Ф. П. Дужих, В. П. Осоловский,
М. Г. Ладыгичев

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ДЫМОВЫЕ И ВЕНТИЛЯЦИОННЫЕ ТРУБЫ

Под редакцией Ф. П. Дужих

"Теплотехник"
Москва, 2004

УДК 621.181.7
Д81

Дужих Ф. П., Осоловский В. П., Ладыгичев М. Г. **Промышленные дымовые и вентиляционные трубы**: Справочное издание / Под редакцией Ф. П. Дужих. — М.: Теплотехник, 2004. — 464 с.

Материалы справочника подготовлены на основе обобщения накопленного опыта эксплуатации дымовых труб, многочисленных научных исследований, проводившихся в ЗАО "Союзтеплострой", ОАО "ВНИПИТеплопроект", ОАО "Фирма ОРГРЭС", Московском энергетическом институте и других организациях, а также с использованием опубликованных отечественных и зарубежных источников. В справочнике рассмотрены конструктивные и газодинамические схемы газоотводящих труб. Изложены вопросы выбора газоотводящих труб при проектировании, оптимизации основных характеристик, унификации и типизации. Освещены различные аспекты их возведения, эксплуатации, обследования, надежности работы, ремонта и реконструкции. Справочник необходим для работников топливно-энергетического комплекса самых различных направлений, занимающихся проектированием, строительством, эксплуатацией и экспертизой промышленной безопасности дымовых труб. Полезен также для преподавателей и студентов вузов и колледжей.
Ил. 121. Табл. 71. Библиогр. список: 139 назв.

Работа представлена в авторской редакции.

© Дужих Ф. П., Осоловский В. П.,
Ладыгичев М. Г., 2004 г.
© Теплотехник, 2004 г.

ISBN 5-98457-010-6 (2-й з-д)

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 6

Глава 1. **Конструктивные схемы газоотводящих труб** 12
1.1. Основные типы промышленных труб 12
1.2. Конструкции отечественных газоотводящих труб 13
1.3. Конструкции зарубежных газоотводящих труб 29

Глава 2. **Материалы для газоотводящих труб** 38
2.1. Физические, механические, химические свойства строительных материалов 38
2.2. Материалы для железобетонного ствола-оболочки и фундаментов труб 48
2.3. Материалы для кирпичных стволов 50
2.4. Материалы для футеровки 53
2.5. Материалы для тепловой изоляции газоотводящих труб 54
2.6. Материалы для стальных стволов и металлоконструкций 56
2.7. Материалы для антикоррозионной защиты и маркировочной окраски 57

Глава 3. **Расчет высоты газоотводящих труб** 60
3.1. Общие положения по рассеиванию примесей в атмосфере 60
3.2. Методика расчета рассеивания вредных примесей и выбор высоты газоотводящих труб 65
3.3. Зарубежный опыт в области расчета высоты газоотводящих труб ТЭС 69

Глава 4. **Аэродинамические характеристики газоотводящих стволов** 74
4.1. Основные теоретические положения 74
4.2. Аэродинамика газоотводящих стволов различной геометрии 78
4.3. Аэродинамические характеристики диффузоров 83
4.4. Выбор диффузоров для проектируемых и существующих газоотводящих труб 89
4.5. Аэродинамические характеристики газоотводящих труб с вентилируемыми зазорами 96
4.6. Аэродинамические характеристики действующих газоотводящих труб 106
4.7. Аэродинамика цокольной части газоотводящих труб 109

Глава 5. **Наружная аэродинамика газоотводящих труб** 114
5.1. Особенности обтекания газоотводящих труб ветровым потоком 114
5.2. Самоокутывание газоотводящих труб 115
5.3. Использование газоотводящих труб для градиентных метеорологических наблюдений 126

Глава 6. **Выбор оптимальных параметров газоотводящих труб мощных ТЭС** 130
6.1. Методика выбора оптимальных параметров 130
6.2. Графоаналитический выбор оптимальных скоростей газа в стволе трубы 140
6.3. Методика учета частичных нагрузок подключенного оборудования на оптимизацию параметров газоотводящих труб 145

Глава 7. **Тепловой расчет газоотводящих труб** ... 151
7.1. Физико-химические процессы в конструкциях труб ... 151
7.1.1. Процессы массопереноса ... 151
7.1.2. Коррозия бетона ... 157
7.1.3. Низкотемпературная коррозия сталей в среде продуктов сгорания сернистых мазутов ... 160
7.1.4. Основы электрохимии коррозии металлов ... 162
7.2. Теплообмен в газоотводящей трубе ... 165
7.3. Особенности расчета теплопередачи в газоотводящей трубе ... 173
7.4. Методы расчета температурных полей в газоотводящих трубах ... 177
7.5. Массообмен в газоотводящей трубе ... 190

Глава 8. **Статический расчет ствола газоотводящей трубы** ... 201
8.1. Общие положения по расчету железобетонного ствола ... 201
8.2. Определение ветровой нагрузки ... 204
8.3. Расчет горизонтальных сечений ... 207
8.4. Напряжение в арматуре при совместном действии внешних сил и температур ... 219
8.5. Расчет по раскрытию горизонтальных трещин ... 224
8.6. Расчет вертикальных сечений ... 225
8.7. Особенности напряженного состояния ствола дымовой трубы, работающей в условиях пульсирующих температурных режимов ... 227
8.8. Основные положения расчета стальных дымовых труб ... 231
8.8.1. Общие сведения ... 231
8.8.2. Свободно стоящие стальные дымовые трубы ... 231
8.8.3. Стальные трубы на оттяжках ... 234
8.8.4. Стальные трубы в стальном несущем каркасе ... 235
8.8.5. Стальные трубы в железобетонной оболочке ... 236
8.9. Расчет кирпичных дымовых труб ... 238

Глава 9. **Основы выбора числа и типа газоотводящих труб и их унификация** ... 241
9.1. Основы выбора числа и типа газоотводящих труб на ТЭС ... 241
9.2. Унификация газоотводящих труб ... 246
9.3. Унифицированный цоколь газоотводящих труб ... 248

Глава 10. **Возведение газоотводящих труб** ... 255
10.1. Возведение железобетонных труб ... 255
10.2. Сооружение кирпичных труб ... 262
10.3. Технико-экономические показатели по возведению газоотводящих труб ... 268

Глава 11. **Эксплуатация и надежность газоотводящих труб** ... 274
11.1. Общие положения ... 274
11.2. Ввод газоотводящих труб в эксплуатацию ... 275
11.3. Эксплуатация газоотводящих труб с прижимной футеровкой ... 277
11.4. Эксплуатация газоотводящих труб с противодавлением ... 283
11.5. Повышение газоплотности и коррозионной стойкости газоотводящих труб методом управляемых золовых отложений ... 288

11.6. Оценка надежности газоотводящих труб с проходным зазором ... 308
11.7. Эксплуатация кирпичных труб ... 320

Глава 12. **Эксплуатационный контроль на газоотводящих трубах ТЭС** ... 324
12.1. Наблюдение за состоянием газоотводящей трубы ... 324
12.2. Тепловой и аэродинамический контроль на газоотводящих трубах ... 330
12.3. Контроль состояния газоотводящей трубы с помощью тепловизионной техники ... 334
12.4. Обследование футеровки дымовой трубы без ее останова ... 345
12.5. Аппаратура и приборы для измерений на газоотводящих трубах ... 346

Глава 13. **Экспертиза промышленной безопасности газоотводящих труб** ... 365

Глава 14. **Ремонт и реконструкция газоотводящих труб** ... 370
14.1. Общие положения ... 370
14.2. Ремонт железобетонных труб ... 371
14.3. Ремонт кирпичных труб ... 378
14.4. Реконструкция газоотводящих труб ... 379
14.4.1. Повышение надежности дымовых труб способом восстановления тепловой изоляции ... 379
14.4.2. Установка внутренних газоотводящих стволов ... 386
14.4.3. Замена кирпичной футеровки монолитной ... 388
14.4.4. Установка диффузоров ... 389
14.4.5. Повышение газоплотности футеровки и антикоррозионная защита внутренней поверхности газоотводящего ствола ... 390

Глава 15. **Консервация газоотводящих труб** ... 399

Глава 16. **Вентиляционные трубы атомных электростанций** ... 403
16.1. Общие положения по выбору вентиляционных труб АЭС ... 403
16.2. Компоновочно-конструктивные решения по вентиляционным трубам АЭС ... 405
16.3. Особенности рассеивания в атмосфере газоаэрозольных выбросов АЭС ... 409
16.4. Распространение выбросов из вентиляционных труб АЭС в условиях промплощадки ... 415

Приложение 1. Внешние газоходы дымовых и их сопряжения с дымовыми трубами ... 423
Приложение 2. Физические параметры для сухого воздуха ... 437
Приложение 3. Теплофизические характеристики применяемых строительных материалов ... 438
Приложение 4. Физические параметры дымовых газов ... 440
Приложение 5. Методические указания по обследованию дымовых и вентиляционных промышленных труб ... 441

Список литературы ... 454

ПРЕДИСЛОВИЕ

Дымовые трубы, целью которых является отвод газов от тепловых установок и рассеивание их в атмосфере, относятся к сложным специальным инженерным сооружениям башенного типа и являются неотъемлемой частью технологических схем промышленных предприятий и тепловых электростанций.

От надежности, прочности и долговечности этих сооружений зависят бесперебойная работа подключаемого к ним оборудования и агрегатов, обеспечение электроэнергией как отдельных промышленных предприятий, так и целых регионов. Создание долговечности конструкций промышленных дымовых труб и осуществление их массового строительства ускоренными методами с обеспечением высокого качества работ — большая народнохозяйственная задача.

Традиционно дымовые трубы строились из красного глиняного кирпича повышенной прочности. Трубы, работающие в условиях агрессивных отходящих газов, иногда возводили из полуклинкера прочностью 200–250 кг/см^2.

На многих сотнях труб, построенных трестом "Союзтеплострой" в стране и за рубежом, выложен метровыми буквами на впечатляющей высоте фирменный знак "СТС".

В годы первых пятилеток было освоено строительство кирпичных труб высотой 100–120м.

В 1935–1936 гг. на Средне-Уральском медно-серном заводе построена кирпичная труба высотой 120 м. В 1936–1937 гг. на заводе "Ормедьзолото" в Медногорске из полуклинкера возведена труба высотой 110 м. В эти годы трубы высотой более 100 м сооружались в единичных случаях.

Кирпичные трубы высотой 45–60 м строились на большинстве заводов, сооружали их подрядные и частные бригады трубокладов.

В 1936 г. возникла срочная необходимость построить на Ракитянском руднике комбината "Ормедьзолото" кирпичную трубу высотой 45 м. Эта труба в суровых зимних условиях была построена методом "термоса". Суть метода заключается в том, что в процессе кладки трубы производится непрерывный подогрев теплым воздухом внутреннего объема ствола, что позволяет достигнуть в короткий срок 70 % прочности раствора в кладке, а в период сушки трубы цементный раствор приобретает проектную прочность. Этот метод нашел применение в военные годы.

Необходимость сооружения заводских труб в кратчайшие сроки при восстановлении промышленности в районах, разрушенных войной, при остром недостатке качественного красного кирпича поставила проблему освоения строительства труб из железобетона.

Строительство железобетонных монолитных дымовых труб трестом "Союзтеплострой" началось в 1944 г.

В начале была построена серия дымовых железобетонных цилиндрических труб высотой 20–50 м. Первые две цилиндрические дымовые трубы из монолитного железобетона высотой 30 и 20 м были сооружены в октябре – феврале 1944–1945 гг. в пос. Бескудниково Московской обл.

В дальнейшем была построена серия из десяти дымовых железобетонных цилиндрических труб на ряде предприятий. Высота цилиндрических труб ограничивалась в основном 40–50 м.

Строительство дымовых цилиндрических труб завершилось возведением трубы высотой 70 м. Железобетонная труба высотой 70 м, построенная на цементном заводе в Краматорске в 1945–1946 гг., имела наружный диаметр до отм. 15,5 м — 3 380 мм, выше 3 240 мм. Толщина стенок трубы была соответственно 220 и 150 мм. Марка бетона в проекте была принята 140. Проектирование и расчеты трубы выполнялись по принятому в то время для расчета труб методу — по допускаемым напряжениям. Бетонирование цокольной части трубы производилось в стационарной, а надцокольной — в скользящей опалубке. Футеровка трубы, состоящая из шлаковой засыпки слоем 10 см и кирпичной кладки толщиной 12 см, была закончена в марте 1947 г., а ввод трубы в эксплуатацию состоялся в апреле 1947 г.

В то время отсутствовали общеобязательные нормативные документы по проектированию и защите от коррозии дымовых труб. Отсутствовала также единая методика учета силовых воздействий и других факторов, влияющих на работу трубы. Не проводились с достаточной полнотой теоретические и экспериментальные работы по жароупорным и обычным бетонам, применяемые для стволов дымовых труб.

Только в 1957–1960 гг. с необходимой полнотой были проведены теоретические и экспериментальные работы лабораторией жароупорных конструкций НИИЖБа с учетом богатой практики ВНИПИ Теплопроекта по проектированию железобетонных дымовых труб. В результате этими же организациями была разработана и издана "Инструкция по проектированию железобетонных дымовых труб" (М.: Госстройиздат, 1962 г.). Эта инструкция была составлена на основе метода расчета ствола трубы, разработанного проф. В. И. Мурашевым, теоретических и экспериментальных работ НИИЖБа по жароупорному бетону и железобетону, а также на основе практики ВНИПИ Теплопроект по проектированию железобетонных дымовых труб. В основу инструкции также были положены общие методы расчета трещиноустойчивости, жесткости и прочности обычных железобетонных конструкций, исследование естественного и искусственного перераспределения усилий при проектировании

обычных и предварительно напряженных конструкций, а также основные принципы конструирования, общие для обычного и жароупорного железобетона.

Возведение более высоких железобетонных дымовых конических труб сдерживалось отсутствием отечественной строительной технологии. В то время необходимо было срочно построить дымовую трубу высотой 152,4 м в пос. Никель.

Госстрой СССР объявил конкурс на проектирование опалубки для возведения конических железобетонных труб. Однако сроки поджимали, страна остро нуждалась в никеле. Поэтому, не дожидаясь окончания конкурса, правительством было принято решение: купить опалубку для строительства конических железобетонных дымовых труб за рубежом. Эта операция была осуществлена в 1945 г. Опалубка была приобретена у американской фирмы "Гейне" (США). Труба комбината "Печенеганикель" возводилась в металлической подъемно-переставной опалубке высотой 2 380 мм.

Бетонная смесь подавалась на трубу в металлических тачках в грузовой клети подъемника, а позднее — в бункере, который был установлен в клети шахтоподъемника. Уплотнение бетона осуществлялось вибраторами с гибким валом и двигателем внутреннего сгорания. Качество бетонной смеси и ее составляющих контролировалось участковой лабораторией, оснащенной необходимыми приборами и оборудованием.

Строительство дымовой трубы комбината "Печенеганикель" было закончено в 1946 г.

Многолетний опыт эксплуатации оборудования, применявшегося "Союзтеплостроем" при строительстве железобетонных дымовых труб, показал, что оно высоконадежно, быстро и просто собирается и демонтируется, создает хорошие условия труда, особенно в зимнее время и обеспечивает скорость воздействия дымовых труб до 2,5 м в 1 сут.

Трест "Союзтеплострой" возвел за 1944–1952 гг. более 100 дымовых железобетонных труб высотой до 120–150 м, только в 1951 г. построена 41 дымовая труба.

Для обеспечения своевременного строительства такого большого количества дымовых труб "Союзтеплостроем" было освоено серийное изготовление подъемно-переставной опалубки и различных типов шахтоподъемников на Ленинградском ремонтно-механическом и Харьковском механическом заводах треста.

В ноябре 1952 г. на базе Московского управления по возведению железобетонных дымовых труб и участков других управлений треста "Союзтеплострой", занимавшихся строительством дымовых железобетонных труб, был создан трест "Железобетонстрой", позднее переименованный в "Спецжелезобетонстрой" (постановление Совмина СССР от 16 мая 1952 г., приказ Минстроя СССР от 10.09.1952 г. № 727).

Основной тип сооружений, возводимых трестом "Спецжелезобетонстрой", — промышленные дымовые железобетонные трубы. Всего трестом за 1953–1995 гг. построено более 2 600 труб. Такого большого количества дымовых железобетонных труб не возводила ни одна строительная фирма мира.

С развитием мощностей ТЭЦ и ГРЭС и других промышленных предприятий, а также для обеспечения чистоты воздушного бассейна высоты дымовых труб стали возрастать. А это повышало ответственность научных разработок, проектировщиков и строителей, ставило перед ними сложные проблемы разработки новых материалов, технологических процессов и более мощных грузоподъемных средств.

Первая дымовая труба высотой 180 м была построена Спецжелезобетонстроем в 1950 г. для Ливийской ГРЭС, всего организациями треста было построено более 200 таких труб, Следующим этапом в развитии трубостроения было возведение дымовых труб высотой уже 250 м. В 1966 г. закончено строительство дымовой трубы Каширской ГРЭС. В последующие годы организации треста возвели более 100 дымовых труб высотой 240–250 м.

Бурный рост промышленности требовал возведения дымовых труб исполинских высот 320–330 м, что уже превышало высоту знаменитой Эйфелевой башни в Париже.

Инженеры и рабочие "Спецжелезобетонстроя" сумели решить эту проблему. Первые две дымовые трубы высотой 320 м Запорожской и Углегорской ГРЭС были закончены строительством в 1972 г., а всего было возведено 21 дымовые трубы высотой 320–330 м.

Эстафета повышения высот дымовых труб была продолжена в 1985 г. дымовой трубой высотой 370 м на Березовской ГРЭС и завершена в 1988 г. возведением самой высокой в мире дымовой трубы высотой 420 м на Экибастузской ГРЭС-2. Это достижение треста "Спецжелезобетонстрой" достойно занесения в "Книгу рекордов Гиннеса".

Большой вклад в освоение и развитие отечественной отрасли трубостроения внесли инженеры Л. Д. Солоденников, Л. В. Колосов, П. Ф. Бархатов, И. А. Шишков, Б. Д. Тринкер, Ф. В. Кочетков и др.

С ростом высоты и большой стоимостью дымовые трубы становятся ответственными инженерными сооружениями при проектировании, возведении и эксплуатации которых требуется решать большое количество технических задач, связанных с обеспечением их надежности и долговечности.

Проводились научные исследования в области разработки совершенных методов расчета, новых материалов и технологий, надежных конструкций, проблем аэродинамики и тепло-массообмена в газоотводящих стволах.

Все эти проблемы успешно решались различными организациями и творческими коллективами под руководством известных ученых, таких как докт. техн. наук, проф. А. Ф. Милованов, Л. А. Рихтер, И. Б. Заседателев, А. К. Внуков, Э. П. Волков и канд. техн. наук В. М. Милонов, А. В. Зиновьев, С. Л. Чернов, Е. И. Гаврилов и др.

В последнее время опубликованы книги:

1. *Ельшин А. М., Ижорин М. Н., Жолудов В. С., Овчаренко Е. Г.* Дымовые трубы. — М.: Стройиздат, 2001 г.

2. *Сатьянов В. Г., Пилипенко П. Б., Французов В. А., Сатьянов С. В.* Экспертиза промышленной безопасности производственных зданий и сооружений. — М.: Висма, 2003 г.

Материалы данной книги подготовлены на основе обобщения накопленного опыта эксплуатации дымовых труб, многочисленных научных исследований, проводившихся в ЗАО "Союзтеплострой", ОАО "ВНИПИ Теплопроект", ОАО "Фирма ОРГРЭС", Московском энергетическом институте и других организациях, а также с использованием опубликованных ранее различных отечественных и зарубежных источников. В частности, полностью вошли материалы ранее выпущенной в 1987 г. издательством "Энергоатомиздат" книги авторов Э. П. Волков, Е. И. Гаврилов, Ф. П. Дужих "Газоотводящие трубы ТЭС и АЭС". За период после выхода в 1987 г. указанной книги в области газоотводящих труб были проведены дополнительные исследования, на основе которых разработаны новые технологии, материалы, методики расчетов и обследований.

В настояще книге предпринята попытка осветить с единых позиций большинство вопросов, связанных с выбором параметров, проектированием, возведением, эксплуатацией, экспертизой и ремонтом газоотводящих труб промышленных предприятий.

Впервые в данной книге изложены основы физико-химических процессов, протекающих в трубах, особенности напряженного состояния ствола дымовой трубы, работающей в условиях пульсирующих температурных режимов. Приводятся современные методы ремонта и реконструкции газоотводящих труб и их консервации.

Книга будет полезна для работников топливно-энергетического комплекса различных направлений, занимающихся проектированием, строительством, эксплуатацией и экспертизой промышленной безопасности дымовых труб, а также для преподавателей и студентов вузов и колледжей.

Авторы-составители книги не претендуют на исчерпывающий информационный охват всех аспектов проблем и их решений в дымовых трубах и будут признательны за все предложения и замечания, которые специалисты найдут возможным высказать в адрес издания:

105064, Москва, ул. Земляной Вал, 27, стр. 3.
Ассоциация "Ростеплостроймонтаж".
ООО "Научно-производственная издательская фирма "Теплотехник", М. Г. Ладыгичеву

105064, Москва, ул. Земляной вал, 27, стр. 3.
ЗАО "ИЦ-Союзтеплострой-СВС",
Ф. П. Дужих

Глава 1 КОНСТРУКТИВНЫЕ СХЕМЫ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ

1.1. Основные типы промышленных труб

К наиболее распространенным типам промышленных труб относятся: Железобетонные дымовые трубы:

- с футеровкой из глиняного кирпича, с частичной теплоизоляцией и воздушным невентилируемым зазором;
- с футеровкой из глиняного кирпича, теплоизоляцией из минераловатных матов или полужестких плит, прижимной стенкой;
- с футеровкой из кислотоупорного кирпича, минераловатной теплоизоляцией, прижимной стенкой и невентилируемым зазором;
- с монолитной футеровкой из полимерцементного и полимерсиликатного бетона;
- с вентилируемым зазором между стволом и футеровкой;
- с внутренними металлическими газоотводящими стволами (МТС) и теплоизоляцией наружной поверхности МГС;
- с внутренним стволом из композитных материалов (стеклопластик, стеклоуглепластик, стеклофаолит);
- дымовые и вентиляционные сборные железобетонные трубы из специального бетона.

Кирпичные дымовые и вентиляционные трубы:

– с кирпичной футеровкой и теплоизоляцией в нижней части трубы;

– с кирпичной футеровкой по всей высоте ствола и теплоизоляцией нижней части ствола и воздушным невентилируемым зазором;

– с кислотоупорной кирпичной футеровкой и теплоизоляцией по всей высоте трубы.

По конструктивным особенностям наиболее распространены металлические трубы следующих типов:

- самонесущие (с оттяжками или без них);
- самонесущие с внутренним газоотводящим стволом (2-х или 3-х стольные с гасителем колебаний);
- с несущей металлической башней;
- многоствольные с центральной несущей решетчатой металлической башней.

Дымовые и вентиляционные трубы из композитных материалов:

– из стеклопластика, сборные, с болтовым соединением царг;

– из углестеклопластика, сборные, с болтовым соединением царг;

– из стеклофаолита и фаолита, сборные, с болтовым соединением сегментов царг и самих царг.

1.2. Конструкции отечественных газоотводящих труб

В отечественной и зарубежной литературе общепринятым является выражение “дымовая труба”. Желая подчеркнуть общность выбора параметров, подходов при проектировании и эксплуатации труб на промышленных предприятиях ТЭС и АЭС, авторы использовали общее для них выражение “газоотводящие трубы”. В контексте для промышленных предприятий и тепловых электростанций используется также выражение “дымовая труба”.

Газоотводящие (дымовые) трубы тепловых электростанций и их конструктивные схемы в течение периода развития теплоэнергетики претерпевали существенные изменения.

Вначале энергетические установки были небольшими по мощности и работали на малосернистых и малозольных топливах при относительно высокой температуре уходящих газов, и назначением дымовых труб в это время являлось удаление дымовых газов из котельных установок за счет разности плотностей окружающего холодного воздуха и горячих дымовых газов. Тяга обеспечивалась невысокими трубами: металлическими высотой до 30 м и кирпичными высотой до 50–60 м.

По мере совершенствования котельных установок — применения водотрубных котлов с водяными экономайзерами и воздухоподогревателями — сопротивление газового тракта возрастало, а температура уходящих газов снижалась. В этих условия дымовые трубы не могли обеспечить движение газов по всему тракту за счет самотяги, и от естественной тяги перешли к принудительной (механической) — с помощью дымососов.

Однако по мере укрупнения электростанций и использования сернистых и зольных топлив для удовлетворения требования, связанных с охраной окружающей среды, потребовалось сооружение железобетонных труб большой высоты: 100–250 м и более. Металлические трубы с расчалками могут сооружаться высотой до 60–80 м, кирпичные трубы можно возводить высотой до 120 м. Наличие фоновых загрязнений, а также отсутствие эффективных и экономически целесообразных способов очистки топлива и газов от вредных примесей определяют появление все более высоких газоотводящих труб для рассеивания в атмосферном воздухе содержащихся в дымовых газах вредных примесей с целью снижения их концентраций в приземном слое атмосферы до необходимого по санитарно-гигиеническим требованиям уровня.

В настоящее время эксплуатируются около ста газоотводящих труб высотой 180 м, более пятидесяти труб высотой 250 м, шесть труб высотой 320 м и три трубы высотой 330 м. Тенденция увеличения высоты газоотводящих труб наблюдается и за рубежом. Например, на ТЭС "Митчелл" (США) построена железобетонная труба с металлическим газоотводящим стволом высотой 366 м для обслуживания двух блоков мощностью по 800 МВт. Высота газоотводящих труб на ТЭС "Дрэкс" (Англия) — 259 м. Железобетон, являясь достаточно эффективным материалом в отношении механической прочности, оказался неспособным противостоять воздействию агрессивных сернистых соединений и повышенной температуры дымовых газов. Поэтому возникла необходимость создания футеровки, имеющей функцию ограждающей поверхности для дымовых газов.

Железобетонные трубы

На рис. 1.1 представлена железобетонная газоотводящая труба подобного типа.

Железобетонный ствол трубы имеет форму полого усеченного конуса с постоянным или переменным уклоном наружной грани стенки трубы в зависимости от условий прочности, экономичности, удобства изготовления, а также архитектурных соображений; переменный уклон принимается в пределах от 0,01 до 0,1, постоянный — 0,02. При бетонировании ствола трубы в переставной опалубке уклон может доходить до 7 %, а при скользящей — не более 2,5 %. При уклонах труб более 7 % требуются особые виды опалубки, выполняемые из переставных щитов, специально предназначенных для этого уклона.

Отношение высоты железобетонного ствола или отдельного его участка соответственно к своему нижнему наружному диаметру должно быть не более 20.

Железобетонные стволы газоотводящих труб ТЭС такой конструктивной схемы выполняются в основном из монолитного железобетона. Толщину стенок принимают согласно расчету на прочность. Из производственных условий минимальную толщину стенок вверху монолитной трубы при внутреннем диаметре до 5 м принимают 160 мм, при диаметре от 5,1 до 7 м — 180 мм, при диаметре от 7,1 до 9 м — 200 мм.

