaCO₃ в известняке. На рисунке 8.9 приведена зависимость степени связывания серы от мольного отношения Ca/S. Там же приведены данные испытаний с подачей известняка. В режимах без подачи известняка отношение Ca/S находится на уровне 0,2–0,3, а степень связывания 4–9 %. Наибольшие значения степени связывания серы относятся к режимам с пониженной нагрузкой и температурой слоя. Несмотря на значительные погрешности определения эффективности и отношения Ca/S по усредненным значениям химического состава топлива, золы и известняка, все опытные точки легли на единую зависимость.

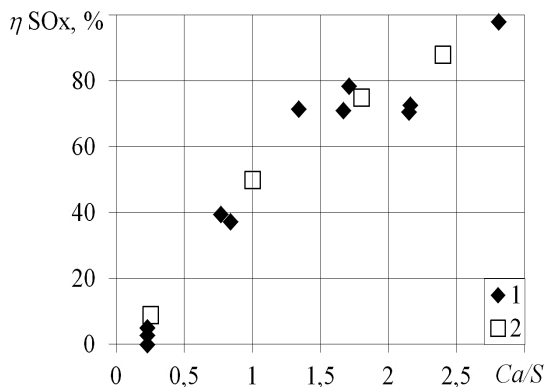


Рис. 8.9. Степень связывания оксидов серы в зависимости от соотношения Ca/S:

1 – апрель 2018 г.; 2 – ноябрь 2017 г.

В начальный период эксплуатации происходили частые остановки котла. Отмечались многочисленные дефекты футеровки в циклонах и нижней части топки, а также в камерах зольных теп-

лообменников. Неоднократно остановы были вызваны разрывами труб экранов и труб зольных теплообменников. После аварийных остановов при последующих пусках происходила частичная зашлаковка слоя. Большинство этих трудностей в настоящее время преодолены.

В процессе наладки и первоначальной эксплуатации котла с ЦКС блока № 9 Новочеркасской ГРЭС выявлен ряд недостатков, связанных с технологией сжигания, среди которых наиболее важными являются:

- высокая средняя температура слоя и большая неравномерность температуры по поверхности слоя, которая приводит к аварийным остановам и шлакованию слоя.

- высокая температура на выходе из топки и увеличение температуры газов в циклонах, что приводит к аварийным остановам, возможной агломерации частиц в системе возврата и зольных теплообменниках INTREX, увеличивает тепло конвективной шахты, что приводит к необходимости впрысков в тракт промежуточного пароперегревателя и увеличивает температуру уходящих газов, снижая КПД котла;

- длительное время пуска котла из холодного состояния. Трудности с поддержанием режима в переходных процессах.

Необходимо отметить, что при близких к проектным значениям тепловосприятий в топке, температура в топке существенно выше проектной. Возможной причиной этому является повышенная доля радиационного теплообмена при сниженной доле кондуктивно-конвективного теплообмена к экранам. Одной из наиболее важных причин повышенной температуры слоя и неравномерности температур по слою, а также роста температуры газов в циклонах, является отклонение фракционного состава топлива от заданного. Кроме того, пока еще не обеспечена постоянная подача известняка в топку. Состав материала слоя слишком крупный, что снижает степень циркуляции золы и приводит к неравномерности температуры в слое.

Намечено проведение мероприятий по оптимизации режимов работы с подачей известняка, распределением долей первичного и вторичного воздуха и реконструкции системы подготовки топлива. Несмотря на имеющиеся сложности, в августе – сентябре 2017 г. блок отработал длительную кампанию с постоянными раз-

грузками на ночь. Разгрузки и нагружения происходили на скользком давлении. Удавалось без подсветки газом снижать нагрузку до 60 % от номинальной, что даже превосходит действующие требования по разгрузкам для пылеугольных котлов на АШ.

Контрольные вопросы

1. Что является основной характерной особенностью технологии сжигания твердых топлив в кипящем слое?
3. Каковы основные преимущества технологии ЦКС?
4. В чем заключаются недостатки технологии ЦКС?
5. Какая страна имеет наибольшее количество блоков с котлами ЦКС и какова наибольшая единичная мощность блоков с этими котлами?
6. Могут ли котлы с ЦКС обеспечивать высокие параметры пара?
7. Какие новые тенденции в развитии технологии наметились в последнее время?
8. От чего зависят выбросы оксидов азота в котлах с ЦКС, как влияют на выбросы режимные параметры (температура, избыток воздуха, доля первичного воздуха)?
9. От чего зависят выбросы двуокиси серы в котлах с ЦКС, как влияют на выбросы режимные параметры (температура, избыток воздуха, доля первичного воздуха)?
10. Как влияет добавка известняка на выбросы двуокиси серы в котлах с ЦКС?
11. По каким направлениям развивается энергетическое использование биомассы в России?
12. Что такое совместное сжигание биомассы и ископаемых топлив, в чем заключается преимущество технологии совместного сжигания?
13. При каких условиях (в отсутствии стимулов к снижению вредных выбросов, включая парниковые газы), технология совместного сжигания экономически оправдана в РФ?
14. Назовите условия наиболее эффективного внедрения технологии ЦКС в России.
15. Какие топлива являются наиболее перспективными для сжигания в котлах с ЦКС?

Список рекомендуемой литературы

8.1. Leckner, B. Development of Fluidized Bed Conversion of Solid Fuels-History and Future / B.Leckner //Proc. of the 22nd Int. Conf. on FBC, June 14–17, 2015. – Finland, Turku, 2015. – P. 2–11.

8.2. E. Zabetta, J. Kovacs, T. Eriksson, Role and Challenges of CFB in a Changing Energy Market, Proc. of the 12th Int. Conf. on CFB, May 23–26, 2017, Krakow, Poland. – P. 77–83.

8.3. Рябов, Г.А. Использование технологии сжигания твердых топлив в циркулирующем кипящем слое в мире и в России / Г.А. Рябов, Е.В. Антоненко, И.В. Крутицкий и др. // Электрические станции. – 2018. – №3. – С. 11–17.

8.4. Долгушин, И.А. Утилизация тепла уходящих газов угольных ТЭЦ: сборник докладов конференции с международным участием «VIII Всероссийский семинар вузов по теплофизике и энергетике» / И.А. Долгушин, Г.А. Рябов, К. В. Ханеев. – Екатеринбург, 2013.

8.5. Update design and operating experience of CFB boilers with energy saving process in China / H. Yang, G. Yue, H. Zhzng ect. // VGB PowerTech 7/2011. P. 49–53.

8.6. Advanced CFB Technology for Repowering projects and for Utilization of Refinery Residues / K. Nuortimo, H. Lampenius, A. Khryashcheva ect. // Russia Power. – 2014, Moscow.

8.7. Winter, F. Formation and Reduction of Pollutants in CFBC: From Heavy Metals, Particulates, Alkali, NO_x, N₂O, SO_x, HCl / F. Winter // Proc. of Int. Conf. FBC-20, May 18 – 21 2009. – China, Xian, 2009. – P. 43–48.

8.8. Мунц, В.А. Закономерности горения топлив и образования оксидов азота в топках кипящего и циркуляционного кипящего слоя: автореф. дис ... д-р техн. наук / В.А.Мунц. – Екатеринбург, 1999.

8.9. Anthony, E.J. Sulfation Phenomena in Fluidized Bed Combustion Systems / E.J. Anthony, D.L. Granatstein //Progress in Energy and Combustion Science. – 2001. – 27. – P. 215–236.

8.10. Li1, J.F. Operational status of 300MWe CFB boiler in China / J.F. Li1, J. H. Mi1, J. H. Hao [et al.] // Proc. of Int. Conf. FBC 20, May 18 – 21, 2009. –China, Xian, 2009. – P. 243–246.

8.11. Рябов, Г. А. Опыт сжигания различных видов биомассы в России и Белоруссии / Г. А. Рябов, Д. С. Литун, Е. А. Пицуха и др. // Электрические станции. – 2015. – № 9. – С. 9–17.

8.12. First operating experiences of 55 MWe Konin and 205 MWe Polaniec CFB Boilers firing 100% biomass / M. Natunen, T. Jantti, D. Goral ect. – Power-Gen Europe, 4-6 June 2013, Vienna, Austria.

8.13. Перспективы использования технологии ЦКС при техническом перевооружении ТЭС России / Г.А. Рябов, О. М. Фоломеев, Д. С. Литун и др. // Теплоэнергетика. – 2009. – № 1.

8.14. Ryabov, G. The first year experience of once through CFB boiler operation of 330 MWe unit / G. Ryabov, D. Kuchmistrov, E Antonenko //Proc. of 23-rd Int. Conf. on FBC, Seoul, Korea, May 13–17, – 2018. – P. 359–368.

Глава 9. БЕССТОЧНЫЕ И МАЛООТХОДНЫЕ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ НА ТЭС

9.1. Водопотребление и водоотведение на ТЭС, нормирование состава сточных вод

Человечество сегодня потребляет более половины стока всех рек Земли. При этом свыше 2,5 млрд. человек испытывают дефицит чистой пресной воды. Определённые проблемы в этой области имеют место и в нашей стране, которая обладает примерно четвертью мировых запасов доступной пресной воды. Более чем в 30 тыс. водохранилищ содержится около 800 км³ воды. Однако источники воды расположены на территории нашей страны неравномерно и не всегда отвечают современным стандартам качества.

Одной из основных причин сложившейся ситуации является техногенное воздействие на водные источники [9.1–9.3]. С целью радикального исправления сложившейся ситуации разработан целый ряд законов [9.4 – 9.6], федеральных программ и других нормативных документов. Определенный вклад в негативное воздействие на водные объекты оказывают предприятия энергетики, которые потребляют ежегодно в среднем 21 км³ и сбрасывают около 19 км³ сточных вод разного уровня загрязненности [9.7].

На ТЭС вода используется в основном для следующих целей: конденсации пара в конденсаторах турбин и охлаждения вспомогательного оборудования;

- подготовки добавочной воды для котлов и тепловых сетей;
- гидрозолоудаления на ТЭС, использующих твердое топливо;
- химических промывок и консервации оборудования;
- обмывки низкотемпературных поверхностей нагрева;
- хозяйственно-бытовых нужд.

В результате образуются соответствующие сточные воды:

- продувочные воды оборотных систем охлаждения;
- сточные воды водоподготовительных установок;

- продувочные воды систем гидрозолоудаления (см. гл. 7);
- отработанные растворы от промывок и консервации оборудования, загрязненные продуктами, удаленными из низкотемпературных поверхностей нагрева в процессе их обмывки;
- от использования воды для хозяйственно-бытовых целей.

Кроме того образуются:

- продувочные воды котлов;
- сточные воды, загрязненные нефтепродуктами;
- ливневые и талые воды с территории;
- дренажные воды систем понижения уровня подземных вод.

На ТЭС осуществляется нормирование водопотребления и водоотведения, которое, прежде всего, сводится к определению нормативных объемов свежей, оборотной, повторно или последовательно используемой, сточной, переданной другим потребителям и безвозвратно теряемой воды. Также нормируется количество и состав примесей, сбрасываемых со сточными водами.

В соответствии с Водным кодексом РФ [9.4] использование водных объектов не должно оказывать негативного воздействия на окружающую среду. Регулирование водных отношений осуществляется исходя из представления о водном объекте как о важнейшей составной части окружающей среды, среде обитания объектов животного и растительного мира, в том числе водных биологических ресурсов, как о природном ресурсе, используемом человеком для личных и бытовых нужд. Действующее законодательство предусматривает защиту от загрязнения, засорения и истощения всех водных объектов на территории страны.

Требования к качеству сточных вод, направляемых в водный бассейн, определяются «Разрешением на сброс загрязняющих веществ» на основании разработанных и согласованных нормативов предельно допустимых сбросов (НДС) вредных веществ. НДС устанавливаются исходя из условия недопустимости превышения предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ в водных объектах.

ПДК – это концентрации веществ в воде, выше которых вода непригодна для одного или нескольких видов водопользования. Устанавливаются ПДК исходя из условия целевого использования

водного объекта. Проект НДС разрабатывают ТЭС в соответствии с «Методикой разработки нормативов допустимых сбросов веществ и микроорганизмов в водные объекты для водопользователей», утвержденной приказом Министерства природных ресурсов РФ от 17.12.2017 № 233. Проект НДС проходит согласование в региональных подразделениях организаций, контролирующих состояние водных объектов.

После согласования НДС органами местного самоуправления выдаются «Решение о предоставлении водного объекта в пользование» и «Разрешение на сброс загрязняющих веществ и микроорганизмов в водные объекты». В этих документах указаны условия пользования водным объектом, объем сбрасываемых сточных вод, предельная концентрация нормируемых компонентов в сточных водах, фактический и разрешенный предельно допустимый сброс (ПДС) массы загрязняющего вещества в пределах НДС в течение года и по каждому из кварталов. ПДС это масса веществ в сточных водах, максимально допустимая к отведению с установленным режимом в данном пункте водного объекта в единицу времени с целью обеспечения норм качества воды в контролируемом створе или пункте водопользования. Контрольный створ – это поперечное сечение водного потока, в котором контролируется качество воды. ПДС устанавливается с учетом ПДК веществ в местах водопользования, ассимилирующей способности водного объекта и оптимального распределения массы сбрасываемых веществ между водопользователями, сбрасывающими сточные воды.

На основании НДС и Разрешения на сброс загрязняющих веществ в водный бассейн ТЭС осуществляют экологические платежи за сброс загрязняющих веществ в составе сточных вод в соответствии с утвержденными тарифами. Нормативы состава сточных вод и порядок начисления платы за сброс загрязняющих веществ в составе сточных вод, направляемых в централизованные системы водоотведения (водоканалы, водостоки и др.), устанавливается органами местного самоуправления в соответствии с «Правилами холодного водоснабжения и водоотведения», утвержденными Правительством РФ [9.8].

Для сокращения водопотребления и сброса сточных вод наиболее перспективными являются следующие направления:

- максимальное применение оборотных систем водопользования;
- повторно-последовательное использование воды в нескольких технологических циклах;
- применение 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 сточных водах.

Наибольшее распространение на современных ТЭС нашли оборотные системы охлаждения оборудования, и, в меньшей степени, используются три других направления.

В настоящее время создание безотходных ТЭС является технически разрешимой задачей. Весь ход научно-технического прогресса в области водного режима ТЭС, водоподготовки и переработки сточных вод в определенной степени связан с решением этой проблемы.

9.2. Системы охлаждения конденсаторов турбин и вспомогательного оборудования

Существуют следующие основные типы систем охлаждения конденсаторов турбин и другого оборудования: прямоточные; оборотные с водохранилищами, в которых вода охлаждается; с брызгальными бассейнами; с башенными градирнями; с воздушно-конденсационными установками (сухие градирни); с градирнями комбинированного типа.

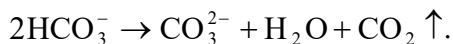
Для конденсации 1 т пара необходимо в среднем 60–100 м³ воды. При прямоточной системе свежая вода проходит один раз через конденсаторы турбин и сбрасывается в водоисточник, в связи с чем расход воды оказывается значительным. В соответствии с современными нормативными документами прямоточные системы охлаждения запрещены.

В настоящее время примерно 70% ТЭС имеют системы оборотного охлаждения (СОО) с градирнями или прудами-охладителями. В них основная часть охлаждающей воды используется многократно, а расход свежей воды на восполнение потерь в этой системе обычно не превышает 5% от количества циркулирующей воды. Основным стимулом к широкому использованию СОО явилась значительно меньшая плата за водопользование по сравнению с прямоточными, хотя затраты на их сооружение и эксплуатацию достаточно высоки.

При использовании прудов-охладителей основное количество теплоты от нагретой воды отводится за счет ее контакта с воздухом, и лишь небольшое количество – за счет испарения. В результате потери оборотной воды с испарением оказываются небольшими, однако для реализации этого варианта СОО необходимы водохранилища большой площади.

Основная часть потерь воды в СОО с башенными градирнями обусловлена ее испарением при разбрызгивании в восходящем потоке нагреваемого воздуха. При этом количество выбрасываемого в атмосферу пара примерно равно количеству пара, поступившему в конденсаторы.

При испарении части воды происходит увеличение солесодержания оборотной воды. Кроме того, в градирнях при интенсивном контакте воды с воздухом происходит десорбция CO_2 и частичная диссоциация бикарбонат-иона:



В результате возрастает концентрация карбонат-иона в оборотной воде и ее pH. При определенной концентрации ионов кальция и карбонат-иона в оборотной воде создаются условия для образования отложений в форме карбоната кальция. Для поддержания состава оборотной воды на уровне, безопасном с точки зрения накипеобразования и коррозии, часть оборотной воды удаляют в виде продувки. Кроме того, часть оборотной воды теряется с капельным уносом, который негативно влияет на прилегающую территорию и расположенные на ней объекты. Для сокращения капельного уноса градирни оборудуются каплеуловителями. При

этом для сохранения солевого состава оборотной воды необходимо увеличить продувку СОО на величину, равную сокращению капельного уноса.

Состав сточных вод систем охлаждения зависит от состава воды, подаваемой в эту систему, степени ее упаривания в этой системе, продуктов коррозионных процессов, а также реагентов и технологий, используемых для снижения интенсивности процессов образования отложений и коррозии.

Для сокращения потребления исходной воды и сброса в водоемы сточных вод в системах охлаждения необходимо:

- максимальное использование СОО;
- совершенствование методов коррекционной обработки охлаждающей воды с целью максимального сокращения количества сточных вод;
- использование продувочной воды СОО для других нужд;
- подача в СОО сточных вод других водопотребителей, по солевому составу близких к составу оборотной воды СОО.

Основное требование к охлаждающей воде – минимальное образование в системе охлаждения отложений минерального и биологического характера, пониженная коррозионная активность. Для этого используют следующие виды обработки воды в СОО:

- изменение концентрации растворенных в воде примесей, участвующих в процессах образования отложений или коррозии металла: подкисление, рекарбонизация (дымовыми газами), известкование, частичное Na- или H-катионирование;
 - дозирование ингибиторов накипеобразования и коррозии.
- Для этой цели используют специальные реагенты отечественного и зарубежного производства. Для защиты от биологических обрастаний используют обработку воды хлором, медным купоросом, биоцидами;
- физические или физико-химические методы: магнитная обработка воды, обработка ультрафиолетовыми лучами, слабым электрическим током и др.

На ряде ТЭС продувочную воду СОО используют для приготовления добавочной воды котлов и подпиточной воды тепло-

сети. При этом утилизируется не только сама вода, но и тепловая энергия, содержащаяся в ней.

Значительного снижения расхода воды на охлаждение можно добиться путем применения воздушно-конденсационных (сухих) или комбинированных (гибридных) градирен [9.1]. В сухих градирнях установлен водо-воздушный теплообменник поверхностного типа, в котором охлаждается оборотная вода, нагретая в конденсаторах турбин. Так как отсутствует непосредственный контакт охлаждающей воды и воздуха, нет ее упаривания, не требуется продувка, проще предотвратить процессы накипеобразования и коррозии, не образуется шлейф тумана над градирней. Однако это ведет к значительному увеличению затрат в связи с необходимостью установки в градирне водо-воздушного теплообменника с низким коэффициентом теплоотдачи к воздуху, а в ряде случаев и к снижению КПД ТЭС из-за увеличения температуры охлаждающей воды и соответствующего увеличения давления в конденсаторе.

В меньшей мере эти недостатки присущи градирням комбинированного типа, в которых оборотная вода, нагретая в конденсаторах турбин, вначале частично охлаждается в водо-воздушном теплообменнике, установленном в градирне, затем охлаждается при распыливании в восходящем потоке воздуха. При этом необходим водо-воздушный теплообменник меньшей поверхности, чем в сухой градирне, а оборотная вода охлаждается до более низкой температуры.

В результате реализации любого из указанных мероприятий уменьшается количество продувочной воды СОО с градирнями, а в ряде случаев снижается и количество сбрасываемых с нею примесей. Оптимальный вариант выбирается на основании соответствующего технико-экономического обоснования.

Таким образом, рациональная организация работы СОО позволяет значительно сократить или обеспечить их работу без сброса продувочных вод в водоемы, уменьшить расход исходной воды на ТЭС.

9.3. Сточные воды водоподготовительных установок

При работе котлов и турбин имеют место следующие основные потери пара и конденсата: продувка барабанных котлов; потери, связанные с использованием пара на подогрев и распыл мазута; потери конденсата, используемого при приготовлении растворов для промывки и консервации внутренних поверхностей нагрева и оборудования; на собственные нужды блочных обессоливающих установок; протечки рабочего тела через неплотности и др. Величина этих потерь, которые называются внутренними, как правило, не превышает 2–3% от расхода пара на турбину.

Кроме того, при непосредственной подаче пара на производство из отборов турбин ТЭЦ имеют место внешние потери рабочего тела и загрязнение возвращаемой части конденсата. Это приводит к дополнительному расходу исходной воды и образованию сточных вод, связанных как с воспроизводством потерянного конденсата, так и с доочисткой конденсата, возвращаемого с производства.

Для восполнения потерь парового цикла на современных ТЭС высоких и сверхвысоких параметров используется обессоленная вода. В качестве добавочной воды для котлов пониженных параметров используют умягченную воду.

При подаче с ТЭЦ горячей воды имеют место потери ее части в тепловых сетях. Для восполнения этих потерь также используют природную воду, обработка которой до соответствующего качества обычно сопровождается образованием сточных вод.

Качество воды для компенсации потерь сетевой воды, пара и его конденсата регламентируется Правилами технической эксплуатации [9.9] и другими нормативными документами. Подготовка воды необходимого качества для котлов и тепловой сети обычно осуществляется в несколько этапов. На рис. 9.1 представлены принципиальные технологические схемы обессоливания воды с использованием ионного обмена (схема А), обратного осмоса в сочетании с ультрафильтрацией и ионным обменом (схема Б) и термического обессоливания (схема В).

Схема А

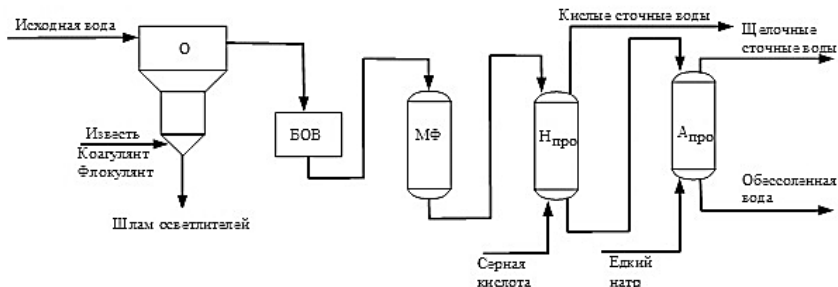


Схема Б

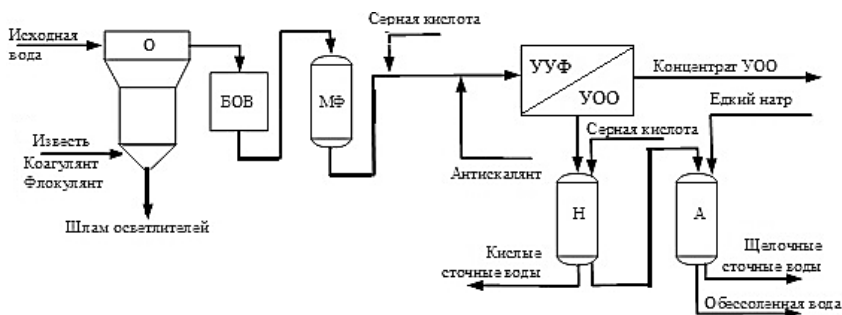


Схема В

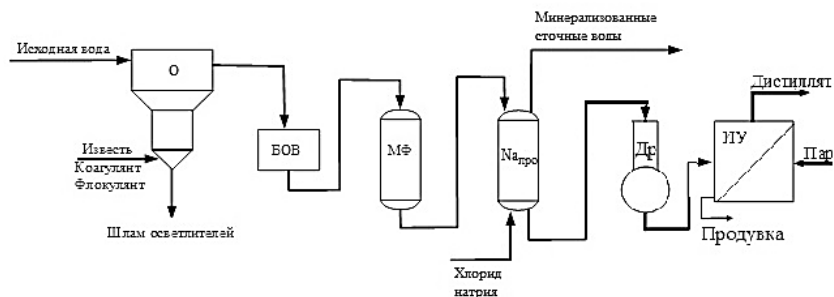


Рис. 9.1. Схемы установок обессоливания воды

По всем трем вариантам исходная вода поступает в осветлители (О), где обрабатывается известью, коагулянтом и флокулянтами в том или ином сочетании для снижения содержания в обрабатываемой воде примесей органического и минерального про-

исхождения, находящихся во взвешенном, коллоидном и растворенном виде. В результате образуется осадок (шлам), который вместе с частью воды подают на нефилтруемый шламонакопитель. Это гидротехническое сооружение для размещения осадков сточных вод, снабженное противофильтрационными устройствами из битумных, глинистых и полимерных материалов. Здесь осадок оседает, а осветленная вода возвращается в осветлители (О). Далее вода поступает в баки осветленной воды (БОВ), а затем в механические фильтры (МФ).

По схеме А осветленная на МФ вода обессоливается на противоточных катионитных ($H_{\text{про}}$) и анионитных ($A_{\text{про}}$) фильтрах. Использование противоточных технологий, при которых обрабатываемая вода и регенерационные растворы подаются в фильтры в противоположных направлениях, значительно снижает расход реагентов на регенерацию и количество сточных вод по сравнению с параллельноточной технологией, по которой эти два потока подаются в верхнюю часть фильтров.

При необходимости более глубокого обессоливания воды дополнительно используют фильтры смешанного действия (ФСД), загруженные смесью катионита и анионита.

По схеме Б осветленная вода после МФ подкисляется серной кислотой (при использовании извести в осветлителях) и после дозировки антискалянта (антинакипина), осветляется на установке ультрафильтрации (УУФ) и обессоливается на установке обратного осмоса (УОО). Так как качество обессоленной воды (пермеата) УОО не соответствует требованиям к добавочной воде современных котлов, пермеат дополнительно обессоливают на катионитных (Н) и анионитных (А) фильтрах.

УУФ и УОО периодически подвергаются водным и химическим промывкам для удаления накопившихся отложений, снижающих их производительность.

По схеме В осветленная вода после МФ подается на противоточные натрий-катионитные фильтры ($Na_{\text{про}}$). Умягченная вода поступает в деаэратор (Др). Деаэрированная вода подается в испарительную установку (ИУ). Дистиллят ИУ (обессоленная вода) используется в качестве добавочной воды котлов.

Таким образом, при обессоливании воды по всем трем схемам образуются маломинерализованные сточные воды повышенной мутности и минерализованные сточные воды, которые содержат в концентрированном виде примеси, содержащиеся в осветленной воде, и использованные реагенты.

Маломинерализованные сточные воды образуются при взрыхляющих промывках механических и ионообменных фильтров, водных промывках УУФ и УОО и содержат в повышенных концентрациях взвешенные вещества. Эти воды собираются и возвращаются в осветлители О. При отсутствии осветлителей может потребоваться сооружение специального узла для удаления взвешенных веществ из этих вод.

Минерализованные сточные воды образуются при регенерации ионообменных фильтров, при химических промывках УУФ и УОО и продувке ИУ. Количество и состав этих вод для конкретных условий определяются соответствующими расчетами.

Выбор того или иного варианта обессоливания должен основываться на технико-экономических расчетах, учитывающих фактические условия эксплуатации. Результаты технико-экономических расчетов для конкретных ТЭС показывают, что при относительно небольшой минерализации природных вод, суммарное содержание в которых хлорид- и сульфат-ионов не превышает $2\text{--}3 \text{ мг-экв/дм}^3$, наиболее экономичным является метод ионообменного обессоливания. Другие технологии имеют преимущество при более высокой минерализации.

При подготовке добавочной воды котлов пониженных параметров и подпиточной воды тепловой сети широко используется натрий-катионитное умягчение в одну или две ступени. При этом, как и по схеме В в рисунке 9.1, используются осветлители О, баки осветленной воды БОВ, механические МФ и натрий-катионитные На фильтры, деаэраторы Др. Так как регенерация катионита осуществляется 8–10%-ным раствором поваренной соли, сточные воды содержат в повышенных концентрациях хлориды кальция, магния и натрия. Количество сточных вод обычно не превышает 3–5% от количества умягченной воды и зависит от состава исходной воды.

Смесь сточных вод ТЭС, в которых содержание нормируемых компонентов не превышает согласованных значений, отводится в водоемы.

Ниже приведены некоторые варианты водопользования на ТЭС, при которых сброс сточных вод кардинально сокращен, а в ряде случаев вообще исключен.

9.4. Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами

Источниками появления таких сточных вод на ТЭС являются мазутное хозяйство, маслосистемы турбин и подшипников различных механизмов (насосы, дымососы, вентиляторы, мельницы и др.), электротехническое оборудование, гаражи, оборудование вспомогательных служб. Объемы вод, загрязненных нефтепродуктами, определяются по данным технических паспортов на оборудование, проектно-технической документации или СНиП (Строительные нормы и правила) и уточняются при проведении производственных испытаний.

Сброс сточных вод, содержащих нефтепродукты, представляет особую опасность для водоемов. Легкие нефтепродукты образуют пленки на поверхности воды, ухудшая условия аэрации водоемов. Тяжелые нефтепродукты оседают на дне, губительно действуют на флору и фауну. Воздействие нефтепродуктов на водоемы имеет длительный характер, так как они являются слабо окисляющимися веществами. В этой связи по нефтепродуктам установлены очень низкие допустимые концентрации в сточных водах.

Для очистки сточных вод такого типа используется многоступенчатая обработка. Один из вариантов такой очистки приведен на рис. 9.2. 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 подогреть до 40°C. Остаточное содержание нефтепродуктов после них составляет 35–40 мг/л.

В качестве второй ступени используют малогабаритные тонкослойные многоярусные нефтеловушки 3, после которых вода собирается в баках 10. После нефтеловушек или вместо них используют многокамерные флотаторы 4. Для насыщения воды воздухом используют флотационные насосы или эжекторы 5.

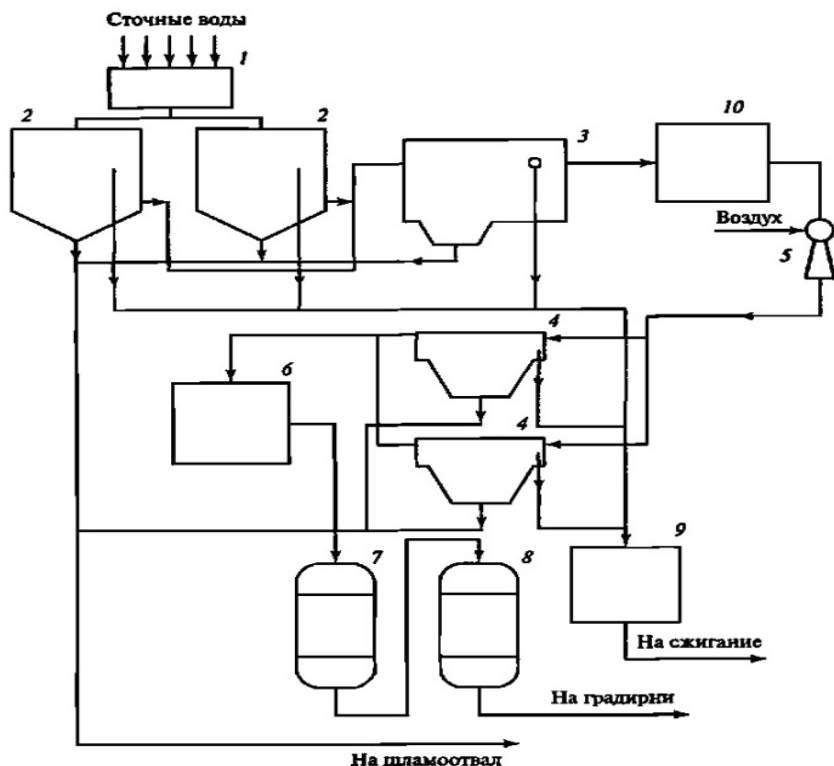


Рис. 9.2. Установка очистки сточных вод от нефтепродуктов

Остаточное содержание нефтепродуктов после флотаторов снижается до 10–15 мг/л. Вода собирается в промежуточном баке 6 и подается на механические фильтры 7, загруженные антрацитом фракции 0,5–1,5 мм. 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.

Регенерация механических и угольных фильтров 7 и 8 осуществляется с использованием пара давлением 0,4–0,5 МПа и температурой 150–160°C, а также сжатого воздуха. 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 подаются в расходные баки мазутного хозяйства и сжигаются в котлах. Осадки, выделившиеся при очистке воды, складываются на специальном нефилтруемом шламонакопителе. Ведутся работы по переработке таких осадков, в том числе с получением торфа, используемого для улучшения качества почв. Возможно использование таких осадков при приготовлении асфальтобетонных смесей.

Очищенные таким образом сточные воды можно использовать повторно с исходной водой ВПУ, особенно при наличии в последней известкования и коагуляции.

Для сокращения объемов замасленных и замазученных вод следует применять мероприятия по предотвращению попадания нефтепродуктов в сточные воды ТЭС. В качестве основных направлений 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 сбор протечек масла и мазута в местах их хранения и использования, предотвращать фильтрацию мазута в грунт из резервуаров и сливных лотков.

9.5. Сточные воды химических промывок и консервации оборудования

Для очистки оборудования (в основном котлов) от отложений применяют предпусковые и эксплуатационные промывки различными химическими растворами. Для этой цели используют неорганические кислоты (соляную, серную, плавиковую), различные органические соединения, комплексоны и композиции на их основе, а также ингибиторы коррозии. Технологии промывок и состав реагентов зависят от состава отложений, удаляемых с поверхности нагрева, и типа оборудования.

При консервации оборудования часто применяют аммиак и гидразин. В результате образуются сточные воды, содержащие как используемые реагенты, так и отложения, удаленные с поверхностей нагрева. Это сульфаты и хлориды кальция, магния и натрия, всевозможные токсичные соединения (соли желе-

за, цинка, фторсодержащие соединения, гидразин), а также нитриты, сульфиды, аммонийные соли, которые на свое окисление требуют кислород.

Расходы воды и периодичность химических очисток зависят от типа и режима работы установленного оборудования, от используемого метода химической очистки и определяются по данным технической и эксплуатационной документации.

Усредненное количество сточных вод принимается равным $45,5 \text{ м}^3/\text{МВт}$ установленной мощности от предпусковых промывок и $0,325 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$ произведенной электроэнергии от эксплуатационных промывок. При этом общее количество воды, $\text{м}^3/\text{год}$, затраченное на химические промывки, составит:

$$W_{\text{х.п}} = W_{\text{п.п}} + 0,325 \cdot 10^{-2} \text{ Э}n,$$

где $W_{\text{п.п}}$ – расход воды на предпусковую очистку, $\text{м}^3/\text{год}$; Э – количество произведенной электроэнергии, $\text{МВт} \cdot \text{ч}/\text{год}$; n – число эксплуатационных промывок, год^{-1} .

Отработанные растворы нейтрализуются в специальных баках-нейтрализаторах. Полученный шлам подается на шламонакопитель с противофильтрационным покрытием. Осветленная вода нейтрализуется. Один из вариантов схем установок для обработки сточных вод рассматриваемого типа приведен на рис. 9.3.

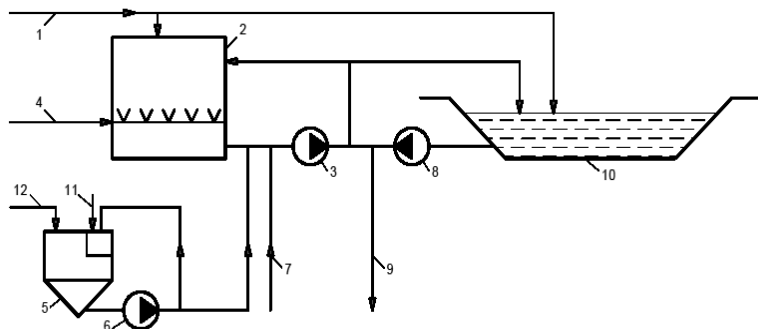


Рис. 9.3. Схема установки для нейтрализации и обезвреживания вод от химических очисток и консервации оборудования:

- 1 – отработанный раствор; 2 – бак-нейтрализатор; 3 – насос рециркуляции; 4 – подача сжатого воздуха; 5 – мешалка; 6 – насос для подачи окислителя; 7 – ввод реагентов; 8 – насос для перекачки; 9 – сброс обезвреженных и нейтрализованных вод; 10 – нефилтруемый шламонакопитель-отстойник; 11 – окислитель; 12 – вода

Обезвреживание и нейтрализация промывочных растворов 1 осуществляется в баках-нейтрализаторах 2 с применением различных реагентов в зависимости от их состава.

Осаждение соединений железа в растворах, содержащих соляную или серную кислоту с фторидами, фталевую кислоту, различные комплексоны, осуществляется путем обработки известковым молоком до соответствующего значения pH в зависимости от состава сточных вод.

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.

Полученный шлам подается на нефилтруемый шламонакопитель. Осветленная вода подкисляется до нейтрального pH.

Основные направления решения проблемы использования обезвреженных вод:

- создание нефилтруемых шламонакопителей – отстойников на ТЭС любого типа. Вода из отстойников подается на сжигание в топку котла через специально смонтированную форсунку или в хозяйственную канализацию (по согласованию с соответствующими органами), имеющую в своем составе сооружение полной биологической очистки, обеспечивающую доочистку этих вод от органических соединений;

- на угольных ТЭС – использование воды из отстойников в системе ГЗУ, работающей по замкнутому оборотному циклу;

- применение безреагентных технологий парокислородной очистки и пассивации оборудования, его консервация осушенным воздухом и др.

Значительное сокращение количества химических промывок, а, следовательно, и количества сточных вод этого типа, можно обеспечить за счет подпитки котлов добавочной водой соответствующего качества. Так, например, подпитка котлов высокого давления на Саранской ТЭЦ-2 дистиллятом испарителей обеспечила их эксплуатацию в течение более 15 лет без водно-химических промывок [9.1].

9.6. Обмывочные воды РВП и конвективных поверхностей нагрева котлов

В процессе эксплуатации на конвективных поверхностях нагрева котлов и в регенеративных воздухоподогревателях (РВП) при контакте с дымовыми газами образуются отложения. Это приводит к росту сопротивления газового тракта котла и повышению температуры уходящих газов. В этой связи периодически возникает необходимость в очистке этих поверхностей.

Для удаления образовавшихся отложений часто используют промывку водой. Отложения растворяются в воде и делают ее токсичной. Особенно остро эта проблема стоит для котлов, сжигающих жидкое и твердое топливо.

На ТЭС в основном используются сернистые и высокосернистые мазуты, содержание серы в которых составляет 2–3%. При сжигании образуется зола, которая содержит высокотоксичные соединения ванадия, никеля и др. Часть этой золы оседает на поверхностях нагрева котлов.

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 по газовому тракту.

Образующиеся при обмывке сточные воды содержат серную кислоту в концентрации до 0,5% 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.

Расход воды на промывку РВП и пиковых водогрейных котлов, состав и степень загрязненности сточных вод зависят 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 принимают следующие значения:

для промывки РВП: расход воды 5 м^3 на 1 м^2 площади сечения ротора; продолжительность 1ч; периодичность 1 раз в месяц;

для промывки конвективных поверхностей нагрева котла: расход воды на промывку котла паропроизводительностью 300 т/ч и более 300 м^3 ; продолжительность 2 ч; периодичность 1 раз в год перед ремонтом;

для промывки пиковых котлов: расход воды на промывку водогрейного котла марки: ПТВМ-50-1 15 м^3 ; КВГМ-100(ПТВМ) 20 м^3 ; КВГМ-180 (ПТВМ) 25 м^3 ; продолжительность 30 мин; средняя периодичность 1 раз в 15 суток.

Разработаны типовые решения по созданию оборотной системы использования таких вод. На многих ТЭС апробированы технологии извлечения соединений ванадия и никеля в одну или две ступени. При обработке в одну ступень (рис. 9.4) обмывочные воды собирают в баке-нейтрализаторе 6, добавляют известковое молоко 12 до значений pH 9,0 – 9,5 и отделяют образующийся шлам, содержащие V_2O_5 в котором достигает 5% (в пересчете на сухое вещество).

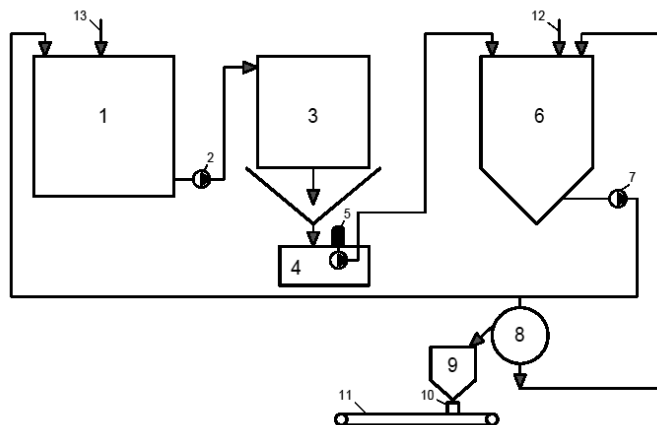


Рис. 9.4. Схема одноступенчатой установки для обезвреживания обмывочных вод РВП и конвективных поверхностей нагрева котлов:

- 1 – бак для сбора очищенных обмывочных вод; 2, 5, и 7 – насосы;
3 – РВП или конвективные поверхности нагрева; 4 – бак для сбора обмывочных вод; 6 – бак-нейтрализатор; 8 – фильтр-пресс; 9 – бункер-накопитель осадка;
10 – мешок со шламом; 11 – конвейер; 12 – известковое молоко; 13 – свежая вода

Шлам обезвоживается на фильтре-прессе 8, собирается в бункере 9, расфасовывается в мешки 10 и отправляется потребителю. При отсутствии потребителя шлам подается на нефилтруемый шламонакопитель с противofiltrационным покрытием.

Осветленная в баке 6 вода имеет обычно pH от 9,0 до 9,5 и содержит около 2 г/л сульфата кальция. Она подается в бак 1 и снова используется для обмывки РВП или конвективных поверхностей нагрева (узел 3). Так как в процессе использования и обработки этой воды часть ее теряется, в бак 1 добавляется свежая вода 13.

Недостаток одноступенчатой обработки заключается в повышенном содержании гипса в таком шламе (более 50%), что ограничивает возможность его использования для легирования сталей.

При обработке обмывочных вод в две ступени в схеме на рис. 9.4 добавляется второй бак, аналогичный баку 6. Сточные воды собирают в первом из баков 6 и добавляют гидроксид натрия до pH 4,5–5,0. Объем шлама после 5–6 часового отстаивания составляет в среднем 20% от объема обмывочной воды. Он содержит до 5,5% твердого вещества, в котором (в пересчете на сухое вещество) соединений ванадия (V_2O_5) – 20–30%; соединений железа (Fe_2O_3) – 40–60%; гипса – 6–10%; другие вещества – 10–20%. Шлам дополнительно обезвоживают на фильтре-прессе 8, загружают в мешки 10 и отправляют потребителю. Повышенное содержание ванадия в шламе, полученном на первой ступени, упрощает его использование в металлургии.

Осветленную воду перекачивают во второй бак-нейтрализатор 6, где обрабатывают известковым молоком до pH 9,5–10,0. После 7–8 часового отстаивания объем шлама составляет около 25% от объема обработанной воды, а содержание в нем твердого вещества достигает 9%. Основными компонентами этого шлама (в пересчете на сухое вещество) являются: соединения железа (FeO_3) – 35–40%; соединения никеля и меди (NiO_3 и CuO) – 2–3%; гипса – 40–55%; другие вещества – 10–15%. Кроме того, в осадке содержится инертная часть известкового молока.

Этот шлам направляется на шламонакопитель с противofiltrационным покрытием, а осветленная вода перекачивается в бак 1 и используется снова для обмывки. Эта вода имеет pH от 9,5 до 10,0, а концентрации ванадия, никеля, меди и железа в ней обычно не превышает 0,1 мг/л. Однако, в связи с использованием

едкого натра на первой стадии обработки в этих водах происходит накопление сульфата натрия.

Экспериментально отработана технология, включающая нагрев воды до кипения при добавлении соды и окислителей. При этом содержание V_2O_5 в осадке достигает 60%.

9.7. Поверхностные ливневые и талые сточные воды с территории ТЭС

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, однако основными загрязняющими компонентами этого типа сточных вод являются нефтепродукты и взвешенные вещества.

Основная масса (до 90%) взвешенных веществ в поверхностном стоке представлена мелкодисперсными частицами с размером до 40 мкм и до 10% – песком, крупность частиц которого составляет от 0,1 до 3 мм. Количество дождевых и талых вод зависит от региона расположения ТЭС и занимаемой территории. К ним обычно добавляются поверхностные стоки, образующиеся в процессе поливомоечных мероприятий, в том числе мойки дорожных покрытий.

Технология обработки таких вод и пути их утилизации зависят от их количества и конкретного состава. 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.

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).