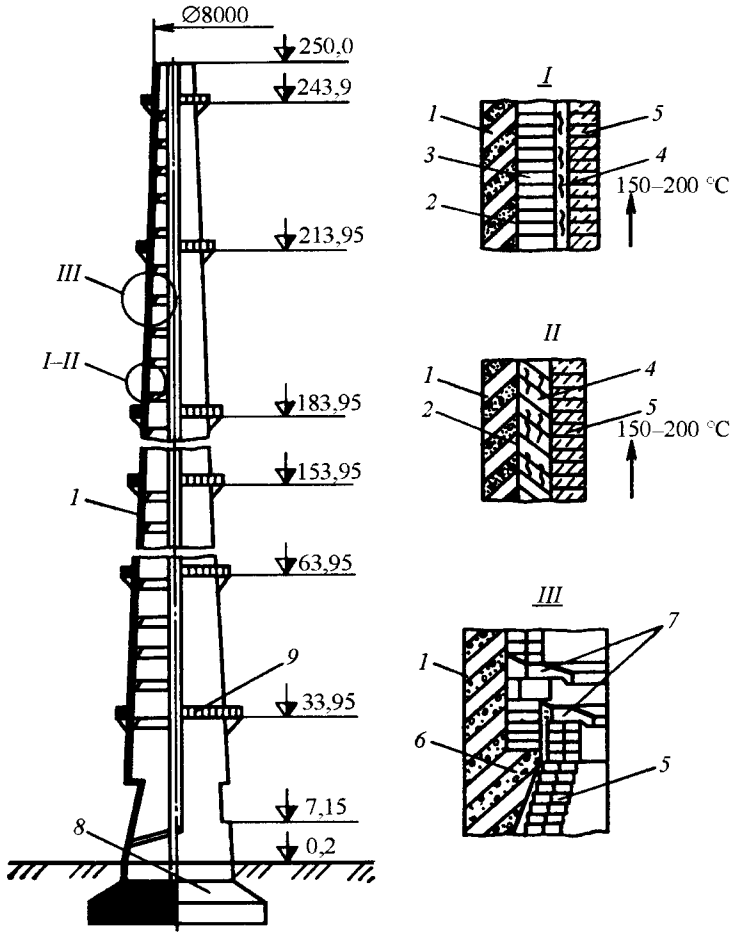


Рис. 1.1. Конструктивная схема газоотводящей трубы с прижимной футеровкой: *1* — железобетонный ствол трубы; *2* — антикоррозионная изоляция; *3* — прижимная кладка; *4* — тепловая изоляция; *5* — кислотоупорная футеровка; *6* — консольные выступы; *7* — слезниковые кирпичи; *8* — фундамент трубы; *9* — светофорные площадки

Внутренняя поверхность железобетонного ствола покрывается антикоррозионной изоляцией. Вплотную к изоляции ранее выполнялась прижимная кладка из нормального глиняного кирпича (узел *I*) марки 100 на глиноцементном растворе. Зазор между прижимной кладкой и футеровкой в этом случае запол-

В процессе эксплуатации некоторых монолитных железобетонных дымовых труб с прижимной футеровкой наблюдалось проникновение агрессивных газов через неплотности футеровки с одновременной конденсацией водяных паров и проникновением образующейся жидкости через швы бетонирования наружу. Через рабочие швы бетонирования фильтруется конденсат, содержащий при работе на сернистых топливах агрессивные примеси для арматуры и бетона. В зимнее время конденсация паров приводит к образованию в верхней части трубы наледей.

До последнего времени причины проникновения газов наружу ствола были недостаточно изучены. В качестве основной причины этого явления предполагалась диффузия газов за счет разности концентраций агрессивного газа внутри трубы и снаружи. Однако это не объясняло, почему на одних трубах, работающих длительные сроки (20–30 лет), проникновение газа не наблюдалось, а на других трубах той же электростанции — наблюдалось через несколько лет эксплуатации.

Как показали исследования [1.2], на проникновение газов через ствол существенно влияют аэродинамические факторы. Доказано, что при наличии самотяги в нижней части трубы в определенных случаях (например, при увеличении нагрузки на трубу) на отдельных участках внутри ствола (обычно верхняя часть трубы) наблюдаются избыточные статические давления, приводящие к фильтрации газов наружу.

Л. А. Рихтером предложено выявлять наличие статических давлений внутри ствола и тем самым определять надежность работы дымовой трубы с использованием соотношения

$$R = \frac{(\lambda + 8i)p_{д0}}{g\Delta\rho D_0}, \qquad (1.1)$$

где λ — коэффициент трения ствола (для труб с кирпичной футеровкой λ = = 0,05); i — уклон образующей ствола трубы; $\rho_{д0}$ — динамический напор в устье ствола, Па; D_0 — диаметр устья, м; $\Delta\rho$ — разница плотностей воздуха и дымовых газов, кг/м^3 (плотность газов принимается неизменной по высоте трубы); g — ускорение свободного падения, м/с^2.

Если $R \le 1$, то вся труба находится под разрежением и проникновение агрессивных газов наружу невозможно. В том же случае, когда $R > 1$, на некоторых участках трубы возникает избыточное статическое давление, которое вызывает усиленную фильтрацию газов через кирпичную футеровку. Проходя через швы, неплотности кладки и через поры кирпича, содержащиеся в газах водяные пары, охлаждаясь, конденсируются и, соединяясь с имеющимися в газах

SO_2 и SO_3, образуют раствор серной кислоты, который разрушает железобетонную оболочку.

Поэтому для увеличения долговечности трубы необходимо создать надежную преграду газам, проникающим через футеровку.

Конструктивно это решается с помощью широко использующейся в настоящее время трубы с противодавлением [1.1]. Это второй тип трубы, появление которого вызвано необходимостью увеличить надежность работы дымовых труб.

ВНИПИ Теплопроект предложены и запроектированы газоотводящие трубы с противодавлением в зазоре между стволом и футеровкой с подачей в зазор подогретого воздуха (рис. 1.2, *а*).

Футеровка отделена от железобетонного ствола вентилируемым зазором, в который вентилятором подается воздух, нагретый в калориферах до температуры 60–90 °С. Подогрев воздуха необходим для повышения трещиностойкости кирпичной кладки и снижения температурных напряжений и деформаций.

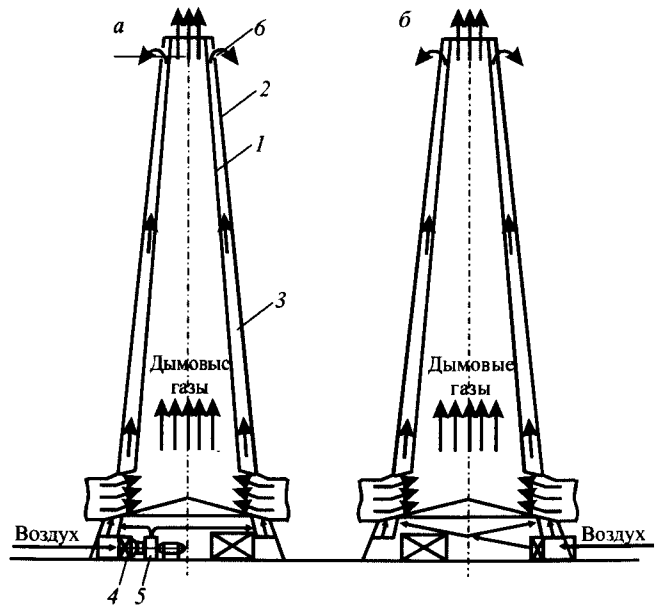


Рис. 1.2. Конструктивная схема газоотводящей трубы с вентилируемым непроходным зазором (трубы с противодавлением): *а* — схема с принудительной вентиляцией зазора; *б* — схема с естественной вентиляцией зазора; *1* — футеровка ствола; *2* — железобетонный ствол; *3* — вентилируемый зазор; *4* — вентилятор; *5* — калорифер; *6* — вентиляционные окна

Нагнетаемый вентилятором нагретый воздух создает в зазоре давление большее, чем давление дымовых газов внутри ствола, препятствует фильтрации газа через кладку футеровки и тем самым исключает разрушение кладки футеровки и железобетонного ствола трубы.

Для регулирования давления в зазоре в верхней части железобетонного ствола трубы предусмотрены окна размером 120×200 мм с жалюзи. Через эти же окна удаляется лишний воздух из зазора (часть воздуха фильтруется через кирпичную кладку в нижней части трубы, где имеется разрежение).

Температура воздуха регулируется затворами, установленными на байпасе к калориферу и на входе в него. Газоотводящие трубы с вентилируемым зазором футеруются кислотоупорным кирпичом толщиной 230 мм на диабазовой замазке со швами толщиной 6 мм. Внутренняя поверхность ствола также затерта диабазовой замазкой слоем 3 мм с последующим окислением поверхности 20%-ным раствором серной кислоты.

Для контроля режима труб с вентилируемым зазором установлены автоматические приборы, регистрирующие температуру, давление и скорость движения дымовых газов в стволе трубы, а также воздуха в зазоре.

Создание труб с вентилируемым зазором значительно увеличивает надежность их работы, однако расходы электроэнергии на собственные нужды, а следовательно, эксплуатационные расходы возрастают.

Расход воздуха для сохранения противодавления зависит от коэффициента фильтрационной массопроводимости кирпичной кладки футеровки, для этих труб $k_ф \approx 5$ кг/(м^2·мм). Поэтому при закрытых окнах в верхней части трубы расход воздуха может быть сокращен до количества, фильтрующегося через кирпичную кладку, и доведен до величины примерно 2500 м^3/ч. Но и для подачи этого количества воздуха требуются дополнительные эксплуатационные расходы.

Трубы с использованием естественной вентиляции в зазоре (рис. 1.2, *б*) предложены ВНИПИ Теплопроект. Для создания противодавления принят переменный по высоте зазор, величина которого изменяется от 700 мм (внизу) до 20 мм (вверху) [1.3]. Такое переменное сечение обеспечивает создание избыточного статического давления в верхней части ствола до 245 Па и тем самым необходимое противодавление дымовым газам, проходящим в стволе трубы. Подогрев воздуха до температуры 80°С осуществляется непосредственно уходящими газами через стальную вставку, устроенную в нижней внутренней части трубы в месте примыкания подводящих газоходов (боровов). Стальная вставка облицовывается кислотоупорной плиткой.

Трубы с вентилируемым зазором и естественным противодавлением широко используются на различных ГРЭС и ТЭЦ. Трубы с вентилируемым зазором

сооружены на Криворожской, Бурштынской, Новочеркасской ГРЭС; с естественным противодавлением — на Углегорской ГРЭС (труба № 1), Рязанской ГРЭС (труба № 1), ТЭЦ-21 Мосэнерго и др.

Однако в трубах данной конструкции нельзя решить важную задачу повышения надежности работы — профилактический осмотр и текущий ремонт трубы без ее остановки и тем самым без остановки присоединенного к ней энергетического оборудования.

Более совершенными и надежными с этой точки зрения являются одноствольные или многоствольные дымовые трубы с проходными зазорами между железобетонной оболочкой и газоотводящими стволами. Первая многоствольная труба с металлическими стволами — четырехствольная труба Костромской ГРЭС, сейчас такие трубы эксплуатируются на Лукомльской ГРЭС, Омской ТЭЦ, ТЭЦ-23 и ТЭЦ-25 Мосэнерго и других электростанциях (рис. 1.3).

Многоствольные дымовые трубы, кроме профилактического осмотра и текущего ремонта, позволяют при ревизионных осмотрах и капитальном ремонте стволов или выходе ствола из строя отключать один-два агрегата, подсоеди-

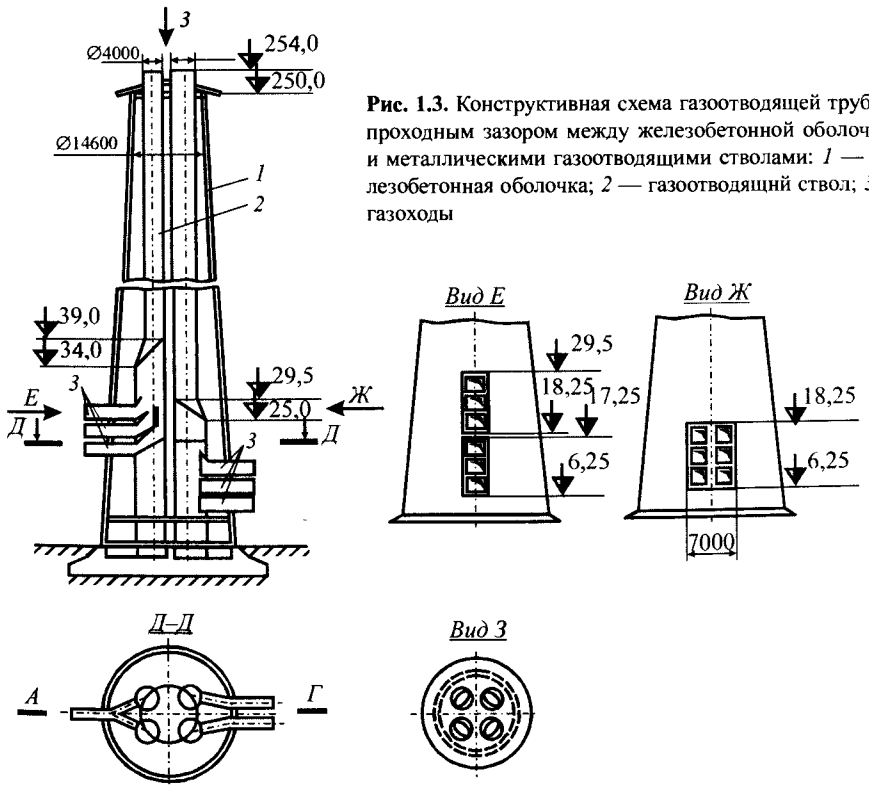


Рис. 1.3. Конструктивная схема газоотводящей трубы с проходным зазором между железобетонной оболочкой и металлическими газоотводящими стволами: *1* — железобетонная оболочка; *2* — газоотводящий ствол; *3* — газоходы

ненные к этому газоотводящему стволу, а не все энергетическое оборудование, подключенное к трубе, что увеличивает надежность работы оборудования по сравнению с одноствольной дымовой трубой.

Газоотводящие стволы многоствольных дымовых труб могут выполняться как из металла, так и из кислотоупорного кирпича или бетона. Стволы многоствольных труб толщиной от 10 до 14 мм выполняются из стали ВСт3сп5, 10ХНДП и др.

Для уменьшения коррозии с наружной стороны стволы должны изолироваться минераловатными прошивными матами такой толщины, чтобы разность температур между стенкой ствола и газом не превышала 2–3 °С. Это позволяет уменьшить охлаждение ствола снаружи, увеличить температуру стенки ствола и тем самым снизить интенсивность коррозии. По высоте дымовой трубы в межтрубном пространстве на различных отметках через 25–40 м расположены основные площадки. Кроме того, через каждые 10 м устроены ходовые площадки шириной 800 мм. С основных площадок имеются выходы на светофорные площадки и наружные ходовые лестницы.

Вентиляция межтрубного пространства предусмотрена естественной через фрамуги и вентиляционные отверстия. Наружная изоляция газоотводящих стволов должна обеспечивать температуру в межтрубном пространстве не выше 40 °С.

Для предупреждения попадания в трубу атмосферных осадков в верхней ее части устраивается крыша, состоящая из стальных ферм и прогонов, покрытых стальными кровельными листами.

Наружная поверхность газоотводящих стволов окрашивается за 4 раза перхлорвиниловыми красками, остальные металлоконструкции покрываются грунтом ФА-031. Обычно многоствольные трубы оборудуются грузопассажирским лифтом и лестницей.

Железобетонная оболочка многоствольных дымовых труб может выполняться как конической, так и составной: с конической нижней частью и цилиндрической верхней.

Стоимость многоствольных труб выше, чем одноствольных, при одинаковой подключенной к ним мощности. Однако преимущества многоствольных труб в отношении надежности при одинаковых материалах стволов являются бесспорными. Особенно это важно для дымовых труб ТЭЦ, так как тепловую мощность ТЭЦ гораздо труднее резервировать, чем электрическую, и поэтому особенно важна надежность работы дымовой трубы. Кроме того, на ТЭЦ в случае установки одноствольных труб к ним необходимо подключить совместно пиковые и энергетические котлы, которые имеют различное количество часов работы, и соблюдать для большинства пиковых котлов условие работы

на самотяге. Все это приводит к значительному преимуществу на ТЭЦ многоствольных газоотводящих труб.

При устройстве внутренних газоотводящих стволов должно уделяться большое внимание их газонепроницаемости. Для этой цели, как упоминалось, применяются стальные стволы или стволы, выложенные из керамических блоков (ЧССР, ФРГ). Важным является также выбор такого аэродинамического режима, который позволяет иметь в газоотводящих стволах устойчивое разрежение на всех режимах работы.

Для долговечности металлических газоотводящих стволов большое значение имеет наружная изоляция. Разность температур газа и внутренней поверхности металлической стенки должна быть минимальной, так как скорость коррозии металла будет зависеть от этой разницы. При разнице 2 °С скорость коррозии металла достигает 0,1 мм в год, а при разнице 5 °С скорость коррозии будет около 2 мм в год [1.4]. Увеличивая толщину металла против расчетного, можно создать долговечную конструкцию, правда, за счет дополнительных капитальных вложений. Интенсивность процессов коррозии металлических стволов, кроме того, зависит от концентрации и фазового состояния агрессивных компонентов дымовых газов, в частности, серной кислоты. Конденсация паров возможна при достижении поверхностью ствола температуры насыщения, а количество конденсирующейся кислоты зависит от разности температуры насыщения конденсирующихся паров и температуры стенки. Например, при разности более 15 °С поток конденсирующейся кислоты пропорционален парциальному давлению ее паров, при снижении разности температур газ–стенка поток снижается, а при температуре стенки, большей температуры насыщения, конденсация паров серной кислоты отсутствует и низкотемпературная коррозия исключается [1.4].

Таким образом, изменяя изоляцию и создавая в дымовой трубе определенные тепловые режимы, можно снизить интенсивность низкотемпературной сернокислотной коррозии газоотводящих стволов. Поэтому для выбора толщины теплоизоляции газоотводящих стволов необходимо проведение теплового расчета.

Многоствольные трубы могут выполняться как в железобетонной оболочке, так и в стальной каркасной башне. Трубы в стальной каркасной башне запроектированы в виде четырехствольных труб для Углегорской и Запорожской ГРЭС. Эти трубы высотой 320 м предназначались для обслуживания четырех агрегатов по 300 МВт каждый.

Конструкция башни предусмотрена в виде четырехгранника, подпираемого четырьмя "ногами", имеющими самостоятельные железобетонные фундаменты (рис. 1.4).

Через каждые 10 м по высоте башни устроены жесткие диафрагмы. Все элементы башни трубчатого сечения диаметром от 530 до 1220 мм сварены между собой без дополнительных косынок. Башня оборудована грузопассажирским лифтом грузоподъемностью 0,3 т, а также лестницей с переходными площадками.

Металлические газоотводящие стволы представляют собой цельносварную конструкцию, подвешенную при помощи диафрагмы. Температурные деформации стволов обеспечиваются свободным их скольжением в жестких диафрагмах башни. Для создания единого факела и увеличения его тепловой мощности стволы в устье имеют объединяющий колпак.

Для стволов принята углеродистая сталь ВСт3сп5 толщиной от 10 до 12 мм. Для компенсации возможного коррозионного износа толщина стальных стенок стволов увеличена на 7 мм сверх расчета. Снару-

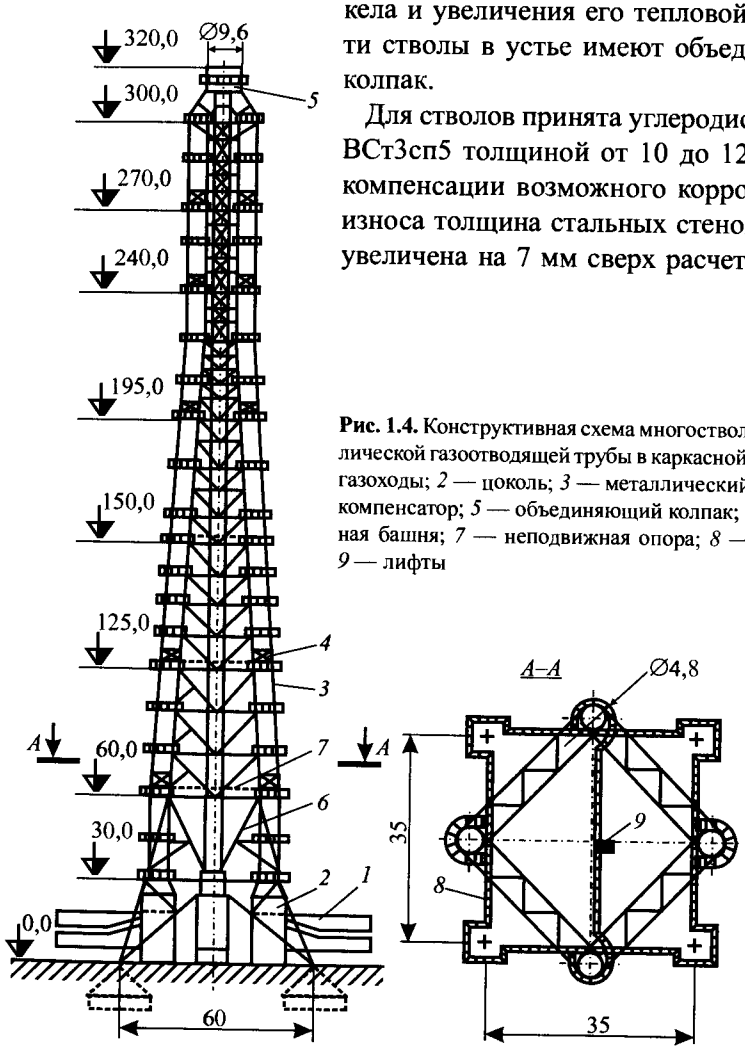


Рис. 1.4. Конструктивная схема многоствольной металлической газоотводящей трубы в каркасной башне: *1* — газоходы; *2* — цоколь; *3* — металлический ствол; *4* — компенсатор; *5* — объединяющий колпак; *6* — каркасная башня; *7* — неподвижная опора; *8* — площадка; *9* — лифты



Рис. 1.5. Конструктивная схема газоотводящей трубы с проходным зазором между железобетонной оболочкой и кремнебетонным газоотводящим стволом: *1* — железобетонная оболочка; *2* — газоотводящий ствол из кремнебетона; *3* — металлические подвески; *4* — диффузор; *5* — компенсаторы; *6* — подводящие газоходы

жи стволы изолированы минераловатными плитами толщиной 100 мм. Конструкция газоотводящих стволов и башни позволяет заменять отдельные участки трубы при ремонтах.

Общая масса четырехствольной трубы такой конструкции — 6940 т, в том числе масса стволов 2376 т [1.5].

Из-за большого расхода металла, необходимого для строительства, подобные трубы распространения не получили, и данный проект реализован не был. На зарубежных ГРЭС стальные трубы строят высотой 120–180 м (Япония) и 220 м (электростанция "Шиллинг", ФРГ).

На Запорожской ГРЭС введена в эксплуатацию дымовая труба, состоящая из несущей железобетонной оболочки и подвесного одноствольного газоотводящего ствола из кремнебетонных панелей с проходным зазором для осмотров и текущего ремонта [1.6]. Газоотводящий ствол в виде правильного двенадцатиугольника (сечение *Б–Б*) выполнен из отдельных царг высотой 10 м, собираемых из 12 кремнебетонных панелей шириной по 2,5 м и соединенных глухими стыками и компенсаторами (рис. 1.5).

Царги подвешены к опоясывающему их стальному кольцу, которое, в свою очередь, на 12 тягах подвешено к железобетонной оболочке. Для крепления царг во время возведения железобетонной оболочки устанавливаются закладные металлические вставки. Для возможности компенсации температурных

деформаций во время пуска и остановки блоков царги между собой соединяются с помощью температурных компенсаторов. Чтобы уменьшить число компенсаторов, каждые три царги наглухо прикреплены друг к другу. Для герметизации швов, как вертикальных между панелями, так и горизонтальных между глухими царгами, применяется кислотостойкий фторопласт с термостойкостью до 327 °С.

Вертикальные стыки выполняются из трех жгутов — одного асбестового диаметром 25 мм и двух минераловатных диаметром 65 мм во фторопластовых оболочках. Горизонтальные стыки — из двух минераловатных жгутов диаметром 65 мм в стеклотканевой оплетке и фторопластовой оболочке, уложенных между царгами. В качестве утеплителя уложен минераловатный жгут диаметром 85 мм в стеклотканевой оболочке.

Компенсатор (рис. 1.6) выполнен из двух стальных листов толщиной 1,5 мм каждый с прокладкой между ними двух слоев лакостеклоткани и одного слоя фторопластовой пленки и утеплен тремя минераловатными жгутами диаметром 85 мм в стеклотканевой оболочке.

Ствол утеплен минераловатными плитами толщиной 150 мм с покрытием их стеклотканью, стальной сеткой и последующей окраской лаком с алюминиевым порошком. В результате такого решения создана гибкая система, что дает возможность стволу свободно изгибаться в местах установки компенсаторов под воздействием на него усилий от железобетонной оболочки и температурных деформаций.

Такая конструкция позволяет изготавливать отдельные элементы газоотводящего ствола на заводах и быстро проводить монтаж ствола дымовой трубы на стройплощадке электростанции. При возведении дымовой трубы № 1 Запорожской ГРЭС монтаж был произведен за 28 дней вместо 10–12 мес., требующихся для возведения футеровки из кислотостойкого кирпича в трубах обычной кон-

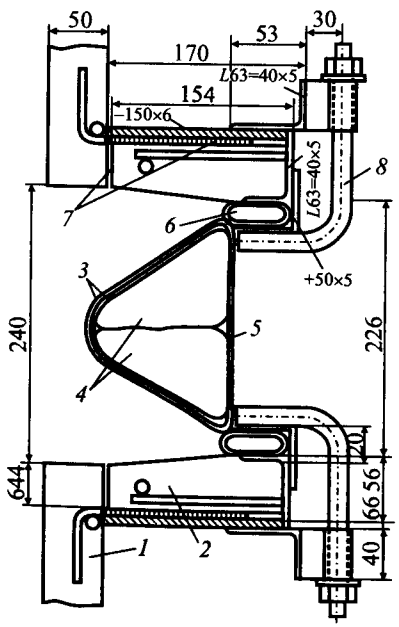


Рис. 1.6. Компенсатор: *1* — кремнебетонная панель; *2* — кремнебетонный вкладыш; *3* — стальные листы с прокладкой; *4* — минераловатные жгуты; *5* — стальная пластина; *6* — минераловатный жгут в фторопластовой оболочке; *7* — асбест на эпоксидной шпаклевке; *8* — болт

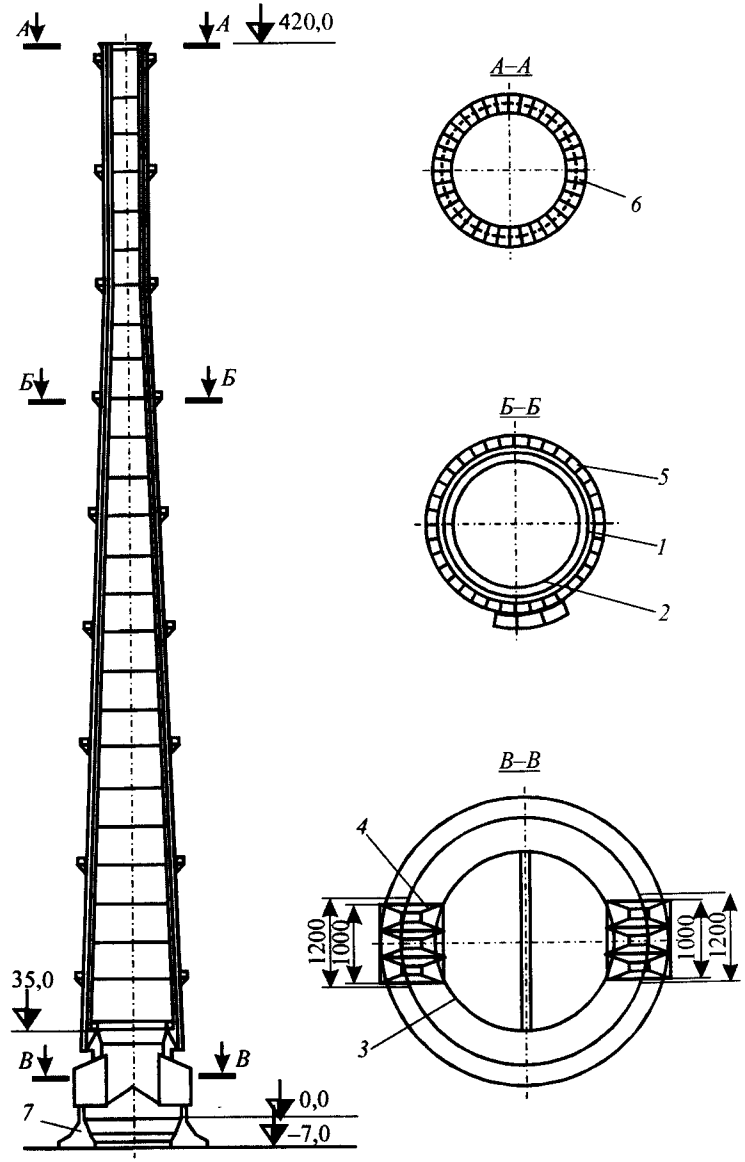


Рис. 1.7. Конструктивная схема двухслойной газоотводящей трубы с полимерцементной прижимной футеровкой: *1* — железобетонный ствол; *2* — полимерцементная футеровка; *3* — металлическая вставка; *4* — компенсаторы; *5* — светофорная площадка

струкции или с непроходным вентилируемым зазором.

Наибольшая подключаемая мощность на одноствольную дымовую трубу в настоящее время составляет 2400 МВт — три блока по 800 МВт (трубы № 2 Запорожской и Углегорской ГРЭС). На дымовую трубу № 1 Запорожской ГРЭС, описанную выше, подключено 1200 МВт (четыре блока по 300 МВт).