При проектировании систем отведения поверхностного стока необходимо предусматривать его очистку и обязательное использование вместо природной воды.

Для очистки сточных вод используют пруды-отстойники с хворостяными фильтрами. Другой вариант – сбор в специальные емкости и очистка на установках, включающих отстойники и фильтры, загруженные антрацитом или активированным углем. Отстойники должны быть оборудованы 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 осуществляется на иловых площадках, которые разделяются на карты (отдельные участки), оборудованные устройствами для отвода иловой воды. Осадок после обезвоживания складывается в специально отведенных местах по согласованию с местными контролирующими органами. На пылеугольных ТЭС допускается подача осадка без обезвоживания в систему ГЗУ.

Воду после отстойников направляют на доочистку в фильтры первой и второй ступени, загруженные соответственно дробленым антрацитом и активированным углем. Эксплуатация этих фильтров аналогична работе фильтров 7 и 8 на рис. 9.2.

Очищенная вода вместе с природной подается в СОО, на ВПУ или на другие технологические цели.

9.8. Дренажные воды систем понижения уровня подземных вод

Подземные воды образуются главным образом за счёт просачивания (инфильтрации) атмосферных осадков и вод рек, озёр, водохранилищ. На целом ряде ТЭС имеет место проблема, связан-

ная с необходимостью откачки этих вод с помощью дренажных систем для поддержания их уровня, безопасного для фундаментов зданий и сооружений. В большинстве случаев сброс таких дренажных вод в водоисточники без соответствующей обработки запрещен. Количество и состав таких вод значительно различаются, что и определяет пути их использования на ТЭС непосредственно либо после соответствующей обработки методами, рассмотренными выше.

9.9. Хозяйственно-бытовые сточные воды

Хозяйственно-бытовые сточные воды образуются в результате использования персоналом ТЭС водопроводной воды для удовлетворения культурно-бытовых и физиологических потребностей и последующего поступления использованной воды в канализационную сеть через санитарно-технические приборы. Эти сточные воды обычно отводятся в хозяйственно-бытовую канализацию городов и других населенных пунктов и подвергаются очистке совместно с аналогичными сточными водами. При отсутствии такой возможности возникает необходимость их очистки непосредственно на ТЭС. Системы отведения и очистки таких сточных вод проектируются по соответствующим санитарно-эпидемиологическим правилам и нормативам (СанПиН) и строительным нормам и правилам (СНиП).

Основным методом очистки таких сточных вод является биологическая очистка, которая удаляет из воды органические примеси, а так же фосфор и азот. Очистка осуществляется активным илом. Это группа микроорганизмов, которая способна в определенных условиях использовать органические примеси для своего питания. При этом примеси под воздействием ферментов подвергаются биохимическим превращениям. Основным процессом является биологическое окисление, при котором органические вещества при наличии кислорода разлагаются на углекислый газ и воду.

Таким образом, на ТЭС в зависимости от состава основного и вспомогательного оборудования, типа сжигаемого топлива и наличия грунтовых вод образуются сточные воды, значительно различающиеся как по количеству, так и по составу. На экологически безопасной ТЭС эти сточные воды должны быть использованы либо очищены до уровня, при котором их сброс не приведет к необратимому негативному воздействию на окружающую среду.

9.10. Опыт реализации бессточных и малоотходных технологий водопользования за рубежом

В мире все большее внимание уделяется комплексному решению проблемы эффективного водопользования и утилизации стоков в масштабе всей электростанции, основанному на оборотном водоснабжении и многократном использовании природной воды для максимального сокращения ее потребления и объема сточных вод.

Мировой опыт показал, что при создании малосточных и малоотходных систем водопользования необходимо рациональное сочетание различных технологий обработки воды, при котором образуется небольшое количество сточных вод в сконцентрированном виде [9.3, 9.10]. Для их ликвидации в районах с повышенным солнечным излучением используются испарительные пруды, в которых эти сточные воды упариваются естественным путем, а все содержащиеся в них примеси выделяются в твердом виде.

В районах, где нет достаточного солнечного излучения, сточные воды упаривают в испарителях разного типа вплоть до выделения в твердом виде всех примесей, содержащихся в этих водах. Полученный дистиллят используют вместо исходной воды, а образовавшийся осадок утилизируют либо складывают в шламонакопитель.

В США эксплуатируется целый ряд ТЭС без сброса сточных вод, что провозглашено основной стратегией при проектировании электростанций. Поставленная задача решается в зависимости от конкретных условий.

9.10.1. Утилизация сточных вод на ТЭС Досвелл

Основной проблемой этой ТЭС явилось ограничение водоснабжения и сброса сточных вод, установленные правительством округа Хановер, штат Вирджиния. Для решения этих проблем были реализованы следующие мероприятия [9.11]:

- вместо обычных мокрых градирен башенного типа сооружены сухие градирни;

- установлены специальные горелки, которые ограничили образование NO_x без впрыска пара либо воды;

в качестве исходной использованы сточные воды местного предприятия по очистке сточных вод;

все сточные воды, образующиеся на ТЭС, направлены на установку по их полной переработке с выделением всех примесей в твердом виде.

Созданная на ТЭС система водообработки состоит из трех интегрированных узлов (рис. 9.5): предварительная обработка исходной (сырой) воды; обессоливание воды; очистка сточных вод с выделением примесей в твердом виде.



Рис. 9.5. Схема водообработки на ТЭС Досвелл

Узел предварительной обработки предназначен для удаления твердых частиц из поступающих бытовых сточных вод округа ХанOVER и очистки сточных вод, содержащих нефтепродукты. Кроме того, в этот узел подаются сточные воды от регенерации фильтров смешанного действия узла обессоливания и продувочные воды котлов. Смесь этих вод подвергается коагуляции и флокуляции в осветлителе.

Образовавшийся шлам обезживается на фильтре-прессе и отправляется на нефилтруемый шламонакопитель, где он оседает, а вода возвращается в осветлитель.

Полученная осветленная вода смешивается с питьевой водой и подается в узел обессоливания сточных вод (рис. 9.6). В этом узле смесь осветляется на механических фильтрах. Часть осветленной воды собирается в баке обратной промывки и используется для периодического взрыхления и отмывки этих же фильтров. Образующиеся при этом сточные воды возвращаются в узел подготовки сырой воды.

Основная часть осветленной воды после механических фильтров подкисляется для снижения щелочности, обрабатывается антинакипином и подается в электродиализную установку (ЭДУ). В результате получают частично обессоленную воду и концентрат. Последний направляется в бак концентрата, а частично обессоленная вода подается в установку обратного осмоса (УОО) для более глубокого обессоливания. Фильтрат УОО подается на дообессоливание в фильтр смешанного действия (ФСД). Предусмотрена система периодической водной и химической очистки мембран ЭДУ и УОО.

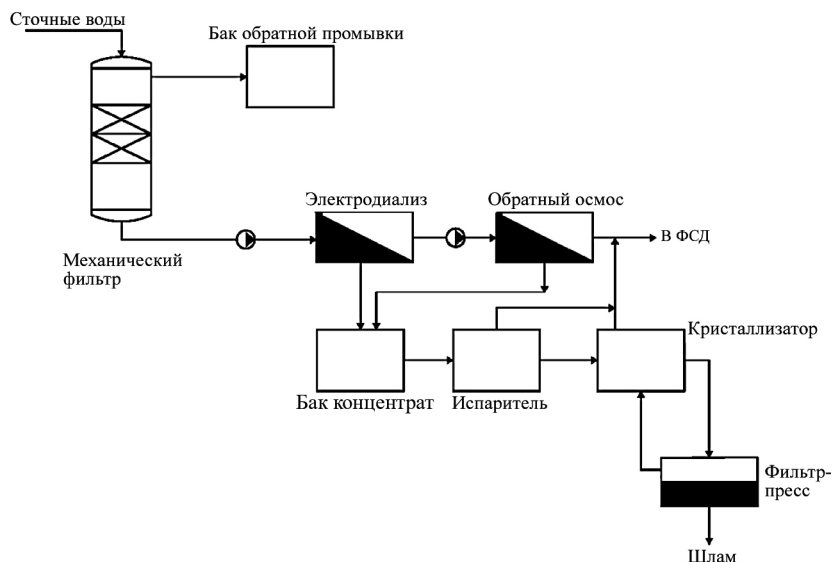


Рис. 9.6. Схема обессоливания добавочной воды котлов с утилизацией сточных вод

Концентрат испарителя подается в испаритель-кристаллизатор (кристаллизатор), где все примеси выделяются в твердом виде. Полученный дистиллят также смешивается с фильтратом УОО, подаваемым в ФСД. Пульпа, полученная в кристаллизаторе, обезвоживается в фильтре-прессе. Отфильтрованный рассол возвращается в кристаллизатор, а шлам утилизируется за пределами ТЭС.

9.10.2. Комплексные системы бессточного водопользования

388

Сырая вода 1 поступает из реки или водохранилища. Для обеспечения надежного водоснабжения на территории ТЭС обычно строят бассейн 2 для хранения запаса сырой воды из расчета десяти дней работы станции. В таких схемах можно выделить три основные системы обработки воды: обработка технологической воды 3; обработка воды для подпитки паровых котлов 7; обработка питьевой воды для нужд ТЭС 10.

В узле 3 вода подвергается осветлению с использованием, в зависимости от конкретных условий, коагуляции или коагуляции и известкования. Осветленная вода подается в систему оборотного охлаждения (СОО) 4 и на обессоливающую установку 7. Для обессоливания в основном применяют обратный осмос на стадии предварительного обессоливания воды и ионообменное дообессоливание для обеспечения требуемого качества воды.

Обессоленная вода 9 используется в качестве добавочной воды котлов 8, а минерализованные сточные воды 15 направляются в испарительный бассейн 18. Продувочная вода 20 котлов 8 направляется в бассейн-накопитель 17 и используется повторно.

Для предотвращения отложений в СОО применяют различные присадки либо очистку части циркуляционной воды в узле 22 (байпасная очистка). Продувку СОО используют для восполнения потерь воды в системе мокро известняковой очистки газов от соединений серы (десульфуризации дымовых газов – ДДГ) 5 и системе гидроудаления золы и шлаков (ГЗУ) 6. Значительное снижение потребности в воде на электростанциях достигается благодаря дальнейшему развитию систем охлаждения с мокросухими и сухими градирнями, которые потребляют на 50–90 % воды меньше, чем системы охлаждения с мокрыми градирнями.

Сточные воды 12, образующиеся при подготовке питьевой воды 11 в узле 10, смешиваются с технической водой, подаваемой в узел 3.

Воды от взрыхляющих промывок фильтров собираются в резервуаре 14 и равномерно подаются на осветление в узел 3. Шламовые воды 23 из узла 3 направляются в нефилтруемый шламонакопитель 16, откуда осветленная вода возвращается в узел 3.

Осветленная вода из узла 3 используется также в других технологических системах 13, продувочная вода 24 которых, в

зависимости от конкретных условий, направляется в бассейн-накопитель 17 или испарительный бассейн 18. Возможна подача этих вод в систему ГЗУ. Аналогичным образом используются дренажные воды 25 с территории ТЭС.

Продувочная вода 21 системы ГЗУ 6 упаривается в испарительном бассейне 18.

Образующийся в установке ДДГ шлам 19, основным компонентом которого является гипс, вывозится на утилизацию.

Бассейн-накопитель 17 служит для сбора всех избыточных вод на электростанции. Эти избыточные воды могут образовываться в результате поломок оборудования или ошибок в работе персонала. Воды, которые собираются в бассейне-накопителе, возвращаются в систему обработки технологических вод 3 для их повторного использования.

Для сбора ливневых вод обычно предусматривают специальные бассейны, которые действуют как отстойники. Ливневые стоки с территории станции, где хранится уголь, зачастую изолируются от остальных ливневых стоков. Они часто имеют низкое значение pH, и их можно использовать в системе ГЗУ или испарять в испарительных бассейнах.

Испарительный бассейн 18 служит для упаривания минерализованных сточных вод, в том числе поступающих после ионообменных фильтров. Эти стоки имеют повышенное содержание и повторное использование их в цикле без специальной обработки невозможно. Такие бассейны применяются на ТЭС, расположенных в засушливых районах, где потери воды при испарении с открытой поверхности превышают поступление осадков. Для сооружения испарительных бассейнов необходимы большие ровные участки земли и значительные капиталовложения для предотвращения фильтрации воды.

Вместо испарительных бассейнов или совместно с ними используют испарительные установки, способные работать в условиях выделения в виде твердой фазы компонентов упариваемой воды. Дистиллят испарителей используется в цикле ТЭС.

9.11. Отечественный опыт создания малосточных и малоотходных систем водопользования на ТЭС

9.11.1. Малоотходная установка термохимического умягчения и обессоливания сточных вод на Саранской ТЭЦ-2

На этой ТЭЦ в СОО подается вода из р. Инсар в ограниченном количестве, а возврат сточных вод запрещен. Для решения данной проблемы реализована технология, обеспечивающая утилизацию основной части минерализованных сточных вод [9.12]. Продувочная вода СОО (рис. 9.8), а также минерализованные и органосодержащие сточные воды главного корпуса и с территории ТЭЦ направляются в осветлители 1.

Здесь их смесь обрабатывается известковым молоком и коагулянтном по технологии, обычной для отечественных ВПУ. Продувка осветлителей вместе с осадком направляется в шламонакопитель. Осветленная вода через двухкамерные механические фильтры 2 подается на двухступенчатую Na-катионитную установку 3. Часть умягченной воды направляется в тепловую сеть. Другая часть смешивается с продувочной водой котлов в деаэраторе 4 и поступает в испарительную установку 5 производительностью 100 м³/ч, которая состоит из пяти испарителей. Полученный дистиллят без дополнительной очистки используется в качестве добавочной воды котлов высокого давления.

Сточные воды процесса регенерации Na-катионитных фильтров 3 с кальциевой жесткостью менее 25–30 мг-экв/л (отмывочные воды) собираются в баке 9 и используются для взрыхления механических фильтров 2. Образовавшиеся при этом сточные воды собираются в специальном баке и равномерно подаются в осветлитель 1.

Регенерационные сточные воды с более высокой кальциевой жесткостью собираются в баке 8, где за счет перемешивания воздухом с ранее выпавшими частичками гипса происходит стабилизация отработанного раствора по сульфату кальция. Часть стабилизированного раствора после осветления подается из бака 8 в бак-реактор 6.

В баке 7 происходит доукрепление раствора и подача его на регенерацию фильтра Na-катионитной установки 3.

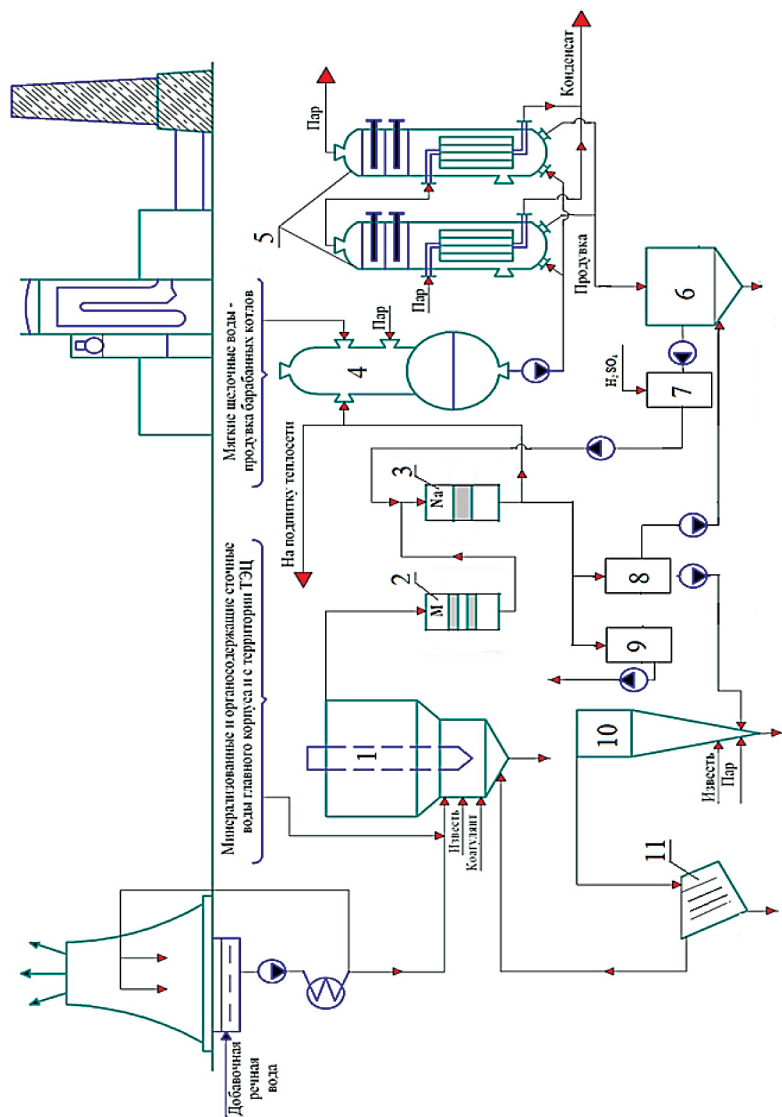


Рис. 9.8. Структурная схема водопользования с утилизацией сточных вод на Саранской ТЭЦ-2

Избыток отработанного регенерационного раствора из бака 8 вместе с частью кристаллов гипса подается в бак-кристаллизатор 10. Здесь вода нагревается за счет смешения с паром до 40–60°C и насыщается известью во взвешенном слое ранее образовавшегося осадка. В результате такой обработки из сточных вод удаляется практически весь магний и основная часть сульфата кальция. Умягченный щелочной раствор через пластинчатый осветлитель 11 подается в осветлитель 1.

Таким образом, на Саранской ТЭЦ-2 из сточных была получена добавочная вода котлов и подпиточная вода теплосети, и получены, пригодные для утилизации осадки, основными компонентами которых являются сульфаты и карбонаты кальция, гидроксид магний.

9.11.2. Комплексная система водопользования на Казанской ТЭЦ-3

На Казанской ТЭЦ-3 первоначально подготовка всей добавочной воды котлов осуществлялась ионообменным обессоливанием воды из р. Волги после её известкования и коагуляции. Часть известково-коагулированной воды после Na-катионитного умягчения использовали для подпитки теплосети. Сточные воды усреднялись и сбрасывались в р. Волгу.

Для сокращения расходов воды и уменьшения количества минерализованных сточных вод на Казанской ТЭЦ-3 в качестве исходной для водоподготовительной установки стали использовать продувочную воду СОО, а натрий-катионирование подпиточной воды теплосети заменили подкислением. Была также реконструирована часть катионитных и анионитных фильтров обессоливающей установки, в которых установили средние дренажные системы и изменили режим их регенерации. При этом значительная часть регенерационных сточных вод используется повторно. В результате расход реагентов на регенерацию ионитов сократился в среднем в 2 раза [9.13].

Впервые в отечественной практике были сооружены две комбинированные испарительные установки производительностью по 150 м³/час. Каждая из них включает шестиступенчатую установку с испарителями типа И-600 производительностью 100 м³/час (МИУ) и шестнадцатиступенчатый испаритель мгновенного вскипания (ИМВ) производительностью 50 м³/час. Питательной водой служила про-

дувочная вода СОО после известкования, коагуляции, Na-катионитного умягчения и деаэрации. Эта вода вначале упаривается в ИМВ, а ее продувка упаривается в МИУ. Первичный пар подается в первую ступень МИУ, вторичный пар которой поступает во вторую ступень, вторичный пар второй ступени – в третью и т.д. В результате тепловая энергия первичного пара используется последовательно вначале в шести ступенях МИУ, а затем в шестнадцати ступенях ИМВ, т.е. 22 раза, что обеспечило низкие удельные расходы на термическое обессоливание. Регенерация Na-катионитных фильтров проводилась хлоридом натрия, а образующиеся сточные воды и продувка испарителей сбрасывались.

В результате этих мероприятий сократилось потребление исходной воды и количество сточных вод, утилизирована тепловая энергия, содержащаяся в продувочной воде СОО. Однако при этом возникла проблема с обеспечением в сточных водах предельно допустимой концентрации (ПДК) по сульфат-иону, так как сократился сброс маломинерализованной продувочной воды СОО, которая ранее разбавляла минерализованные сточные воды ВПУ.

Для дальнейшего снижения водопотребления и водоотведения была реализована комплексная схема утилизации сточных вод, приведенная на рис. 9.9.

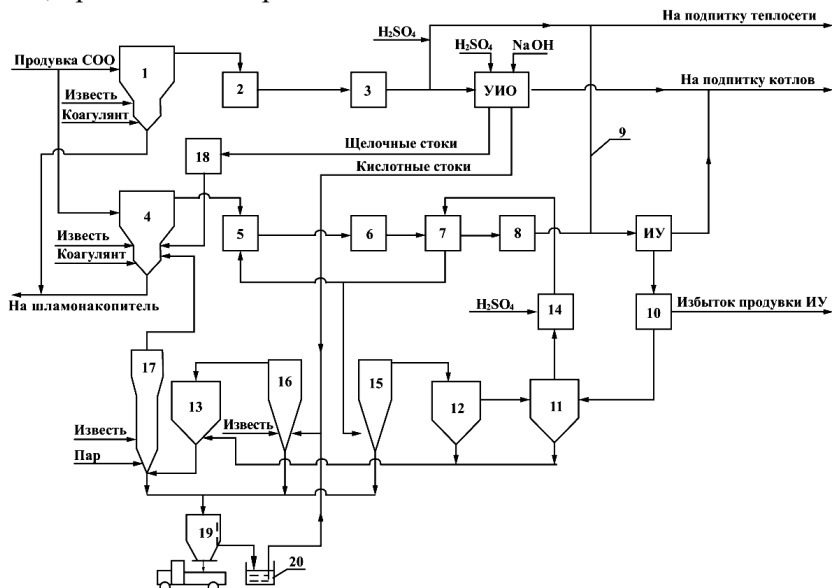


Рис. 9.9. Схема малосточной комплексной ВПУ Казанской ТЭЦ-3

Подготовка воды для подпитки теплосети и её обессоливание с использованием ионного обмена сохранились прежними и включают известкование, коагуляцию и осветление части продувочной воды СОО в осветлителе 1. Обработанная вода собирается в баках 2 и доосветляется на механических фильтрах 3. Далее часть осветленной воды подкисляется и подается в тепловую сеть. Другая ее часть обессоливается в ионообменной установке (УИО) и подается на подпитку котлов.

Маломинерализованная часть кислых сточных вод от регенерации Н-катионитных фильтров УИО, суммарное содержание ионов водорода и кальция в которых менее 25–30 мг-экв/л, по существующей схеме собирается отдельно и используется повторно при регенерации этих фильтров.

Концентрированная часть кислых сточных вод направляется в бак-кристаллизатор 16, где во взвешенном слое гипса нейтрализуется известковым молоком. После отделения образовавшегося осадка гипса сточные воды поступают в бак жёстких сточных вод 13.

Щелочные сточные воды УИО собираются в баке 18 и равномерно подаются в осветлитель 4. При этом уменьшается расход извести в осветлитель.

Воды от взрыхления механических и ионообменных фильтров подаются в осветлитель 1.

В осветлитель 4 подается часть продувочной воды СОО и смесь сточных вод из бака 13 после насыщения их известью и отделения образовавшегося осадка в баке-кристаллизаторе 17. Частично умягченная и осветленная вода собирается в баке 5 и через механические фильтры 6 подается в На-катионитные фильтры 7. Умягченная вода собирается в баке 8 и подается в испарительную установку (ИУ) и на подпитку тепловой сети 9.

Дистиллят ИУ подается на подпитку котлов, а продувочная вода собирается в баке 10. Основная часть продувочной воды из бака 10 подается в бак 11, где смешивается с частью сточных вод из бака 12 для получения регенерационного раствора для На-катионитных фильтров по технологии, реализованной на Саранской ТЭЦ-2. Полученный раствор отделяется от осадка и собирается в баке 14, где подкисляется для нейтрализации щелочности.

При регенерации фильтров 7 полученным раствором сточные воды с кальциевой жёсткостью более 30 мг-экв/дм³ пропус-

каются через взвешенный слой гипса в баке-кристаллизаторе 15 и собираются в баке 12. Менее жёсткие отмывочные воды подаются в бак осветлённой воды 5.

Как отмечено выше, часть сточных вод из бака 12 используется для приготовления регенерационного раствора в баке 11. Неиспользованная часть сточных вод из бака 12 и осадок из бака 11 подаются в бак 13.

После усреднения смесь сточных вод из бака 13 вместе с осадком подаётся в бак-кристаллизатор 17, где во взвешенном слое гипса нагревается паром до 40–60°C и насыщается известью. Это обеспечивает практически полное выделение магния в виде гидроксида и осаждение основной части кальция в виде гипса. Для предотвращения выноса наиболее мелких частичек осадка этот щелочной раствор доосветляется в пластинчатом осветлителе, расположенном в верхней части бака-кристаллизатора 17, и используется вместе с известковым молоком для обработки воды в осветлителе 4.

Известковые шламы из осветлителей 1 и 4 подаются на шламонакопитель с возвратом воды в СОО. Осадки из аппаратов 15, 16 и 17, основным компонентом которых является гипс, поступают в бункер 19. Вода фильтруется естественным путём через дренажную систему в приямок 20 и через бак-кристаллизатор 16 подаётся в бак 13. Гипс, остаточная влажность которого после такого обезвоживания в бункере 19 составляет 25–30%, вывозится автотранспортом в отдельный накопитель с целью дальнейшей переработки.

В результате утилизируется основная часть сточных вод. При производительности ВПУ по обессоленной воде 550 м³/ч и подпиточной воды теплосети до 300 м³/ч образуется всего менее 1 м³/ч неутилизированной продувочной воды ИУ.

Для утилизации этого избытка на Казанской ТЭЦ-3 была создана опытно-промышленная электромембранная установка [9.14]. Продувочная вода ИУ проходит предварительную очистку на фильтре с комплексной загрузкой и подается на электромембранный аппарат первой ступени (ЭМА-1). В результате на выходе из ЭМА-1 образуется 2 потока – частично обессоленная продувочная вода ИУ (диализат) и щелочной раствор (диффузат). Последний подается на электромембранный аппарат второй ступени (ЭМА-2), где происходит его концентрирование. Диализат ЭМА-2 возвращается в ЭМА-1.

В результате, при обработке 1 тонны продувочной воды ИУ получается 0,1 тонны щелочного раствора (до 4% щелочи и 2% солей натрия) и 0,9 тонны солевого раствора. Щелочной раствор используется при регенерации анионитных фильтров обессоливающей установки, а солевой – при регенерации Na-катионитных фильтров. Суммарное потребление электроэнергии двумя ЭМА составляет 6 кВт·ч на переработку 1 тонны продувочной воды.

9.11.3. Комплексная система водопользования на Волжской ТЭЦ-1

Основное количество сточных вод на этой ТЭЦ составляют продувочные воды СОО, регенерационные сточные воды УИО, дренажные воды системы понижения уровня грунтовых вод и некоторые другие.

Общее количество сточных вод достигало 1000 м³/час. Для сокращения количества сточных вод было предложено заменить ионообменное обессоливание на термическое, а в качестве исходной использовать сточные воды ТЭЦ.

Разработанная схема приведена на рис. 9.10.

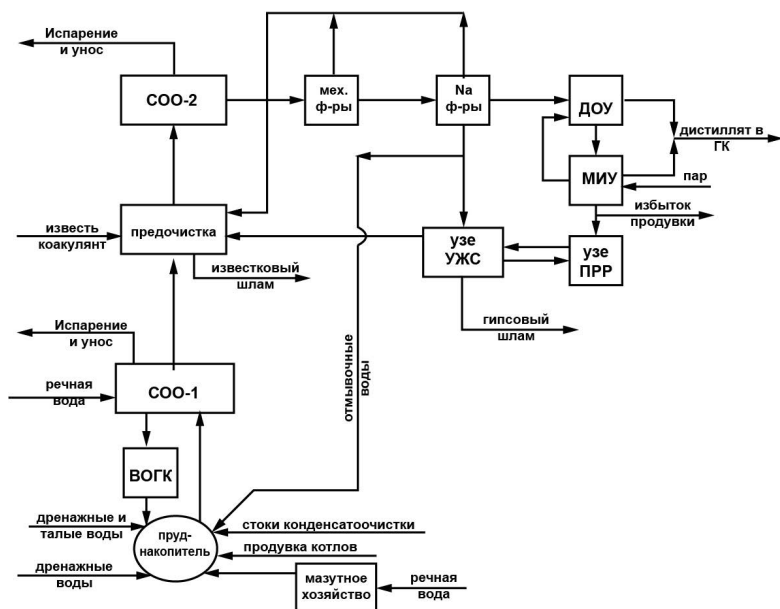


Рис. 9.10. Комплексная схема водопользования на Волжской ТЭЦ-1

В пруд-накопитель собираются следующие сточные воды:

- дождевые и талые воды;
- дренажные воды системы понижения уровня грунтовых вод;
- очищенные сточные воды мазутного хозяйства;
- продувки котлов;
- сточные воды конденсатоочистки;
- маломинерализованная часть сточных вод от регенерации

Na-катионитных фильтров;

- сточные воды водооборота главного корпуса (ВОГК).

Смесь указанных сточных вод подается в систему оборотного охлаждения первого контура (СОО-1). Сюда же подается необходимое количество речной воды. Часть оборотной воды теряется с испарением и уносом, часть используется в системе ВОГК, а необходимое количество направляется во второй контур СОО-2 в виде продувки. Так как эта вода имеет повышенные жесткость и щелочность, перед поступлением в СОО-2 она подвергается известкованию и коагуляции в узле предпочистки по обычной технологии. Продувочная вода СОО-2 подается на осветлительные механические фильтры, а затем на Na-катионитные фильтры.

Умягченная вода упаривается в шестнадцатиступенчатой дистилляционной опреснительной установке (ДОУ) с горизонтально-трубными пленочными испарителями. Продувочная вода ДОУ подается в трехступенчатую испарительную установку (МИУ) с испарителями типа И. Пар подается вначале в МИУ, вторичный пар из последней ступени МИУ используется в ДОУ. В результате тепловая энергия первичного пара используется последовательно в 19-ти ступенях, что значительно сокращает расход этого пара на выработку дистиллята.

Дистиллят ДОУ и МИУ направляется на подпитку котлов. Основная часть продувочной воды МИУ подается в узел приготовления регенерационного раствора (узел ПРР), в котором регенерационный раствор готовится по технологии, реализованной на Саранской ТЭЦ-2 и Казанской ТЭЦ-3. Полученный раствор используется для регенерации Na-катионитных фильтров.

Сточные воды от взрыхляющих промывок механических и Na-катионитных фильтров подаются в узел предпочистки перед СОО-2. Отмывочные воды жесткостью менее 25–30 мг-экв/л направляются в пруд-накопитель. Регенерационные сточные воды

с более высокой жесткостью подаются в узел умягчения жестких стоков (узел УЖС), где пропускаются через слой гипса в баке – кристаллизаторе. В результате такой обработки из сточных вод выделяется основная часть гипса. Часть этих сточных вод после отделения гипса подается в узел ПРР для указанного выше приготовления регенерационного раствора. Остальное количество насыщается известью в кристаллизаторе и после отделения осадка щелочной раствор подается в осветлители предочистки.

Расчеты показали, что при работе по такой схеме и выработке ДОУ и МИУ 700 м³/час дистиллята (обессоленной воды) остается не утилизированным всего около 5 м³/час продувочной воды МИУ, которую, при необходимости, можно упарить вплоть до выделения в твердом виде всех содержащихся в ней компонентов.

9.12. Унифицированные системы водопользования на ТЭС с утилизацией сточных вод

Зарубежный и отечественный опыт показывает, что для сокращения объема сточных вод и количества содержащихся в них примесей необходимо повторное и последовательное использование воды в различных циклах, а для обработки воды применять рациональное сочетание существующих технологий: реагентных, ионообменных, мембранных и термических [9.3, 9.10].

Ливневые и талые воды с территории ТЭС, загрязненные нефтепродуктами и другие, после соответствующей очистки целесообразно использовать в СОО. Водно-химический баланс последних должен обеспечить их работу без образования отложений, а количество продувочной воды должно соответствовать потребности ВПУ в исходной воде. Схемы ВПУ должны обеспечивать утилизацию собственных сточных вод и выделение содержащихся в них примесей в виде, пригодном для использования или длительного безопасного хранения. Эти условия должны являться основным критерием при выборе технологии обработки воды.

Эффективным методом предварительной очистки воды, при подготовке умягченной и обессоленной воды, является сочетание известкования и коагуляции, в результате которого удаляются взвешенные вещества, снижается жесткость и щелочность воды, содер-

жание кремнекислых и органических соединений, нефтепродуктов, а также целого ряда других компонентов. Имеется положительный опыт утилизации осадка, образующегося при известковании воды.

Последующее обессоливание и умягчение известкованной воды в процессе приготовления добавочной воды для котлов и тепловых сетей сопровождаются образованием сточных вод, концентрация примесей в которых значительно превышает их содержание в исходной воде.

На рис. 9.11 приведены блок-схемы трех вариантов унифицированных установок комплексного использования воды с утилизацией сточных вод [9.15].

По всем трем вариантам схем в СОО 1 подается природная вода и образовавшиеся на ТЭС сточные воды (замазученные, ливневые и талые, дренажные систем понижения уровня подземных вод и др.) после их локальной очистки (исходная вода). Сточные воды, подача которых после локальной очистки в СОО по каким-либо причинам нежелательна, направляются в ВПУ непосредственно.

Исследования показали, что для вод малой минерализации наиболее дешевым является ионообменное обессоливание. Для этих условий разработана схема А (рис. 9.11), в соответствии с которой часть продувочной воды СОО 1 поступает в узел предварительной очистки 2, где подвергается известкованию и коагуляции в осветлителях. Основными компонентами образующегося при этом шлама являются карбонат кальция и гидроксид магния. Вода после осветлителя дополнительно осветляется на фильтрах разной конструкции. Сточные воды, образующиеся при отмывке этих фильтров, собираются и возвращаются в осветлитель. Обработанная в узле 2 вода подается в узел ионообменного обессоливания 3. Вода от взрыхления ионообменных фильтров подается в осветлитель узла 2, а обессоленная вода – в котлы.

В узел предварительной очистки 2а, помимо продувочной воды СОО, подаются сточные воды, не использованные в СОО, а также сточные воды, образующиеся при работе по данной схеме. В результате минерализованные сточные воды не поступают на ионообменное обессоливание в узле 3, что позволяет снизить ионную нагрузку на Н- и ОН- фильтры с соответствующим уменьшением расхода реагентов на их регенерацию и количество сточных вод.

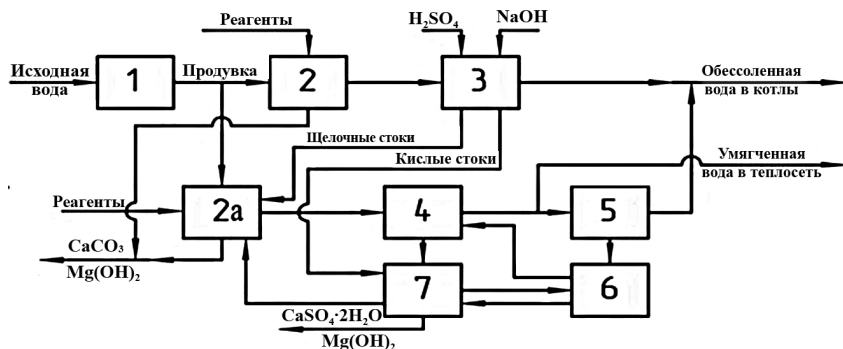


Схема Б

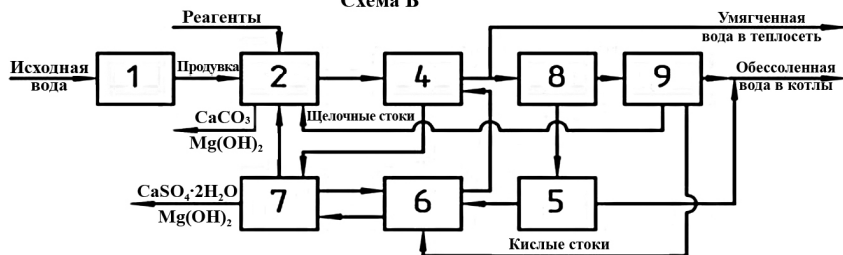


Схема В

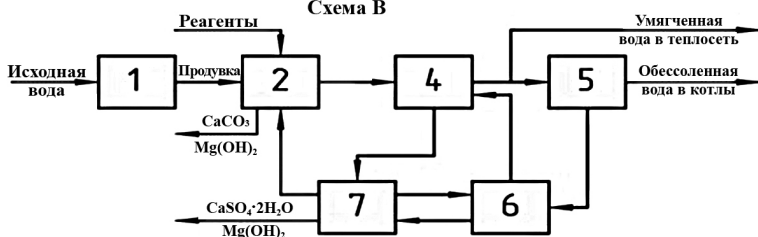


Рис. 9.11. Блок-схемы унифицированных установок производства

ВОДЫ ДЛЯ КОТЛОВ И ТЕПЛОВОЙ СЕТИ С УТИЛИЗАЦИИ СТОЧНЫХ ВОД:

1 – система обратного охлаждения (СОО); 2 – узел известкования и осветления воды; 2а – узел известкования и осветления сточных вод повышенной минерализации; 3 – установка ионообменного обессоливания; 4 – узел натрий-катионитного умягчения; 5 – узел термического обессоливания умягченной воды (УТО); 6 – узел приготовления регенерационного раствора из сточных вод; 7 – узел обработки минерализованных сточных вод;

8 – узел ультрафильтрации и обратного осмоса (УОО);

9 – узел обессоливания фильтрата узла 8

В узле 2а сточные воды обрабатываются так же, как и в узле 2, а полученный шлам близок по составу шламу из этого узла. Шламы направляются на утилизацию.

Обработанная в узле 2а вода умягчается на противоточных На-катионитных фильтрах 4. Часть умягченной воды используется для подпитки тепловой сети, а остальное количество подается в узел термического обессоливания 5. Полученный дистиллят (обессоленная вода) направляется в котлы.

Такое сочетание различных технологий обессоливания и умягчения воды и утилизации образующихся при этом сточных вод использовано на Казанской ТЭЦ-3 и описано в 9.11.2.

На схеме Б (рис. 9.11) приведена схема комбинированной малоотходной ВПУ с использованием обратноосмотического и термического обессоливания. Узлы 1, 2, 4 – 7 те же, что и на схеме А и выполняют те же функции. Умягченная в узле 4 вода частично подается в тепловую сеть. Другая ее часть обессоливается в узле 8, в состав которого входят установки ультрафильтрации и обратного осмоса. Использование в этом узле обратного осмоса вместо ионообменного обессоливания значительно снижает расход серной кислоты и едкого натра. Соответственно уменьшается поступление в систему сульфат-иона и иона натрия. Это упрощает проблему с их последующей утилизацией.

Так как качество фильтрата установки обратного осмоса не соответствует требованиям к качеству добавочной воды котлов повышенных параметров, необходимо его дополнительное обессоливание. Для этого предназначен узел 9, в котором фильтрат установки обратного осмоса подвергается ионообменному обессоливанию или электродеионизации. Последняя технология является сочетанием электродиализа и ионного обмена. В случае использования в узле 9 ионообменного обессоливания образующиеся кислые и щелочные сточные воды утилизируются, как и по схеме А. В случае использования электродеионизации сточные воды возвращаются в узел 8. Работа основных узлов этой схемы так же прошла промышленную апробацию на целом ряде ТЭС.

По схеме В (рис. 9.11) умягченная в узле 4 вода подается в теплосеть и на термическое обессоливание в узле 5. Назначение и принцип работы всех узлов по этой схеме аналогичны схеме Б.

Основные этапы обработки воды по такой схеме реализованы на Саранской ТЭЦ-2 (9.11.1).

При работе по схемам Б и В, в зависимости от состава исходной воды, может потребоваться ввод определённого количества соды, едкого натра или сульфата натрия для осаждения всего кальция и магния в твердом виде. По схеме А такой ввод не требуется, т.к. большое количество едкого натра и сульфата натрия поступает в процессе регенерации фильтров.

В результате, при работе по любой из трех приведенных схем весь кальций и магний, а также основная часть щелочных компонентов и сульфат-иона, поступивших с исходной водой и реагентами, выводятся в твердом виде. Полученные осадки содержат в основном сульфат и карбонат кальция, гидроксид магния. Они могут быть утилизированы.

Хорошо растворимые хлорид и сульфат натрия выводятся с подпиточной водой тепловой сети. Такой вариант утилизации сточных вод реализован на ряде отечественных ТЭС и показал, что за счет выделения соединений кальция и магния в твердом виде и использования продувки испарителей для регенерации На-фильтров, минерализация сетевой воды обычно не превышает минерализацию исходной воды.

В том случае, если вывести необходимое количество хлорида и сульфата натрия с подпиточной водой теплосети невозможно, узел 5 дополняется испарителями-кристаллизаторами, в которых часть продувочной воды испарителей упаривается до выделения необходимого количества сульфата и хлорида натрия в виде, пригодном для утилизации.

Контрольные вопросы

1. Какие сточные воды образуются на ТЭС, источники образования и краткая характеристика сточных вод?
2. Как нормируется водопользование на ТЭС?
3. Как тип системы охлаждения оборудования влияет на водопотребление и водоотведение на ТЭС, их преимущества и недостатки, пути сокращения количества сточных вод?

4. Какие сточные воды образуются в зависимости от технологии обессоливания и умягчения воды на ТЭС, состав сточных вод?

5. Какие на ТЭС источники образования сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, их негативное влияние на водоемы, технологии очистки?

6. Как зависит состав сточных вод от химических промывок и консервации оборудования, пути их обработки и утилизации?

7. В связи с чем возникает необходимость периодической очистки РВП и конвективных поверхностей нагрева котлов, состав образующихся сточных вод, технологии обезвреживания?

8. Какой состав ливневых и талых сточных вод с территории ТЭС, дренажных вод систем понижения уровня подземных вод, технологии их очистки?

9. Как на ТЭС образуются хозяйственно-бытовые сточные воды и как они утилизируются?

10. Каким образом на ТЭС Досвелл реализована утилизация всех сточных вод?

11. Каким образом на ТЭС в США обеспечивается водопользование без сброса сточных вод?

12. Какие сточные воды и каким образом утилизированы на Саранской ТЭЦ-2?

13. Какие сточные воды и каким образом утилизированы на Казанской ТЭЦ-3?

14. За счет каких мероприятий планировалось обеспечить значительное сокращение сброса сточных вод на Волжской ТЭЦ-1?

15. Каким образом унифицированные системы водопользования обеспечивают утилизацию сточных вод и выделение основной части содержащихся в них примесей в виде, пригодном для использования?

Список рекомендуемой литературы

Основной

9.1. Абрамов, А.И. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: учеб. пособ. для вузов / А.И. Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н. Ремезов и др.; под ред. А.С. Седлова. – М.: Изд-во МЭИ. – 2002.

9.2. Копылов, А.С. Процессы и аппараты передовых технологий водоподготовки и их программированные расчеты: учеб. пособие для вузов / А.С. Копылов, В.Ф. Очков, Ю.В. Чудова. – М.: Изд-во МЭИ. – 2009.

9.3. Абрамов, В.В. Современные природоохранные технологии в электроэнергетике: сборник / В.В. Абрамов и др.; под ред. В.Я. Путилова. – М.: Изд-во МЭИ, 2007.

Дополнительный

9.4. Водный кодекс Российской Федерации (с изменениями на 14 октября 2014 года).

9.5. Федеральный закон «О водоснабжении и водоотведении» от 16-ФЗ с изменениями от 29 июля 2017 г. №225-ФЗ.

9.6. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» от 10 января 2002. № 7 – ФЗ (с изменениями на 31 декабря 2017 года) (редакция, действующая с 1 января 2018 года).

9.7. Иванов, Е.Н. Водный налог и водопользование ТЭС / Е.Н. Иванов, Н.Н. Крючкова // Энергетик. – 2009. – №7. – С. 4–7.

9.8. Постановление Правительства РФ от 29 июля 2013 г. N 644 «Об утверждении Правил холодного водоснабжения и водоотведения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями на 29 июня 2017 г.).

9.9. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: ЗАО «Энергосервис». – 2003.

9.10. Scheldon, D. S. Zero discharge firmly entrenched as a power plant design strategy / D. S. Scheldon // Power. – 1994. – № 10. – P. 41–48.

9.11. World first for zero liquid discharge // Filtration+Separation. -tome 53. – 2016. – P. 20–22.

9.12. Седлов, А.С. Опыт совершенствования технологий обессоливания воды на ТЭС / А.С. Седлов, В.В. Шищенко, Б.М. Ларин и др.// Электрические станции. – 2010. – №10. – С. 13–22.

9.13. Фардиев, И.Ш. Опыт создания комплексной малоотходной системы водопользования на Казанской ТЭЦ-3 / И.Ш. Фардиев, И.А. Закиров, И.Ю. Силов и др. // Новое в российской энергетике. – 2009. – №3. – С. 30–37.