На Экибастузской ГРЭС-1, где сжигаются высокозольные угли с малым содержанием серы (S^p = 0,8%), построена железобетонная труба высотой 330 м новой конструктивной схемы — двухслойная дымовая труба (рис. 1.7).

В трубе применена монолитная полимерцементная футеровка, которая вплотную примыкает к железобетонному стволу. При строительстве труб монолитная футеровка возводится одновременно с железобетонной оболочкой, образуя единое строительное тело с ней и обеспечивая высокие темпы строительства дымовой трубы.

Кирпичные трубы

Дымовая труба состоит из фундамента, ствола с футеровкой и теплоизоляцией, ходовых скоб, стяжных колец, светофорных площадок и молниезащиты. Нижняя часть ствола высотой 3–8 м называется цоколем, а верхняя головкой.

Фундаменты дымовых труб имеют форму усеченного конуса или цилиндра (стакана), опирающегося на плиту. Стакан и плиту выполняют из бетона или железобетона. При подземном вводе боровов в стакане предусматривают проем (или проемы) для их ввода и защищают стакан от воздействия температуры футеровкой. Ствол трубы обычно представляет собой усеченный конус с уклоном наружной поверхности в пределах 0,02–0,03; цоколь трубы часто выполняют цилиндрической формы.

Ствол трубы по высоте разбивают на пояса с толщиной стен, постепенно уменьшающейся кверху. При надземных боровах в цоколе оставляют проемы для ввода боровов, которые перекрывают полуциркульной аркой или железобетонной перемычкой. Стакан при надземном вводе боровов заполняют шлаком или боем кирпича, поверх которых устраивают бетонное покрытие.

На головке ствола трубы выпускают для красоты карниз, горизонтальные пояса с нишами и т.п. На трубах диаметром более 2 м головку сверху защищают колпаком из чугунных сегментов. При строительстве труб в сейсмических районах предусматривается армирование ствола трубы путем закладки в швы кладки вертикальной и горизонтальной стальной арматуры.

Футеровку выполняют отдельными поясами, опирающимися на уступы нижележащего пояса ствола. При температуре отходящих газов 300 °С и выше для защиты кладки ствола от воздействия высоких температур между футеровкой и стволом предусматривают тепловую изоляцию (в стакане изоляцию делают при температуре газов выше 150 °С). Ствол трубы кладут из обыкновенного или лекального глиняного кирпича пластического прессования марки не ниже 100 на сложном растворе марки 25–100. Футеровку при температуре до 500 °С выполняют из глиняного обыкновенного кирпича марки не ниже 100, при более высоких температурах — из шамотного или полукислого кирпича. При температуре до 350 °С футеровку ведут на сложном растворе марки 25, а при более высоких температурах — на жароупорном шамотно-цементном растворе.

Для подъема людей на трубу в кладку ствола по мере его воздействия закладывают снаружи ходовые скобы. На трубах высотой более 60 м наружные скобы ограждают металлической решеткой. На трубах высотой 50 м и более для установки сигнальных ламп, предупреждающих самолеты, устраивают светофорные площадки, опирающиеся на балки, заделанные в кладку ствола.

Для предохранения от появления трещин в стволе, являющихся следствием разности температур внутренней и наружной поверхностей кладки ствола, ствол трубы снаружи охватывают стяжными кольцами из стальной полосы толщиной 8–10 мм. Кольца выполняются отдельными звеньями, соединяющимися между собой стяжными болтами.

Молниезащита дымовой трубы состоит из молниеприемника — газовых труб, закрепленных на головке трубы и соединенных между собой стальной полосой; токоотводящего провода, соединяющего молниеотводы с заземлением; заземления — газовых труб, заглубленных в землю и объединенных полосовой сталью.

1.3. Конструкции зарубежных газоотводящих труб

На зарубежных ТЭС устанавливаются газоотводящие трубы тех же конструктивных схем, что и в СССР, но при этом имеются отличия по применяемым строительным материалам и антикоррозионным покрытиям.

Широкое распространение за рубежом получили конические трубы с железобетонным стволом и прижимной футеровкой из кислотостойкого кирпича. Между футеровкой и стволом иногда помещают теплоизоляционный материал.

На многих электростанциях (США, ФРГ, Франции, Англии) применяются железобетонные трубы с футеровкой и вентилируемым зазором между футеровкой и несущим стволом. Внутреннюю поверхность железобетонного ствола окрашивают в этом случае кислотоупорной защитной краской или наносят слой мастики для защиты от коррозии.

В качестве противокоррозионных покрытий применяются различные материалы: эпоксидные, полиуретановые и силиконовые смолы, синтетические каучуки и т.д.

Но наибольшее распространение в США и Западной Европе для защиты от коррозии получило покрытие "Стекфас", обладающее высокой адгезией и мастичностью. Покрытие наносится простыми методами толщиной 5–7 мм в несколько слоев с армированием стеклосеткой и хорошо себя зарекомендовало в агрессивных средах дымовых газов при температуре до 140 °С [1.7].

При отсутствии в дымовой трубе избыточного статического давления и температуре дымовых газов ниже температуры точки росы широко применяются (ЧССР и ФРГ) железобетонные трубы с футеровкой из кислотоупорной фасонной керамики с пазом и гребнем, выполняемой звеньями 15–25 м "на относе", т.е. с проходным вентилируемым воздушным пространством между стволом и футеровкой.

Примером такой конструкции являются трубы высотой 180 м для ТЭС "Роберт Франк" и высотой 200 м для ТЭС "Франкен П". Для повышения трещиностойкости футеровку с наружной стороны защищают слоем теплоизоляции из пеностекла или стекловолокна толщиной 50–100 мм. Железобетонные консоли ствола и кольцевые балки, на которые опирается футеровка, защищаются кислотостойкой мастикой. Вместо кислотостойкой керамики в качестве футеровки может применяться кислотостойкий кирпич. Такие трубы построены на ТЭС "Ингольштадт" (ФРГ) и "Поршевилль" (Франция). На ТЭС "Ингольштадт" труба имеет наружную коническую железобетонную оболочку и внутреннюю цилиндрическую кирпичную кладку газоотводящего ствола "на относе" (рис. 1.8).

Отдельные секции высотой по 30 м покоятся на кольцевых опорах, нагрузка от которых передается через решетчатую кольцевую конструкцию с восходящими и нисходящими раскосами на консоли железобетонной оболочки. Под действием ветра наружная оболочка трубы смещается в сторону и воздействует на внутреннюю. Для предотвращения разрушения внутреннего газоотводящего ствола должна быть предусмотрена возможность его перемещения.

На рис. 1.8 показан узел сопряжения, обеспечивающий взаимное перемещение. Имеется значительное количество других вариантов выполнения шарнирного типа сопряжения.

В межствольное пространство подается воздух для удаления газов, которые могут просочиться через газоотводящий ствол. Воздух для вентиляции межтрубного пространства подается в отверстия снизу и удаляется через отверстия в верхней части трубы, тем самым исключая попадание просочившихся газов на наружную железобетонную оболочку трубы и обеспечивая надежную

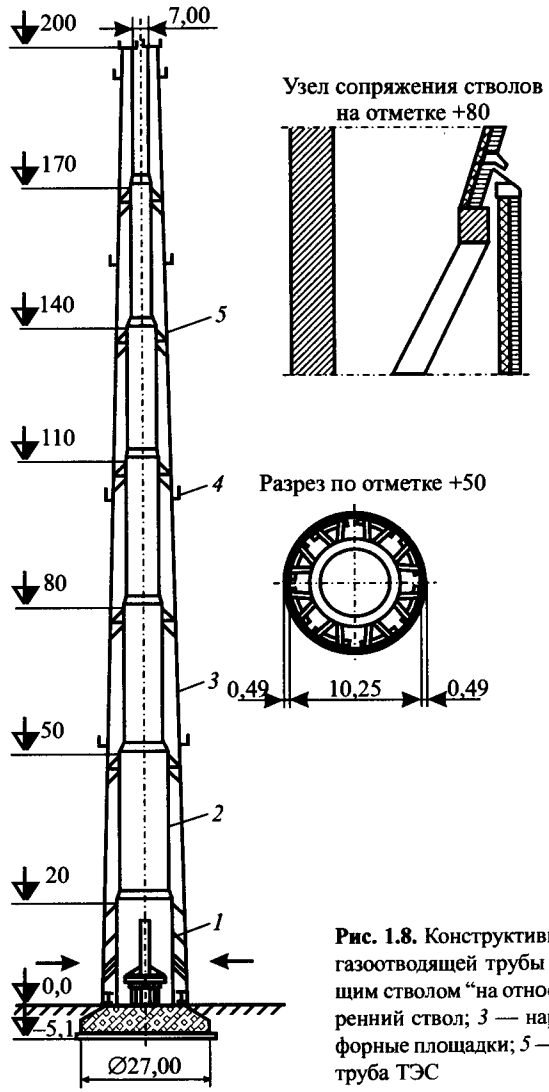


Рис. 1.8. Конструктивная схема железобетонной газоотводящей трубы с кирпичным газоотводящим стволом "на относе": *1* — цоколь; *2* — внутренний ствол; *3* — наружный ствол; *4* — светофорные площадки; *5* — сопряжение стволов; *6* — труба ТЭС

работу последней. Кольцевые опоры и смотровые площадки выполняются решетчатыми для того, чтобы обеспечить сквозное движение воздуха.

На дымовой трубе ТЭС "Поршевилль" диаметром 11 м секции из кислотостойкого кирпича выполняются высотой по 6 м, устанавливаются на балки, расположенные на консолях, выполненных заодно с железобетонной оболочкой. Между железобетонной оболочкой и газоотводящим стволом предусмотрен воздушный зазор шириной 70 см. Особое внимание уделено качественно-

му выполнению узлов сопряжения звеньев газоотводящего ствола. Для этой цели применен листовой свинец. Поскольку труба предназначена для отвода агрессивных продуктов сжигания высокосернистого мазута, внутренняя поверхность железобетонной оболочки защищается противокоррозионным покрытием "Стекфас".

Дальнейшим развитием конструктивной схемы с вентилируемым зазором и установкой футеровки "на относе" стала конструкция типа "труба в трубе", т.е. сооружение концентрических стволов (оболочек), не связанных между собой и разделенных значительным воздушным пространством, которое используется для расположения лестниц и площадок, позволяющих производить осмотр и необходимый ремонт трубы. Первоначально такие конструкции были распространены в виде наружной железобетонной оболочки и внутреннего кирпичного газоотводящего ствола, по которому движутся газы. Эти конструкции показали себя вполне надежными, однако самонесущие кирпичные газоотводящие стволы могут применяться для относительно невысоких труб порядка 120–140 м.

Для более высоких труб внутренний газоотводящий ствол может выполняться из бетона. Первой такой трубой была труба электростанции. "Булл Ран" (США) высотой 244 м при внутреннем диаметре устья 7,5 м и наружном диаметре на уровне земли — 19,8 м. Расстояние между железобетонной оболочкой и газоотводящим стволом одинаковое и составляет 0,9 м. Толщина наружной оболочки и внутреннего ствола примерно одинакова и составляет у основания 750 мм, а в устье 200 мм [1.8].

В зоне окутывания, т.е. в зоне наибольшего воздействия агрессивной среды, верхние 12 м оболочки и верхние 6 м внутреннего ствола облицованы нержавеющей сталью.

Положительный опыт эксплуатации этой трубы позволил применить подобную конструкцию для трубы ТЭС "Кийстоун" (США), где к ней подключен блок мощностью 900 МВт, и трубы для блока № 3 электростанции "Парадайз" (США) мощностью 1150 МВт.

Возведение наружной оболочки и внутреннего ствола производится с помощью скользящей опалубки. Внутренний газоотводящий ствол не обязательно выполнять из кирпича, керамики или бетона. На многих электростанциях США внутри несущей конической железобетонной оболочки располагают со значительным зазором металлический ствол цилиндрической формы. На ТЭС "Кардинал" (США) труба имеет высоту 252 м (рис. 1.9).

Внутри железобетонной оболочки на специальных тягах подвешен металлический газоотводящий ствол. В межтрубном пространстве расположены

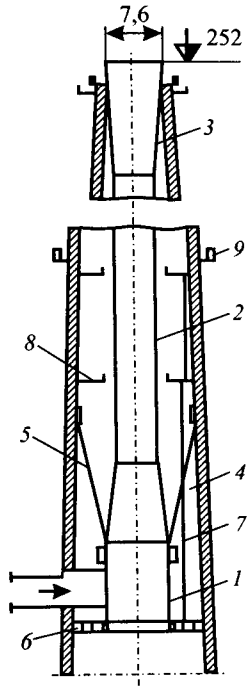


Рис. 1.9. Конструктивная схема железобетонной газоотводящей трубы с металлическим газоотводящим стволом: *1* — цоколь внутреннего ствола; *2* — внутренний металлический ствол; *3* — диффузор; *4* — наружный железобетонный ствол; *5* — тяга; *6* — упорная пята; *7* — лестница; *8* — внутренняя площадка; *9* — светофорная площадка

лестницы и площадки с выходами на светофорные площадки. Рационально построена форма металлического ствола — в нижней части цоколь повышенного диаметра для ввода газоходов с умеренными потерями. В целях экономии металла в средней части ствола скорость составляет 32 м/с, а на выходе для уменьшения выходных потерь снижается с помощью длинного диффузора до 22 м/с.

Для повышения долговечности труб иногда вместо обычной стали для газоотводящих стволов применяются коррозионно-устойчивые легированные стали "Mayari R" или "Кортэн". Из этих сталей сооружены стволы труб высотой 305 и 366 м для ТЭС "Конемо" и "Митчелл" (США) [1.9].

За последние годы в ряде стран находят все более широкое применение многоствольные трубы.

Стволы многоствольных труб выполняются как из металла, так и из железобетона. Металлические стволы позволяют наиболее просто осуществить принцип многоствольности и существенно сократить сроки их сооружения. Примером трехствольной металлической дымовой трубы является труба высотой 220 м электростанции "Шилинг" (ФРГ). Каждый ствол трубы обслуживает блок мощностью 125 МВт, работающий на сернистом мазуте ($S^P = 3$ %). Стальные стволы имеют диаметр 3 м (скорость газа 25 м/с) при толщине стенки 10 мм. Ствол набирается из секций высотой 8 м, соединяющихся на фланцах со свинцовыми прокладками. Через каждые 40 м длины ствола предусмотрены компенсаторы. Для предотвращения коррозионных разрушений верхняя часть ствола на длине 6 м освинцована с обеих сторон слоем 3 мм. На каждый ствол снаружи нанесены теплоизоляция из минеральной ваты толщиной 50 мм, обшитая снаружи оцинкованным железом толщиной 2 мм.

Стволы крепятся к несущей стальной конструкции (башне) трехгранного очертания высотой 200 м. Пояса располагаются в углах равностороннего треугольника. Размер сторон треугольника у основания 40 м, по верху 7 м. Очертания башни выполнены по параболе. Для защиты стальных конструкций башни применено цинкование методом распыления.

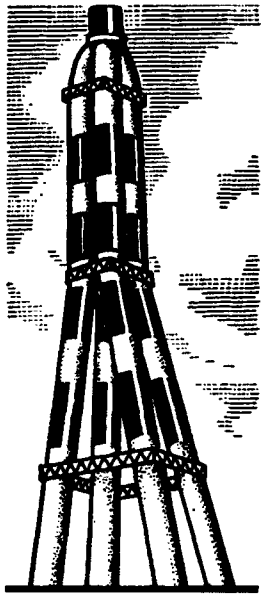


Рис. 1.10. Многоствольная металлическая газоотводящая труба

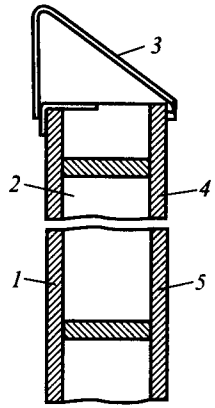


Рис. 1.11. Конструктивный элемент металлической трубы с кожухом: *1* — наружный стальной ствол; *2* — воздушная прослойка или тепловая изоляция; *3* — защитный колпак; *4* — внутренний стальной кожух; *5* — покрытие F50S

Для обслужнвания и ремонта стволов в средней части конструкции предусмотрен лифт. Расход металла на башню составил 1000 т, на стволы 600 т. Строительство трубы продолжалось 8 мес.

В Японии многоствольные металлические дымовые трубы, как правило, самонесущие с каркасными металлоконструкциями по высоте. Такая труба, сооруженная на электростанции "Оуэйз" (Япония) (рис. 1.10), обслуживает два блока по 375 МВт и имеет высоту 120 м.

Диаметр стволов внизу 5 м, вверху 4 м. Для увеличения мощности струи и лучшего рассеивания вредных примесей в атмосфере в верхней части трубы установлен колпак, объединяющий все стволы, причем скорость выхода газов принята равной 30 м/с.

В Японии большое распространение получили трубы, стволы которых состоят из двух кожухов. Пространство между ними заполняется теплоизоляционным материалом или оставляется воздушная прослойка, а по внутренней поверхности трубы наносится кислотостойкое покрытие F50S (рис. 1.11).

Данное покрытие не изменяет защитных свойств в условиях сернокислотной агрессии до температуры 190°С. Металлические трубы такой конструкции построены для теплоэнергетических установок, работающих на жидком

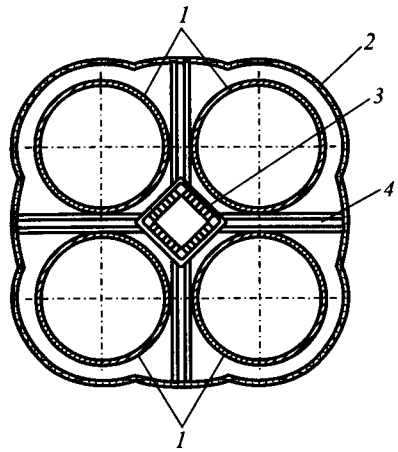


Рис. 1.12. Поперечное сечение многоствольной газоотводящей трубы с проходным зазором между железобетонной оболочкой и газоотводящими стволами из кислотоупорного кирпича: *1* — газоотводящие кирпичные стволы; *2* — несущая железобетонная оболочка; *3* — шахта подъемника; *4* — пешеходный переход

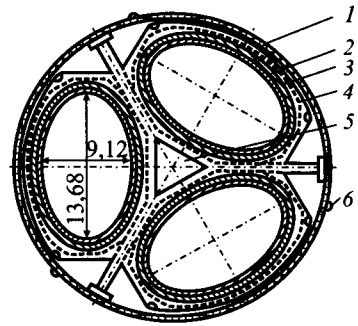


Рис. 1.13. Железобетонная газоотводящая труба с тремя железобетонными газоотводящими стволами: *1* — наружная железобетонная оболочка; *2* — внутренние железобетонные газоотводящие стволы; *3* — футеровка; *4* — диафрагма; *5* — шахта лифта; *6* — сигнальные огни освещения

сернистом топливе. Обследования труб показали, что после 4–5 тыс. ч работы изменений покрытия F50S не обнаружено [1.10].

Применение многоствольных труб с железобетонной оболочкой и такими же газоотводящими стволами наиболее широко и успешно осуществлено в Англии. Там, как правило, на крупной тепловой электростанции устанавливается одна дымовая труба, имеющая число стволов, равное числу блоков.

Первая многоствольная труба сооружена на электростанции "Эгборо", на которой установлены четыре блока по 500 МВт. Эта труба имеет четыре газоотводящих ствола диаметром 5,85 м, высотой 198 м каждый, выполненных из кислотоупорного кирпича, к которым подключается по одному блоку мощностью 500 МВт. Наружная железобетонная оболочка выполнена в виде четырехгранника со скругленными углами (рис. 1.12).

Внешний диаметр железобетонной оболочки достигает у основания трубы 18 м, а в устье 15 м. Скорость выхода газов при полной нагрузке равна 23 м/с. Газоотводящие стволы расположены близко друг от друга с тем, чтобы образовался на выходе общий газовый факел. Кладка газоотводящих стволов производится звеньями высотой по 9 м, которые опираются на консоли наружной железобетонной оболочки. Внешняя поверхность газоотводящих стволов покрыта тепловой изоляцией в виде панелей из стекловолокна с креплением их

полосовой сталью. Между газоотводящими стволами предусмотрена специальная шахта с лифтом и лестницей, обеспечивающими доступ на любую площадку для осмотра и ремонта всех частей трубы. Подобная четырехствольная труба для электростанций мощностью 2000 МВт является в Англии типовой.

Для электростанции "Дрэкс" (Англия) мощностью 3960 МВт с блоками мощностью 660 МВт построена железобетонная дымовая труба высотой 259 м [1.11]. Труба состоит из наружной железобетонной цилиндрической оболочки диаметром 26,18 м и трех внутренних железобетонных стволов эллиптической формы, изолированных с внешней стороны минеральной ватой (рис. 1.13).

Внутренняя поверхность газоотводящих стволов защищена противокоррозионным материалом "Стекфас". Газоотводящие стволы разрезаны диафрагмами на секции высотой 22 м. Несущие конструкции газоотводящих стволов — это диафрагмы, опирающиеся на наружную цилиндрическую оболочку. Наружная цилиндрическая железобетонная оболочка выполняется в деревянной переставной опалубке, а внутренние газоотводящие стволы — в металлической скользящей опалубке. Пространство между стволами вентилируется самотягой и оборудовано грузопассажирским лифтом и металлической лестницей. Таким образом, во всем мире применяются примерно одинаковые конструктивные схемы дымовых труб. Для предохранения наружного несущего ствола от воздействия дымовых газов за рубежом применяются различные конструкции защиты.

1. Футеровка из кислотоупорного кирпича на кислотоупорном растворе, выполняемом звеньями высотой 7,5–15 м, опирающимися на консоли несущего ствола. Между футеровкой и стволом — тепловая изоляция или воздушный зазор. Дымовые трубы такой конструкции широко применялись во всех странах, но в последние годы применяются реже.

2. Противодавление в принудительно вентилируемом воздушном зазоре между железобетонным стволом и футеровкой из кислотоупорного кирпича. В воздушном зазоре создается давление большее, чем в дымовом канале (Франция).

3. Футеровка "на относе" из кислотоупорного кирпича на кислотоупорной замазке или из кислотоупорной фасонной керамики, выполняемая звеньями высотой 20–30 м. По наружной поверхности футеровки имеется тепловая изоляция. Между железобетонной оболочкой и футеровкой проходной вентилируемый зазор (ЧССР, ФРГ, Англия, Франция).

4. Внутренняя стальная газоотводящая труба или несколько труб по числу блоков (многоствольные трубы) с тепловой изоляцией по наружной поверхности. Между несущим и газоотводящими стволами — проходное вентилируемое пространство (США, ФРГ, Англия, Япония).

5. Наружная железобетонная оболочка и внутренний железобетонный газоотводящий ствол или несколько стволов из плотного кислотостойкого бетона или футеровки. Между несущим и газоотводящими стволами — проходное вентилируемое пространство (США, Англия, ГДР).

Дымовые трубы подобных конструктивных схем позволяют надежно удалять дымовые газы на тепловых электростанциях общей мощностью до 4000–4500 МВт.

Глава 2 МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ

Газоотводящие трубы — дорогостоящие и долговечные сооружения, поэтому при их строительстве обращается внимание не только на качество возведения и монтажа, но и на качество строительных материалов. В зависимости от типа конструктивной схемы при строительстве газоотводящих труб используются бетоны различных марок, арматура, футеровочный кирпич, противокоррозионные покрытия, теплоизоляционные материалы, различные металлы, а также другие специальные строительные материалы [2.1].

2.1. Физические, механические и химические свойства строительных материалов

Физические свойства

Физические свойства характеризуют физическое состояние материала, а также его способность реагировать на внешние факторы, не влияющие на химический состав материала.

К физическим свойствам материалов относятся плотность, водостойкость, водопоглощение, морозостойкость, влажность, теплопроводность, теплоемкость, звукопоглощение и звукопроницаемость, газопроницаемость, паропроницаемость, усадка, огнестойкость и др.

Плотностью называют отношение массы материала к его объему без пор и пустот. Плотность материала p вычисляют в г/см^3, кг/ м^3, т/ м^3 по формуле

$$p = m/V,$$

где m — постоянная масса материала, г (кг или т); V — объем, занимаемый материалом, т.е. без пор и пустот, см^3 (м^3).

Таблица 2.1

Показатели некоторых свойств строительных материалов

Материал	Плотность, кг/м^3	Средняя плотность, кг/м^3
Гранит	2600–2800	2600–2700
Плотный известняк	2400–2600	2100–2400
Керамический кирпич	2500–2600	1600–1900
Цемент	2900–3300	800–1300
Гравий	2600–2800	1400–1600
Тяжелый бетон	2600–2900	1800–2500
Строительная сталь	7850	7850

Плотность некоторых материалов приведена табл. 2.1.

Средней плотностью называют отношение массы материала к его объему в естественном состоянии, т.е. вместе с порами и пустотами. Среднюю плотность p_m в кг/ м^3 (г/ см^3, т/ м^3) вычисляют по формуле

$$p_m = m/V_{ест},$$

где m — масса материала в сухом состоянии, кг ; $V_{ест}$ — объем материала в естественном состоянии, м^3.

Так как при определении средней плотности материала объем берется с учетом пор и пустот, имеющихся в материале, то средняя плотность не является величиной постоянной, а изменяется в зависимости от пористости материала. Искусственные материалы можно получать с необходимой средней плотностью. Например, меняя пористость, получают бетоны со средней плотностью от 500 до 2500 кг/ м^3. Значения средней плотности для некоторых материалов даны в табл. 2.1.

Среднюю плотность материалов необходимо знать для расчета их пористости, теплопроводности и теплоемкости, для расчета прочности конструкций (с учетом собственной массы) и подсчета стоимости перевозок материалов.

Большинство строительных материалов имеет поры, поэтому средняя плотность, как правило, меньше плотности. У жидкостей и материалов, получаемых из расплавленных масс (стекло, металл), средняя плотность практически равна плотности.

Для каждого материала стандарты устанавливают влажность, при которой определяют среднюю плотность.

Для сыпучих материалов (цемент, песок, гравий, щебень) определяют **насыпную плотность,** в объем таких материалов включают не только поры в самом материале, но и пустоты между зернами или кусками материала.

Пористость — степень заполнения объема материала порами. Определяют ее как общий объем пор в единице объема материала по формуле

$$П_{пор} = (1 - p_m/p)\ 100,$$

где $П_{пор}$ — пористость материала, %; p_m — средняя плотность, г/см^3; p — плотность, г/см^3.

Пористость строительных материалов колеблется от 0 (стекло, сталь) до 98 % (мипора).

Пористость определяет такие свойства материала, как прочность теплопроводность, морозостойкость, водопоглощение и др. Чем меньше пористость материала, тем больше прочность, морозостойкость, теплопроводность, но меньше водопроницаемость. Поры в изделиях бывают открытые, т.е. сообщающиеся друг с другом и с поверхностью изделия, и закрытые, т.е. не сообщающиеся друг с другом и с поверхностью изделия.

При лабораторных испытаниях определяют открытую и общую пористость огнеупорных материалов.

Открытая пористость $П_{отк}$ — отношение объема открытых пор образца (пор, насыщаемых жидкостью при проведении испытания) к его объему. Общая пористость $П_{общ}$ — отношение суммарного объема закрытых пор (пор, не насыщенных жидкостью при проведении испытания) и открытых пор образца к его объему.

Водопроницаемость — это способность материала пропускать через себя воду под давлением. Степень водопроницаемости зависит от пористости материала, формы и размеров пор. Чем больше в материале незамкнутых пор и пустот, тем больше его водопроницаемость. Для некоторых материалов водопроницаемость — отрицательное свойство. Например, у водопроницаемого бетона фильтрующаяся сквозь него вода выщелачивает известь, а иногда вносит вредные вещества, которые снижают прочность бетона или полностью разрушают его.

Водопроницаемость характеризуется коэффициентом водопроницаемости $K_в$, который равен количеству воды, прошедшей в течение 1 ч через образец материала площадью 1 см^2 при постоянном давлении и определенной толщине образца.

Водостойкость — способность материала длительное время сохранять прочность при предельном водонасыщении. Водостойкость численно характеризуется коэффициентом размягчения $K_{разм}$, определяемым по формуле

$$K_{разм} = R_{нас}/R_{сух},$$

где $K_{нас}$ — предел прочности при сжатии материала в насыщенном водой состоянии; $R_{сух}$ — предел прочности при сжатии сухого материала.

Коэффициент размягчения материалов колеблется от 0 (необожженные керамические материалы) до 1 (стекло, сталь, битум). Материалы с коэффициентом размягчения не менее 0,8 относятся к водостойким. Их разрешается применять в строительных конструкциях, возводимых в воде, и в местах с повышенной влажностью.

Водопоглощение — способность материала поглощать и удерживать в своих порах воду — характеризуется количеством воды, которое поглощает сухой материал при погружении и выдерживании в ней, отнесенным к массе (водопоглощение по массе $W_м$) или к объему (водопоглощение по объему $W_{об}$) сухого материала. Водопоглощение по массе показывает степень увеличения массы материала (за счет поглощенной воды), а водопоглощение по объему — степень заполнения объема материала водой. Водопоглощение зависит от плотности материала и строения пор.

При высоком водопоглощении снижается прочность и морозостойкость материала. Чтобы уменьшить водопоглощение искусственных материалов, при их изготовлении стремятся получить равномерно распределенные мелкие, замкнутые поры (например, в ячеистом бетоне).

Водопоглощение в относительных числах или процентах вычисляются по формулам

$$W_м = [(m_2 - m_1)/m_1]\ 100;\ W_{об} = [(m_2 - m_1)/V]\ 100;$$

где $W_м$ — водопоглощение по массе, %; $W_{об}$ — водопоглощение по объему, %; m_1 — масса материала в сухом состоянии; m_2 — масса материала, насыщенного водой, г; V — объем материала в сухом состоянии, см^3.

Морозостойкость — способность материала, насыщенного водой, выдерживать многократное число циклов попеременного замораживания и оттаивания без видимых признаков разрушения и без значительного понижения прочности. Причиной разрушения материала в этих условиях является вода, находящаяся в порах материала и при замерзании увеличивающаяся в объеме. Образующийся лед давит на стенки пор материала, при этом в материале возникают большие внутренние напряжения, которые постепенно его разрушают. На практике поры и капилляры материалов заполняются водой не полностью. Часть их служит резервными объемами, куда отжимается вода из капилляров в процессе замораживания. Поэтому полное разрушение материала наступает лишь после нескольких циклов замораживания и оттаивания при полном его водонасыщении.

Морозостойкость определяют на стандартных образцах-кубах. Образцы погружают в воду, выдерживают до полного насыщения, а затем подвергают попеременному замораживанию при –20 °С в морозильной камере в течение 2–8 ч и оттаиванию при комнатной температуре в течение не менее половины продолжительности замораживания. Число циклов попеременного замораживания и оттаивания, которое должен выдержать материал без разрушения, при условии, что прочность его в результате этого понизится не более чем на 25 %, и характеризуется морозостойкость материала. По морозостойкости, т.е. по числу выдерживаемых циклов замораживания и оттаивания, материалы подразделяются на марки: Мрз 10, 15, 25, 35, 50, 100, 150, 200 и более.

Морозостойкими являются материалы плотные или с малым водопоглощением (до 0,5 %). Морозостойкость имеет большое значение при выборе материалов для ограждающих конструкций и наружной отделки.

Влажность W — отношение количества влаги, содержащейся в материале, к массе материала в абсолютно сухом состоянии — определяют в % по формуле.

$$W = [(m_2 - m_1)/m_1]\ 100;$$

где m_2 — масса влажного образца, г; m_1 — масса сухого образца, г.

Влажность зависит от влажности окружающей среды, структуры и свойств самого материала. С увеличением влажности строительных материалов их средняя плотность и теплопроводность повышаются, а прочность снижается. Так, прочность керамического кирпича при насыщении его водой понижается на 20–25 %, ячеистых бетонов на 15–40 %.

Теплопроводность — способность материала передавать через свою толщу тепловой поток, возникающий вследствие разности температур на противоположных поверхностях материала (образца). Различные материалы проводят тепло по-разному: один быстрее (например, металлы), другие медленнее (теплоизоляционные материалы). Количественным показателем теплопроводности различных тел служит коэффициент теплопроводности.

Коэффициентом теплопроводности λ, называется количество тепла, проходящее через образец материала толщиной 1 м, площадью 1 м^2 за 1 ч при разности температур на противоположных поверхностях образца 1 °С. Коэффициент теплопроводности измеряется в Вт/(м·°С) [1 ккал/(м·ч·°С) = 1,163 Вт/(м·°С)].

Коэффициент теплопроводности зависит от средней плотности и химико-минералогического состава материала, его структуры, пористости и характера пор, влажности и средней температуры материала. Чем выше пористость (меньше средняя плотность) материала, тем ниже коэффициент теплопроводности.

С увеличением влажности материала коэффициент теплопроводности резко возрастает, т.е. снижаются показатели теплоизоляционных свойств материала. Поэтому все теплоизоляционные материалы следует хранить в помещении или под навесом, а в процессе монтажа теплоизоляционный слой защищать покровным слоем.

Теплоемкость — количество теплоты, которое необходимо подвести к телу, чтобы повысить его температуру на 1 градус. Теплоемкость, отнесенная к единице массы, называется теплоемкостью.

Удельная теплоемкость, Дж/(кг·К) некоторых материалов

Природные каменные материалы	0,92
Бетоны	0,84
Сталь строительная	0,52
Битум	1,68
Древесина сосны	2,52
Вода	4,2

Акустические свойства для строительных материалов, используемых в ограждающих конструкциях, являются важнейшими. Звукопоглощение — свойство материала поглощать звук; звукопроницаемость — способность материала пропускать через свою толщу звук.

Звуковая волна, встречая на своем пути строительную конструкцию, частично отражается от ее поверхности, частично поглощается толщей материала и частично проходит через его открытые поры, вызывая одновременно колебания конструкции.

Для снижения уровня различных видов шума применяют звукопоглощающие и звукоизоляционные материалы. Звукопоглощающие материалы и изделия предназначаются для применения в звукопоглощающих конструкциях с целью снижения уровня звукового давления в помещениях жилых, общественных и производственных зданий, звукоизоляционные материалы и изделия — для применения в качестве прослоек (прокладок) в многослойных конструкциях с целью улучшения изоляции звука. Единицей измерения уровня шума служит децибел (дБ).

По форме звукопоглощающие и звукоизоляционные материалы бывают штучные (блоки, плиты), рулонные (маты, полосовые прокладки, холсты), рыхлые и сыпучие (вата минеральная и стеклянная, керамзит и другие пористые заполнители), по структурным признакам подразделяются на пористо-волокнистые (из минеральной и стеклянной ваты), пористо-ячеистые (из ячеистого бетона и перлита), пористо-губчатые (пенопласты, резины).

Газопроницаемость материала характеризуется количеством газа, проходящего через образец определенного размера при заданном давлении. Строительные материалы с большой пористостью обладают повышенной газопроницаемость, хотя на степень газопроницаемости кроме давления влияют не только суммарная пористость, но и размеры, и характер пор. Чтобы устранить газопроницаемость в ограждающих конструкциях, устраивают газонепроницаемые слои.

Паропроницаемость — способность материалов пропускать водяные пары, содержащиеся в воздухе, под действием разности их парциальных давлений на противоположных поверхностях слоя материала.

С повышением температуры парциальное давление водяных паров возрастает. Таким образом, водяные пары стремятся попасть в область меньшего давления, т.е. на сторону слоя материала с меньшей температурой. Этим объясняется увлажнение изоляции, применяемой для поверхностей с отрицательными температурами. Влага, проникая в слой изоляции с теплой стороны, увлажняет изоляцию, а при температуре ниже нуля замерзает. Это вызывает ухудшение свойств изоляции и ее разрушение.

Паропроницаемость характеризуется коэффициентом паропроницаемости, который определяется количеством водяных паров в граммах, проходящих через слой материала площадью 1 м^2 и толщиной 1 м в течение 1 ч при разности давлений водяного пара на противоположных поверхностях 1 мм рт. ст. (133,3 Па). Размерность этого коэффициента г/(м·ч·мм рт. ст.) или кг/(м·ч·Па).

Усадка или удлинение — линейное изменение размера материала под воздействием изменения температуры, влажности, солнечной радиации или в результате процессов, происходящих в материале (старение, вулканизация, полимеризация). Например, линейная усадка высокоглиноземистых огнеупорных изделий при температуре 1500 °С — не более 0,2 %, магнезитовых изделий высшей огнеупорности при температуре 1650 °С — не более 0,5–0,7 %.

Огнестойкость — способность материала выдерживать без разрушения воздействие высоких температур (огня) — характеризуется степенью возгораемости. По степени возгораемости различают несгораемые, трудносгораемые и сгораемые материалы:

- несгораемые — не горящие и не деформирующиеся при воздействии высокой температуры (кирпич, бетон);
- трудносгораемые — не горящие, но деформирующиеся при воздействии высокой температуры (сталь, гранит, гипс);
- сгораемые, т.е. воспламеняющиеся под действием высокой температуры и продолжающие гореть после удаления источника тепла (дерево, толь, рубероид).

Важнейшим свойством огнеупорных материалов и изделий является огнеупорность.

Механические свойства

К механическим свойствам материалов относятся прочность, упругость, пластичность, хрупкость, твердость, истираемость и др.

Прочность — способность материала сопротивляться разрушению под действием внешних сил, вызывающих деформации и внутренние напряжения в материале, — характеризуется пределом прочности, т.е. наибольшим напряжением, соответствующим нагрузке, при которой материал разрушается.

Чтобы рассчитать предел прочности R, надо разрушающую силу P_{max} в Н (кгс) разделить на первоначальную площадь сечения образца F_0 (см^2):

$$R = P_{max}/F_0.$$

Предел прочности при сжатии определяют в лабораториях на прессах, испытывая образцы материалов обычно в виде кубов, а иногда в виде цилиндров, призм и половинок балочек. Предел прочности при растяжении определяют на разрывных машинах, испытывая образцы в виде лопаточек или восьмерок, а предел прочности при изгибе — на специальных установках, испытывая образцы-балочки.

Прочность конструкционных строительных материалов характеризуют маркой, которая, как правило, совпадает по значению с минимально допускаемым пределом прочности при сжатии. Например, предел прочности при сжатии материала марки 150 находится в пределах от 15 до 19,9 МПа (150–199 кгс/см^2). Для каменных материалов установлены марки 4, 7, 10, 15, 15, 35, 50, 75,100, 150, 200, 300, 400, 500, 800 и 1000.

Таблица 2.2

Прочностные характеристики материалов

Материалы	Предел прочности, МПа, при		
	сжатии	растяжении	изгибе
Бетон тяжелый	5–80	1,15–3,15	—
Гранит	100–280	3	—
Известняк плотный	50–100	—	—
Песчаник	40–150	2	—
Плитки керамические	7,5–15	—	—
Кирпич и камни керамические	7,5–30	—	1,8–4,4
Динасовые огнеупорные изделия	17,5	—	—
Сталь конструкционная	380–450	380–450	380–450
Шлакоситалл	500–600	25–35	90–130

Пределы прочности некоторых материалов приведены в табл. 2.2.

Упругость — это способность материала изменять под действием нагрузки свою форму без признаков разрушения и восстанавливать ее в большей или меньшей степени после удаления нагрузки. Восстановление формы в зависимости от действующей силы может быть полным или неполным. Пример очень упругого материала — резина. Упругими являются и такие материалы, как сталь, дерево.

Пластичность — это способность материала под действием нагрузки изменять без признаков разрушения свою форму и полностью сохранять эту измененную форму после снятия нагрузки. Высокой пластичностью отличается большинство растворных смесей.

Хрупкостью называется свойство материала под действием прилагаемых к нему усилий разрушаться сразу, не обнаруживая сколько-нибудь значительных деформаций. Хрупкому материалу в отличие от пластинного нельзя придать при прессовании желаемую форму, так как такой материал при ударной нагрузке дробится на части или рассыпается. Примером хрупкого материала могут служить стекло, чугун, а также многие каменные материалы.

Твердость — способность материала сопротивляться проникновению в него другого, более твердого материала. Твердость определяют различными способами. Твердость металлов, древесины, бетона и пластмасс (кроме пористых) определяют, вдавливая в образцы стальной шарик, конус или пирамиду. О твердости материала судят по глубине вдавливания шарика (конуса, пирамиды) или по диаметру полученного отпечатка. Твердость каменных материалов можно оценивать по десятибалльной шкале твердости (табл. 2.3).

Таблица 2.3

Шкала твердости минералов (по Моосу)

Материал	Показатель твердости	Характеристика твердости
Тальк и мел	1	Легко чистится ногтем
Каменная соль, гипс	2	Чертится ногтем
Кальцит или ангидрид	3	Легко чертится стальным ножом
Плавиковый шпат	4	Чертится стальным ножом при небольшом давлении
Апатит	5	Чертится стальным ножом при большом нажиме. Стекло апатит не чертит
Ортоклаз	6	Слегка царапает стекло
Кварц	7	Легко чертят стекло
Топаз	8	
Корунд	9	Стальным ножом не чертятся
Алмаз	10	

Минералы в шкале расположены в порядке возрастающей твердости. Каждым последующим минералом можно прочертить (процарапать) линию на минерале, который ему предшествует. Если при определении твердости какого-нибудь материала окажется, что образец его оставляет черту на гипсе, а сам чертится кальцитом, его твердость равна 2,5.

Истираемость — это способность материала сопротивляться воздействию истирающих усилий. Стойкость к истиранию играет важную роль при назначении антикоррозионных металлических газоотводящих стволов и футеровок материалов для покрытий, а также при испытании затвердевших растворов и бетонов.

Степень истирания $И$, г/см^2, характеризуется потерей массы и определяется по формуле

$$И_m = (m_1 - m_2)/S,$$

где m_1 и m_2 — масса образца соответственно до и после испытания, г; S — площадь истираемой поверхности, см^2.

Степень истирания, например, полимерных материалов для покрытия газообразных стволов и футеровок определяют также по уменьшению толщины образца Δh в миллимикронах (мкм) по формуле

$$\Delta h = \frac{m_1 - m_2}{pS} K \cdot 10^4,$$

где m_1 и m_2 — масса образца соответственно до и после испытания, г; p — плотность материала; г/см^3; S — площадь образца, см ; K — коэффициент, характеризующий истирающую способность шкурки, используемой для испытания.

Химические свойства

К химическим свойствам материалов относятся химическая и биологическая стойкость.

Химическая стойкость — способность материалов противостоять разрушающему действию щелочей, кислот, растворенных в воде солей и газов, органических растворителей (ацетона, бензина, масел и др.) — характеризуется потерей массы материала при действии на него агрессивной среды в течение определенного времени. Например, битум БНК-45/180 при выдерживании в течение 150 сут. в 5%-ной соляной кислоте теряет 1 % массы, а в 5%-ной серной кислоте — 0,8 %.

Кислотостойкими являются материалы, представляющие собой соли сильных кислот (азотной, соляной, кремнефтористой), а также некоторые синтетические материалы. Кислотостойки поливинилхлоридные и специальные керамические плитки, а также стекло (но оно не обладает стойкостью к действию фтористоводородной и плавиковой кислот). Кислотостойкими материалами отделывают некоторые промышленные сооружения, в том числе дымовые трубы.

Щелочестойкими должны быть материалы, которыми отделывают промышленные сооружения, подвергающиеся воздействию щелочей, а также пигменты (красители), употребляемые для окрашивания бетонных поверхностей.

Материалы, применяемые в жилищном строительстве, должны быть стойкими в основном к углекислому газу и сероводороду, так как эти газы могут содержаться в воздухе в больших количествах, особенно вблизи промышленных предприятий. Поэтому для окрашивания металлических кровель нельзя употреблять пигменты, в состав которых входит свинец или медь; такие пигменты вступают в реакцию с сероводородом и чернеют.

Биологическая стойкость — свойство материалов и изделий сопротивляться разрушающему действию грибков и бактерий.

Органические материалы или неорганические на органических связках под действием температурно-влажностных факторов могут разрушаться вследствие развития в них микроорганизмов, вызывающих гниение и разрушающих материалы в процессе эксплуатации. Так, в Средней Азии материалы, содержащие битум, разрушаются под действием микроорганизмов, которые для своего развития поглощают органические составляющие битума. Чтобы повысить биологическую стойкость материалов, в их состав вводят специальные химические вещества — антисептики. В процессе транспортирования и хранения такие материалы должны быть защищены от увлажнения.

2.2. Материалы для железобетонного ствола-оболочки и фундаментов труб

Для дымовых труб высотой 100 м и более применяется бетон марки 300 с водоцементным отношением не более 0,4 на портландцементе марок 400–500. В отдельных случаях для высотных труб при соответствующем технико-экономическом обосновании применяется бетон марки 400.

При температуре внутренней поверхности железобетонной оболочки выше 200 °С применяется жаростойкий бетон. В этом случае марка бетона должна быть не ниже 250.

Требования к водоцементному отношению, подвижности и жесткости бетонной смеси приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Водоцементное отношение, подвижность и жесткость бетонной смеси

Наименование элементов дымовой трубы	Водоцементное отношение, не более	Подвижность бетонной осадки (осадка конуса), см	Жесткость бетонной смеси по техническому вискозиметру
Плита фуидамента	0,50	4–5	15–12
Стакан фундамента	0,45	4–6	12–8
Ствол	0,4	4–6	12–8

Таблица 2.5

Фракционный состав заполнителя, %

Крупность щебня, мм	Фракции 5–20 мм	Фракции 20–40 мм	Фракции 40–70 мм
40	45–60	55–45	—
70	25–35	25–35	50–30

Расход цемента рекомендуется принимать не более 450 кгс/м^3 бетона. Для улучшения удобоукладываемости и повышения качества бетона в бетонную смесь добавляется сульфитно-спиртовая барда в количестве 0,1–0,2 % массы сухого цемента.

В качестве мелкого заполнителя используется кварцевый или полевошпатный песок из зерен твердых и плотных каменных пород крупностью не более 5 мм. Модуль крупности песка для бетона труб, как правило, не менее 2,5. В отдельных случаях с соответствующим технико-экономическим обоснованием применяется песок с модулем крупности до 1,7. В качестве крупного заполнителя применяется щебень из прочных невыветрившихся горных пород (гранит, сиенит и т. д.). Для фундамента допускается применение щебня из осадочных пород — известняков или гравия.

Крупность щебня не превышает 70 мм при толщине стенки ствола 60 см и более, до 40 мм при толщине стенки ствола менее 60 см. При крупности щебня до 40 мм применяется не менее двух фракций заполнителя, а до 70 мм — не менее трех. Примерное соотношение фракций приведено в табл. 2.5.

Как фундаменты, так и железобетонные стволы и оболочки газоотводящих труб армируются металлическими стержнями. Для армирования стволов и оболочки используются стержни периодического профиля из горячекатаной арматурной стали классов А-II и А-III. Для напрягаемой арматуры рекомендуется применять сталь класса А-III, подвергнутую вытяжке с контролем напряжений, и сталь класса А-IV, а также высокопрочную холоднотянутую проволоку.

Механические свойства арматурной стали должны удовлетворять нормам, указанным в табл. 2.6.

Таблица 2.6

Механические свойства арматурной стали

Класс арматурной стали	Диаметр стержней, мм	Предел текучести, МПа (кгс/мм^2), не менее	Временное сопротивление разрыву, МПа (кгс/см^2), не менее	Относительное удлиинение, %, не менее	Испытания на загиб в холодиом состояиии
A-II	10–90	300 (30)	500 (50)	19	180°; $c = 3d$
A-III	6–40	400 (40)	600 (60)	14	90°; $c = 3d$
A-IV	10–42	600 (60)	900 (90)	6	45°; $c = 5d$

Примечание. c — толщина оправки; d — диаметр стержня.

Арматурная сталь класса A-II изготавливается при диаметре от 10 до 40 мм из углеродистой стали ВСт5сп2 или ВСт5пс2, а при диаметре выше 40 мм — из низколегированной стали 18Г2С. Арматурная сталь класса A-III диаметром от 6 до 9 мм изготавливается из сталей 25Г2С, 35ГС и 18Г2С, а диаметром от 10 до 40 мм — из сталей 25Г2С и 35ГС. Арматурная сталь класса A-IV диаметром 10–18 мм изготавливается из сталей 20ХГ2Ц и 80С, а диаметром 20–32 мм — из стали 20ХГ2Ц.

Кольцевая арматура (для удобства работ) располагается с внутренней стороны относительно продольной. Толщина защитного слоя бетона для рабочей арматуры принимается не менее 30 мм и не менее диаметра арматуры. Проемы армируются по всему периметру дополнительными вертикальными и горизонтальными стержнями.

2.3. Материалы для футеровки

Для защиты железобетонного ствола от воздействия температуры и агрессивных газов применяется футеровка. В случае удаления через трубу малоагрессивных дымовых газов для футеровки применяется глиняный кирпич — лекальный и обыкновенный пластического прессования. Для кладки футеровки в этом случае применяются цементно-глиняные растворы. При высокой агрессивности дымовых газов для футеровки применяется кислотоупорный

Таблица 2.7

Физико-химические и механические показатели кислотоупорного кирпича

Наименование	1-й сорт	2-й сорт
Кислотостойкость, %, не менее	97	95
Водопоглощение, %, не более	7	9
Предел прочности при сжатии, МПа (кгс/см^2), не менее	40 (400)	30 (300)
Термостойкость (количество теплосмен), не менее	3	2

кирпич нормальный и радиальный. По физико-химическим и механическим показателям данный кирпич должен удовлетворять требованиям, приведенным в табл. 2.7.

Кладка кирпича осуществляется на андезитовой замазке, в которой связующим является жидкое стекло на натриевой основе.

В состав кислотоупорного раствора входят, кроме жидкого стекла и инициатора твердения (кремнефтористого натрия), тонкомолотый наполнитель и кислотостойкий заполнитель (песок). Вяжущим в кислотоупорном растворе является гель кремниевой кислоты, выделяющийся в результате взаимодействия жидкого стекла с индикатором твердения.

Под воздействием серной кислоты на жидкое стекло входящий в его состав натрий превращается в сернокислый натрий, который, реагируя с водой, образует глауберову соль, способствующую потере прочности и вспучиванию раствора. В случае раствора на жидком стекле с калиевой основой связующие свойства не теряются и выпучивание не происходит, так как образующийся сульфат калия не реагирует с водой и своего объема не изменяет. Однако из-за ограниченного производства силиката калия растворы на жидком стекле с калиевой основой широко не применяются. Ориентировочные составы кислотоупорных растворов (расход материалов на 1 м^3) приведены в табл. 2.8.

При сжигании высокосернистого топлива рекомендуется применение кислотоупорного раствора состава III и допускается применение кислотоупорного раствора состава I. В условиях попеременного сжигания высокосернистого топлива и газового топлива или сжигания малосернистого топлива при высокой влажности отводимых дымовых газов рекомендуется применение кислотоупорного состава II. Состав кислотоупорного раствора уточняется на пробных замесах с контрольными испытаниями прочности раствора на сжатие в

Таблица 2.8

Составы кислотоупорных растворов

Составляющие	Кислотоупорные растворы, кг		
	на основе натриевого стекла (по ГОСТ 13078–17)		на основе калиевого стекла
	состав I	состав II	состав III
Жидкое стекло	400	400	420
Кремнефтористый натрий	60	60	63
Тонкомолотый наполнитель	440	420	875
Песок	1320	1320	875
Добавка, содержащая активный кремнезем	—	20	—

возрасте 3,7 и 28 сут., а также кислотостойкости, водостойкости и проницаемости [2.2].

Для предупреждения проникновения газов и защиты внутренней поверхности железобетонного ствола трубы требуется полное заполнение швов кладки футеровки с их расшивкой или затирка внутренней поверхности и окисление 20%-ным раствором серной кислоты за 3–4 раза. Конструкция футеровки сплошная или ярусная с прилеганием к стволу или с зазором для укладки теплоизоляции. Для уплотнения зазоров в местах сопряжения звеньев футеровки применяется асбестовый шнур. Для защиты перекрытий и полов в нижних частях дымовых труб, подвергающихся воздействию кислот, применяются кислотоупорные плитки. В последних новых конструкциях газоотводящих труб в качестве строительных материалов применены искусственные материалы: кремнебетон и полимерцементный бетон, а для защиты газоходов — силикатполимерный бетон.

Кремнебетон [2.3] получается при автоклавной обработке смеси высококремнеземистой силикат-глыбы, тонкомолотого кварцевого песка, кислотостойких мелкого и крупного заполнителей и воды. Отличие кремнебетона от обычного бетона состоит прежде всего в применении нового вяжущего материала, получившего название кремнистый цемент. Кремнистый цемент состоит из молотого кварцевого стекла, в котором SiO_2 содержится в аморфном виде, щелочного растворителя и тонкоизмельченных частиц кристаллического кварца (размером порядка 20 мкм). Кварцевое стекло получается плавлением кварцевого песка в специальных печах типа стекловаренных. Наполнителем кремнебетона служит, как и в обычном бетоне, кварцевый песок и гравий.

Изучение структуры и фазового состава показало, что кремнебетону присуща сложная конгломератная пористая структура. Поры имеют в основном замкнутый характер с размером от 0,01 до 1,5 мм, преимущественно 0,6 мм. Общая пористость составляет 11–13 %. Структурные особенности кремнебетона и фазовый состав цементирующего вещества предопределяют его физические, физико-механические, строительные, теплофизические свойства и долговечность, в том числе и кислотостойкость.

Таблица 2.9

Основные свойства кремнебетона, по данным [100]

Наименование	Зиачение	Методика испытания
Прочность при сжатии, МПа, не менее	50	ГОСТ 10180–74
Кислостойкость, %, не менее	97	ГОСТ 473.1–72
Температура применения, °С, не более	500	—
Водопоглощение, %, не более	3	ГОСТ 12730–67

Таблица 2.10

Характеристика легких бетонов

Наименование	Силикатполимерный	Цементполимерный
Состав, кг/м^3:		
Жидкое стекло	290	—
Портландцемент	—	450
Андезитовая мука	360	—
Кремнефтористый натрий	45	—
Кварцевый песок	560	800
Щебень (гранит, форсил, шунгизит)	—	—
Керамзитовый гравий	480	370
Ацетоноформальдегидная смола (АЦФ)	10	13,5
Вода	—	190
Физико-механические свойства:		
Объемная масса, кг/м^3	1420–2200	1500–1800
Предел прочности при сжатии, МПа	23–50	15–20
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С)	0,5–0,7	0,4–0,6

В табл. 2.9 приведены основные свойства кремнебетона на овручском кварците с расходом силикат-глыбы в 320 кг/м^3.

Из кремнебетона формуют плиты, которые затем подвергаются термовлажной обработке в автоклавах при давлении 0,13 МПа (1,3 кгс/см^2) и температуре 190°С примерно около суток. Эти плиты используются для монтажа газоотводящих стволов труб по схеме, описанной в гл. 1.

Силикатполимерный и цементполимерный бетоны используются при возведении труб по принципу конструкции "труба в трубе" типа прижимной футеровки и в строительстве газоходов в виде бетонной смеси. Состав и основные свойства этих бетонов приведены в табл. 2.10.

Из цементполимерного бетона сооружена монолитная футеровка, возводимая одновременно с железобетонным стволом, на дымовой трубе № 2 Экибастузской ГРЭС-1. В настоящее время проводится опытно-промышленная эксплуатация данной трубы.

Опыт эксплуатации дымовой трубы № 2 Экибастузской ГРЭС-1 позволит сделать окончательные выводы о надежности работы и долговечности как цементполимерного бетона, так и труб подобной конструктивной схемы.

2.4. Материалы для кирпичных стволов

Для стволов кирпичных дымовых труб применяется глиняный лекальный и обыкновенный сплошной кирпич пластического прессования марок 100, 125,

Таблица 2.11

Ориентировочные составы растворов, применяемые для кладки кирпичных стволов

Марка цемента	Составы (в объемной дозировке — цемент:известь:песок) для растворов марок			
	100	75	50	25
500	1:0,3:4	1:0,5:5,5	1:1:8	1:2,1:15
400	1:0,2:3	1:0,3:4	1:0,7:6	1:1,7:12
300	—	1:0,2:3	1:0,4:4,5	1:1,2:9

Примечание. Дозировка извести принята в виде теста 2-го сорта с объемным весом 1400 кг/м^3.

150, 200, 250 и 300 (ГОСТ 8426–74 и ГОСТ 530–71). Применение кирпича марки 100 допускается только для районов, где кирпичные заводы не выпускают кирпич более высоких марок. Кирпич с маркой ниже 100 для дымовых труб применять запрещается. По морозостойкости кирпич должен иметь марку от Мрз 25 до Мрз 50. Водопоглощение кирпича должно быть, как правило, не более 12 %.

Для кладки кирпичных стволов применяются сложные растворы марок 25, 50, 75, 100. Для верхних 5 м трубы должен применяться раствор марки не ниже 50. Для дымовых труб, сооружаемых в сейсмических районах, должен применяться раствор не ниже марки 50. При возведении дымовых труб в зимнее время марка раствора должна повышаться на одну ступень. Ориентировочные составы растворов даны в табл. 2.11.