9.14. Чичерова, Н.Д. Электромембранная утилизация высокоминерализованных щелочных продувочных вод испарительной водоподготовительной установки тепловых электрических станций / Н.Д. Чичерова, А.А. Чичеров, А.И. Ляпин и др. // Надежность и безопасность энергетики. – 2015. – №4 (31). – С. 41–45.

9.15. Шищенко, В.В. Пути сокращения водопотребления и водоотведения на ТЭС / В.В. Шищенко, Ф.Р.Хазиахметова // Энергосбережение и водоподготовка. – 2010. – №2. – С.14–16.

Глава 10. ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

10.1. Основные определения и расчетные формулы

Физическое воздействие от энергетического оборудования в виде шума, вибрации и электромагнитного излучения является неотъемлемой частью работы ТЭС.

В настоящее время наиболее часто под определением **шум** понимают любой нежелательный *звук*.

Электромагнитное излучение – это распространяющееся в пространстве возмущение (изменение состояния) электромагнитного поля.

Под **вибрацией** понимают упругие колебания, которые распространяются по элементам, состоящим из твердой среды. Вибрацию производственного происхождения, распространяющуюся по конструкции, часто называют структурным шумом.

При этом составляющие физического воздействия имеют как общие моменты, так и существенные отличия. Общим является то, что и шум, и вибрация, и электромагнитное излучение оказывают негативное воздействие на организм человека.

Например, при электромагнитном излучении на человека воздействует как электрическое поле, так и магнитное поле, которые образуются при протекании переменного тока по проводнику. Биологическая активность электрических полей проявляется в электроустановках с напряжением больше 320 кВ, а особенно сильно при напряжении больше 500 кВ. Устанавливаются нормы по электромагнитному воздействию для персонала предприятий и населения. Воздействие на человека зависит от величины напряжения и времени пребывания в электрическом поле.

Воздействие шума и электромагнитного излучения могут вызывать: нарушение сна; значительное ухудшение зрительной активности; ослабление иммунной системы; различные нарушения жизнеоб-

разующих процессов; расстройства сердечно-сосудистой системы. Электромагнитные излучения особенно опасны для людей с имплантированными биостимуляторами сердечной деятельности.

Существенным отличием является расстояние, на котором проявляется негативное действие от этих факторов. Например, вибрация воздействует на организм только при непосредственном контакте с источником вибрации; электромагнитное воздействие ограничено десятками метров от источника (например, санитарно-защитная зона от трассы высоковольтной линии (ВЛ) с номинальным напряжением 750 кВ ограничено расстоянием 40 м), шумовое воздействие сказывается в радиусе несколько километров от станции. В книге будет уделено определенное внимание электромагнитному воздействию, но основное внимание – шуму. В самом деле, энергетические объекты обязаны иметь санитарно-защитную зону в сотни метров, поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду среди физических факторов является шум.

От энергетического объекта излучается, как правило, шум от целой группы источников.

При анализе источников шума учитывают следующие факторы:

- размещение источников (внутри помещений или на открытом воздухе);
- уровень излучаемой звуковой мощности;
- характер шума (тональный или широкополосный);
- временная характеристика излучаемого шума (временный, постоянный или прерывистый);
- характер направленности шума от источника;
- место расположения над уровнем земли источников, находящихся на открытом воздухе.

Для определения количественного значения шума пользуются логарифмическими величинами – уровнями интенсивности звука, звукового давления и звуковой мощности, которые измеряются в децибелах (дБ).

Уровень интенсивности звука, дБ:

$$L_I = 10 \lg I/I_0, \quad (10.1)$$

где $I_0 = 10^{-12}$ Вт/м² – интенсивность звука, соответствующая пороговому уровню.

Уровень звукового давления, дБ:

$$L = 10 \lg (p/p_0)^2 \quad (10.2)$$

или

$$L = 20 \lg(p/p_0), \quad ,$$

где $p_0 = 2 \cdot 10^{-5}$ – пороговое звуковое давление, Па.

Уровень звуковой мощности, дБ,

$$L_w = 10 \lg (W/W_0), \quad (10.3)$$

где $W_0 = 10^{-12}$ – пороговая звуковая мощность, Вт.

Использование логарифмических величин позволяет резко уменьшить диапазон значений рассматриваемых величин и наиболее полно учитывать физиологическую особенность восприятия шума человеком. Например, при изменении звукового давления от $2 \cdot 10^{-4}$ до 2 Па, которые реально имеют место в окружающей нас среде, уровень звукового давления изменяется от 20 до 100 дБ.

Суммарный уровень звукового давления от нескольких источников определяется по формуле:

$$L_c = 10 \lg (\sum_{i=1}^n 10^{0.1 L_i}) \quad (10.4)$$

Если имеется n одинаковых источников с уровнем звукового давления L_i , создаваемым каждым из них, то из (10.4) получим

$$L_c = L_i + 10 \lg n. \quad (10.5)$$

где n – количество источников; L_i – уровень звукового давления i -го источника.

Суммарный уровень звукового давления и уровня звука не должен превышать допустимых норм. Согласно российским санитарным нормам, различают **предельно допустимый уровень** (ПДУ) шума, **допустимый** уровень шума и **максимальный** уровень шума.

Органы слуха человека воспринимают звуки в диапазоне частот приблизительно от 20 до 20000 Гц, при наибольшей чувствительности – в диапазоне 1000–5000 Гц; ниже 20 Гц находятся инфразвуки, а выше 20000 Гц – ультразвуки, которые человек не слышит.

Шум от агрегатов может быть **низко-, средне- и высокочастотным** (рис. 10.1).

Низкочастотный шум – это шум, спектр которого имеет максимум в области частот ниже 300 Гц; **среднечастотный** шум имеет максимум в области частот 300–800 Гц, а **высокочастотный** шум имеет максимум в области частот выше 800 Гц.

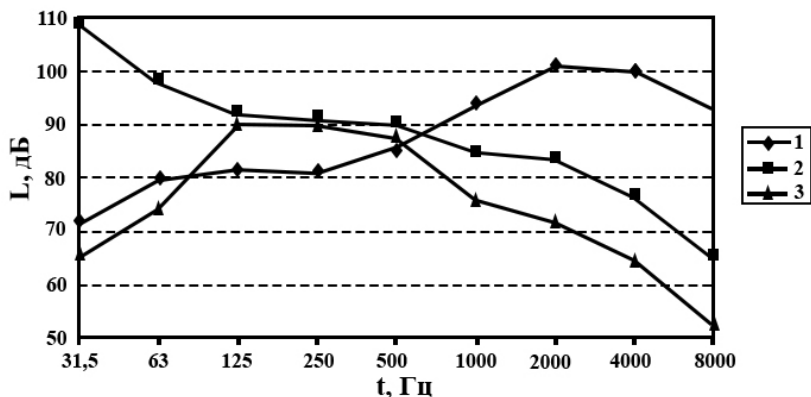


Рис. 10.1. Спектры шума:

1 – высочастотный (градирни); 2 – низкочастотный (компрессор);
3 – среднечастотный

Шум характеризуется частотным спектром, указывающим на распределение энергии по частотному диапазону. Это может быть **тональный, широкополосный и смешанный шум** (рис. 10.2). Тональный шум – это шум, в котором преобладают звуки на отдельных частотах. Тональные составляющие определяются при спектральном анализе в третьоктавных полосах частот по превышению в одной полосе над соседними не менее чем на 10 дБ.

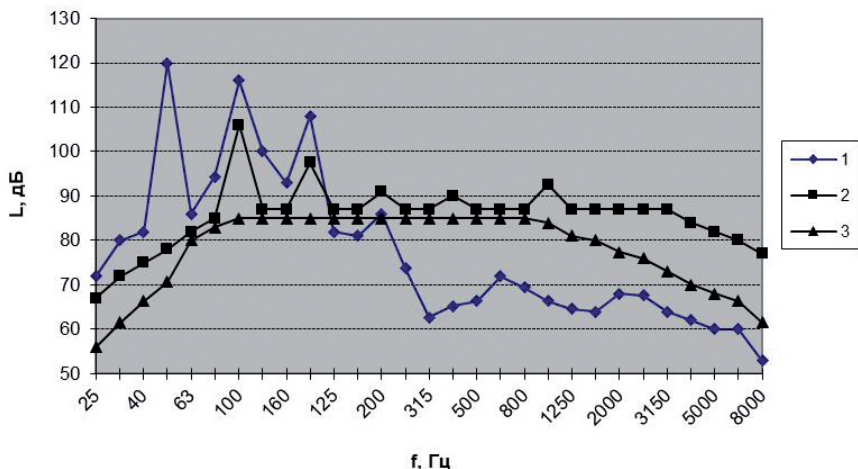


Рис. 10.2. Характерные спектры шумов:

1 – тональный шум; 2 – смешанный шум; 3 – сплошной спектр

Широкополосный шум имеет непрерывный спектр шириной более одной октавы (шум градирен), а **смешанный** шум характеризуется тем, что на сплошные участки накладываются дискретные составляющие.

Для частотного анализа шума используются в основном **октавные и третьоктавные** полосы.

Среднегеометрическая частота полосы равняется по определению:

$$f_{\text{ср}} = \sqrt{f_{\text{н}} f_{\text{в}}}, \quad (10.6)$$

где $f_{\text{н}}$, $f_{\text{в}}$ – соответственно нижняя и верхняя граница участка. Для октавных полос верхняя граничная $f_{\text{в}}$ частота в 2 раза превышает нижнюю $f_{\text{н}}$, а для третьоктавных полос верхняя граничная $f_{\text{в}}$ частота в 1,26 раза превышает нижнюю $f_{\text{н}}$.

Для анализа спектра шума часто используется шкала А. Количественные характеристики по шкале А называются уровнями звука, дБА. Шкала А представляет собой аппроксимацию частотной характеристики уха человека. С помощью анализа по шкале А одним числом характеризуют весь спектр шума, что очень удобно для практических оценок.

В настоящее время действуют следующие санитарные нормы, охватывающие весь диапазон частот:

1. **Санитарные нормы** СН 2.2.4/2.1.8.562-96 определяют допустимые уровни шума на рабочих местах (слышимый диапазон);

2. **Санитарные нормы** СН 2.2.4/2.1.8.583-96 регламентируют инфразвук на рабочих местах, в жилых и общественных помещениях и на территории жилой застройки;

3. **Санитарные правила и нормы** СанПиН 2.2.4./2.1.8.582-96 устанавливает допустимые уровни ультразвука для рабочих мест.

4. **СанПин 1.2.3685-21** устанавливает допустимые уровни в помещениях жилых и общественных зданий, на границе санитарно-защитной зоны.

Электромагнитное воздействие нормируется отдельно для обслуживающего персонала и для населения. При этом существуют отдельные нормы, как для электрических, так и для магнитных полей.

Для обслуживающего персонала нормирование выполняется в соответствии с ГОСТ 12.1.002-84 «ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни и требования к про-

ведению контроля на рабочих местах». В соответствии с этим нормативным документом предельно допустимый уровень напряженности воздействующего поля устанавливается равным 25 кВ/м. Пребывание в поле с напряженностью более 25 кВ/м без средств защиты не допускается. При напряженности поля от 20 до 25 кВ/м время пребывания персонала в нем не должно превышать 10 мин. Допустимое время T , ч, пребывания в поле напряженностью от 5 до 20 кВ/м включительно вычисляется по формуле:

$$T = \frac{50}{E} - 2, \quad (10.7)$$

где E – напряженность воздействующего поля контролируемой зоне, кВ/м. Пребывание в поле с напряженностью до 5 кВ/м включительно допускается в течение рабочего дня.

Для населения нормирование напряженности электрического поля осуществляется в соответствии с СН 297-84 «Санитарные нормы и правила защиты населения от электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты». Эти нормы устанавливают следующие предельно допустимые уровни напряженности поля для отдельных зданий и территорий:

- 0,5 кВ/м внутри жилых зданий;
- 1 кВ/м на территории зоны жилой застройки;
- 5 кВ/м в населенной местности вне зоны жилой застройки, а также на территории огородов и садов;
- 15 кВ/м в ненаселённой местности.

При напряженности поля выше 1 кВ/м должны быть приняты меры по исключению воздействия на человека ощутимых электрических разрядов и токов стекания в случаях касания изолированных от земли объектов.

Предельно допустимые значения напряженности нормируются для неискаженного поля. Напряженность определяется на высоте 1,8 м от уровня земли, а для помещений – от уровня пола.

Предельно допустимые уровни напряженности магнитного поля для условий выполнения работ под напряжением установлены на уровне 3,2 кА/м при воздействии на тело работающего и 5,2 кА/м при воздействии на кисти рук. Наиболее мощными источниками электрического и магнитного полей являются линии электропередач высокого напряжения и трансформаторные подстанции.

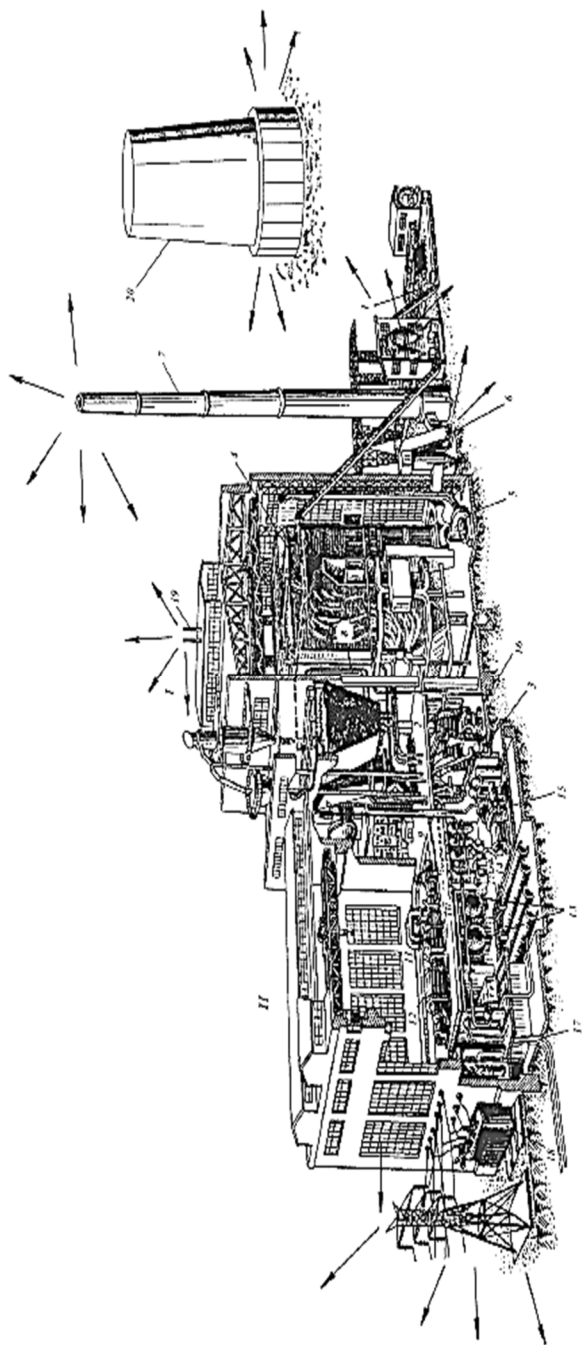


Рис.10.3. Источники шума тепловой электрической станции, работающей на угле:

I – помещение паровых котлов; *II* – машинный зал; 1 – дробильная установка; 2 – угольная мельница; 3 – мельничный вентилятор; 4 – котёл; 5 – дутьевой вентилятор; 6 – дымосос; 7 – дымовая труба; 8 – трубопроводы свежего пара; 9,10 – трубопроводы пара промежуточного перегрева; 11 – паровая турбина; 12 – электрический генератор; 13 – конденсатор; 14 – конденсатные насосы; 15 – питательный насос; 16 – питательные трубопроводы; 17 – электрическое распределительное устройство собственных нужд; 18 – повышающие электрические трансформаторы; 19 – места аварийного сброса пара; 20 – градирня

Для уменьшения негативного воздействия электромагнитного излучения используют:

- увеличение расстояния от источника излучения;
- использование экранирующих устройств.

Согласно СанПину 2.2.1/2.1.1.1200-03, воздушные линии электропередач (ВЛ) допускается размещать на расстоянии по обе стороны от перпендикулярной проекции крайних проводов на землю: 20 м – для ВЛ напряжением 330 кВ; 30 м – для ВЛ напряжением 500 кВ; 40 м – для ВЛ напряжением 750 кВ; 55 м – для ВЛ напряжением 1150 кВ.

Уровни звукового давления в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000; 2000; 4000; 8000 Гц являются нормируемыми параметрами постоянного шума.

На рис. 10.3 в качестве примера показаны источники шума для окружающего района от ТЭЦ, работающей на угле.

Для окружающего района наиболее сильным источником шума является сброс пара. Постоянными источниками шума, сильно воздействующими на окружающий район, являются воздушные и газовые тракты, шум через которые излучается от газовых турбин, тягодутьевых машин или связан с процессами горения. Источниками шума являются также газораспределительный пункт и газопроводы после него, корпуса тягодутьевых машин, силовые трансформаторы и градирни. Шум проникает также из различных помещений. Важно отметить, что увеличение уровня звуковой энергии происходит при отклонении от номинального режима при работе вентиляторов, дымососов, ГТУ. Более подробно о шумовых характеристиках оборудования написано в [10.1,10.2].

Превышение допустимых норм для рабочих зон по уровню звука, дБА, при работе различного энергетического оборудования по результатам измерений на расстоянии 1 м находится в следующих диапазонах:

- 36–58 – аварийные сбросы пара в атмосферу;
- 18–32 – газовые турбины;
- до 20 – паровые турбины;
- до 9 – паровые котлы;
- 5–15 – тягодутьевые машины;
- 20–25 – ГРП;
- 28–32 – РОУ;

- до 7 – градирни;
- до 5 – трансформаторы;
- 7–21 – углеразмольное оборудование;
- 9–17 – насосы;
- 6–15 – компрессора.

Различают три способа уменьшения шума на окружающую среду:

- **снижение шума в самом источнике;**
- **снижение шума на путях его распространения;**
- **индивидуальные средства защиты.**

На рис. 10.4 приведены информационные плакаты, размещенные на ТЭС, предупреждающие о вреде шума. Обычно перед входом в шумные помещения ТЭС размещаются средства индивидуальной защиты от шума (рис.10.5). Такими средствами являются беруши, обслуживающий персонал станций пользуется также наушниками.

Если меры по шумоглушению предусмотрены в проекте, то затраты на них в несколько раз меньше, чем затраты в условиях работающих энергетических предприятий.

Снижение шума на путях его распространения основано на том, что с увеличением расстояния уровень шума снижается. Уровень звукового давления на расстоянии от источника, когда источник шума и расчетные точки расположены на открытом воздухе, определяется по формуле ГОСТ31295.2-2005(ИСО 9613-26:1996):

$$L_{fi}(DW) = L_w + D_c - A, \quad (10.8)$$

где L_w – октавный уровень звуковой мощности точечного источника шума относительно опорного значения звуковой мощности, равного 1пВт дБ; D_c – поправка, учитывающая направленность точечного источника шума и показывающая, насколько отличается эквивалентный уровень звукового давления точечного источника шума в заданном направлении от уровня звукового давления направленного точечного источника шума с тем же уровнем звуковой мощности L_w , дБ; A – затухание в октавной полосе частот при распространении звука от точечного источника шума к приемнику, дБ:

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}, \quad (10.9)$$

где A_{div} – затухание из-за геометрической дивергенции; A_{atm} – затухание из-за звукопоглощения атмосферой; A_{gr} – затухание из-за влияния земли; A_{bar} – затухание из-за экранирования; A_{misc} – затухание из-за прочих эффектов.



Рис. 10.4. Информационные плакаты о вреде высокого уровня шума

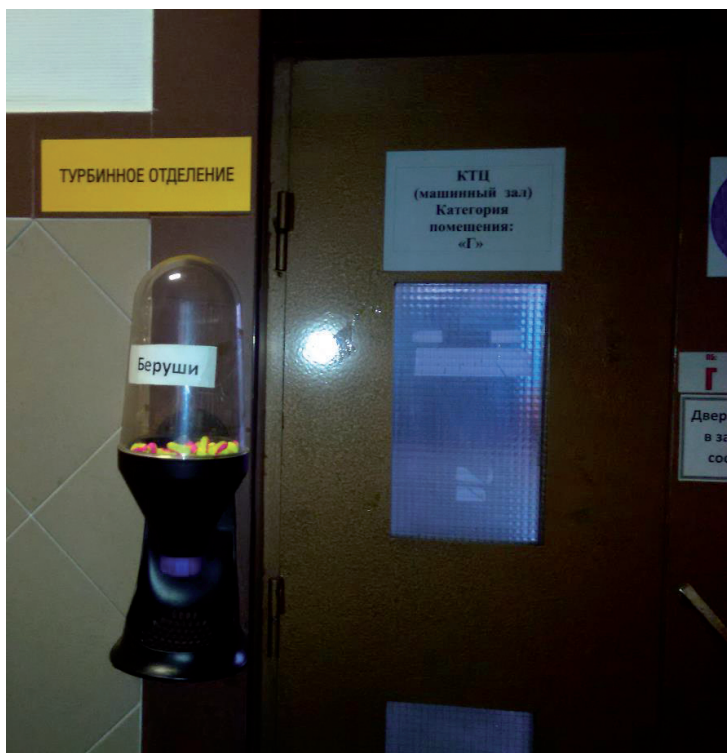


Рис. 10.5. Средства индивидуальной защиты на входе в машинный зал

Затухание из-за геометрической дивергенции (затухание в свободном пространстве из-за расхождения звуковой энергии) A_{div} , дБ, происходящее в результате сферического распространения звука точечного источника шума в свободном звуковом поле, рассчитывают по формуле:

$$A_{div} = 20 \lg(d/d_0) + 11, \quad (10.10)$$

где d , d_0 – соответственно расстояние от источника шума до приёмника и опорное расстояние, равное 1 м.

Из формулы (10.10) видно, что за счёт геометрической дивергенции A_{div} каждое последующее удвоение расстояния от источника шума приводит к снижению уровня звукового давления на 6 дБ.

Выявление основных источников шума, определяющих превышение в окружающем районе, определяется выполнением акустических расчетов.

На рис. 10.6 приведена визуализация результатов акустических расчетов при работе одного котла (рис. 10.6,а) и при работе четырех котлов (рис. 10.6,б) при расположении жилого района на востоке от ТЭС. Особенностью этих расчетов является наличие очень большого количества постоянных источников шума, влияние которых в формирование общего фона для территорий предприятия и окружающего района может значительно отличаться. Паровой выброс, как временный источник шума отсутствует.