При применении известкового теста из извести 1-го сорта количество теста уменьшается на 10 %, а при извести 3-го сорта увеличивается на 15 %. По морозостойкости марка раствора должна быть не ниже Мрз 50.

2.5. Материалы для тепловой изоляции газоотводящих труб

Для тепловой изоляции газоотводящих труб применяются неорганические теплоизоляционные материалы. Среди них наибольшее распространение получили:

1. Минеральная вата, которая представляет собой волокнистый материал, получаемый из силикатных расплавов, и применяется для изготовления теплоизоляционных изделий, а также в качестве теплоизоляционного материала при температуре изолируемых поверхностей до 600 °С.

В зависимости от объемной массы минеральная вата имеет марки 75, 100, 125 и 150. Для тепловой изоляции газоотводящих труб минеральную вату применяют в виде матов или плит. Эти изделия изготавливаются на синтетическом связующем составе и применяются для тепловой изоляции при температуре изолируемых поверхностей до 400 °С. Плиты изготовляются квадратной или прямоугольной формы, маты — в виде рулонов. Размеры изделий приведены в табл. 2.12.

Плиты и маты в зависимости от объемной массы подразделяются на марки 50, 75, 100, 125 и 150. Основные физико-механические показатели изделий даны в табл. 2.12. Влажность изделий не должна превышать 1 % массы.

2. Минераловатные прошивные маты с обкладками с одной или с двух сторон применяются для тепловой изоляции поверхностей с различными температурами в зависимости от вида обкладок: из металлической сетки — 600 °С; из ткани асбестовой АТ-7 — 450 °С; из стеклоткани или стеклосетки — 400 °С; из ткани асбестовой АТ-1 — 250 °С; из стекловолокнистого холста — 150 °С.

Маты в зависимости от объемной массы делятся на марки 100 и 150 и имеют следующие размеры: по длине от 1000 до 2500 мм, по ширине от 500 до 2000 мм, по толщине (с интервалом 10) от 40 до 100 мм.

Таблица 2.12

Физико-механические показатели теплоизоляционных изделий из минеральной ваты (ГОСТ 9573–72)

Наименование	Мягкие плиты марки		Полужесткие плиты марки		Жесткие плиты марки
	50	75	100	125	150
Объемная масса, кг/м^3, не более	60	90	100	125	150
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С), не более, при средней температуре:					
25±5 °С	0,042	0,044	0,044	0,044	0,044
125±5 °С	0,077	0,075	0,075	0,072	0,070
Температура применения, °С	180	180	–60÷+400	–60÷+400	–60÷+400

Таблица 2.13

Характеристики минераловатных матов

Наименование	Марка мата	
	100	150
Объемная масса, кг/м^3	75–125	126–175
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С), не более, при средней температуре:		
25±5 °С	0,039	0,043
100±5 °С	0,055	0,057
Влажность, %, не более	1	1

Таблица 2.14

Размеры пенодиатомитовых, диатомитовых и трепельных изделий

Марка изделия	Длина, мм	Ширина, мм	Толщина, мм
К1	250	123	65
К2	230	113	65
Б1	500	250	65
Б2	500	250	100
Б3	500	250	125

Таблица 2.15

Характеристика пенодиатомитовых, диатомитовых и трепельных изделий

Наименование	Марка изделия				
	ПД-350	ПД-400	Д-500	Д-600, Т-600	Т-700
Объемная масса, кг/м^3	До 365	365–420	421–525	526–630	631–735
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С), не более, при средней температуре:					
50°С	0,087	0,098	0,116	0,139	0,174
350°С	0,121	0,139	0,185	0,209	0,267
Предел прочности при сжатии, МПа, не менее	0,6	0,8	0,6	0,8	0,1

Основные показатели матов приведены в табл. 2.13.

3. Теплоизоляционные пенодиатомитовые, диатомитовые и трепельные изделия. Данные изделия изготовляются путем формования из диатомита или трепела с выгорающими или парообразующими добавками и дальнейшего обжига.

Пенодиатомитовые (ПД), диатомитовые (Д) и трепельные (Т) изделия изготовляются в виде кирпичей, блоков, скорлуп, сегментов, применяются при температуре изолируемых поверхностей до 900°С, в зависимости от объемной массы изделия имеют марки: ПД-350, ПД-400, Д-500, Д-600, Т-600 и Т-700.

Размеры кирпичей и блоков даны в табл. 2.14, по физико-механическим показателям изделия должны соответствовать требованиям, приведенным в табл. 2.15.

2.6. Материалы для стальных стволов и металлоконструкций

Выбор материалов для стальных стволов и металлоконструкций производится на основе норм проектирования стальных конструкций [2.4] и расчетов их на прочность.

Для расчетных элементов стальных конструкций, выполняемых из профильного и листового проката, из углеродистой стали обыкновенного качества применяется сталь ВСт3сп5. Для нерасчетных элементов конструкций (ограждение ходовых лестниц, светофорных площадок) применяется сталь ВСт3кп2. Для стальных газоотводящих стволов в СССР применяется сталь ВСт3сп5. Для стволов, работающих в сильноагрессивных средах, за рубежом широко применяется сталь типа "Кортен". Низколегированная сталь 10ХНДП по химическому составу и механическим свойствам близка к стали "Кортен". Высокой коррозионной стойкостью в среде дымовых газов при конденсации серной кислоты обладает высоколегированная сталь 0Х23Н28М3Д3Т (ЭИ-943), однако из-за значительной стоимости ее рекомендуется применять в основном для изготовления только верхней части дымовых труб.

2.7. Материалы для антикоррозионной защиты и маркировочной окраски

Для защиты железобетонных оболочек, металлических стволов и металлоконструкций от коррозии применяются различные материалы для антикоррозионной защиты и маркировочной окраски. Наиболее распространены покрытия на основе эпоксидных смол: эпоксидная шпаклевка ЭП-0010, эпоксидные и эпоксидно-каменноугольные эмали ЭП-140, ЭП-582, ЭП-917.

Эпоксидные лакокрасочные материалы поставляются в виде двух полуфабрикатов: эпоксидного лака, эмали или шпаклевки и отвердителя. Состав эпоксидно-каменноугольного покрытия в соответствии с рекомендациями [2.5] приведен в табл. 2.16.

Таблица 2.16

Состав эпоксидио-каменноугольного покрытия, %

Компонент	Содержание, масс. частей			
	Номера составов			
	I	II	III	IV
Каменноугольная смола (ГОСТ 44-92–56)	100	100	100	100
Эпоксидная смола Э-40 или ЭД-5 (ГОСТ 10587–63)	100	100	100	—
Эпоксидная шпаклевка ЭП-0010 (ГОСТ 10277–62)	—	—	—	100
Графит электроугольный (ГОСТ 10274–62)	—	30	—	—
Графит тигельный (ГОСТ 4596–49) или молотая слюда	—	—	10	—
Растворитель Р-40	25	15–20	15–10	15–20

Состав I применяется в качестве грунтовочного, составы II–III — в качестве покровных. При применении в эпоксидно-каменноугольных покрытиях эпоксидной шпаклевки ЭП-0010 состав для грунта получают разведением состава IV до консистенции, соответствующей 18–20 по вискозиметру ВЗ-4.

Отвердители вводятся в эпоксидные и эпоксидно-каменноугольные составы непосредственно перед их употреблением в количестве 10 весовых частей полиэтиленполиамина на 100 массовых частей смолы Э-40 и 8–9 весовых частей отвердителя № 1 на 100 массовых частей шпаклевки ЭП-0010. Кроме эпоксидных покрытий, применяются покрытия на основе полиуретановых смол (лак УР-19). Их приготавливают непосредственно перед нанесением, составы полиуретановых покрытий в массовых частях приведены в табл. 2.17.

В качестве растворителя применяется смесь циклогексанона с ацетоном в соотношении 1:1.

Для маркировочной окраски газоотводящих труб, а также для антикоррозионной защиты металлоконструкций широко применяются перхлорвиниловые покрытия. Маркировочную окраску производят перхлорвиниловыми эмалями ХСЭ-1 (белая) и ХСЭ-26 (коричневая). В качестве грунта используется лак ХСЛ или лак ХС-76. Покрытие наносится в несколько слоев: грунт в два слоя, эмаль ХСЭ в три-четыре слоя. Для придания покрытию повышенных декоративных качеств и повышения стойкости в последний слой необходимо ввести 50 % лака ХСЛ. В этом случае окраска заканчивается нанесением слоя эмали ХСЭ и лака ХСЛ в соотношении 1:1. В случае необходимости лак, эмаль и грунтовка разбавляются растворителем Р-4.

Для антикоррозионной защиты металлоконструкций применяется следующий состав перхлорвинилового покрытия: грунт ХС-010 — два слоя; эмаль перхлорвиниловая ХСЭ: ХВ-124, ХВ-125, ХВ-1100 — два слоя; лак ХСЛ — два слоя.

Кроме вышеназванных, для наружной окраски применяются покрытия на основе хлор-каучука — это эмали К4-749 белого и коричнево-красного цвета,

Таблица 2.17

Состав полиуретановых покрытий, %

Компоиент	Состав покрытия		
	пропиточного	порозаполняющего	покровного
Преполимер КТ	100	100	100
Раствор катализатора ТЭАД	20	20	20
Растворитель	50	50	30
Графит	—	30	—

Таблица 2.18

Состав битуминольных мастик

Марка мастики битуминоль	Содержание компонентов, мас·ч				Температура размягчения, °С
	рубракс (ГОСТ 781–68)	битуминоль марки 5 (ГОСТ 6617–56)	минеральный наполнитель	асбест	
Р-1	100	—	100	8	158
Р-2	100	—	80	8	148
Р-3	100		60	8	147
Н-1	—	100	100	8	113
Н-2	—	10	80	8	108

которые наносятся на грунт ХС-010. При температуре защищаемой поверхности до 60 °С для антикоррозионной защиты применяется мастика битуминоль, состоящая из битума БВ-5 или рубракса, минерального порошкообразного и волокнистого наполнителей. В качестве порошкообразного наполнителя применяется андезитовая, диабазовая, бештаунитовая мука или другие наполнители с кислотостойкостью не ниже 96 % и влажностью не более 2 %. Волокнистым наполнителем служит распущенный хризотиласбест 6–7-го сортов. В качестве грунта применяется битумный лак. Состав битуминольных мастик приведен в табл. 2.18.

Глава 3 РАСЧЕТ ВЫСОТЫ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ

3.1. Общие положения по рассеиванию примесей в атмосфере

Рассеивание примесей в атмосфере есть результат осредненного движения масс воздуха (которое переносит загрязнитель в направлении ветра), турбулентных пульсаций скорости — атмосферной турбулентности (которые рассеивают загрязнитель по всем направлениям) и массовой диффузии, связанной с градиентами концентраций.

Кроме того, на рассеивание влияют общие аэродинамические характеристики, такие как размер, форма и масса частиц, которые определяют их скорость оседания на землю или попадания вновь в воздух с поверхности земли. Важнейшим фактором, определяющим рассеивание в атмосфере дымовых газов и вредных примесей, заключенных в них, является атмосферная турбулентность. Данная характеристика атмосферы является результатом двух процессов: нагревания атмосферы и поверхности земли, в связи с чем образуются естественные конвективные потоки и механической турбулентности, которая является результатом взаимодействия ветрового потока с подстилающей поверхностью и ветрового сдвига.

Хотя обычно имеют место эти оба эффекта, могут быть случаи, когда один из них преобладает. Тепловые вихри чаще возникают в солнечные дни, когда скорость ветра невелика. Нагревающийся у поверхности земли воздух вследствие уменьшения его плотности поднимается вверх, а более холодный и плотный воздух опускается к поверхности Земли. Если, поднимаясь, нагретый воздух расширяется адиабатически, без теплообмена с окружающими массами воздуха, то температура его понижается примерно на 1 °С на каждые 100 м высоты. Эта величина принимается за адиабатический градиент температуры.

При вертикальном градиенте температуры, равном адиабатическому (или несколько ниже), поднимающийся снизу объем воздуха на каждом уровне будет обладать такими же свойствами, что и окружающие массы воздуха, и, следовательно, не будет иметь дополнительного ускорения. Такое состояние атмосферы называется нейтральным или безразличным.

Если температура окружающего воздуха понижается с высотой так, что ее вертикальный градиент больше адиабатического, что бывает при солнечной погоде и сильном прогреве Земли и приземного слоя воздуха, то движущийся снизу объем воздуха получает ускорение за счет сил плавучести и образующиеся конвективные токи поднимаются на большую высоту, вызывая интенсивное вертикальное перемешивание слоев воздуха. Такие условия называются неустойчивыми, конвективными.

И, наконец, когда вертикальный градиент температуры воздуха становится отрицательным, т.е. температура воздуха с высотой возрастает (или, как говорят, возникает инверсия температуры), то вертикально поднимающийся объем воздуха оказывается холоднее окружающих масс и его движение затухает. Такие условия называются устойчивыми, инверсионными, они характеризуются слабым турбулентным обменом.

Вышеназванные три вида устойчивости атмосферы принято делить на семь классов: сильная неустойчивость, умеренная неустойчивость, слабая неустойчивость, безразличное (нейтральное) состояние, слабая устойчивость, умеренная устойчивость, сильная устойчивость.

Рассеивание примеси в условиях каждого отдельного класса устойчивости атмосферы имеет свои особенности, формирующие характерный вид дымовой струи. Так, в ясную теплую погоду при неустойчивых условиях наблюдается волнообразная струя, представляющая собой совокупность клубов дыма, переносимых крупными вертикальными вихрями (рис. 3.1, *а*).

Поскольку интенсивность перемешивания большая, клубы достигают Земли достаточно близко от источника, и поэтому приземная концентрация примесей сравнительно высока и имеет ярко выраженный максимум, расположенный относительно недалеко от источника.

При безразличном состоянии атмосферы интенсивность перемешивания уменьшается, и наблюдается так называемая конусообразная струя (рис. 3.1, *б*). Расстояние до максимума приземной концентрации в этом случае больше, чем при неустойчивых условиях, а максимальная концентрация меньше. В условиях устойчивой стратификации атмосферы образуется веерообразная струя с малым углом раскрытия факела в вертикальной плоскости (рис. 3.1, *в*), для которой в силу изменчивости направления ветра характерна извилистая траектория движения примеси в горизонтальном направлении при слабом вертикальном и поперечном рассеянии самой струи.

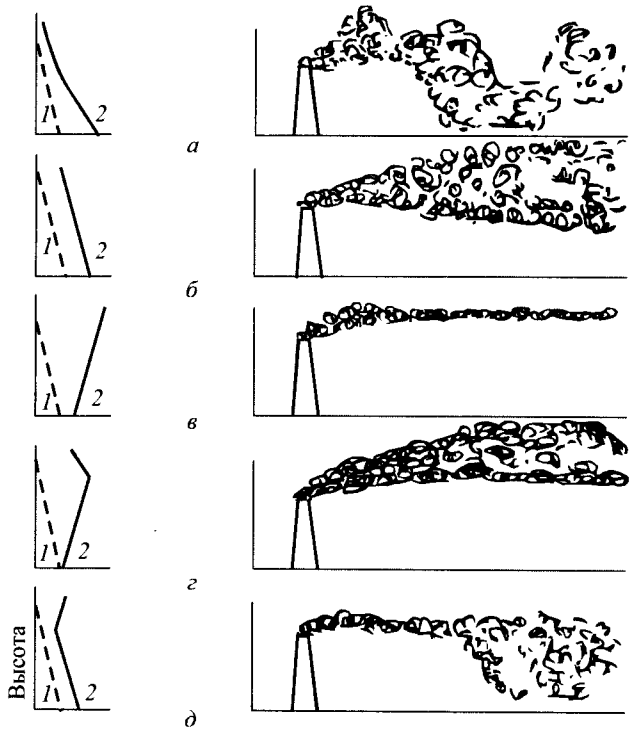


Рис. 3.1. Различные типы дымовых факелов в атмосфере: *1* — адиабатический градиент температуры; *2* — наблюдаемые профили; *а–д* — различные случаи стратификации атмосферы

Устойчивая стратификация не является неблагоприятной с точки зрения загрязнения приземного слоя воздуха для выбросов из высотных дымовых труб, к которым подключены значительные мощности. Обычно в этом случае факел поднимается достаточно высоко и максимум приземных концентраций расположен относительно далеко от источника. Приземные концентрации примесей ниже, чем при неустойчивой и безразличной стратификациях. Существенно здесь то, что из-за слабого турбулентного обмена при движении факела примеси переносятся на большие расстояния (иногда сотни километров), не достигая непосредственно земной поверхности. При этом проходят различного рода процессы трансформаций вредных примесей, их взаимодействие с осадками, туманообразованиями и т.д., что приводит к нежелательным последствиям: так называемым кислым дождям, воздействиям больших концентраций NO_2 и т.д.

В случае низких источников выброса устойчивая стратификация может оказаться неблагоприятной и с точки зрения прямого воздействия концентраций газообразных вредных примесей на приземный слой воздуха и биосферу. Если верхняя граница приземного устойчивого (инверсионного) слоя оказывается ниже уровня выброса, то создаются наиболее благоприятные условия для рассеяния примеси, выбрасываемой из труб, так как в этом случае образуется так называемая приподнятая струя и рассеяние происходит только в слое выше верхней границы инверсии, которая предотвращает перенос примеси к Земле (рис. 3.1, *г*). Такие условия летом обычно кратковременны и могут существовать на протяжении нескольких часов, главным образом ночью. Зимой эти условия могут быть продолжительными.

При переходе от ночной инверсии к дневной конвекции в ясное теплое утро приземная инверсия, разрушаясь у поверхности Земли, становится приподнятой и может образовать "крышку" над вершиной трубы, препятствующую распространению примеси вверх, в то время как развивающиеся у Земли конвективные вихри перемешивают струю только в пределах прилегающего неустойчивого слоя. В таких задымляющих условиях может наблюдаться увеличение приземных концентраций вблизи трубы, но в течение непродолжительного времени, порядка десятков минут (рис. 3.1, *д*).

При антициклонной погоде в осенне-зимний период, характеризующейся слабыми ветрами и штилями, приподнятая инверсия может носить характер инверсии оседания и условия задымления могут существовать в течение нескольких часов и даже суток.

Приподнятая инверсия в слое значительной толщины (300–500 м и более) может создать задымляющие условия даже при выбросах из высотных труб, к которым подключены существенные мощности. В этом случае приземные концентрации увеличиваются как за счет ограничения активного перемешивания по вертикали слоя, так и за счет ограничения в этих условиях эффективной высоты подъема факела. Концентрации вредных примесей могут увеличиться во много раз и привести к существенному ущербу окружающей среде и людям. Таким образом, можно считать, что для приподнятого (высокого) источника выбросов особо опасным является сочетание приподнятой мощной инверсии, начинающейся на высоте выброса, и малой скорости ветра (штиля) в приземном слое, а для наземного (невысокого) источника — сочетание приземной инверсии и приземного штиля.

Концентрации вредных примесей определяют, решая уравнение турбулентной диффузии применительно к тому или иному состоянию атмосферы.

В общем случае это уравнение записывается в виде:

$$u\frac{\partial C}{\partial x}=\frac{\partial}{\partial x}K_x\frac{\partial C}{\partial x}+\frac{\partial}{\partial y}K_y\frac{\partial C}{\partial y}+\frac{\partial}{\partial z}K_z\frac{\partial C}{\partial z}, \qquad (3.1)$$

где x, y, z — координатные оси; K_x, K_y, K_z — коэффициенты турбулентной диффузии по различным направлениям; u — скорость ветра в атмосфере; C — концентрация вредной газообразной примеси.

Данное уравнение обычно решается при следующих граничных условиях: $C \to 0$ при $z \to \infty$; $C \to 0$ при $|y| \to \infty$ и на подстилающей поверхности $C = 0$ при $z = 0$, или средний турбулентный поток примеси мал: $K_z \partial c/\partial z = 0$ при $z = 0$.

При решении уравнения турбулентной диффузии большое значение имеет определение коэффициентов турбулентной диффузии и скорости ветра сложен и задача определения концентраций вредных примесей решается с помощью ЭВМ. Для простейшего случая изотропной турбулентности ($K_x = K_y = K_z = K$) и постоянной скорости ветра (u = const) задачу можно решить аналитически.

Распределение концентраций вредных примесей на Земле в этом случае записывается уравнением [3.1]:

$$C=\frac{M}{2\pi K_x}\exp\left[-\frac{u}{4K}\frac{(y^2+H_{эф}^2)}{x}\right]. \qquad (3.2)$$

Максимальная концентрация имеет место при $y = 0$, и распределение концентраций определяется по уравнению

$$C=\frac{M}{2\pi K_x}\exp\left(-\frac{uH_{эф}^2}{4K_x}\right). \qquad (3.3)$$

Определяя из условия $\partial C/\partial x|_{y=0} = 0$ координаты точки максимума концентраций, находим выражение для расчета максимально-разовой концентрации

$$C_м = 235M/uH_{эф}^2, \qquad (3.4)$$

где M — массовый выброс вредной примеси; $H_{эф}$ — эффективная высота источника выброса.

Решая уравнение турбулентной диффузии для случая, близкого к реальным условиям распространения вредных выбросов, можно получить выражение для определения максимально-разовой приземной концентрации или высоты дымовой трубы, необходимой, чтобы обеспечить выбранную приземную концентрацию вредных примесей.

3.2. Методика расчета рассеивания вредных примесей и выбор высоты газоотводящих труб

Для практических расчетов рассеивания в атмосфере вредных примесей, содержащихся в выбросах предприятий, используется методика (СН 369–74), разработанная Главной геофизической обсерваторией им. А. И. Воейкова [3.2]. По этой методике расчет рассеивания вредных примесей ведется при неблагоприятных метеорологических условиях, когда скорость ветра достигает опасного значения и имеет место интенсивный вертикальный турбулентный обмен в атмосфере.

Опасная скорость ветра — это такая скорость, при которой для заданного состояния атмосферы концентрации вредных примесей на уровне дыхания людей достигают своей максимальной величины. Для расчетных условий дымовых труб тепловых электростанций состояние атмосферы характеризуется развитым турбулентным обменом.

Действительно, из выражения (3.4) следует, что с повышением скорости ветра u максимальная наземная концентрация от точечного источника, расположенного на высоте $H_{эф}$ над Землей, падает. С другой стороны, с увеличением скорости ветра уменьшается эффективная высота $H_{эф}$ вследствие снижения гидродинамической и тепловой составляющих подъема факела. Отсюда опасная скорость ветра определится из выражения $\partial C_м/\partial u = 0$.

Опасная скорость ветра на уровне флюгера (обычно 10 м от уровня Земли) определяется по следующим соотношениям:

$$\begin{cases} u_м = 0{,}5 \text{ при } v_м \le 0{,}5; \\ u_м = v_м \text{ при } 0{,}5 \le v_м \le 2; \\ u_м = v_м(1+0{,}12\sqrt{f}) \text{ при } v_м > 2, \end{cases} \qquad (3.5)$$

где $v_м = 0{,}65\sqrt[3]{\dfrac{V_1\Delta T}{H}}$; $f=\dfrac{10^3 w_0^2 D_0}{H^2\Delta T}$.

В этих уравнениях V_1 — объемный расход выбрасываемых уходящих газов, м^3/с; ΔT — разность между температурой выбрасываемых газов и средней температурой воздуха $T_в$, °С, под которой понимается средняя температура самого жаркого месяца в полдень; H — геометрическая высота трубы, м; w_0 —

скорость выхода газов из устья трубы, м/с; D_0 — диаметр устья дымовой трубы, м.

При вышеназванных условиях максимальная приземная концентрация вредных веществ для выброса из одиночного точечного источника с круглым устьем определяется по формуле

$$C_м = \frac{AMFmn}{H^2\sqrt[3]{V_1\Delta T}}, \qquad (3.6)$$

где A — коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы для неблагоприятных метеорологических условий, определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе, $(с^{2/3}\cdot мг)/К^{1/3}$. Принимаются следующие значения A: для субтропической зоны Средней Азии — 240; для Казахстана, Нижнего Поволжья, Кавказа, Молдавии, Сибири, Дальнего Востока и для остальных районов Средней Азии — 200; для Севера и Северо-Запада европейской территории СССР, Среднего Поволжья, Урала и Украины — 160; для европейской части Центра СССР — 120; 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 % $F = 2$, менее 90 % — $F = 2{,}5$; m и n — безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газовоздушной смеси из устья источника выброса.

Коэффициент m определяется в зависимости от параметра f:

$$m = \frac{1}{0{,}67 + 0{,}1\sqrt{f} + 0{,}34\sqrt[3]{f}}. \qquad (3.7)$$

Безразмерный коэффициент n определяется в зависимости от параметра $v_м$:

при $v_м \le 0{,}3$ $n = 3$;

при $0{,}3 \le v_м \le 2$ $n = 3 - \sqrt{(v_м - 0{,}3)(4{,}36 - v_м)}$;

при $v_м > 2$ $n = 1$.

Максимальная концентрация вредных веществ у земной поверхности при опасных метеорологических условиях $C_м$ достигается на оси факела выброса (по направлению среднего за рассматриваемый период времени ветра) на расстоянии

$$x_м = dH,$$

где d — безразмерная величина, определяемая по формулам:

при $v_м \le 2$ $d = 4{,}25 v_м (1 + 0{,}23\sqrt[3]{f})$;

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

Если безразмерный коэффициент $F \ge 2$, величина $x_м$ определяется из соотношения

$$x_м = \frac{5 - F}{4} dH.$$

Приземная концентрация вредных веществ в атмосфере по оси факела на различных расстояниях x от источника выброса

$$C = S_1 C_м,$$

где S_1 — безразмерная величина, определяемая по формулам:

$$\begin{cases} S_1 = 3\bar{x}^4 - 8\bar{x}^3 + 6\bar{x}^2 \ \text{ при } \bar{x} \le 1; \\ S_1 = \dfrac{1{,}13}{0{,}13\bar{x}^2 + 1} \ \text{ при } 1 \le \bar{x} \le 8; \\ S_1 = \dfrac{1}{3{,}18\bar{x}^2 + 3{,}52\bar{x} + 12{,}0} \ \text{ при } \bar{x} > 8 \text{ и } F = 1; \end{cases} \qquad (3.8)$$

при $\bar{x} > 8$ и F, равном 2; 2,5 или 3, S_1 определяется по формуле

$$S_1 = \frac{1}{0{,}1\bar{x}^2 + 2{,}47\bar{x} - 17{,}8},$$

где $\bar{x} = x/x_м$.

Значения приземных концентраций вредных веществ в атмосфере C_y на расстоянии y по перпендикуляру к оси выброса находятся по выражению

$$C_y = S_2 C,$$

причем безразмерная величина S_2 определяется в зависимости от скорости ветра u и отношения y/x по формуле

$$S_2 = \frac{1}{\left[1+8{,}4u\left(\frac{y}{x}\right)^2\right]\left[1+28{,}2u^2\left(\frac{y}{x}\right)^4\right]}. \qquad (3.9)$$

Основываясь на данной методике расчета рассеивания вредных примесей, определяют высоту газоотводящей трубы. Так как расчет ведется при неблагоприятных метеоусловиях, выбранная высота дымовой трубы позволит осуществлять эксплуатацию ТЭС в условиях, при которых большую часть времени в году концентрации вредных примесей на уровне дыхания людей будут ниже предельно допустимых норм.

Необходимо подчеркнуть, что высота дымовой трубы ТЭС должна выбираться после того, как использованы все возможности, связанные с уменьшением количества выбросов вредных веществ, образующихся при работе ТЭС, в атмосферу.

Высота дымовой трубы подсчитывается по формуле

$$H = \sqrt{\frac{AMFmn}{\text{ПДК}}\sqrt[3]{\frac{z}{V_1\Delta T}}}, \qquad (3.10)$$

где z — число дымовых труб одинаковой высоты, установленных на ТЭС; *ПДК* — предельно допустимая концентрация вещества, лимитирующего чистоту воздушного бассейна.

Минздравом СССР введено требование об учете суммарного действия сернистого ангидрида и окислов азота. В этом случае формула для определения высоты дымовой трубы выглядит следующим образом:

$$H = \sqrt{AFmn\frac{M_{SO_2}+\frac{\text{ПДК}_{SO_2}}{\text{ПДК}_{NO_2}}M_{NO_2}}{\text{ПДК}_{SO_2}}\sqrt[3]{\frac{z}{V_1\Delta T}}}. \qquad (3.11)$$

Формулы (3.10) и (3.11) используются в случае, если при строительстве ТЭС фоновая загазованность (загазованность атмосферы до начала строительства ТЭС) отсутствует. Если же ТЭС сооружается в городах или вблизи промышленных предприятий, то при расчете высоты дымовых труб необходимо учитывать имеющуюся фоновую загазованность атмосферы. В этом случае формула для расчета высоты трубы имеет вид:

$$H = \sqrt{\frac{AFmn\left(M_{SO_2}+\frac{\text{ПДК}_{SO_2}}{\text{ПДК}_{NO_2}}M_{NO_2}\right)}{\text{ПДК}_{SO_2}-C_{\phi_{SO_2}}-\frac{\text{ПДК}_{SO_2}}{\text{ПДК}_{NO_2}}C_{\phi_{NO_2}}}\sqrt[3]{\frac{z}{V_1\Delta T}}}, \qquad (3.12)$$

где C_ϕ — фоновые концентрации вредных примесей в атмосфере, мг/м^3.

Наличие единой методики позволяет упорядочить расчеты загазованности атмосферы выбросами различных отраслей промышленности и дать общий подход для сравнения различных методов ее уменьшения.

3.3. Зарубежный опыт в области расчета высоты газоотводящих труб ТЭС

За рубежом имеются опубликованные работы, посвященные вопросам определения высоты начального подъема факела и нахождения концентраций вредных примесей на уровне дыхания людей. Особенно значительные из них — это работы, связанные с многолетними исследованиями, а так же проведенными в районе размещения ряда ТЭС, расположенных в долине реки Теннесси [3.3].

Рассмотренная методика [3.2], по существу, не имеет адекватных аналогов среди документов такого рода и отличается прежде всего однозначностью требований, которые предъявляются в ней к практическим расчетам. Получаемые значения максимальных концентраций должны сопоставляться с их предельно допустимыми значениями (ПДК), которые устанавливаются для неблагоприятных метеорологических условий. В других методиках не дается рекомендаций для выбора таких условий.

Формулы [3.2] имеют универсальный характер и предназначаются для расчета наибольшей концентрации при неблагоприятных условиях с учетом начального подъема примесей не только для источников точечного типа, но и для линейных источников, для легкой (газообразной) и тяжелой примесей. Особо рассматривается случай вентиляционных сравнительно холодных выбросов. Значительное внимание уделено методам расчета загрязнения воздуха. Учитывается изменение их взаиморазмещения при различных направлениях

ветра. Устанавливаются климатические особенности рассеивания примеси в различных районах СССР.

Упомянутые вопросы практически не рассматриваются в зарубежных методиках, тем не менее представляется возможным сопоставить некоторые результаты, относящиеся к определению концентраций от одиночных высотных источников. С этой целью целесообразно использовать [3.4–3.6]. Во всех этих работах имеются формулы для расчета наземных концентраций примесей, установленные из статистических соображений, и для расчета эффективного подъема факела — высоты источника.

В [3.4] полагается, что наземная осевая концентрация примеси определяется по формуле

$$C = \frac{M \exp\left[-\dfrac{(H+\Delta H)^2}{2\sigma_z^2}\right]}{\pi \sigma_y \sigma_z \bar{u}}, \qquad (3.13)$$

где ΔH — эффективный подъем факела; u — скорость ветра на высоте источника; σ_y и σ_z — горизонтальная и вертикальная дисперсия распределения примесей.

При этом максимальное значение концентрации $C_м$, достигающееся на расстоянии $x_м$ от источника, рассчитывается по формуле

$$C_м = \frac{2M}{\pi e \bar{u} (H+\Delta H)^2}. \qquad (3.14)$$

Для расчета σ_y и σ_z используются соотношения $\sigma_y = Ax^a$ и $\sigma_z = Bx^b$, где a, A и B определяются по табл. 3.1.

Для сопоставления результатов расчета по [3.2, 3.4] рассмотрим случай неустойчивой стратификации, когда могут достигаться наибольшие концентрации у земли от высотного источника. Из табл. 3.1 для этих условий $\sigma_y/\sigma_z \approx 1$.

Таблица 3.1

Коэффициенты a, A, B

Стратификация	a	A	B
Сильная неустойчивость	0,91	0,40	0,40
Неустойчивость	0,86	0,36	0,33
Равновесное состояние	0,78	0,32	0,22
Устойчивость	0,71	0,31	0,06

Для расчета эффективного подъема факела ΔH при неустойчивой стратификации в [3.4] предлагается формула

$$\Delta H = \frac{7{,}4 H^{2/3} \sqrt[3]{F_0}}{\bar{u}}, \qquad (3.15)$$

где

$$F_0 = \frac{g D^2 w_0}{4} \frac{\Delta T}{T_a}. \qquad (3.16)$$

Формулы (3.13) и (3.15) и условие $\partial C/\partial u = 0$ позволяют установить выражения для наибольшей концентрации $C_м$ и соответствующей ей опасной скорости ветра $u_м$, которым можно придать следующий вид:

$$C_м = \frac{0{,}008 M}{H^{5/3} (F_0)^{1/3}} \frac{\sigma_z}{\sigma_y}; \quad \bar{u}_м = 1{,}4 \sqrt{\frac{V \Delta T}{NH}}. \qquad (3.17)$$

Рассмотрим случай высоких источников H = 100÷200 м, расположенных в условиях ровной местности с шероховатостью, примерно равной 1 см. В этом случае формулам (3.17) можно придать точно такой же вид, как формулам (3.6) и (3.13), положив $\sqrt[3]{H} = 5{,}3$ и $\bar{u}_м = 1{,}4 u_м$ ($u_м$ — опасная скорость ветра на высоте 10 м). Тогда получим (при $C_м$, г/м^3):

$$C_м \approx 0{,}2 \frac{M}{H^2} \sqrt{\frac{N}{V \Delta T}}; \quad u_м \approx \sqrt[3]{\frac{V \Delta T}{NH}}. \qquad (3.18)$$

Для легкой примеси и для сравнительно нагретых выбросов, когда $mn \approx 1$, различия в формулах методик заключаются в значениях коэффициентов. Таким образом, можно считать, что в случае источников высотой H = 100÷200 м максимальные концентрации, рассчитанные по [3.2, 3.4], близки между собой (для тех климатических зон, где A = 0,2). В [3.2] значение A принимается равным 0,2 преимущественно для азиатской территории. Значения $u_м$ по [3.4] примерно на 50 % больше, чем по формулам (3.5) из [3.2]. Следовательно, для мощных тепловых электростанций опасная скорость ветра $u_м$ вместо 5–6 м/с по [3.2] при использовании [3.4] будет примерно 7–9 м/с.

Методика расчета, близкая к изложенной в [3.4], представлена в [3.6]. Здесь для расчета концентраций от источника с фиксированной высотой используется частный вид формулы (3.14), предложенной ранее Сеттоном, соответству-

ющий $\sigma_y = \frac{C_y}{\sqrt{2}} x^{1-\frac{n}{2}}$; $\sigma_z = \frac{C_z}{\sqrt{2}} x^{1-\frac{n}{2}}$ (параметр n определяется на основании данных об изменении скорости ветра с высотой). Эффективная высота подъема факела ΔH в отличие от [3.4] определяется по формуле

$$\Delta H = 400 F_0 / \bar{u}^3 . \qquad (3.19)$$

Эта формула по своей структуре близка ко второму члену формулы для ΔH, использованной при разработке методики [3.2], которую можно записать в следующем виде:

$$\Delta H = 1{,}9 \frac{w_0 D}{H} + \frac{5F}{u^3} . \qquad (3.20)$$

Представляется, однако, что коэффициент 400 в формуле (3.19) завышен, поскольку не соответствует имеющимся экспериментальным данным.

Если формулы из [3.6] преобразовать так же, как это было сделано с формулами из [3.4], то можно получить формулы, соответственно эквивалентные (3.6), (3.14) или (3.17):

$$C_м = \frac{0{,}0065M}{H^{5/3}(F_0)^{1/3}}; \quad \bar{u}_м = 2{,}74\sqrt{\frac{V\Delta T}{NH}} . \qquad (3.21)$$

Для $C_м$ при высотах $H = 100 \div 200$ м снова получается формула типа (3.18), но с коэффициентом 0,16. Наибольшие отличия наблюдаются в коэффициенте для опасной скорости ветра $u_м$. Опасные скорости ветра в данном случае еще больше завышены, чем при использовании [3.4], для мощной ТЭС составляют около 20 м/с, что является существенно завышенным значением.

В [3.6] отмечается, что рассчитанные по формуле (3.21) значения $C_м$ согласуются с данными измерений максимальных концентраций сернистого газа вокруг ряда ТЭС, расположенных в долине р. Теннесси. Отсюда можно заключить, что и данные расчета по формуле (3.6) будут близки к экспериментально измеренным значениям.

В заключение остановимся на формулах, представленных в [3.5]. Для расчета концентраций от источника фиксированной эффективной высоты здесь используется приведенная выше формула (3.13) с примерно такими же коэффициентами. Для ΔH в [3.5] принимается формула Холланда:

$$\Delta H = \frac{w_0 D}{\bar{u}} \left(1{,}5 + 0{,}0027 p \frac{\Delta T}{T} D \right), \qquad (3.22)$$

где p — атмосферное давление.

Для практического использования в [3.5] дан график зависимости величины $\overline{Cu}/M$ от эффективной высоты источника $H + \Delta H$. Если для каждой эффективной высоты источника выбрать максимальное значение $(\overline{Cu}/M)_м$, то по этим данным может быть записана следующая интерполяционная формула:

$$C_м = \frac{0{,}052M}{\bar{u}(H + \Delta H)^{1{,}67}} . \qquad (3.23)$$

Из соотношения $\partial C_м / \partial u = 0$ можно аналогично изложенному выше найти, что

$$C_м = \frac{0{,}0168M}{w_0 D(1{,}5 + 0{,}01\Delta T D)H^{0{,}67}} . \qquad (3.24)$$

Формула (3.24) имеет иную структуру, чем (3.6), (3.17) и (3.18). Поэтому ее сопоставление с формулами из [3.2] должно состоять в рассмотрении различных вариантов расчетов. Некоторые из таких расчетов показали определенную близость рассчитанных по формулам (3.6) и (3.17) значений максимальных концентраций.

Изложенные результаты показывают возможность согласования методов расчета, используемых в России и США, и выработки общих подходов для дальнейшего их развития.

Глава 4 АЭРОДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗООТВОДЯЩИХ СТВОЛОВ

4.1. Основные теоретические положения

Выбор рекомендуемой скорости газов в газоотводящих трубах должен включать наряду с технико-экономическими расчетами также анализ аэродинамических режимов работы труб, внешних газоходов и условий работы тягодутьевых машин. Аэродинамические режимы работы труб могут существенно отразиться на выборе их конструкции, что связано прежде всего с распределением статических давлений по высоте газоотводящих стволов [4.1]. Газоотводящие стволы в общем случае образованы тем или иным сочетанием конфузоров, участков постоянного сечения и диффузоров (последние обычно составляют выходную часть газоотводящих стволов).

Для получения аэродинамических характеристик газоотводящих труб рассмотрим движение изотермического потока несжимаемого газа (ρ = const) в вертикальном стволе произвольной геометрии, высотой H и эквивалентным диаметром устья D_0, с абсолютно газоплотными и адиабатически изолированными стенками. Принимаем заданными параметры газов на входе в трубу.

Разность между статическим давлением газов в устье p_0 и барометрическим давлением на той же отметке B_0 равна нулю ($\Delta p = 0$). В качестве линейного масштаба примем диаметр D_0, в качестве масштаба давления — динамическое давление газов в устье $p_{д0} = \rho w_0^2/2$ (ρ и w_0 — плотность газов и скорость их в устье). Выделим в газоотводящем стволе элементарный участок высотой dH с входным сечением f и выходным — $(f + df)$.

Уравнение первого закона термодинамики для потока в стволе в случае необратимого адиабатного течения (с учетом трения газа о стенки ствола, но при отсутствии теплообмена с внешней средой и технической работы) записываются в виде:

$$p_1 v_1 + (w_1^2/2) + gH_1 = p_2 v_2 + (w_2^2/2) + gH_2 + \Delta E_{т.м},$$

где p_1, p_2, v_1, v_2 — давление (статическое) и удельный объем газа в сечениях *1* и *2*; w_1, w_2 — скорость газа в сечениях *1* и *2*; H_1 и H_2 — высота от поверхности Земли, на которой находятся сечения *1* и *2*; $\Delta E_{т.м}$ — потери энергии потока на преодоление трения и местных сопротивлений.

Для течений газа в промышленных газоотводящих трубах значения v_1 и v_2 близки между собой. Поэтому с учетом того, что $v = 1/\rho$, где ρ — плотность, которую можно принимать средней в рассматриваемом интервале статических давлений, запишем:

$$p_1 + (\rho w_1^2/2) + \rho g H_1 \cong p_2 + (\rho w_2^2/2) + \rho g H_2 + \rho \Delta E_{т.м}, \quad (4.1)$$

или

$$p_1 + (\rho w_1^2/2) = p_2 + (\rho w_2^2/2) + \rho g(H_2 - H_1) + \Delta p_{тр}. \quad (4.2)$$

Разность статического давления в газоотводящем стволе p и барометрического давления B_1 в сечениях *1* и *2* равна соответственно

$$\Delta p_1 = p_1 - B_1; \quad (4.3)$$

$$\Delta p_2 = p_2 - B_2. \quad (4.4)$$

Причем

$$B_1 = B_2 + \rho_в g(H_2 - H_1), \quad (4.5)$$

где $\rho_в$ — плотность окружающего воздуха.

С учетом (4.3)–(4.5) выражение (4.2) преобразуем к виду

$$\Delta p_1 + B_1 + \rho_в g \Delta H + (\rho w_1^2/2) = \Delta p_2 + B_2 + (\rho w_2^2/2) + \rho g(H_2 - H_1) + \Delta p_{тр}. \quad (4.6)$$

Приращение разности статических давлений на участке $\Delta H = H_2 - H_1$ канала

$$\Delta p_1 - \Delta p_2 = (\rho w_2^2/2) - (\rho w_1^2/2) - \Delta\rho g(H_2 - H_1) + \Delta p_{тр}, \quad (4.7)$$

где $\Delta\rho = \rho_в - \rho$ — разность плотностей окружающего воздуха и газов в стволе. В дифференциальной форме

$$d(\Delta p) = \rho w dw - \Delta\rho g dH + (\Delta p_{тр}). \quad (4.8)$$

Для величины $\Delta p_{тр}$ используем следующее выражение:

$$\Delta p_{тр} = c\rho w_2^2/2, \quad (4.9)$$

где c — коэффициент потерь на трение и местное сопротивление, в общем случае переменный по длине газоотводящего ствола, являющийся функцией режима течения, распределения скорости в сечениях канала, шероховатости поверхности и геометрии ствола; вид этой функции определяется отдельно для каждого конкретного случая выполнения ствола.

Разделим левую и правую части выражения (4.8) на $\rho w_0^2/2$ и, имея в виду, что $w/w_0 = f_0/f$ и $(w + dw)/w_0 = f_0/(f + df)$, с учетом выражения (4.9) получим

$$d(\Delta\bar{p}) = d\theta - dS. \tag{4.10}$$

Здесь $d(\Delta\bar{p}) = d(\Delta p)/(\rho w_0^2/2)$ — относительное приращение разности статического и барометрического давления; форм-параметр участка dH газоотводящего ствола

$$d\theta = -\frac{f_0^2 df}{f^3} + \frac{f_0^2}{f^2} dc; \tag{4.11}$$

относительная самотяга участка dH

$$dS = \Delta\rho g H d/(\rho w_0^2/2) = 2\mathrm{Ar}_0(dH/D_0); \tag{4.12}$$

критерий Архимеда

$$\mathrm{Ar}_0 = \Delta\rho g D_0/\rho w_0^2.$$

Так как $dc > 0$, то на конфузорных участках газоотводящего ствола ($df < 0$) и участках постоянного сечения ($df = 0$) форм-параметр увеличивается ($d\theta > 0$), а на диффузорных участках знак dq будет зависеть от соотношения величин df и dc. В принципе возможны все три случая: $d\theta < 0$, $d\theta = 0$ и $d\theta > 0$. После интегрирования выражения (4.10) по высоте газоотводящего ствола получим

$$\Delta\bar{P} = \theta - S = \theta - 2\mathrm{Ar}_0\bar{H}, \tag{4.13}$$

где θ, S, $\bar{H} = H/D_0$ — форм-параметр, относительные самотяга и высота трубы.

Как видно из формул (4.10) и (4.13), форм-параметр — это распределение относительного статического давления по высоте газоотводящего ствола при $\Delta\rho = 0$, зависит только от геометрических характеристик газоотводящего ствола и состояния его внутренней поверхности. Форм-параметр любого газоотводящего ствола может быть определен как сумма приращений форм-параметра $\delta\theta_j$ на последовательно отсчитываемых от устья трубы участках j (от 1 до m)

$$\theta = \sum_{j=1}^{m} \delta\theta_j. \tag{4.14}$$

Для любого κ-го сечения газоотводящего ствола при известных значениях $\theta_к$ и $S_к$ легко находится абсолютное значение разности давления в стволе и барометрического давления

$$\Delta p_к = (\rho w_0^2/2)(\theta_к - S_к). \tag{4.15}$$

Для определения значения $\Delta p_к$ можно также воспользоваться формулой (4.7), записав ее для участка трубы между рассматриваемым сечением и сечением устья, которое обозначим как нулевое сечение и в котором $\Delta p_0 = 0$:

$$\Delta p_к = p_{д0} - p_{д.к} - \Delta\rho g H_к + \Delta p_{тр Hк}. \tag{4.16}$$

Здесь $p_{д0} = \rho w_0^2/2$, $p_{д.к} = \rho w_к^2/2$ — динамическое давление в устье ствола и в рассматриваемом сечении; $\Delta p_{тр Hк}$ — потери в стволе на участке $H_к$ от рассматриваемого сечения до устья.

Формулу (4.16) можно также записать в следующем виде:

$$\Delta p_к = p_{д0}(1 - f_0^2/f^2) - \Delta\rho g H_к + \Delta p_{тр Hк}. \tag{4.17}$$

Ответ на вопрос о характере разности давления в некотором сечении газоотводящего ствола и барометрического давления, а следовательно, и о режиме работы трубы можно получить, взяв отношение

$$\varphi = \theta/S = \theta/2\ \bar{H}_к\mathrm{Ar}_0. \tag{4.18}$$

Если $\varphi > 1$, то в рассматриваемом сечении газоотводящего ствола существует избыточное статическое давление, при $\varphi = 1$ статическое давление равно барометрическому, а при $\varphi < 1$ оно меньше барометрического. Величина φ представляет собой отношение суммы удельного приращения кинетической энергии и диссипации энергии на участке между рассматриваемым сечением и устьем трубы к работе, совершаемой на этом участке единичным объемом газа под действием архимедовой силы, и может быть названа критерием аэродинамического режима работы газоотводящего ствола. Значение φ, определенного для устья газоотводящего ствола, дает ответ: существует ли избыточное давление в верхней части ствола.

В сечения устья $\theta = 0$, $S = 0$, поэтому необходимо раскрыть неопределенность вида 0/0, после чего φ приобретает форму, впервые полученную другим путем Л. А. Рихтером [4.2]:

$$R_0 = \lambda_y p_{д0}/\Delta\rho g D_0 = \lambda_y/2\,\mathrm{Ar}_0, \qquad (4.19)$$

где λ_y — коэффициент сопротивления трения некоторого условного ствола, эквивалентного по своим геометрическим характеристикам участку, которым заканчивается рассматриваемый ствол. Очевидно, что R_0 можно рассматривать как модифицированную форму критерия Архимеда

$$R_0 = \lambda_y/2\,\mathrm{Ar}_0, \qquad (4.20)$$

Вывод выражения для λ_y участков различного уклона дается в следующем параграфе.

4.2. Аэродинамика газоотводящих стволов различной геометрии

Из выражения (4.11) следует, что для определения аэродинамических характеристик газоотводящего ствола необходимо наряду с его геометрией знать коэффициент потерь c при движении потока газов в стволе.

Простейшая форма газоотводящего ствола — ствол постоянного сечения (цилиндрический или в виде правильного многогранника).

Сужающиеся газоотводящие стволы — это чаще всего осесимметричные последовательно расположенные конфузоры с дискретно уменьшающимся уклоном.

За конфузорными участками может следовать, обычно последним, диффузор или участок постоянного сечения.

В конфузорном газоотводящем стволе с консольными выступами для опирания футеровки местные сопротивления, обусловленные дополнительным сужением сечения ствола в местах этих выступов, а затем внезапным расширением потока после них, можно учесть, принимая увеличенным коэффициент сопротивления трения ствола. При расчете потерь на трение на участке газоотводящего ствола длиной l и диаметром D воспользуемся известной гидравлической формулой

$$\Delta p_{тр} = \lambda(\rho w^2/2)(l/D), \qquad (4.21)$$

которая определяет потери при стабилизированном течении.

Такое течение наблюдается на значительном расстоянии от входного сечения, где произошло смыкание пограничного слоя и установился типичный турбулентный профиль скорости. Считается, что формула дает хорошее совпадение с опытными данными при удалении рассматриваемого участка на 20–30 калибров от входного сечения [4.3].

В общем случае коэффициент λ, входящий в выражение (4.21), зависит от числа Рейнольдса. Однако для газоотводящих стволов промышленных дымовых труб число Рейнольдса лежит в пределах 10^6–10^7. При таких значениях Re существует развитое турбулентное движение и коэффициент λ практически от Re не зависит. Для газоотводящего ствола постоянного сечения форм-параметр имеет наиболее простой вид:

$$\theta = \bar{H}\lambda, \qquad (4.22)$$

где λ — коэффициент сопротивления трения, определяется по формуле

$$\lambda = \left(2\lg\frac{D_э}{k} + 1{,}14\right)^{-2}, \qquad (4.23)$$

$D_э$ — эквивалентный (гидравлический) диаметр, для круглого сечения равен внутреннему диаметру газоотводящего ствола, а для некруглого сечения определяется по формуле

$$D_э = 4F/U; \qquad (4.24)$$

F, U — площадь сечения и периметр ствола соответственно; k — абсолютная шероховатость внутренней поверхности газоотводящего ствола.

В среднем можно принимать для стальных, стволов $k = 0{,}4\cdot10^{-5}$ м, для кремнебетонных $k = 2{,}5\cdot10^{-3}$ м, для бетонных $k = 5\cdot10^{-3}$ м. Для газоотводящих стволов постоянного сечения с увеличенной цокольной частью форм-параметр запишется в следующем виде:

$$\theta = 1 + \lambda_c\bar{H}_c + (\lambda_ц\bar{H}_ц - 1)/\bar{D}_ц^4, \qquad (4.25)$$

где λ_c, $\lambda_ц$ — коэффициенты сопротивления трения собственно газоотводящего ствола и цоколя;

$$\bar{H}_c = H_c/D_c;\quad \bar{H}_ц = H_ц/D_ц;\quad \bar{D}_ц = D_ц/D_c.$$

Применим формулу (4.21) для расчета потерь на конфузорном участке. Для этого разобьем его на бесконечно большое число цилиндрических участков высотой dH и запишем для бесконечно малого участка:

$$d(\Delta p_{тр}) = \lambda(\rho w^2/2)(dH/D). \quad (4.26)$$

Здесь p, w и D — текущие значения плотности, скорости и диаметра. Из геометрических соотношений

$$dH = dD/2i. \quad (4.27)$$

Без учета сжимаемости газа (ρ = const) связь между скоростью и диаметром устанавливается из уравнения неразрывности

$$w = w_0(D_0^2/D^2). \quad (4.28)$$

Подставив (4.28) и (4.27) в (4.26), получим

$$d(\Delta p_{тр}) = \frac{\rho w_0^2}{2}\frac{D_0^4}{2i}\int_{D_1}^{D_2}\lambda\frac{dD}{D^5}. \quad (4.29)$$

Принимая значение λ постоянным, рассчитанным при среднем диаметре конического участка, после интегрирования выражения (4.29) получим

$$\Delta p_{тр} = \frac{\lambda}{8i}\frac{\rho w_0^2}{2}\overline{D}_0^4\left(\frac{1}{\overline{D}^4} - \frac{1}{\overline{D}_0^4}\right) = \frac{\lambda}{8i}\frac{\rho w_0^2}{2}\left(1 - \frac{1}{\overline{D}_1^4}\right), \quad (4.30)$$

где $\overline{D} = D/D_1$.

Форм-параметр газоотводящего канала, образованного несколькими коническими участками, запишется в виде

$$\theta = \sum_0^{n=k}(1 + \lambda_n/8i_n)(1/\overline{D}_n^4 - 1/\overline{D}_{n+1}^4), \quad (4.31)$$

где $\overline{D}_n = D_n/D_0$; $\overline{D}_{n+1} = D_{n+1}/D_0$.

Форм-параметр диффузора $\theta_{диф}$ записывается в следующем виде:

$$\theta_{диф} = 1 + \zeta_{диф} - \psi_{днф}, \quad (4.32)$$

где λ — коэффициент сопротивления трения, определяется по формуле (4.23); $\zeta_{диф}$ — коэффициент вихревых потерь в диффузоре; $\psi_{диф}$ — относительная величина абсолютного разрежения, создаваемого диффузором. Определению соответствующих характеристик диффузоров $\zeta_{диф}$ и $\psi_{диф}$ посвящен п. 4.3.

Как следует из формул (4.22) и (4.31), для участков газоотводящего ствола постоянного сечения график форм-параметра линеен, а для конфузорных и диффузорных участков изображается кривыми четвертого порядка. Для диффузоров небольшой относительной длины $\overline{l}_{диф} = l_{диф}/D_0 \le 2$) график форм-параметра допустимо условно изображать прямой линией. Для цилиндрического участка $\lambda_y = 1$; для конфузорного $\lambda_y = 1 + 8i_{коиф}$; для диффузорного $\lambda_y = (1 + 8\zeta_{диф}) - 8i_{диф}$. С помощью θ, S, φ и R_0 удобно анализировать аэродинамические режимы работы газоотводящих труб.

На рис. 4.1 приведены пять наиболее характерных форм газоотводящих стволов и показаны возможные режимы их работы (зоны разрежения обозначены знаком минус, зоны избыточного давления — знаком плюс).

Для каждой из труб график ее форм-параметра остается неизменным (θ = = idem), а в зависимости от режимов работы трубы (расхода и температуры газов, температуры окружающего воздуха) меняется лишь положение графика относительной самотяги.

Минимальное значение самотяги трубы, при котором еще отсутствует избыточное статическое давление в газоотводящем стволе, назовем *первым критическим значением относительной самотяги* $S_{кр1}$. Легче всего его определить графическим способом. Для этого из нулевой точки (в устье трубы) проводится касательная к графику форм-параметра, и отсекаемый этой касательной на оси абсцисс отрезок будет соответствовать $S_{кр1}$.

Минимальное значение самотяги трубы, при которой еще отсутствует избыточное статическое давление на нижней отметке газоотводящего канала, назовем *вторым критическим значением относительной самотяги* $S_{кр2}$. Очевидно, что $S_{кр2} = \theta_н$, где $\theta_н$ — значение форм-параметра на нижней отметке газоотводящего ствола. Двум указанным критическим значениям самотяги отвечают соответствующие критические значения скорости и расхода дымовых газов.

Для газоотводящего ствола, образованного несколькими конфузорными участками с характерным для труб уклоном i = 0,015–0,010 от устья труб вниз (рис. 4.1, *а*), возможны следующие режимы работы: при $S \le S_{кр1}$ вся труба находится под разрежением. Условию $S = S_{кр1}$ отвечает число Рихтера $R_0 = 1$. При $S_{кр1} > S > S_{кр2}$ в верхней части трубы существует избыточное давление, а в нижней — разрежение (смешанный режим работы).

На рис. 4.1 зоны избыточного давления заштрихованы. При смешанном режиме работы графики форм-параметра и относительной самотяги пересекаются в точке, лежащей на отметке, где происходит смена знака давления, т.е.