Из рисунка 10.6,а и рис. 10.6,б видно, что увеличение нагрузки от работы одного котла до работы четырех котлов приводит к увеличению уровней звука на территории предприятия и окружающего района. В целом имеет место увеличение уровня звука на 5–15 дБА. Здания на территории и в окружающем районе оказывают существенный эффект на затухание уровня звука. Снижение уровня звука из-за экранирующего эффекта зданий может составлять 15–20 дБА.

Уровни шума в окружающем районе существенно зависят от снижения шума в газовых и воздушных трактах тягодутьевых машин и ГТУ. Снижение уровня звуковой мощности, дБ, в газопроводопроводе определяется по формуле:

$$\Delta L_w = \sum_{i=1}^n \Delta L_{wi} + \sum_{i=1}^m n_i \times \Delta L_{wno,i} + \Delta L_{wц} + \Delta L_{wmp}, \quad (10.11)$$

где ΔL_{wi} – снижение уровня звуковой мощности на прямом участке с постоянным диаметром, дБ; n_i – число поворотов, имеющих

один и тот же угол изгиба; α_i – коэффициент звукопоглощения (табл. 10.1); $\Delta L_{W_{нов} i}$ – снижение уровня звуковой мощности на повороте, дБ; $\Delta L_{WЦ}$ – снижение уровня звуковой мощности в цоколе трубы (только для газового тракта), дБ; ΔL_{WTP} – снижение уровня звуковой мощности в трубе (только для газового тракта), дБ.

Снижение уровня звуковой мощности на прямых участках осесимметричных каналов ΔL_i определяется по формуле:

$$\Delta L_i = 4,34 \int_0^l \alpha_i \frac{\sqrt{1 + \left(\frac{dR}{dx}\right)^2}}{D} dx. \quad (10.12)$$

Для каналов постоянного сечения ($dR/dx = 0$), тогда из уравнения (10.12) получается известное уравнение, полученное впервые Беловым А.И.:

$$\Delta L_i = 4,34 \alpha_i l / D, \quad (10.13)$$

где l – длина канала; α_i – эквивалентный коэффициент звукопоглощения.

Энергетические газоздухопроводы имеют большую протяженность, достигая нескольких сотен метров.

Для конического канала с переменным углом по длине ($dR/dx = j$, где j – тангенс угла наклона образующей с горизонталью) снижение уровня звуковой мощности составит:

$$\Delta L_i = 2,17 \left[\alpha_{1i} \frac{\sqrt{1+j_1^2}}{j_1} \ln \frac{D_1}{D_0} + \alpha_{2i} \frac{\sqrt{1+j_2^2}}{j_2} \ln \frac{D_2}{D_1} + \dots \right. \\ \left. \dots + \alpha_{li} \frac{\sqrt{1+j_n^2}}{j_n} \ln \frac{D_n}{D_{n-1}} \right]. \quad (10.14)$$

Если $\alpha_{1i} = \alpha_{2i} = \alpha_{ni} = \alpha_i$, $j_1 = j_2 = j_3 = j_n = j$, $j \ll 1$, то

$$\Delta L_i = 2,17 \frac{\alpha_i}{j} \ln \frac{D_n}{D_0}, \quad (10.15)$$

где D_0 – гидравлический диаметр устья трубы; гидравлический диаметр изменяется по длине l как $D = D_0 + 2jl$.

Эквивалентный коэффициент звукопоглощения существенно влияет на снижение уровня звуковой мощности в канале. Например, коэффициент α_i каналов, футерованных кирпичом без расшивки швов, для некоторых октавных полос почти в 20 раз больше, чем для металлических каналов. В тоже время звукопоглощающие свойства каналов футерованных кирпичом с расшивкой швов близки к свойствам металлических каналов.

Таблица 10.1

Значения эквивалентного коэффициента звукопоглощения α_i для энергетических газовоздухопроводов

Материал газовоздухопровода	Среднегеометрическая частота, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Металл	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03
Кирпичная футеровка без расшивки швов	0,2	0,2	0,2	0,2	0,39	0,39	0,4	0,46	0,46
Стеклопластик	0,03	0,03	0,05	0,02	0,05	0,04	0,06	0,08	0,08

Снижение уровня звуковой мощности на поворотах энергетических газовоздухопроводов $\Delta L_{\text{пов } i}$, дБ, определяется по формуле:

$$\Delta L_{\text{пов } i} = \Delta L_{W1} + \Delta L_{W2}. \quad (10.16)$$

Первое слагаемое ΔL_{W1} , дБ, определяет снижение уровня звуковой мощности за счет отражения части звуковой энергии обратно в канал в зависимости от геометрических характеристик поворота и вычисляется по формуле:

$$\Delta L_{W1} = 10 \lg ((1+m) \sec^2(\varphi/2) / 2m), \quad (10.17)$$

где φ – угол изгиба канала.

Снижение уровня звуковой мощности $\Delta L_{W1} = 0$, когда $m \geq \sec(\varphi)$.

Второе слагаемое ΔL_{W2} формулы (10.16) определяет снижение уровня шума за счет поглощения звуковой энергии стенками поворота и рассчитывается как

$$\Delta L_{W2} = \frac{40\alpha_{\text{Pi}} \sin(\varphi) \lg(1+m)}{(2 - \alpha_{\text{ABi}}) D\Gamma}, \quad (10.18)$$

где α_{ABi} – эквивалентный коэффициент звукопоглощения отражающей поверхности поворота; α_{Pi} – эквивалентный коэффициент

звукопоглощения боковых поверхностей поворота; $Dг = 4S/\Pi$ – гидравлический диаметр облицованного канала, м; S , Π – площадь и периметр сечения канала до поворота.

Как правило, облицовывают две боковые поверхности поворота (половину периметра канала), поэтому если $S_0 = I$, то $Dг = 4S_0/\Pi = 2$.

Значение ΔL_{W2} возрастает при увеличении эквивалентных коэффициентов звукопоглощения боковых поверхностей $\alpha_{Пв}$, торца α_{AB} , относительной степени расширения канала m и уменьшения гидравлического диаметра облицованного канала $Dг$.

В табл. 10.2 приведены снижения уровней звуковой мощности в различных элементах энергетических газозовдухопроводов.

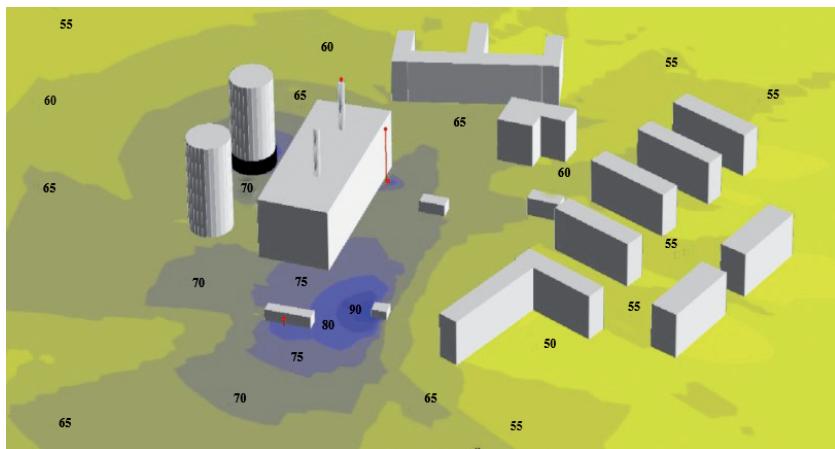
Таблица 10.2

**Снижение уровня звуковой мощности
в элементах энергетических газозовдухопроводов**

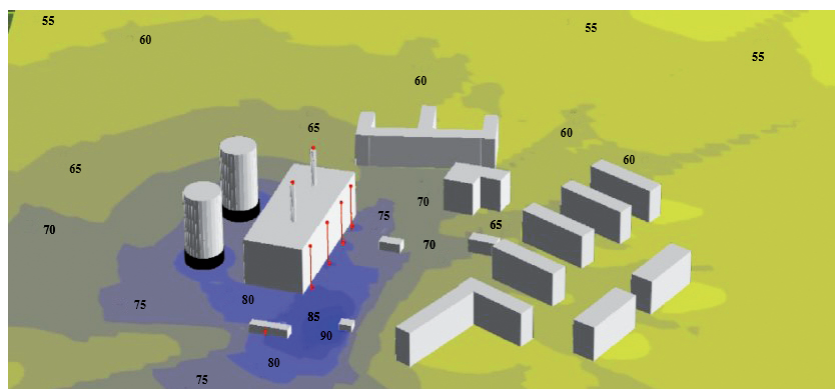
Наименование	Снижение уровня звуковой мощности в тракте, дБ
Металлическая дымовая труба высотой 120–250 м, диаметром 6,5 м и металлические газоходы длиной 40 м, диаметром 4 м	2,7 – 6,3
Металлическая дымовая труба высотой 45 м, диаметром 4,5 м и металлические газоходы длиной 30 м, диаметром 2 м	2,2 – 3,3
Труба, футерованная внутри кирпичом, высотой 120 м (диаметр цоколя трубы 13 м; диаметр устья 8,4 м)	9,9 – 22,7
Цоколь дымовой трубы с газоотводящим каналом: цилиндрической формы ($m = 1,5–3$); конической формы ($m = 6–8$)	1,3 – 2,2 0,5 – 0,7
Канал воздухозабора длиной 25 м и диаметром 4,7 м	0,5 – 0,7
Два прямых поворота: без облицовки; с облицовкой	6 12 – 18

В воздушном тракте ТЭЦ снижение уровня звуковой мощности приходится в основном на повороты и составляет приблизительно 6 дБ. Из табл. 10.2 видно, что необходимое снижение

уровня шума для ТЭЦ с блоками Т-250–240 можно обеспечить в элементах газового тракта, особенно с трубой, футерованной внутри кирпичом. В подобных случаях дополнительное снижение уровня звуковой мощности может быть достигнуто облицовкой поворотов звукопоглощающими материалами. При этом дополнительное снижение уровня звуковой мощности для двух прямых поворотов составит приблизительно 6–12 дБ для различных среднегеометрических частот.



а)



б)

Рис. 10.6. Визуализация уровней звука в окружающем районе при различных режимах работы ТЭС при размещении жилого района на востоке от ТЭС для следующих случаев:

а – в работе один котел; *б* – в работе все четыре котла

10.2. Классификация глушителей

В соответствии с ГОСТ 12.1.029-80 различают **реактивные, абсорбционные и комбинированные** глушители. В последнее время в научной литературе широко используется термин «**активный**» шумоглушитель.

Реактивные глушители – один из видов глушителей, где снижение уровня шума происходит, когда при попадании звуковой волны в определенный объем образуется волна в противофазе, амплитуды которой при наложении на основную волну становятся равными нулю. Характерной особенностью реактивных глушителей является наличие на частотной кривой заглушения ряда острых пиков и провалов.

Абсорбционные глушители широко используются в энергетике. Снижение шума здесь происходит за счет диссипации (поглощения) звуковой энергии в специальной облицовке, в качестве которой используют специальные рыхловолокнистые и пористые звукопоглощающие материалы. Характерной особенностью глушителей абсорбционного типа является довольно плавный вид частотной кривой заглушения.

Комбинированные глушители совмещают свойства реактивных и абсорбционных глушителей.

Активные глушители – это глушители, основанные на использовании сигнала, созданного специальным устройством, и находящегося в противофазе с основным. При наложении волн уровень шума в канале снижается.

Глушители, для которых не используется посторонний источник энергии для шумоглушения, в литературе называют «пассивными глушителями».

Оценка снижения шума при установке глушителя проводится по эффективности глушителя, затуханию в нем, эффекту установки, внесенным потерям.

Для более четкого определения каждого из способов рассмотрим баланс акустической мощности, Вт, в системе с глушителем:

$$W_{\text{пад}} = W_{\text{отр}} + W_{\text{пог}} + W_{\text{пр}}, \quad (10.19)$$

где $W_{\text{пад}}$ – звуковая мощность, падающая на вход глушителя от источника шума; $W_{\text{отр}}$ – звуковая мощность, отраженная обратно

к источнику от глушителя; $W_{\text{пог}}$ – звуковая мощность, диссипированная в звукопоглощающем материале; $W_{\text{пр}}$ – звуковая мощность, прошедшая через глушитель.

Для глушителей абсорбционного типа главным слагаемым в правой части (10.19) является $W_{\text{пог}}$, а для глушителей реактивного типа – дифракционные слагаемые $W_{\text{отр}}$.

Эффективностью глушителя называется отношение, дБ, падающей на вход глушителя звуковой мощности $W_{\text{пад}}$ к прошедшей через него мощности $W_{\text{пр}}$.

Затуханием в глушителе называется уменьшение звуковой мощности, дБ, между двумя точками по длине канала. При условии распространения плоской бегущей волны это значение может определяться как разность уровней звукового давления в рассматриваемых точках. Затухание чаще всего используется при рассмотрении характеристик абсорбционных глушителей. Измерения уровней звукового давления проводятся до ступеней глушителя, между ними и после них.

Эффектом установки глушителя называется разность между уровнями звуковой мощности, излучаемой в окружающее пространство до и после установки глушителя.

Внесенными потерями называется разность уровней звукового давления в определенной точке пространства до и после установки глушителя. При неизменной характеристике направленности излучения звука в пространство до установки глушителя и после неё, внесенные потери равны эффекту установки глушителя.

10.3. Общие требования к глушителям

Одним из возможных способов уменьшения шума от энергетического оборудования является установка глушителей.

Глушители устанавливаются на паровых выбросах и воздушных трактах ГТУ. Такая ситуация также вероятна для выхлопных трактов ГТУ, водогрейных котлов, тягодутьевых машин, особенно осевых, воздушных трактов дутьевых вентиляторов, вентиляторов местного проветривания, компрессоров и другого оборудования.

При установке глушителя должно учитываться снижение шума по спектру частот. В зависимости от источника шума он

может существенно отличаться. Например, для паровых выбросов и воздушного тракта ГТУ характерен высокочастотный спектр, а для водогрейных котлов – низко- и среднечастотный.

При разработке глушителя важно учитывать наличие то-нальных составляющих в источнике шума.

Для достижения максимального акустического эффекта глуши-тели должны размещаться максимально близко от источника шума.

Требования к аэродинамическому сопротивлению глушителей газового тракта более жесткие, чем к воздушному. Здесь необходимо обеспечить нужное снижение шума с минимально возможными аэродинамическими потерями. Особенно жесткие требования к аэродинамическому сопротивлению предъявляются для глушителей газовых трактов ГТУ, котлов типа ПТВМ, дымососов.

Материалы, используемые для изготовления глушителей, должны обеспечивать их надежную эксплуатацию. Например, ма-териалы глушителей, размещенных в газовых трактах, подверга-ются низкотемпературной коррозии, а паровых глушителей – зна-чительным перепадам давления и температуры.

Существующие условия на ТЭС и РТС из-за ограничений в размерах не позволяют расширять газоходы (энергетические газо-ходы после дымососов) и даже просто размещать глушители (во-догрейные котлы типа ПТВМ). Поэтому важными требованиями конструкциям глушителей являются минимальные габаритные размеры и масса.

К числу основных требований, предъявляемых к конструк-циям глушителей для энергетических котлов, следует отнести также обязательность сохранения рабочих характеристик оборудо-вания (например, теплопроизводительности котла).

Целесообразность применения того или иного вида глуши-теля определяется технико-экономическим расчетом.

10.4. Абсорбционные глушители

Широкое распространение в мире получили глушители аб-сорбционного типа. На рис. 10.7 показаны основные типы абсорбци-онных (диссипативных) глушителей: трубчатый, пластинчатый, со-товый, кулисный, цилиндрический. Абсорбционные глушители от-

личаются друг от друга расположением звукопоглощающего материала по сечению канала. От выдувания звукопоглощающий материал защищается перфорированным звукопроницаемым покрытием.

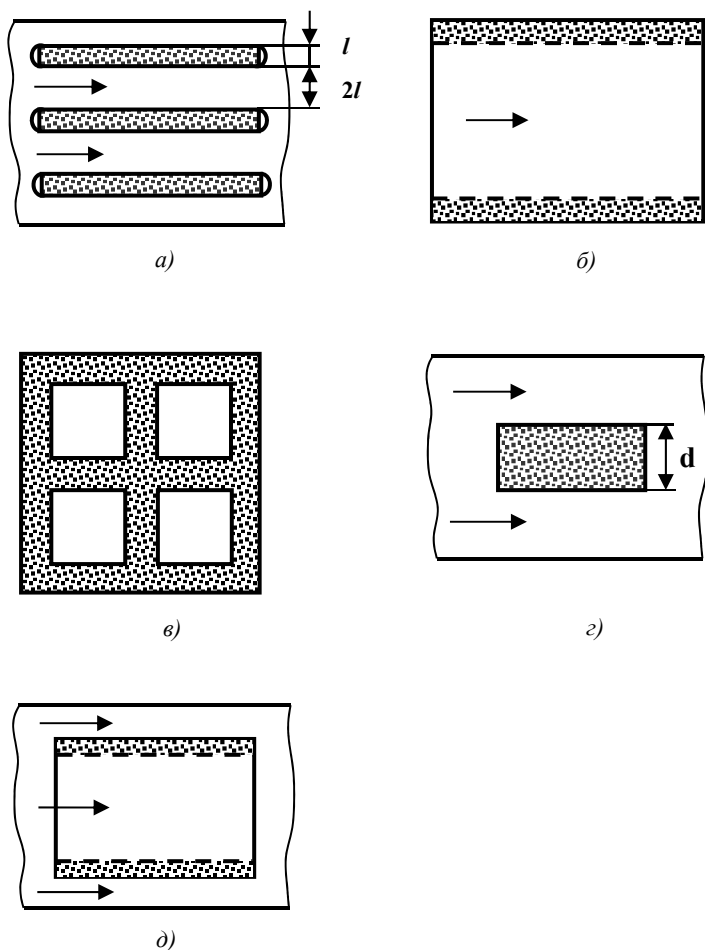


Рис. 10.7. Основные типы абсорбционных (диссипативных) глушителей:
a – пластинчатый; *б* – трубчатый; *в* – сотовый;
г – кулисный; *д* – цилиндрический

Наиболее простой является конструкция трубчатого глушителя (рис. 10.7, *б*). Здесь звукопоглощающий материал размещается по стенкам канала. Затухание в трубчатом глушителе, дБ, приближенно можно оценить по формуле (10.13) А.И.Белова.

Характерные области применения этих типов глушителей в энергетике приведены в табл. 10.3. Наиболее широко в энергетике используются пластинчатые глушители. Пластинчатый глушитель представляет собой ряд параллельных щитов со звукопоглощающим материалом, разбивающим канал на несколько параллельных каналов. При этом расстояние между крайними пластинами и корпусом глушителя равны половине расстояния между пластинами, которые находятся на одинаковом промежутке друг от друга.

Таблица 10.3

**Характерные области применения абсорбционных
типов глушителей**

Тип	Область применения
Трубчатый, сотовый	Системы местной вентиляции, каналы с размерами сечения до 1 м
Пластинчатый	Системы местной вентиляции, воздухозаборы дутьевых вентиляторов и ГТУ, выхлопные тракты после дымососов
Цилиндрический, кулисный	Выхлопные тракты ГТУ

Толщина пластин выбирается исходя из максимума в спектре шума – чем ниже частота заглушаемого звука, тем толще пластины глушителя. Если частотная характеристика заглушения не совпадает с частотной характеристикой глушителя, то следует использовать глушитель из двух- трех ступеней, каждая из которых обеспечивает затухание в своем диапазоне.

Изменение затухания в пластинчатом глушителе на один условный калибр h в зависимости от kh дан на рис. 10.8 (k – волновое число, $k = 2\pi f/c$. Здесь f – частота, 1/с; c – скорость звука, м/с). На практике удельные характеристики затухания глушителя задаются в виде таблиц (табл. 10.4). Кроме затухания звука по длине глушителя, учитывают дополнительное его затухание от диффузности звукового поля на входе, значения которого в зависимости от толщины пластин приведены на рис. 10.9.

Значения удельного снижения шума, дБ/м, в пластинчатом глушителе при высоте канала 400–1800 мм

Расстояние между пластинами, мм	Среднегеометрическая частота, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
100	4,5	4,5	10	17,5	20	17,5	3	8
200	3	3,5	7	10	12	9	7	5
400	3,5	4	5	6,5	6,5	4	3,5	3,5

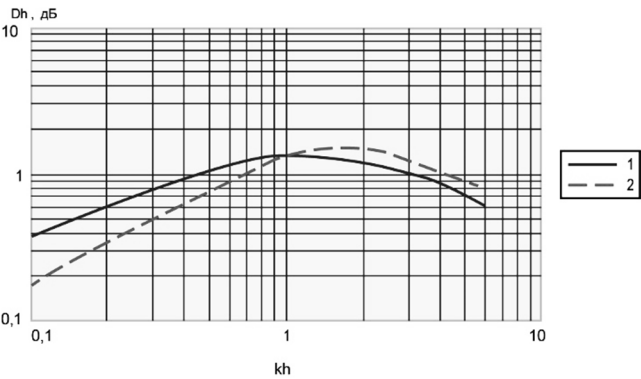


Рис. 10.8. Изменение затухания в пластинчатом глушителе на один условный калибр h в зависимости от относительной площади проходного сечения:
1 – 0,25; 2 – 0,5; k – волновое число

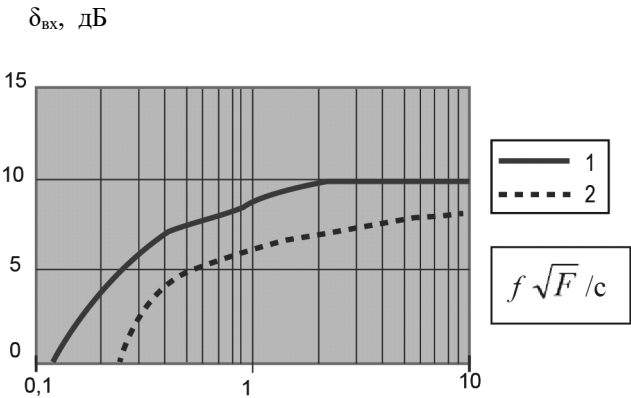


Рис. 10.9. Поправка для пластинчатых глушителей:
1 – толщина пластин 100 – 200 мм; 2 – то же 400–800 мм

Длина глушителя $l_{\text{гл}}$ находится методом вариантных расчетов по выражению:

$$l_{\text{гл}} = (\Delta L_{\text{тр}} - \delta_{\text{вх}}) / \Delta L_{\text{уд}}, \quad (10.20)$$

где $\Delta L_{\text{тр}}$ – требуемое снижение уровня шума, дБ; $\delta_{\text{вх}}$ – поправка на диффузность, дБ, выбирается в зависимости от толщины пластин глушителя и параметра $f \sqrt{F} / c$ (рис. 10.9); F – площадь одного просвета ячейки канала в пластинчатом глушителе, м²; f – частота, Гц; c – скорость звука, м/с.; $\Delta L_{\text{уд}}$ – удельное снижение шума на 1 м длины глушителя (табл. 10.4), дБ/м.

Длина глушителя должна быть достаточной для снижения шума на все значения среднегеометрических частот (табл. 10.4).

Затухание в диссипативных глушителях не постоянно по длине. Наибольшее затухание для трубчатых и пластинчатых глушителей приходится на первые три калибра, а затем затухание уменьшается.

Для снижения аэродинамического сопротивления и вторичного шумообразования пластинчатые глушители имеют обтекатели.

В табл. 10.5. приведены наиболее часто применяемые звукопоглощающие материалы, которые обладают хорошими звукопоглощающими свойствами, не горят и не гигроскопичны.

Таблица 10.5

Характеристика звукопоглощающих материалов

Материал	Средняя плотность, кг/м ³	Температурный диапазон работы, °С
Маты (холсты) из супертонкого стекловолокна	20	–60 ÷ +450
Холсты из супертонкого базальтового волокна	23	–60 ÷ +450

Достоинствами пластинчатых глушителей являются относительная простота изготовления и отработанность технологии установки; снижение шума осуществляется в широком диапазоне частот и составляет до 25 дБ при умеренном аэродинамическом сопротивлении. Предельное значение снижения шума с помощью пластинчатого глушителя, установленного в металлическом корпусе канала, составляет около 50 дБ, а размещенного в канале с кир-

пичными или бетонными стенками – до 76 дБ. Применение пластинчатых глушителей позволяет уменьшить уровень шума до санитарных норм, например, от тягодутьевых машин, установленных в количестве, достаточном для эксплуатации самой крупной ТЭС или РТС.

Недостатком работы таких глушителей является возможное забивание перфорированных листов, которые защищают звукопоглощающий материал от выдувания. Это может происходить при работе котла на угле или мазуте. Забивание перфорированных листов приводит к снижению и изменению акустической эффективности глушителя. Диссипативные глушители имеют ограниченные возможности снижения шума в низкочастотной области.

Часто глушители представляют собой сочетание перечисленных элементов в различных комбинациях.

Другим видом диссипативных глушителей являются экранные глушители, которые в виде щитов устанавливаются на некотором расстоянии от газозовдухопровода. Экранные глушители применяются для снижения шума воздухозабора дутьевого вентилятора.

Расчет снижения уровня звуковой мощности экранного глушителя без облицовки звукопоглощающим материалом выполняется по формуле:

$$\Delta L_э = 10 \lg [(1+m_э)^3 / ((1+m_э)^3 - 1)], \quad (10.21)$$

где $m_э = 4t/Dг$ – относительное расстояние; t – расстояние между экраном и воздухозабором, м; $Dг$ – гидравлический диаметр воздухозабора, м.

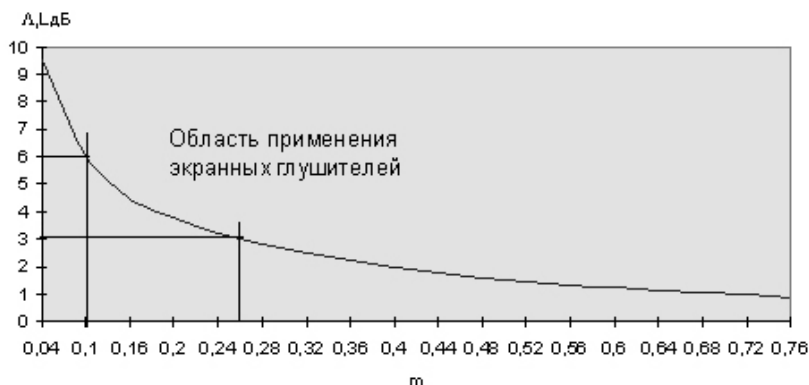


Рис. 10.10. Область применения экранных глушителей

Уменьшение расстояния между экраном и воздухозабором t приводит одновременно к увеличению акустической эффективности и аэродинамического сопротивления.

Экран не рекомендуется устанавливать при $m_3 < 0,1$ из-за его значительного аэродинамического сопротивления и при $m_3 > 0,26$ из-за низкой акустической эффективности (меньше 3 дБ) (рис. 10.10).

10.5. Реактивные глушители

Среди реактивных глушителей различают камерные, резонансные и интерференционные глушители (рис.10.11).

Неравномерность частотной характеристики и наличие полос пропускания являются типичными признаками реактивных глушителей.

Эффективность однокамерного глушителя, дБ, определяется по формуле:

$$\Delta L = 10 \lg \left(1 + 0,25 \left(m - 1/m \right)^2 \sin^2 kl_k \right), \quad (10.22)$$

где $m = S_k/S_{тр}$ – степень расширения, S_k – площади сечения камеры; $S_{тр}$ – площадь трубопровода; $k = 2\pi f/c$ – волновое число, 1/м; f – частота; l_k – длина камеры, м.

Частотная характеристика однокамерного глушителя имеет вид ряда положительных полупериодов с максимальными значениями на частотах $f = c(n+2n)/(4l_k)$ и нулевыми значениями на частотах $f = cn/(2l_k)$, где $n = 0,1,2,\dots$. При увеличении длины камеры частота первого максимума, на которой по длине камеры укладывается четверть длины звуковой волны, смещается в область более низких частот.

Формула (10.22) справедлива, когда размеры поперечного сечения камеры меньше половины длины звуковой волны. Для газозухопроводов больших диаметров область заглушения в этом случае находится в области очень низких частот.

Главными недостатками камерных глушителей являются высокие дополнительные аэродинамические сопротивления из-за внезапных расширений и сужений, а также необходимость расширения канала в месте установки. Это не позволяет использовать камерные глушители на больших энергетических газозухопроводах.

Реактивные глушители камерного типа часто используются для снижения шума паровых выбросов энергоустановок и поршневых компрессоров. Здесь допускаются значительные гидравлические потери, а выхлопные каналы имеют относительно небольшие диаметры.

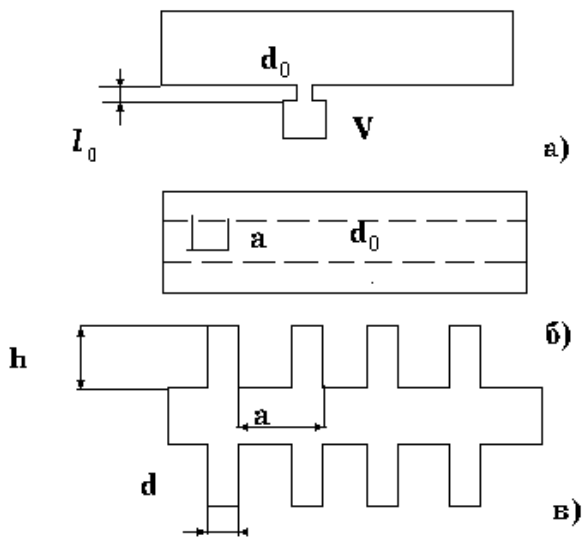


Рис. 10.11. Схемы резонансных глушителей:

а – резонатор Гельмгольца; б – однокамерный концентрический резонатор;
в – система резонансных отрошков; d – диаметр; h – высота отрошка

Другим типом реактивных глушителей являются резонансные глушители. Частотная характеристика этих глушителей имеет ряд узких полос заглушения вблизи собственных частот резонатора. Одиночный резонатор Гельмгольца (рис. 10.11,а) представляет собой полость, соединенную горлом (трубкой l_0) с газовоздухопроводом. При возбуждении в резонаторе собственных колебаний звуковая энергия проходящей волны затрачивается на преодоление инерционности массы газа в горле и упругости газа в полости.

Другую группу резонансных глушителей представляют акустические фильтры в виде присоединенных к газовоздухопроводу четвертьволновых резонансных отрошков (рис. 10.11,в).

Резонансные глушители типа одной четвертой волны в настоящее время используются для снижения шума тягодутьевых машин в газовоздухопроводах.

Для заглушения неизменной во времени интенсивной низкочастотной составляющей можно использовать интерференционный глушитель в виде ответвления от основного газоздухопровода. Длина ответвления должна быть больше соответствующего участка прямого канала на половину длины волны, заглушаемой тональной составляющей.

10.6. Глушители активного типа

В настоящее время проводятся исследования по промышленному использованию глушителей активного типа для снижения шума энергетических газоздухопроводов. Одним из лучших результатов в этом направлении добилась фирма Digisonix (США).

Принципиальная схема глушителя, разработанного фирмой Digisonix, показана на рис.10.12.

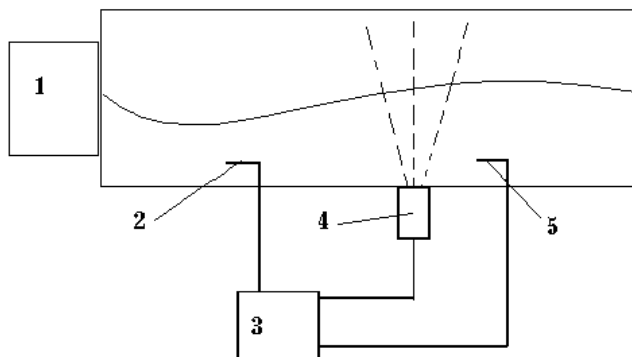


Рис. 10.12. Схема активного шумоглушителя:

1 – источник шума; 2 – микрофон для анализа спектра шума;

3 – прибор контроля сигналов; 4 – громкоговоритель;

5 – микрофон для корректировки сигнала

С помощью громкоговорителя создаются волны в противофазе с шумом источника, амплитуды которых при наложении становятся равными нулю. Это достигается с помощью процессора, получающего сигналы от микрофонов, которые находятся сразу после источника.

Основное отличие глушителя активного типа от диссипативного показано на рис. 10.13. Из рисунка видно, что глушитель активного типа снижает шум в низкочастотной области, а диссипативный – в высокочастотной.

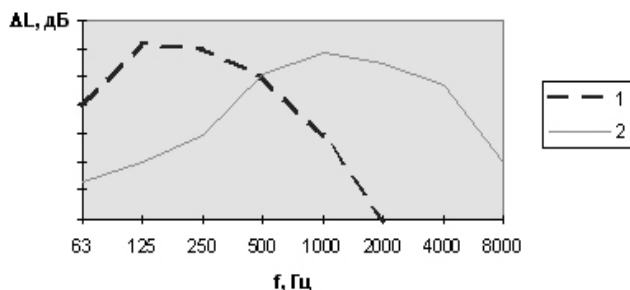


Рис. 10.13. Характерные области снижения уровня шума глушителем:
 1 – активным; 2 – диссипативным

Поэтому глушитель активного типа выгодно использовать в комбинации с диссипативным. Глушитель активного типа не создает дополнительного сопротивления и может снижать шум в запыленном и агрессивном потоке газов. Недостатком его является высокая стоимость оборудования, необходимого для активного глушения. Технико-экономический анализ показывает, что комбинация активного глушителя с диссипативным более выгодна, чем применение только диссипативного глушителя.

Следует отметить, что в настоящее время в основном используются глушители пассивного типа, а активные глушители рассматриваются как их дополнение для снижения шума на низких частотах.

10.7. Глушители шума от паровых выбросов

Надежная эксплуатация энергетических котлов связана с возможностью выброса пара в атмосферу при продувках пароперегревателей, растопках котлов, подрывах главных предохранительных клапанов и предохранительных клапанов промперегрева, РОУ, БРОУ и парокислородной продувке котлов и др..

При разработке паровых глушителей предохранительных клапанов, которые наиболее часто используются, основными принципами являются: последовательное увеличение проходных сечений; равномерность распределения скорости по проходному сечению; достижение атмосферного давления в потоке до выходного сечения. В последнее время для внутреннего заполнения глушителей получили распространение металлические сетки и пористые материалы с диаметром ячейки от 1 до 5 мм.

Паровые глушители могут быть диссипативного, реактивного или комбинированного типа. Увеличение акустической эффективности связано, как правило, с увеличением габаритных размеров, веса и гидравлического сопротивления глушителя. Масса глушителя колеблется от 0,3 до 5 т. Максимальная масса глушителя связана с предельной нагрузкой на крышу и трубопроводы, на которых он устанавливается, возможностью монтажа его на крыше котельного цеха. Акустическая эффективность глушителей изменяется в диапазоне высоких частот от 20 до 43 дБ [10.1, 10.2].

Конструкции паровых глушителей показаны на рис. 10.14.

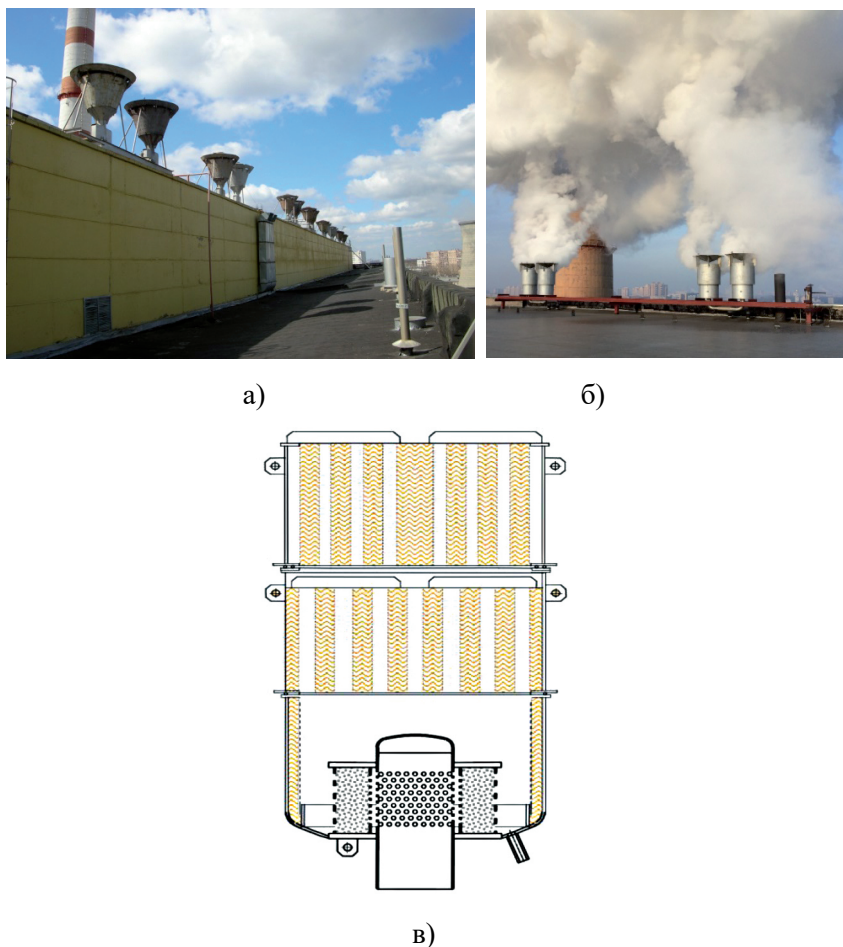


Рис. 10.14. Паровые глушители конструкции:
а – ЮЖВТИ (СКБ ВКТ); б – МЭИ; в – фирмы «Glaunach»

10.8. Глушители шума газотурбинных установок

Глушители шума газотурбинных установок (ГТУ) всегда устанавливают на воздухозаборе, часто на выхлопном тракте и системах вентиляции кожуха ГТУ. На рис. 10.15 показана характерная схема шумоглушения, используемая в мировой практике для систем воздухозабора, на рис. 10.16 представлены схемы шумоглушения для выхлопного газового тракта.

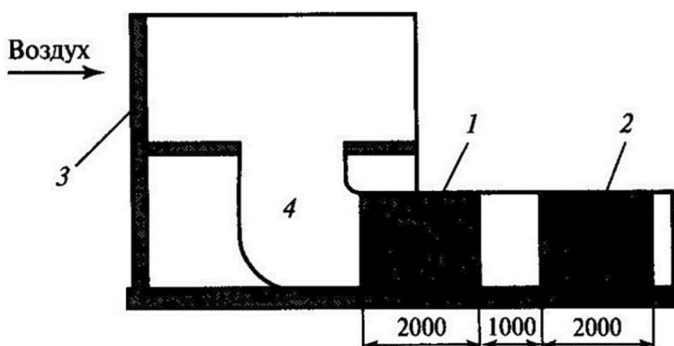


Рис. 10.15. Схема глушителя для воздушного тракта ГТ-100-750:

1 – ступень для снижения низких частот;

2 – ступень для снижения высоких частот; 3 – жалюзи; 4 – воздушный тракт

Для выхлопного тракта используют глушители (рис. 10.16), которые являются, как правило, различными комбинациями цилиндрических и кулисных глушителей. Например, на рис. 10.16,а показана схема шумоглушения выхлопного тракта ГТУ фирмы «Броун-Бовери» мощностью 25 МВт. Для газовых турбин, выхлопные тракты которых подсоединены к одной дымовой трубе, целесообразно устанавливать один глушитель на все газовые турбины в цокольной части дымовой трубы. На рисунке 10.17 и 10.18 показаны соответственно устройства глушителей для нижнего и бокового подвода газоходов в трубу. Здесь звуковая энергия гасится за счет звукопоглощающего материала перегородок, внутренней облицовки трубы и цилиндров. Оба устройства имеют минимальное аэродинамическое сопротивление, которое обеспечивается оптимальным выбором высоты перегородки, размещением цилиндров со звукопоглощающим материалом и др.

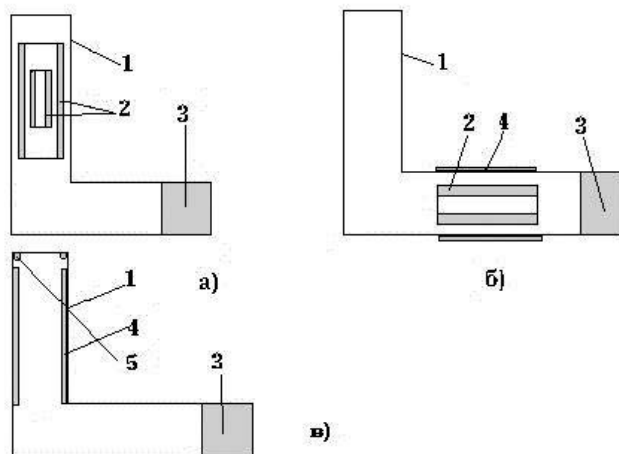


Рис. 10.16. Глушители для выхлопного тракта:

а – комбинация цилиндрических глушителей; б – сочетание цилиндрического и трубчатого глушителя; в – работающий по принципу «антизвук»;
 1 – дымовая труба; 2 – звукопоглощающие цилиндры; 3 – ГТУ;
 4 – звукопоглощающая облицовка; 5 – громкоговорители системы «антизвук»

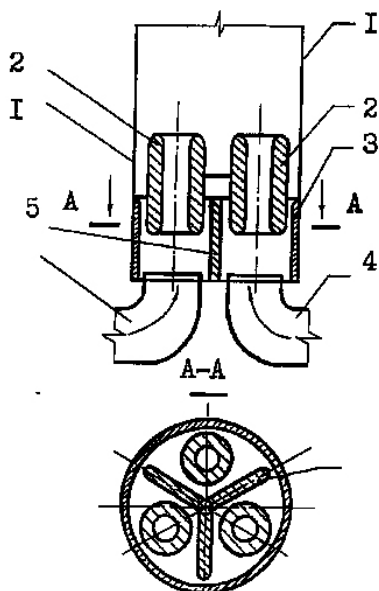
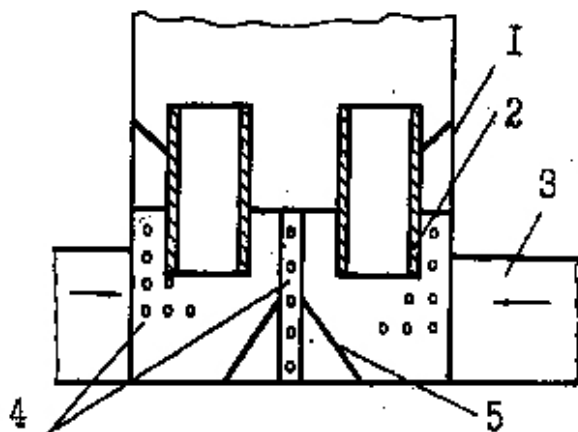


Рис. 10.17. Глушитель выхлопного тракта ГТУ при нижнем подводе газоходов в дымовую трубу:

1 – дымовая труба; 2 – цилиндрический глушитель;
 3 – звукопоглощающая облицовка; 4 – подводящий газоход; 5 – перегородка



**Рис. 10.18. Глушитель выхлопного тракта
при боковом подводе газохода в дымовую трубу:**

1 – дымовая труба; 2 – цилиндрический элемент; 3 – подводящий газоход;
4 – перегородка; 5 – пандус

Из рисунка 10.17 видно, что поток дымовых газов плавно расширяется, проходя через конструкции глушителя. Потери аэродинамического сопротивления при этом будут меньше приблизительно на 20 Па для газового тракта с таким подводом трех газоходов от ГТ-100-750 и глушителем, чем без него. Глушитель такого вида установлен на Ивановской ГРЭС.

10.9. Глушители шума парогазовых установок

Глушители парогазовых установок (ПГУ) работают при более низких температурах, чем глушители после ГТУ. Требуемое снижение уровня шума глушителями ПГУ на высоких частотах ниже, чем для глушителей ГТУ. Это отражается на конструкции и размерах глушителя ПГУ. Место расположения глушителей ПГУ определяется величиной требуемого снижения на различных среднегеометрических частотах, а также возможностью размещения глушителя. Целесообразно располагать глушитель в местах наибольшего проходного сечения и минимальных скоростей.

Глушители могут располагаться в котле-утилизаторе (КУ) (рис. 10.19), после котлов-утилизаторов до дымовой трубы (рис. 10.20), а также в дымовой трубе (рис. 10.21).