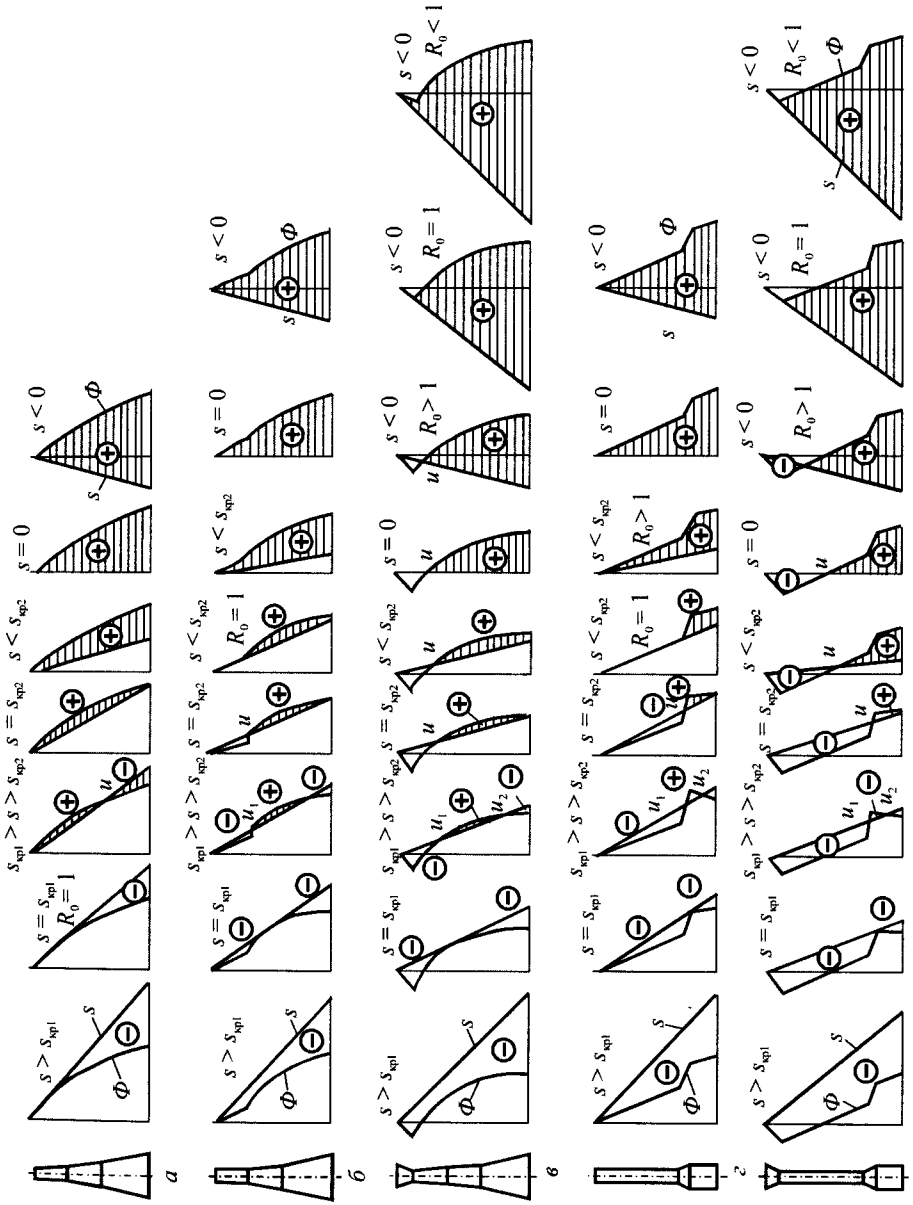


Рис. 4.1. Режимы работы газоотводящих труб

инверсия (обращение) давления. Эта точка названа инверсионной точкой, а сечение (диаметр) и отметка, где она находится, — инверсионным сечением (диаметром) и инверсионной отметкой [4.1].

На рис. 4.1 инверсионные точки обозначены буквой *И*. При $S \le S_{кр2}$ вся труба и присоединенные к ней внешние газоходы (на рис. 4.1 не показаны) находятся под избыточным давлением, и оно тем больше, чем меньше значение S.

Если $S = 0$ ($\Delta\rho = 0$), то $\theta = \Delta\overline{p}$ и график форм-параметра будет являться графиком избыточного относительного статического давления. При отрицательной относительной самотяге ($S < 0$) ее график будет располагаться слева от вертикали.

Появление цилиндрического участка наверху конического газоотводящего ствола вносит некоторые особенности в режимы работы трубы (рис. 4.1, *б*). Во-первых, критическая самотяга $S_{кр1}$ может наблюдаться при $R_0 < 1$, а точка касания линии относительной самотяги графика форм-параметра лежит ниже отметки устья. Во-вторых, при смешанном режиме работы разрежение может существовать как внизу трубы, так и вверху ее, и соответственно существуют две инверсионные точки. При достижении второго значения критической самотяги $S = S_{кр2}$ в верхней цилиндрической части трубы может существовать любой из трех режимов: разрежения, нейтральный или избыточного давления. При $R_0 = 1$ на цилиндрическом участке трубы режим нейтральный, т.е. $\Delta p = 0$, а коническая часть трубы находится под избыточным давлением.

Установка диффузора уменьшает значения форм-параметра трубы, а график форм-параметра имеет излом в сечении входа в диффузор (рис. 4.1, *в*). Точка касания линии относительной самотяги графика форм-параметра (при $S = S_{кр1}$) смещается к низу трубы. При достижении второго значения критической самотяги верхний участок трубы остается под разрежением. Для труб с диффузорами при смешанном режиме работы могут существовать две инверсионные точки или одна. Особенность смешанного режима работы труб с диффузорами состоит в том, что разрежение в самой верхней части трубы существует даже при $S \le 0$.

Трубы с цилиндрическими газоотводящими стволами (рис. 4.1, *г*) и установленными на них диффузорами (рис. 4.1, *д*), как правило, работают под разрежением.

4.3. Аэродинамические характеристики диффузоров

Диффузорные участки уменьшают значение форм-параметра и улучшают аэродинамические режимы работы газоотводящих труб — это вытекает из

(4.11). Установка диффузоров на выходе газоотводящих стволов позволяет существенно увеличить нагрузку на трубу без появления в ней избыточного статического давления. На действующих трубах, работающих с перегрузкой, установка диффузоров позволяет ликвидировать избыточные давления. Далее будет показано, что при этом за счет увеличения высоты трубы может быть достигнуто и некоторое снижение приземных концентраций вредных примесей, хотя скорость газов на выходе при установке диффузора снижается.

Все газоотводящие стволы с негазоплотной футеровкой следует выполнять с диффузорами на выходе. Это связано с тем, что и при отсутствии избыточного давления в таких трубах разрежение в верхней части труб настолько невелико, что происходит заметная диффузия паров и дымовых газов через футеровку. Диффузоры обеспечивают значительное разрежение именно вверху трубы, и в результате диффузионные процессы замедляются.

В газоотводящих стволах постоянного сечения избыточное давление обычно отсутствует, но оно может появляться в примыкающих внешних газоходах. Установка диффузора позволяет решить и эту проблему. Наконец, диффузоры могут быть установлены на трубах для уменьшения перепада полных давлений по газовому тракту (если дымосос или воздуходувка по своим характеристикам не могут обеспечить требуемого напора) и для снижения расхода электроэнергии на транспорт дымовых газов.

Для диффузоров в газовоздушных трактах ТЭС, где они являются часто встречающимся элементом и служат для понижения скорости с минимально возможными потерями, известны геометрические характеристики и требуется определять коэффициент их сопротивления.

Для диффузоров газоотводящих труб, наоборот, геометрические характеристики необходимо выбирать по значению требуемого разрежения. Из-за больших диаметров газоотводящих труб для установки предпочтительнее простые диффузоры — конические с прямолинейной образующей. Их геометрическую форму можно характеризовать любыми двумя из следующих параметров: относительной длиной $\bar{l}_{диф} = l_{диф}/D_0$, относительным диаметром $\bar{D}_{диф} = D_{диф}/D_0$, степенью расширения $n = \bar{D}^2_{диф}$, углом раскрытия α.

Принимая статическое давление на выходе диффузора равным нулю, запишем

$$p_{д0} + p_{ст0} - p_{д.диф} = \Delta p, \tag{4.33}$$

где $p_{д0}$, $p_{ст0}$ — динамическое и статическое давления на входе в диффузор; $p_{д.диф}$ — динамическое давление на выходе из диффузора; Δp — потери в диффузоре, складывающиеся из потерь на трение и вихревых потерь.

Из уравнения (4.33) определяется относительное статическое давление во входном сечении диффузора

$$\bar{p}_{ст0} = \Delta p/p_{д0} - 1 + p_{д.диф}/p_{д0}. \tag{4.34}$$

Отношение

$$\zeta_д = \Delta p/p_{д0}$$

характеризует потери внутри диффузора.

Отношение

$$\zeta_{в.с} = p_{д.диф}/p_{д0} \tag{4.35}$$

определяет потери с выходной скоростью.

Коэффициент полных потерь

$$\zeta_п = \zeta_д + \zeta_{в.с}. \tag{4.36}$$

Для равномерного профиля скорости в выходном сечении диффузора при $\rho = \text{const}$

$$\zeta_{в.с} = 1/\bar{D}^4_{диф}, \tag{4.37}$$

В общем случае при неравномерном профиле скоростей на выходе коэффициент $\zeta_{в.с}$ получается при определении потерь по расходу

$$\zeta_{в.с} = 1/\bar{D}^4_{диф} \int_0^1 \left(\frac{w_{диф}}{w_{диф.ср}}\right)^3 d\left(\frac{F}{F_{диф}}\right). \tag{4.38}$$

Интеграл в последнем выражении всегда, кроме случая равномерного поля скоростей, больше единицы, поэтому коэффициент сопротивления диффузора, определяемый

$$\zeta_д = \zeta_п - 1/\bar{D}^4_{диф}, \tag{4.39}$$

включает некоторую долю выходных потерь.

Из уравнения (4.34) с учетом (4.35), (4.36) и (4.39) находится разрежение, создаваемое диффузором,

$$\psi_{диф} = 1 - \zeta_д - 1/\bar{D}^4_{диф} = 1 - \zeta_п. \tag{4.40}$$

Для диффузоров принятых геометрических характеристик и предназначенных к установке на трубах задача состоит в определении $\psi_{диф}$. Чисто теоретический расчет затруднен из-за сложной картины течения в диффузорах, поэтому обычно привлекаются экспериментальные данные.

Отличительная особенность диффузоров для газоотводящих труб состоит в том, что для них характерны большие числа Рейнольдса ($Re > w_0 D_0/\nu \approx 10^7$) и скорости не более 35 м/с — число Маха не превышает 0,15. Из-за больших диаметров труб длину диффузоров приходится ограничивать по соображениям конструктивного и монтажного характера.

Требование минимальной длины особенно важно для диффузоров, устанавливаемых на существующих трубах, рассчитанных на определенную ветровую нагрузку, которая с появлением диффузоров увеличивается. Поэтому для труб характерно применение сравнительно коротких диффузоров $\bar{l}_{диф} \le 2$. Практически отсутствуют данные по коротким диффузорам, работающим в режимах, характерных для газоотводящих труб.

Методы расчета диффузоров с использованием теории пограничного слоя применимы только для безотрывных течений. Эмпирический метод, основанный на условном разделении общего сопротивления диффузоров на местное сопротивление из-за расширения потока и на сопротивление трения, приводит к существенной погрешности при расчете. В связи с этим предприняты специальные экспериментальные модельные и натурные исследования диффузоров для газоотводящих труб.

Экспериментальная установка представляет собой модель верхней части конической трубы высотой 180 м, диаметром устья 6,5 м и состоит из конической трубы длиной 2,5 м, уклоном $i = 0{,}011$ и выходным диаметром $D_0 = 0{,}27$ м. Шесть внутренних кольцевых выступов имитировали выступы кирпичной кислотоупорной кладки газоотводящего ствола. На выходе трубы устанавливались исследуемые диффузоры постоянной длины $\bar{l}_{диф} = l_{диф}/D_0 = 0{,}25$; 0,50; 1,0; 2,0; 2,5 и 3,5 и различного диаметра. Эффективность работы диффузоров зависит от режимных и геометрических параметров $\psi_{диф} = f(Re, M, \alpha, \bar{D}_{диф})$. Модельные исследования выполнены при числе Маха, характерном для натуры ($M \approx 0{,}15$), и при достаточно больших числах Рейнольдса ($Re > 5 \cdot 10^5$), что позволяет предположить наличие автомодельности по последнему параметру и с большой степенью достоверности переносить полученные результаты на натуру. Как видно из графиков рис. 4.2, *а*, *б*, зависимости $\psi_{диф} = f(a)$ и $\psi_{диф} = f(\bar{D}_{диф})$ имеют экстремальный характер. Проведенный анализ показал, что потери на трение в коротких модельных диффузорах не превышали 1 % динамического напора на входе, поэтому в первом приближении ими можно пре-

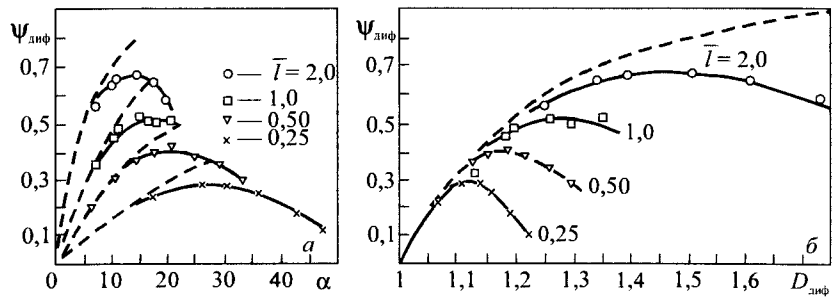


Рис. 4.2. Связь между аэродинамическими и геометрическими характеристиками диффузоров для газоотводящих труб ($Re \ge 6 \cdot 10^5$): *а* — $\psi_{опт} = f(a)$; *б* — $\psi_{опт} = f(\bar{D}_{диф})$

небречь. Вначале, пока вихревые потери в диффузорах отсутствуют и поле скоростей на выходе близко к равномерному, эффективность работы диффузора определяется почти только потерями с выходной скоростью, и характеристики диффузоров близки к идеальным, определяемым соотношением

$$\psi_{диф} = 1 - 1/\bar{D}^4_{диф}. \qquad (4.41)$$

При некотором значении диаметра $\bar{D}_{диф}$ и соответствующем ему угле а (тем меньшем, чем длиннее диффузор) характеристики диффузора начинают отклоняться от идеальных.

Для каждого диффузора $\bar{l} = \text{const}$ существуют значения α и $\bar{D}_{диф}$, при которых коэффициент $\psi_{диф}$ максимален. Причем меньшим значениям относительной длины $\bar{l}$ соответствует более низкий уровень создаваемого разрежения и максимум его наступает при большем значении угла α. Заданный диаметр выхода $D_{диф}$ обеспечивается для более короткого диффузора большим углом раскрытия, что повышает вероятность отрыва потока и ухудшает поле скоростей на выходе. Поэтому максимум разрежения у коротких диффузоров достигается при меньшем диаметре $\bar{D}_{диф}$, чем у длинных. При малых диаметрах $\bar{D}_{диф}$ более короткие диффузоры имеют меньшие потери, чем длинные, так как внутренние потери в последних оказываются несколько большими.

Максимальное значение создаваемого диффузором разрежения достигается, когда в нем возникает развитый отрыв потока от стенок канала. Для исследованного диапазона параметров и типоразмеров диффузоров этому соответствует критический угол раскрытия диффузора

$$\alpha_{кр} = 170/\bar{l}^{0{,}325}. \qquad (4.42)$$

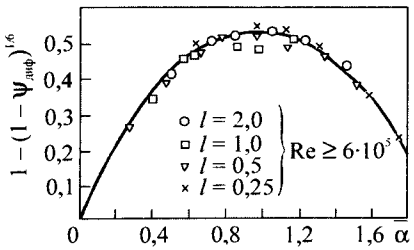


Рис. 4.3. Обобщенный график для коэффициента $\psi_{диф}$

Использование специальным образом выбранных автомодельных координат после введения относительного угла $\bar{\alpha} = \alpha/\alpha_{кр}$ позволило уложить все опытные данные по исследованным диффузорам на единую кривую (рис. 4.3) и обобщить их следующим выражением:

$$\psi_{диф} = 1 - \theta^{\beta}, \tag{4.43}$$

где

$$\theta = 1{,}90\exp(0{,}325\bar{\alpha}^2 - 0{,}65\bar{\alpha}) - 0{,}90; \tag{4.44}$$

$$\beta = \bar{l}^{0{,}585}. \tag{4.45}$$

Очевидно, что для установки на трубах необходимо использовать диффузоры, геометрические характеристики которых лежат в зоне роста создаваемого разрежения, т.е. при $\bar{\alpha} \leq 1$.

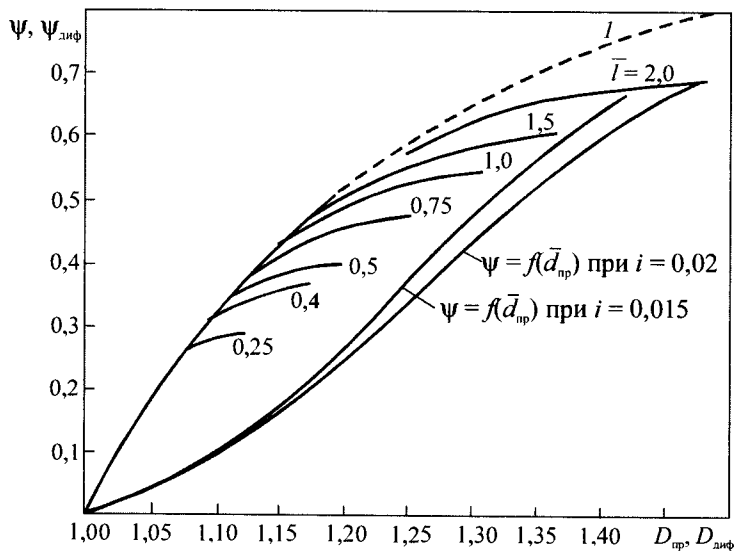


Рис. 4.4. Номограмма аэродинамических и геометрических характеристик диффузоров для газоотводящих труб: *1* — идеальный диффузор

С использованием формулы (4.43) построена номограмма для выбора диффузоров, устанавливаемых на газоотводящих трубах (рис. 4.4). Верхняя кривая на рис. 4.4 относится к идеальным диффузорам, у которых существуют потери только с выходной скоростью. Разность значений $\psi_{диф}$ идеального и реального диффузоров при некотором значении $\bar{D}_{диф} = \text{const}$ и $\bar{l}_{диф} = \text{const}$ дает значение внутренних потерь в диффузоре.

4.4. Выбор диффузоров для проектируемых и существующих газоотводящих труб

При проектировании газоотводящих труб стремятся к созданию надежных и долговечных конструкций с возможно меньшей стоимостью и с минимальными сроками возведения Покажем что при прочих равных условиях для конических газоотводящих труб этому условию отвечают газоотводящие стволы с диффузорами на выходе [4.4].

В качестве исходного варианта будем рассматривать коническую газоотводящую трубу, имеющую диаметр устья $D_{0кр}$, которому отвечает условие

$$R_{0кр} = \frac{G}{D_{0кр}^5} = 1, \tag{4.46}$$

где

$$G = \frac{16(\lambda + 8i)\rho V_г^2}{2\pi^2 \Delta\rho} = \text{const}.$$

Параметры и расход газов (ρ, $V_г$), а также уклоны по высоте трубы i (по крайней мере в верхней ее части) и коэффициент сопротивления λ принимаем в сравниваемых вариантах одинаковыми.

Во-первых, определим, до какой степени необходимо уменьшить диаметр устья трубы D_0, чтобы при установке диффузора с входным диаметром, равным D_0, и выходным $D_{диф} = D_{0кр}$ получить максимальное разрежение, и, во-вторых, найдем предельную степень сужения сечений газоотводящего ствола, при которой в трубе еще будет отсутствовать избыточное давление. При уменьшении диаметра устья от $D_{0кр}$ до D_0 имеем

$$R_0 = \frac{G}{D_0^5} = (D_{кр}/D_0)^5 = \bar{D}_{кр}^5. \tag{4.47}$$

На рис. 4.4 показаны номограммы аэродинамических и геометрических характеристик диффузоров $\psi_{диф} = f(\overline{D}_{диф})$ и там же нанесены кривые изменения максимума избыточного статического давления при сужении диаметра устья и уклона $i = 0{,}015$, $i = 0{,}02$, $\psi = f(\overline{D}_{диф})$. Как видно из приведенных графиков, кривые $\psi = f(\overline{D}_{диф})$ располагаются ниже кривых $\psi_{диф} = f(\overline{D}_{диф})$ вплоть до $\overline{D}_{кр} = \overline{D}_{диф} = 1{,}45$.

Зависимость разности между относительным разрежением, создаваемым диффузором, и относительным максимумом избыточного давления, возникающего в газоотводящей трубе,

$$|\Delta\psi| = \psi_{диф} - \psi \qquad (4.48)$$

от $\overline{D}_{кр}$ при $\overline{D}_{диф} = \overline{D}_{кр}$ для трубы ($i = 0{,}015$; $\lambda = 0{,}05$) при установке идеального диффузора и диффузора длиной $\overline{l} = 2$ представлена на рис. 4.5. Можно показать, что величина $\Delta\psi$ определяется выражением

$$\Delta\psi = 1 - \frac{1}{\overline{D}_{диф}^4} - \left(1 + \frac{\lambda}{8i}\right)\left(1 - \frac{5}{\overline{D}_{кр}^4} + \frac{4}{\overline{D}_{кр}^5}\right), \qquad (4.49)$$

где i — уклон верхнего участка трубы (предполагается, что максимум избыточного давления находится именно на этом участке). Имея в виду, что $\overline{D}_{диф} = \overline{D}_{кр}$, взяв производную от $\Delta\psi$ до $\overline{D}_{кр}$ и приравняв ее нулю, получим

$$\overline{D}_{кр} = \frac{5(\lambda + 8i)}{5(\lambda + 8i) - 8i}.$$

Отсюда

$$D_0 = \overline{D}_{кр}[1 - 8i/5(1 + 8i)]. \qquad (4.50)$$

При характерных для газоотводящих труб с кирпичной футеровкой значениях $\lambda = 0{,}05$; $i = 0{,}015$ найдем, что $D_0 = 0{,}848 D_{кр}$ ($\overline{D}_{кр} = 1{,}18$). Как видно из графика рис. 4.4, характеристики идеального диффузора и диффузора длиной $\overline{l}_{диф} = 2$ при $\overline{D}_{кр} = 1{,}18$ практически совпадают.

Таким образом, при скорости $w_0 = 1{,}35 w_{кр}$ и при установке безотрывного диффузора $\overline{l}_{диф} = 2$, на выходе из которого $w_{диф} = w_{кр}$, в коническом газоотводящем стволе будет существовать максимальное разрежение. Предельную степень сужения, при которой в трубе будет отсутствовать избыточное статическое давление, найдем из условия $\Delta\psi = 0$.

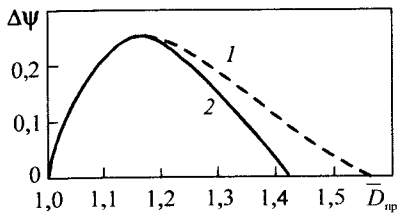


Рис. 4.5. Зависимость между разностью разрежения, создаваемого диффузором, и избыточным давлением, возникающим в газоотводящей трубе при заужении ее сечений: *1* — идеальный диффузор; *2* — диффузор длиной $\overline{l} = 2$ м

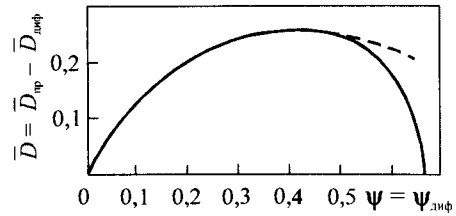


Рис. 4.6. Зависимость $\Delta\overline{D} = f(\psi = \psi_{диф})$: – – – — "идеальный" диффузор; —— — диффузор длиной $\overline{l} = 2$ м

Решая уравнение (4.50) при $\lambda = 0{,}05$ и $i = 0{,}015$, получим $\overline{D}_{диф} = \overline{D}_{кр} = 1{,}575$.

Из графика рис. 4.5 видно, что для диффузора длиной $\overline{l} = 2$ величина $\Delta\psi = 0$ при $\overline{D}_{диф} = \overline{D}_{кр} \approx 1{,}425$. Таким образом, в трубе, на которой установлен диффузор с диаметром $D_{диф} = D_{кр}$, скорость газов может быть увеличена примерно в 2 раза по отношению к критической при отсутствии диффузора и при этом по всей высоте трубы будет существовать разрежение. В результате уменьшения сечений трубы стоимость ее снижается на 30–20 % по сравнению с исходным вариантом.

По условиям рассеивания выбрасываемых примесей желательно увеличивать скорость газов при выходе в атмосферу. В связи с этим рассмотрим вопрос об оптимальных геометрических характеристиках диффузора, которым при условии отсутствия избыточного давления соответствуют максимальные скорости в устье трубы и на выходе из диффузора. В соответствии с постановкой задачи $\psi_{диф} = \psi$ и $D_{диф} = D_{кр}$, поэтому условие (4.41) запишем в виде

$$\psi_{диф}^{ид} = 1 - \frac{1}{\overline{D}_{кр}^4}\left(\frac{D_{кр}}{D_{диф}}\right)^4, \qquad (4.51)$$

а равенство (4.51) представим в форме

$$1 - \frac{1}{\overline{D}_{кр}^4}\left(\frac{D_{кр}}{D_{диф}}\right)^4 = \left(1 + \frac{\lambda}{8i}\right)\left(1 - \frac{5}{\overline{D}_{кр}^4} + \frac{4}{\overline{D}_{кр}^5}\right). \qquad (4.51а)$$

На рис. 4.6 показан график функции $\Delta\overline{D} = f(\psi = \psi_{диф})$, где $\Delta\overline{D}_{кр} = \overline{D}_{кр} - \overline{D}_{диф}$. Максимум указанной функции соответствует оптимально-

му варианту для рассматриваемого случая. Взяв производную по $\Delta\overline{D}_{кр}$ от $D_{кр}/D_{диф}$ и приравняв ее нулю, получим

$$\overline{D}_{кр}^{5} = 1 + 8i/\lambda.$$

Отсюда

$$D_0^{опт} = D_{кр}\left(\frac{\lambda}{\lambda + 8i}\right)^{0,2}.$$

Так как

$$D_{кр} = \left[\frac{8(\lambda + 8i)\rho_г V^2}{\pi^2 \Delta\rho}\right]^{0,2},$$

то

$$D_0^{опт} = \left(\frac{8\lambda\rho V^2}{\pi^2\Delta\rho}\right)^{0,2}. \qquad (4.52)$$

Определив $D_0^{опт}$ из уравнения (4.52), находим по номограмме рис. 4.4 $D_{диф}^{опт}$. При $i = 0{,}015$ и $l = 0{,}05$ имеем: $R^{опт} = 3{,}4$; $D_0^{опт} = 0{,}782\,D_{кр}$; $w_0^{опт} = 1{,}64 w_{кр}$; $D_{диф}^{опт} = 0{,}896$; $D_{кр} = 1{,}15 D_0$; $w_{диф} = 1{,}24 w_{кр}$. Как видно из рис. 4.4, диффузор с $\overline{D}_{диф} = 1{,}15$ должен иметь относительную длину $\overline{l} = 0{,}75 \div 1{,}0$. Схемы рассмотренных вариантов дымовых труб и эпюр статических давлений в них приведены на рис. 4.7.