Рис. 10.19. Глушитель шума в котле утилизаторе

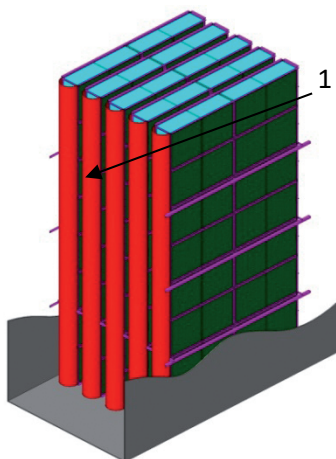
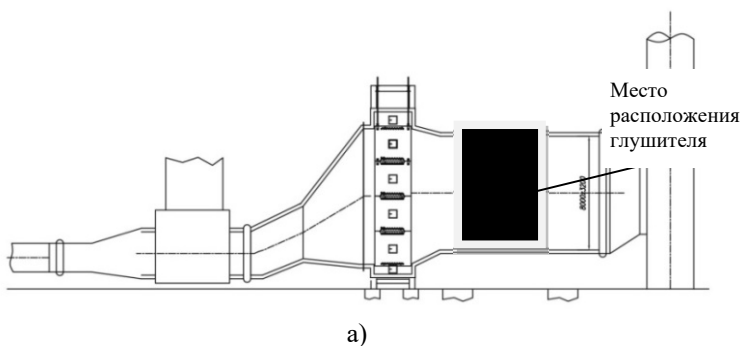


Рис. 10.20. Глушение газовой турбины марки LM6000-SPRINT GE с котлом утилизатором КУВ-50-150:

а – месторасположение глушителя; б – конструкция пластинчатого глушителя:
1 – пластины глушителя

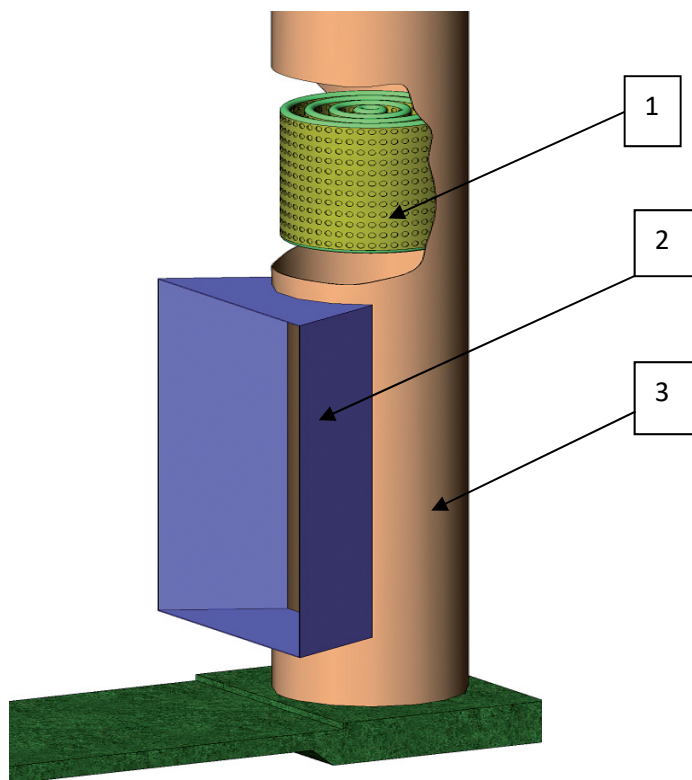


Рис. 10.21. Глушитель в дымовой трубе
после котла-утилизатора марки Е-57,5/12,0-7,4/0,6-520/280:
 1 – цилиндрический глушитель; 2 – вход дымовых газов после котла;
 3 – дымовая труба

10.10. Глушители шума тягодутьевых машин

Для снижения шума тягодутьевых машин (дымососов и дутьевых вентиляторов) широко используют установку глушителей.

Глушители шума дымососов устанавливают со стороны газового тракта как можно ближе к источнику шума. Они должны надёжно эксплуатироваться при температуре до 170°C; при условии низкотемпературной коррозии и скоростях потока дымовых газов до 20 м/с.

Для уменьшения шума дымососов используются глушители пассивного типа, которые показаны на рис. 10.22.

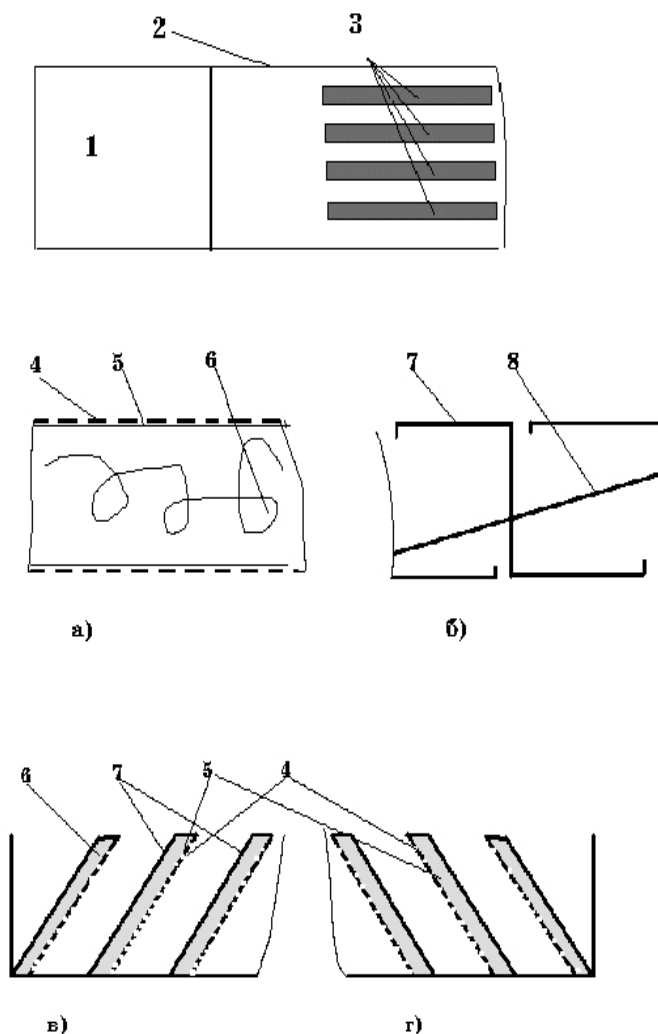


Рис. 10.22. Глушители пассивного типа:

- а – диссипативные; б – «Гельмгольца»; в, г – «ёлочные»;
 1 – источник шума; 2 – газовоздухопровод; 3 – пластины глушителя;
 4 – перфорированный лист; 5 – защитная стеклоткань;
 6 – звукопоглощающий материал; 7 – сплошной лист; 8 – перегородка

Для снижения шума дымососов используют диссипативные и реактивные глушители типа «одной четвертой длины волны».

Глушители шума дутьевых вентиляторов устанавливают со стороны воздушного тракта. Конструкция глушителей аналогична

конструкциям для дымососов (рис. 10.22,а). По сравнению с глушителями дымососов глушители дутьевых вентиляторов работают при относительно более благоприятных условиях, поскольку рабочей средой является атмосферный воздух.

Для снижения шума воздухозаборов дутьевых вентиляторов используются чаще всего глушители диссипативного типа.

Для снижения уровня шума на 10–11 дБ могут использоваться также экранные глушители. Достоинством экранного глушителя являются простота конструкции, относительно небольшие капитальные затраты на его создание.

Снижение уровня шума простейшей конструкцией экранного глушителя основано на отражении части звуковой энергии обратно в канал воздухозабора. Конструкции экранов приведены ниже.

10.11. Экраны для снижения шума энергетического оборудования

Экраны могут использоваться в энергетике для снижения шума градирен, трансформаторов, дожимных компрессоров, газораспределительных пунктов, различных систем вентиляции, воздухозаборников компрессоров и других источников, которые находятся на территории станции.

Объект считают экраном, если:

- поверхностная плотность его не менее 10 кг/м^2 ;
- поверхность его сплошная (без больших разрывов или просветов);
- горизонтальный размер экрана в направлении перпендикулярном к линии, соединяющей источник и приемник, более длины звуковой волны λ с частотой, равной среднегеометрической частоте октавной полосы.

Затухание звука экраном в любой октавной полосе частот не следует принимать более 20 дБ в случае дифракции на одной кромке. Дополнительное снижение (5–10 дБА) достигается использованием звукопоглощающих материалов в панелях экранов и специальных надстроек на кромке экрана.

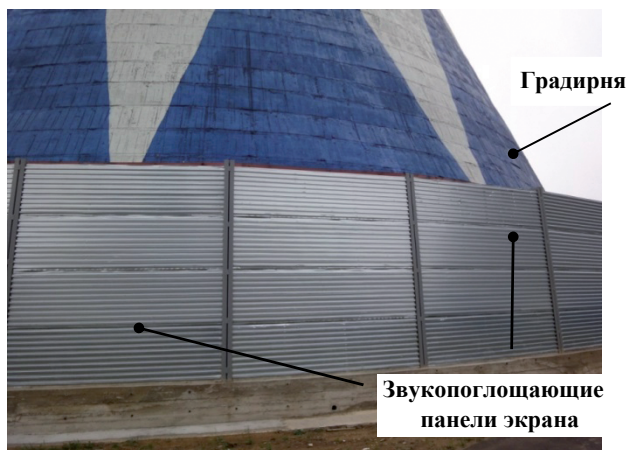


Рис. 10.23. Звукопоглощающие панели экрана для снижения шума от градирен

Все экраны состоят из панелей, установленных в специальные стойки. Панель с лицевой стороны закрывается гофрированным металлическим листом, а со стороны источника шума – перфорированным металлическим листом, внутри панелей находится негорючий, негигроскопичный звукопоглощающий материал.

Фундамент всех экранов выбирается из расчётов на опрокидывание вследствие воздействия ветровой нагрузки.

На рисунке 10.23 показан акустический экран градирни. Высота экранов равна 5 м, длина экрана – 100 м, в плане экран представляет собой дугу, огибающую соответствующую градирню со стороны ближайшей жилой застройки. Панели экрана облицованы с внутренней стороны звукопоглощающим материалом, что повышает его акустическую эффективность до 20 дБ.

10.12. Примеры создания малозагрязнённого энергетического объекта

На рисунке 10.24 показан комплекс мероприятий по снижению факторов физического воздействия от ТЭС с парогазовыми установками (ПГУ).

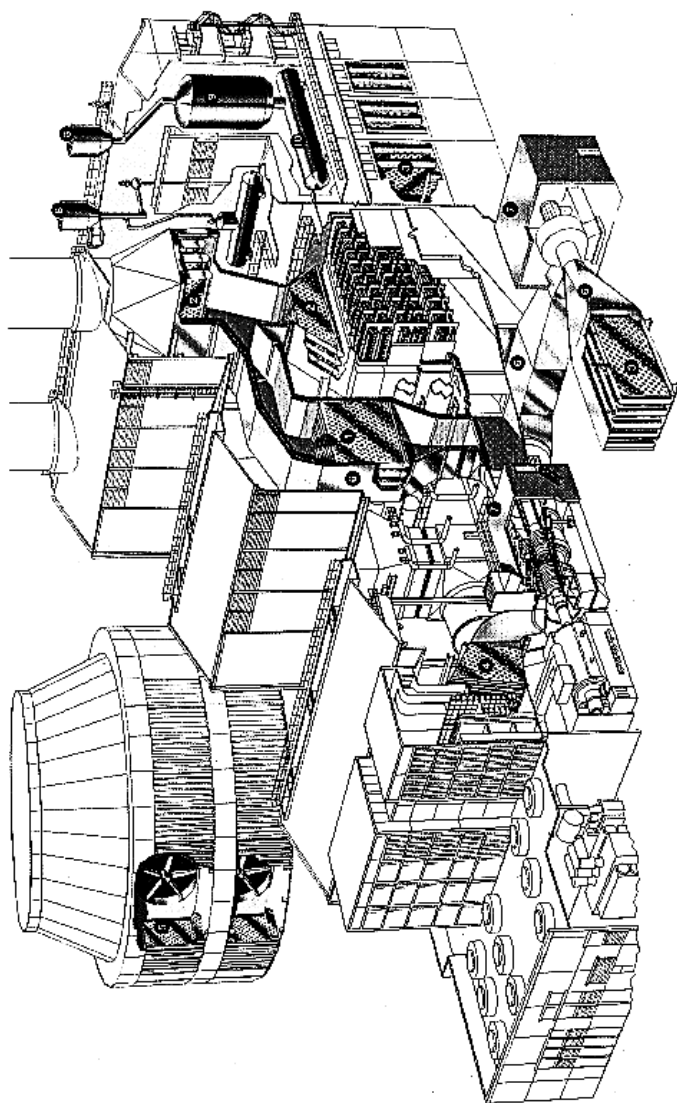


Рис. 10.24. Система снижения факторов физического воздействия ТЭС с ПГУ:

- 1 – шумоглушитель на выходном тракте ГТУ; 2 – шумоглушитель на выходном тракте котла;
- 3 – шумоглушитель на воздушном тракте дутьевого вентилятора и системы местной вентиляции;
- 4 – шумоглушитель на воздухозаборе ГТУ; 5 – шумоглушитель градирни; 6 – звукоизоляция газозабопроводов;
- 7 – кожухи; 8 – паровые глушители

Здесь для снижения шума предусмотрена установка шумоглушителей: на выхлопном (1) и воздухозаборном (4) трактах ГТУ; на выхлопном тракте парового котла (2); на воздушном тракте дутьевого вентилятора и системы местной вентиляции (3); на градирне (5); паровых выбросах (8). Для снижения корпусного шума дутьевого вентилятора котла и ГТУ используются кожухи (7). Газовоздухопроводы имеют звукоизоляцию (6).

Выбор мер по снижению факторов физического воздействия обосновывается технико-экономическим расчётом. Газотурбинные ТЭЦ (ГТУ-ТЭЦ) находят всё более широкое применение как источники тепловой и электрической энергии для жителей окружающих районов и часто располагаются в непосредственной близости от жилых домов.

При близком расположении станции к жилым районам необходимо осуществить меры по снижению шума выхлопов принудительной вентиляции кожухов, а также предусмотреть дополнительные меры по снижению шума воздухозабора ГТУ. Для дополнительного снижения шума воздушного тракта перед каждым из четырёх компрессоров ГТУ станции устанавливается пластинчатый, одноступенчатый глушитель шума на прямом вертикальном участке воздуховода ГТУ (рис. 10.25).

На рисунке 10.26 показаны глушители шума для снижения шума приточной и вытяжной вентиляции ГТУ «Taurus 60» мощностью 5,3 МВт фирмы «Solar Turbines» (США).



Рис. 10.25. Воздухозаборы ГТУ на ГТУ-ТЭЦ

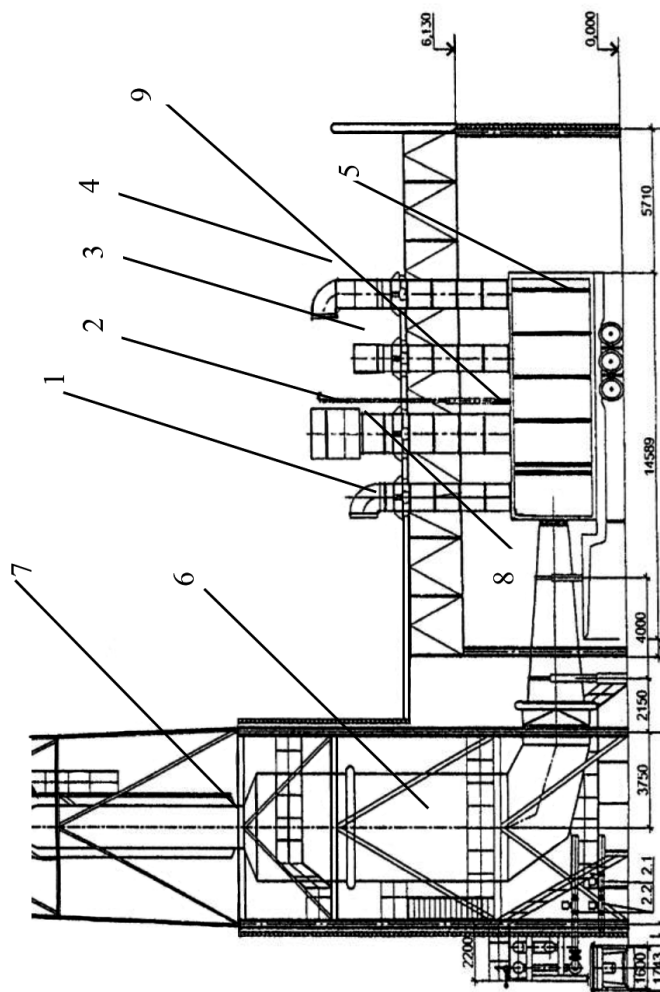


Рис. 10.26. Схема установки глушителей шума воздухозаборов ГТУ ГТУ-ГЭЦ и систем вентиляции ГТУ «Taurus 60»:
1 – выход принудительной вентиляции №1 кожуха ГТУ; 2 – воздухозабор ГТУ; 3 – выход принудительной вентиляции №2 кожуха ГТУ; 4 – дымова труба; 5 – входящий в комплект поставки глушитель шума воздухозабора ГТУ; 6 – кожух ГТУ; 7 – дымова труба; 8 – входящий в комплект поставки глушитель шума воздухозабора ГТУ; 9 – дополнительный шумоглушитель для снижения шума воздухозабора



а)



б)

**Рис. 10.27. Размещение глушителей систем вентиляции кожуха
ГТУ на крыше станции:**

а – глушители выхлопа принудительной вентиляции;
б – глушители воздухозабора

Конструкции глушителей шума воздухозаборов принудительной вентиляции кожухов ГТУ аналогичны конструкциям глушителей шума выхлопа и состоят только из пластинчатого глушителя.

На рисунке 10.27 показаны установленные на крыше глушители выхлопа (а) и глушители воздухозабора вентиляции ГТУ (б). Котельные с котлами любой мощности могут являться источником превышения санитарных норм в окружающем районе.

Котельные с котлами средней мощности находятся часто на расстоянии 25–35 м от жилых домов. Основными источниками излучения шума для рассматриваемых котельных средней мощности являются срезы устьев дымовых труб, и вентиляционные проёмы в зданиях котельных. Причиной шума от срезов дымовых труб котлов является шум горения, а от вентиляционных проёмов – шум от работающего оборудования внутри котельных (корпусной шум от сетевых насосов, котлов, вентиляторов).

Отдельный случай – котельные с газопоршневыми двигателями и газовыми турбинами. Здесь нужно учитывать дополнительные источники шума и предусматривать меры по их снижению.

Для снижения шума необходимо устанавливать глушители в газовые тракты для котельных с котлами средней и большой мощности; в воздушные тракты – для котельных с котлами большой мощности. Конструкции глушителей аналогичны приведённым выше.

Для котельных большой мощности часто необходимо снижать шум от ГРП путем звукоизоляции и использования акустических экранов, которые описаны ранее.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение понятию шум. Чем понятие «звук» отличается от понятия «шум»?
2. Дайте определение понятию электромагнитное воздействие.
3. Какие негативные последствия от шумового и электромагнитного воздействия на организм человека?
4. Какие количественные характеристики используются для определения шума?

5. Чем обусловлено использование для количественного определения шумового воздействия логарифмических величин?

6. Какая разница между понятием «давление» и «звуковым давлением»?

7. Дайте определение высоко-, средне- и низкочастотному шуму. Приведите характерные примеры излучаемого от энергетического оборудования шума.

8. Какая разница между частотой и среднегеометрической частотой?

9. Почему при акустических измерениях и расчетах используются величины дБА?

10. Какие нормативные документы по ограничению шумового воздействия и электромагнитного воздействия Вы знаете?

11. Как осуществляется нормирование по электромагнитному излучению?

12. Снижение уровня шума в элементах газоздухопроводов какого энергетического оборудования играет важную роль при определении шумового воздействия на окружающий район?

13. Какие параметры влияют на снижение уровня шума на прямых участках? Сформулируйте закон Белова.

14. Как рассчитывается снижение уровня звуковой мощности в прямых осесимметричных каналах?

15. Какие параметры влияют на снижение шума на поворотах? Отдельно объясните влияние геометрической характеристики и звукопоглощения стенками поворота на снижение уровня шума.

16. Чему равно максимально возможное снижение уровня шума на прямом повороте за счёт облицовки стен поворота звукопоглощающими материалами?

17. Чему равны снижения уровней звуковой мощности в многоствольных металлических и футерованных кирпичом трубах? Где оно больше и почему?

18. Сравните величины снижения уровня звуковой мощности в газовом и воздушном трактах ТЭС?

19. Какие требования предъявляются к паровым глушителям?

20. Опишите принцип работы паровых глушителей.

21. Какие типы глушителей используются для снижения шума от ГТУ? Какие особые требования предъявляются к глушителям ГТУ?

22. Какие типы глушителей используются для снижения шума от тягодутьевых машин? В чём отличие глушителей воздушного тракта по сравнению с глушителями газового тракта?

23. Что предусматривают, чтобы не допустить слёживания звукопоглощающего материала в абсорбционных глушителях?

24. В каких случаях используются экранные глушители?

25. За счёт чего происходит снижение шума от использования экрана?

26. Чему равна максимальная эффективность экрана на открытом воздухе? Для какого оборудования целесообразнее использовать экраны?

27. Почему необходимо комплексно подходить к снижению шума от энергетического объекта?

28. Какие мероприятия необходимо предусматривать при снижении шума от ТЭС?

29. Какие мероприятия необходимо предусматривать при снижении шума от ТЭС с ПГУ?

30. Какие мероприятия необходимо предусматривать при снижении шума от ГТУ-ТЭЦ?

Список рекомендуемой литературы

10.1. Тупов, В.Б. Факторы физического воздействия ТЭС на окружающую среду/ В.Б. Тупов. – М.: Изд-во МЭИ, 2012.

10.2. Тупов, В.Б. Снижение шума от энергетического оборудования / В.Б. Тупов. – М.: Изд-во МЭИ, 2005.

10.3. Иванов, Н.И. Защита от шума и вибрации / Н.И. Иванов. – Издательство «НИЦ АРТ», 2017.

10.4. Седлов, А.С. Экологическая безопасность тепловых электрических станций: задачник / А.С. Седлов, В.Б.Тупов, Е.Н. Потапкина и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2018.

Учебное издание

Никитина Ирина Сергеевна
Прохоров Вадим Борисович
Путилова Ирина Вячеславовна
Рогалёв Николай Дмитриевич
Роганков Михаил Петрович
Росляков Павел Васильевич
Рябов Георгий Александрович
Седлов Анатолий Степанович
Тупов Владимир Борисович
Шищенко Валерий Витальевич

ПРИРОДООХРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ТЭС

Учебник

Редактор С.В. Казакова
Компьютерная верстка Ю.В. Макарова

Подписано в печать	10.06.21.	Печать офсетная.	Формат 60х90 1/16
Печ. л. 28,25.	Тираж 200 экз.	Изд. № 20у-119	Заказ

Оригинал-макет подготовлен в РИО НИУ «МЭИ».

111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14.

Отпечатано в типографии НИУ «МЭИ».

111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 13.