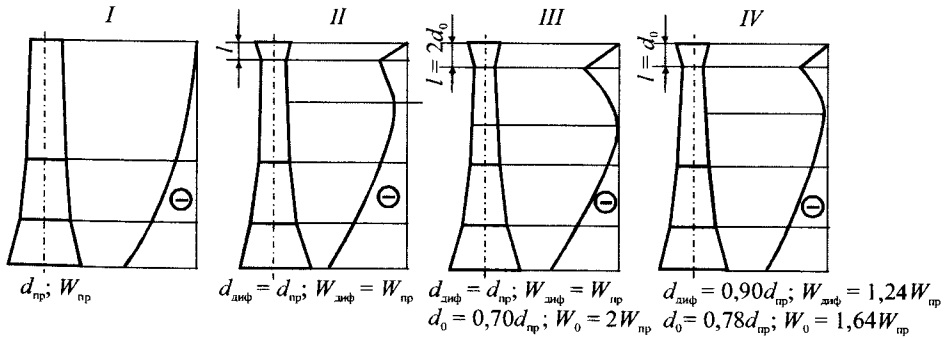


Рис. 4.7. Схемы газоотводящих конических стволов и эпюр статических давлений в них: *I* — вариант исходный; *II* — вариант максимального разрежения; *III* — вариант максимальной скорости в устье трубы; *IV* — вариант оптимальный

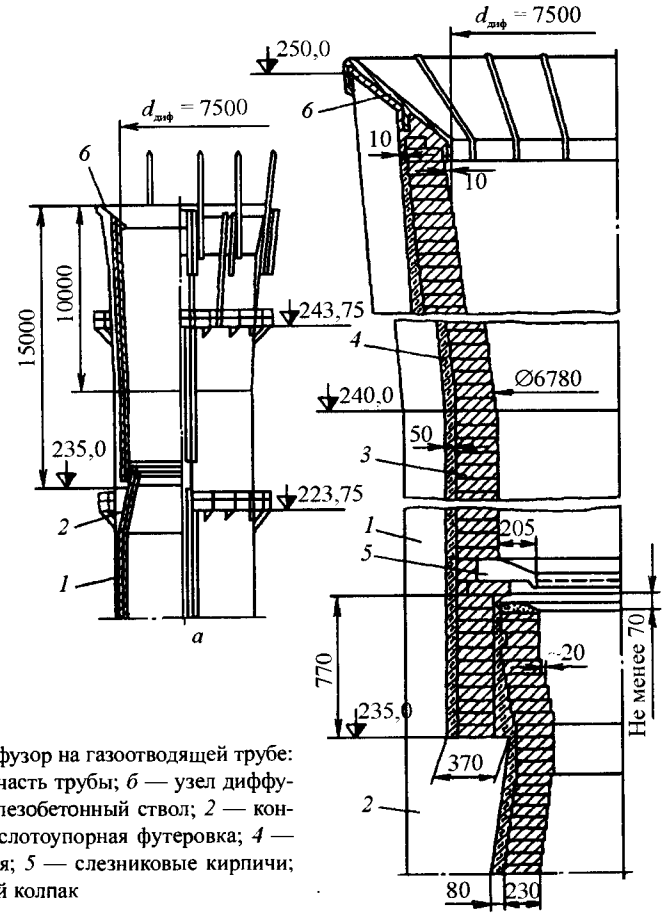


Рис. 4.8. Диффузор на газоотводящей трубе: *а* — верхняя часть трубы; *б* — узел диффузора; *1* — железобетонный ствол; *2* — консоль; *3* — кислотоупорная футеровка; *4* — теплоизоляция; *5* — слезниковые кирпичи; *6* — чугунный колпак

Пример конструктивного выполнения диффузора на трубе высотой 250 м показан на рис. 4.8. Диффузор имеет высоту 10 м, диаметр на входе 6,78 м, а на выходе 7,5 м. Как и вся футеровка трубы, диффузор выполнен из кислотоупорного кирпича на кислотоупорном растворе на калиевом стекле с диабазовым наполнителем. Теплоизоляция — из минеральных плит на фенольной основе. Перед диффузором расположен прямой стабилизирующий участок высотой 4 м, которому предшествуют пояс слезниковых кирпичей и сложный узел сопряжения звеньев футеровки в районе консоли. Слезниковый пояс выступает внутрь газоотводящего ствола на 205 мм. Узел перехода к собственно

диффузору необходимо выполнять особенно тщательно, и он не должен иметь выступов или впадин, создающих возмущения в потоке и снижающих в результате этого эффективность диффузора.

В связи с реконструкцией и расширением тепловых электростанций иногда приходится подключать к существующим газоотводящим трубам временно или постоянно вновь вводимое оборудование, что ведет к их перегрузке: появлению избыточных статических давлений и как следствие этого — к снижению их надежности и долговечности. Ликвидировать избыточное давление можно, установив на дымовой трубе диффузор, создающий разрежение, равное максимальному избыточному статическому давлению.

Рассмотрим влияние установки диффузора на значение приземных концентраций вредных примесей, выбрасываемых из газоотводящих труб [4.5].

Для нагретых выбросов максимальная приземная концентрация вредных примесей $c_м$, мг/м^3, следующим образом [4.6] зависит от геометрических характеристик трубы и параметров потока на выходе из нее:

$$c_м \approx mn/H^2, \qquad (4.53)$$

где H — высота трубы; m, n — безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газов из источника выброса. Для газоотводящих труб ТЭС обычно $n = 1$. Коэффициент m, м/(с^2·град), находится по формуле

$$m = \frac{1}{0{,}67 + 0{,}1\sqrt{f} + 0{,}34\sqrt[3]{f}}, \qquad f = \frac{16\cdot10^3 V^2}{\pi D_0^3 H^2 \Delta T},$$

где D_0 — диаметр трубы в сечении выхода газов в атмосферу, м; V — расход газов через трубу, м^3/с; ΔT — разность между температурой выбрасываемых газов и средней температурой воздуха для самого жаркого месяца года в 13 ч, град.

При установке диффузора на существующей газоотводящей трубе расчет приземной концентрации примесей должен вестись по скорости выхода газов из диффузора $w_{диф}$ (средней по сечению) с учетом увеличения высоты трубы, равного длине диффузора $l_{диф}$.

Если ставится условие, чтобы приземная концентрация вредных примесей после установки диффузора сохранилась на прежнем уровне, то при одном из заданных размеров диффузора ($l_{диф}$ или $D_{диф}$) второй выбирается из условия

$$c_{м.диф}/c_{м.исх} = m_{диф}H^2/m(H + l_{диф})^2 = 1. \qquad (4.54)$$

Рассмотрим случай, когда задана $l_{диф}$ (например, из конструктивных, монтажных или других соображений) и необходимо выбрать $D_{диф}$. Из условия (4.54) находим $m_{диф}$, а затем определяем значение $f_{диф}$. Максимальный диаметр диффузора, при котором будет выполняться поставленное условие (4.54), находим из выражения

$$D_{диф} = 11{,}74\left[\frac{V^2}{(H + l_{диф})^2 \Delta T f_{диф}}\right]^{1/3}. \qquad (4.55)$$

По известным $\bar{l}_{диф} = l_{диф}/D_0$; $\bar{D}_{диф} = D_{диф}/D_0$, пользуясь графиками рис. 4.4, находим относительное разрежение, создаваемое диффузором:

$$\psi_{диф} = \Delta p_{разр}/p_{д0},$$

где $p_{д0}$ — динамическое давление дымовых газов на входе в диффузор, Па.

Если диаметр диффузора принять меньше значения найденного по формуле (4.55), то приземная концентрация вредной примеси будет меньше, чем в исходном варианте при отсутствии диффузора.

В том случае, когда задан $D_{диф}$, находим минимальную высоту, при которой будет выполняться условие (4.54):

$$l_{диф} = H[(m_{диф}/m)^{0,5} - 1]. \qquad (4.56)$$

Нетрудно показать, что для условий выхода из диффузора

$$m_{диф} = B/f_{диф}, \qquad (4.57)$$

где

$$B = fm/\bar{D}_{диф}^3. \qquad (4.57а)$$

Предварительно определив f, m, рассчитываем по формуле (4.57а) комплекс B и по графику рис. 4.9, построенному с использованием зависимостей $m = f(f)$ и

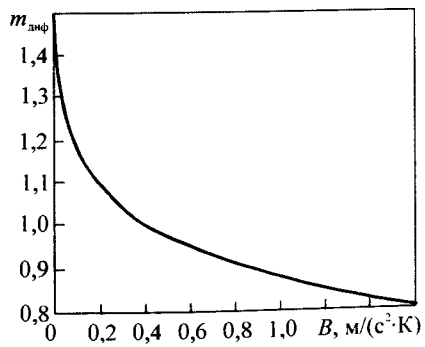


Рис. 4.9. График для определения безразмерного коэффициента $m_д$ при заданном выходном диаметре диффузора $d_д$

(4.57), находим $m_{диф}$. После этого по формуле (4.57) определяем искомое значение $l_{диф}$.

Таким образом, для существующих газоотводящих труб можно выбрать диффузоры с такими геометрическими характеристиками, при которых установка диффузоров не только не приведет к увеличению приземной концентрации вредной примеси, но, наоборот, будет способствовать ее уменьшению.

4.5. Аэродинамические характеристики газоотводящих труб с вентилируемыми зазорами

Основным требованием надежной работы дымовой трубы с противодавлением является обеспечение в зазоре статических давлений, больших, чем в газоотводящем стволе. Поэтому для дымовой трубы с противодавлением необходимо проводить расчеты аэродинамических характеристик вентилируемого зазора и прежде всего расчет статических давлений.

С точки зрения отличительных особенностей по аэродинамическим характеристикам различают два типа дымовых труб с противодавлением в принудительно и естественно вентилируемом зазоре: с открытыми и закрытыми вверху окнами. Основным эксплуатационным режимом дымовых труб с противодавлением является их работа при закрытых окнах, что обеспечивает получение противодавления при меньших расходах воздуха в вентилируемом зазоре, а следовательно, и экономию топливно-энергетических ресурсов. В связи с этим рассмотрим аэродинамические характеристики для воздушного зазора как открытого, так и закрытого типа. При этом следует иметь в виду, что хотя зазор внизу открытый, а вверху закрытый, однако он считается вентилируемым, так как за счет пористости через футеровку осуществляется фильтрация воздуха. Тем самым появляется движение среды не только за счет теплообмена внутри зазора но и за счет гидростатического напора при фильтрации.

Уравнение Бернулли для реальной движущейся жидкости под действием сил тяжести, давления и трения в воздушном открытом зазоре для сечений *О–О* и *Х–Х* (рис. 4.10) имеет вид

$$p_{ст\,x} + p_x = p_{ст\,0} + p_0 + g\rho_в H_x + \Delta p, \qquad (4.58)$$

где $p_{ст\,x}$, p_x — соответственно статическое и динамическое давления в сечении *Х–Х*, Па; $p_{ст0}^{к}$, $p_0^{к}$ — соответственно статическое и динамическое давления в сечении *О–О* (на выходе воздуха из зазора), Па; $\rho_в$ — плотность движущегося воздуха в зазоре, кг/м^3; H_x — расстояние между отметками сечений *О–О* и *Х–Х*, м; $\Delta p^{к}$ — потери давления на трение и местные сопротивления на участке H_x, Па.

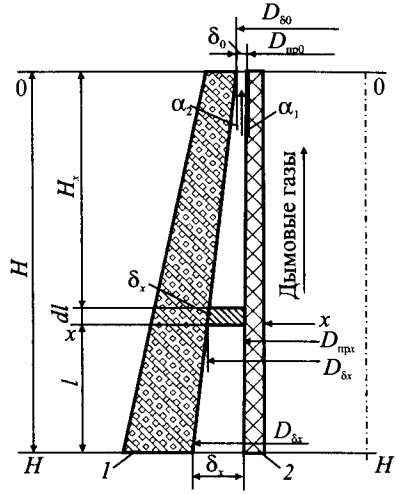


Рис. 4.10. Расчетная схема газоотводящей трубы с вентилируемым кольцевым каналом: *1* — железобетонный ствол; *2* — футеровка

Статическое давление в выходном сечении равно барометрическому давлению B_0 в том же сечении, т.е. $p_{ст0}^{к} = B_0$. Барометрическое давление в сечении *Х–Х*

$$B_x = B_0 + \rho_и H_x g.$$

Обозначим через $\Delta p_{ст}^{к}$ разность статических давлений в воздушном канале и снаружи трубы, Па:

$$\Delta p_{ст}^{к} = p_{ст\,x}^{к} - B_x.$$

Подставив значения $p_{ст0}^{к}$, B_x, $\Delta p_{ст}^{к}$ (4.58), получим уравнение для определения избыточного давления (разрежения) в воздушном зазоре $\Delta p_{ст}^{к}$, Па:

$$\Delta p_{ст}^{к} = p_0^{к} - p_x^{к} + \Delta p^{к} + (\rho_в H_x - \rho_и H_x)g. \qquad (4.59)$$

В правой части уравнения (4.59) два последних члена представляют собой величину самотяги S_x в воздушном зазоре

$$S_x^{к} = (\rho_и - \rho_в)H_x g.$$

Окончательно формула для определения $\Delta p_{ст}^{к}$, Па, имеет вид:

$$\Delta p_{ст}^{к} = p_0^{к} - p_x^{к} + \Delta p^{к} - S_x^{к}. \qquad (4.60)$$

Аналогично, составив уравнение Бернулли для закрытого вентилируемого канала для сечений *Н–Н* и *Х–Х*, получим выражение для расчета $\Delta p_{ст}^{к}$ статических давлений в закрытом вверху зазоре следующего вида:

$$\Delta p_{ст}^{к} = p_и^{к} - p_x^{к} + S_x^{к} - \Delta p^{к}, \qquad (4.61)$$

где $p_и^{к}$ — динамическое давление воздуха в сечении *Н–Н* (на входе в канал).

Входящие в выражения (4.60) и (4.61) значения динамических давлений и потерь давления определяются через выражения, получаемые ниже для каналов переменной и постоянной ширины [4.6].

В дымовой железобетонной трубе между футеровкой и железобетонным стволом имеем кольцевой вентилируемый зазор переменной ширины (рис. 4.10). Внизу ширина зазора равна $\delta_н$ по высоте трубы зазор выполнен суживающимся, в верхнем сечении его ширина составляет δ_0. Считаем уклон наружной стенки футеровки (со стороны воздушного зазора) постоянным α_1 уклон внутренней стенки железобетонного ствола — также постоянным α_2. В вентилируемый зазор поступает определенное количество воздуха V.

Требуется определить потери давления на трение в кольцевом зазоре переменной ширины с переменной массой и скоростью движения воздуха.

Выделим элементарный участок dl на расстоянии l от нижнего сечения трубы. На этом элементарном участке принимаем ширину зазора δ_x, скорость воздуха w_x, расход воздуха V_x, диаметр железобетонного ствола $D_{бх}$.

Для элементарного участка запишем формулу потерь давления на трение Дарси – Вейсбаха, Па:

$$dp_{тр} = \lambda_к \frac{\rho_в}{2} \frac{w_x^2}{2\delta_x} dl. \qquad (4.62)$$

Скорость воздуха w, м/с, на элементарном участке dl принимаем постоянной и выразим через расход и сечение:

$$w = \frac{V_x}{F_x} = \frac{V_x}{\pi\delta_x(D_{бх} - \delta_x)},$$

где δ_x — зазор между футеровкой и железобетонным стволом в сечении X–X, и; V_x — расход движущегося в зазоре воздуха в сечении X–X, м^3/с.

Из-за наличия неплотностей в швах кладки и поровой структуры составляющих ее материалов часть поступившего в зазор воздуха отфильтровывается через футеровку в газоотводящий ствол. Вследствие этого расход движущегося в зазоре воздуха переменный и определяется равенством $V_x = V - V_{фх}$, м^3/с, где $V_{фх}$ — фильтрационный расход воздуха через футеровку на участке от входа в зазор до расчетного сечения трубы.

Фильтрационный расход в общем случае зависит от разности давлений в газоотводящем стволе и воздушном зазоре, фильтрационных свойств футеровки и от поверхности фильтрации, т.е. от высоты, диаметра футеровки, коэффициента фильтрации и противодавления в воздушном зазоре. Задание фактического закона изменения фильтрации по высоте трубы на данном этапе представляет значительные сложности в первую очередь из-за невозможности представления закона изменения по высоте противодавления. Поэтому в данном

выводе формулы делаем допущение о линейной зависимости фильтрационного расхода от высоты, пренебрегая изменением противодавления и диаметра футеровки. Однако заранее можно сказать, что принятое допущение практически не влияет на результаты расчета, так как в разработанной методике расчета по зонному принципу фильтрационные расходы определяются по фактическим значениям противодавлении и поверхностей футеровок. Тогда можно записать, что фильтрационный расход $V_{фх}$, м^3/с:

$$V_{фх} = Ll, \qquad (4.64)$$

где L — фильтрационная характеристика футеровки (в соответствии с вышеизложенным в данном выводе принимается постоянной по высоте); l — высота фильтрационного участка, м.

Подставив равенство (4.63) и значение V_x в выражение (4.62), получаем выражение для определения потерь давления на трение на элементарном участке

$$dp_{тр} = \lambda_н \frac{\rho_в (V - Ll)^2}{4\pi^2} \frac{dl}{\delta_x^3 (D_{бх} - \delta_x)^2}. \qquad (4.65)$$

Для определения потерь давления на трение на всем участке трубы необходимо уравнение (4.65) проинтегрировать по переменной δ_x. При этом переменную dl заменим на переменную $d\delta_x$ и проведем подстановку из следующих получаемых геометрических соотношений:

$$l = \frac{\delta_н - \delta_x}{\Delta tg\alpha}; \qquad (4.66)$$

$$D_{бх} = D_0 + 2H_x tg\alpha_2; \qquad (4.67)$$

$$H_x = \frac{\delta_x - \delta_0}{\Delta tg\alpha}, \qquad (4.68)$$

где $\Delta tg\alpha$ — разность тангенсов углов наклона образующей конуса внутренней стенки железобетонного ствола и наружной стенки футеровки.

Продифференцировав равенство (4.66) и подставив результат дифференцирования — значения l и $D_{бх}$ в уравнение (4.65), получим

$$dp_{тр} = -\frac{\lambda_к \rho_в}{4\pi^2 \Delta tg\alpha} \frac{[V\Delta tg\alpha - L(\delta_и - \delta_x)]^2 d\delta_x}{\delta_x^3 \left(D_0 - 2\delta_0 \frac{tg\alpha_2}{\Delta tg\alpha} + \delta_x \frac{tg\alpha_1 + tg\alpha_2}{\Delta tg\alpha} \right)^2}. \quad (4.69)$$

Для упрощения записи и интегрирования в выражении (4.69) примем за условный диаметр D:

$$D = D_0 - \delta_0 \frac{2tg\alpha_2}{\Delta tg\alpha},$$

тогда, развернув выражение для интегрирования, будем иметь

$$dp_{тр} = -\frac{\lambda_к \rho_в}{4\pi^2 \Delta tg\alpha} \left[\frac{\left(V - \frac{L\delta_н}{\Delta tg\alpha} \right)^2}{\delta_x^3 \left(D + \delta_x \frac{tg\alpha_1 + tg\alpha_2}{\Delta tg\alpha} \right)^2} + \right. \quad (4.70)$$

$$\left. + \frac{2\frac{L}{\Delta tg\alpha}\left(V - \frac{L}{\Delta tg\alpha}\delta_и \right)}{\delta_x^2 \left(D + \delta_x \frac{tg\alpha_1 + tg\alpha_2}{\Delta tg\alpha} \right)^2} + \frac{\left(\frac{L}{\Delta tg\alpha} \right)^2}{\delta_x \left(D + \delta_x \frac{tg\alpha_1 + tg\alpha_2}{\Delta tg\alpha} \right)^2} \right] d\delta_x.$$

Выражение (4.70) следует интегрировать в пределах от $\delta_н$ до δ_0, тогда

$$\int_0^{\Delta p_{тр}} dp_{тр} = -\frac{\lambda_к \rho_в}{4\pi^2 \Delta tg\alpha} \int_{\delta_0}^{\delta_н} \left[\frac{\left(V - \frac{L\delta_и}{\Delta tg\alpha} \right)^2}{\delta_x^3 \left(D + \delta_x \frac{tg\alpha_1 + tg\alpha_2}{\Delta tg\alpha} \right)^2} + \right. \quad (4.71)$$

$$\left. + \frac{2\frac{L}{\Delta tg\alpha}\left(V - \frac{L}{\Delta tg\alpha}\delta_и \right)}{\delta_x^2 \left(D + \delta_x \frac{tg\alpha_1 + tg\alpha_2}{\Delta tg\alpha} \right)^2} + \frac{\left(\frac{L}{\Delta tg\alpha} \right)^2}{\delta_x \left(D + \delta_x \frac{tg\alpha_1 + tg\alpha_2}{\Delta tg\alpha} \right)^2} \right] d\delta_x.$$

Выражение (4.71) представляет собой рациональную функцию в виде дроби, в знаменателе которой имеется многочлен. Интегрирование такого выражения производим путем разложения на простейшие дроби следующего вида:

$$\frac{A}{\delta_x} + \frac{B}{\delta_x^2} + \frac{C}{\delta_x^3} + \frac{D'}{\left(D + \delta \frac{tg\alpha_1 + tg\alpha_2}{\Delta tg\alpha} \right)} + \frac{E}{\left(D + \delta_x \frac{tg\alpha_1 + tg\alpha_2}{\Delta tg\alpha} \right)^2},$$

где A, B, C, D', E — постоянные.

Результат интегрирования выражения (4.71) дает формулу для определения потерь давления на трение в кольцевом зазоре переменной ширины с переменной массой и скоростью движения воздуха:

$$\Delta p_{тр} = \frac{\lambda_к \rho_в}{(2\pi D^2)^2 \Delta tg\alpha} \left\{ \left(V - \frac{L\delta_и}{\Delta tg\alpha} \right)^2 \left[3\ln \frac{(D - \delta_0)\delta_и}{(D - \delta_н)\delta_0} + \right. \right.$$

$$+ \frac{D(\delta_н - \delta_0)}{\delta_н \delta_0} \left(\frac{D(\delta_н - \delta_0)}{2\delta_и \delta_0} + \frac{\delta_н \delta_0}{(D - \delta_и)(D - \delta_0)} + 2 \right) \left. \right] +$$

$$+ 2\frac{L}{\Delta tg\alpha} \left(V - \frac{L\delta_н}{\Delta tg\delta} \right) \left[D^2 \left(\frac{1}{D - \delta_н} - \frac{1}{D - \delta_0} + \frac{1}{\delta_0} - \frac{1}{\delta_и} \right) + 2D\ln \frac{(D - \delta_0)\delta_н}{(D - \delta_и)\delta_0} \right] + \quad (4.72)$$

$$\left. + \left(\frac{L}{\Delta tg\alpha} \right)^2 \left[D^3 \left(\frac{1}{D - \delta_н} - \frac{1}{D - \delta_0} \right) + D^2 \ln \frac{(D - \delta_0)\delta_и}{(D - \delta_н)\delta_0} \right] \right\}.$$

Ряд проведенных расчетов для дымовых железобетонных труб с противодавлением в естественно вентилируемом зазоре, у которых ширина зазора изменяется от 0,2–0,6 м внизу до 0,02–0,05 м вверху трубы, показывает, что формула (4.72) может быть упрощена:

$$\Delta p_{тр} = \frac{\rho_в}{2} f \left[V^2 - 2VV_ф \frac{\delta_и}{\delta_н - \delta_0} + (mV_ф)^2 \frac{\delta_и - 3\delta_0}{\delta_и + \delta_0} \right],$$

где

$$f=\frac{\lambda_к H(\delta_н+\delta_0)}{(2\pi D\delta_н\delta_0)^2};\qquad D=D_0-\delta_0\frac{D_н-D_0}{(\delta_н-\delta_0)};\qquad m=\frac{\delta_н}{\delta_н-\delta_0}. \quad (4.73)$$

Полученная формула позволяет определить потери давления на трение в кольцевых зазорах переменной ширины и диаметра с переменной массой и скоростью движения, ее анализ показывает, что при отсутствии фильтрации, т.е. в зазоре с газонепроницаемыми стенками при $V_ф = 0$, получим формулу для определения потерь давления на трение в кольцевом зазоре переменной ширины и диаметра с переменной скоростью и постоянной движущейся массой воздуха

$$\Delta p_{тр}=\frac{\rho_в}{2}fV^2.$$

Нетрудно заметить, что при $D_0 = D_и$ и $\delta_и = \delta_0 = \delta$, т.е. наличии цилиндрического зазора постоянной ширины, написанная выше формула обращается в известную формулу Дарси –Вейсбаха:

$$\Delta p_{тр}=\frac{\rho_в}{2}\frac{\lambda_к H\cdot 2\delta V^2}{2\delta\cdot 2\delta(\pi D\delta)^2}=\lambda_к\frac{\rho_в}{2}\frac{H}{2\delta}\left(\frac{V}{F}\right)^2,$$

где F — площадь кольца, равная $\pi D\delta$, м^2; 2δ — величина, представляющая эквивалентный диаметр для кольцевого сечения.

В кольцевом зазоре постоянной ширины переменного диаметра с переменной массой и скоростью движения воздуха, когда $\delta_и = \delta_0 = \delta$, потери давления на трение в кольцевом канале постоянной ширины переменного диаметра с переменной массой и скоростью движения определяются при тех же допущениях, что и в случае кольцевого зазора переменной ширины, и конечная формула имеет вид

$$\Delta p_{тр}=\lambda_к\frac{\rho_в}{2}\frac{H}{2\delta^3\pi^2}\left\{\frac{V^2}{(D_и-\delta)(D_0-\delta)}-\frac{2VV_ф}{(D_и-D_0)^2}\left(\ln\left|\frac{D_0-\delta}{D_и-\delta}\right|+\right.\right. \quad (4.74)$$

$$\left.\left.+\frac{D_н-\delta}{D_0-\delta}-1\right)-\frac{V_ф^2}{(D_и-D_0)^3}\left[2(D_и-\delta)\ln\left|\frac{D_и-\delta}{D_0-\delta}\right|+(D_0-\delta)-\frac{(D_и-\delta)^2}{D_0-\delta}\right]\right\}.$$

Так как в проектируемых газоотводящих трубах ширина δ воздушного зазора равна 0,15 м, а диаметры $D_н$ и D_0 изменяются соответственно в пределах 10–20 м и 6–10 м, то формулу (4.74) можно упростить:

$$\Delta p_{тр}=\frac{\rho_в}{2}f\left\{V^2-2VV_ф m+\left[m^2+\frac{(D_н-\delta)(D_0-\delta)}{(D_н-D_0)^2}\right]V_ф^2\right\}, \quad (4.75)$$

где

$$f=\frac{\lambda_к H}{2\pi^2\delta^3(D_н-\delta)(D_0-\delta)};\qquad m=\frac{D_н-\delta}{D_н-D_0}.$$

Для кольцевого зазора постоянной ширины и диаметра с переменной массой и скоростью движения воздуха, когда $D_и = D_0 = D$ и $\delta_н = \delta_0 = \delta$, имеем следующую формулу для определения потерь давления на трение:

$$\Delta p_{тр}=\frac{\rho_в}{2}f\left(V^2-VV_ф+\frac{V_ф^2}{3}\right), \quad (4.76)$$

где

$$f=\frac{\lambda_к H}{2\delta^3\pi^2(D-\delta)^2}.$$

Как видим, все аэродинамические характеристики вентилируемого зазора выражены через значения расхода воздуха, который является величиной при расчете также искомой.

Вывод формулы для определения расхода воздуха в вентилируемом канале при наличии фильтрации может быть выполнен из уравнения Бернулли для нижнего и верхнего сечений трубы:

$$\xi p_0^к+\Delta p^к+p_{вх}-S^к-P_в^р=0, \quad (4.77)$$

где $P_в^р$ — напор вентилятора; $p_{вх}$ — потери в металлических воздуховодах и калориферах, через которые поступает воздух в воздушный зазор, Па:

$$p_{вх}=\xi_{вх}\frac{\rho_в}{2}\left(\frac{V}{F_{вх}}\right)^2. \quad (4.78)$$

С учетом фильтрации воздуха в дымоотводящий ствол потери давления при выходе воздуха из вентилируемого зазора определяются по формуле

$$\xi_0 p_0^{\text{к}} = \xi_0 \frac{\rho_{\text{в}}}{2}\left(\frac{V - V_{\text{ф}}}{F_0}\right)^2. \qquad (4.79)$$

Для кольцевого зазора переменной ширины потери давления $\Delta p^{\text{к}}$, Па, суммируются из потерь на трение, которые определяются по формуле (4.73), и из потерь в местных сопротивлениях, суммируемых по зонам:

$$\Delta p_{\text{м}} = \xi_{\text{м}} \frac{\rho_{\text{в}}}{2}\left[\left(\frac{V - V_{\text{ф}1}}{F_{\text{м}1}}\right)^2 + \left(\frac{V - V_{\text{ф}2}}{F_{\text{м}2}}\right)^2 + \ldots + \left(\frac{V - V_{\text{ф}n}}{F_{\text{м}n}}\right)^2\right] =$$

$$= \xi_{\text{м}} \frac{\rho_{\text{в}}}{2}\left[V^2 \sum_1^x \frac{1}{F_{\text{м}i}^2} - 2V \sum_1^x \frac{V_{\text{ф}x}}{F_{\text{м}i}^2} + \sum_1^x \frac{V_{\text{ф}x}^2}{F_{\text{м}i}^2}\right]. \qquad (4.80)$$

С учетом написанных формул (4.78) и (4.79) равенство (4.77) имеет вид

$$\left\{\frac{\xi_0}{F_0^2}(V^2 - 2VV_{\text{ф}} + V_{\text{ф}}^2) + f\left[V^2 - 2VV_{\text{ф}}\frac{\delta_{\text{н}}}{\delta_{\text{н}} + \delta_0} + (mV_{\text{ф}})^2 \frac{\delta_{\text{н}} - 3\delta_0}{\delta_{\text{н}} + \delta_0}\right] + \right.$$

$$\left. + \xi_{\text{м}}\left[V^2 \sum_1^n \frac{1}{F_{\text{м}i}^2} - 2V \sum_1^n \frac{V_{\text{ф}x}}{F_{\text{м}i}^2} + \sum_1^n \frac{V_{\text{ф}x}^2}{F_{\text{м}i}^2}\right] + \xi_{\text{вх}} \frac{V^2}{F_{\text{вх}}^2}\right\} \frac{2}{\rho_{\text{в}}} - (H_{\text{в}}^{\text{р}} - S^{\text{к}}) = 0. \qquad (4.81)$$

При проектировании системы вентиляции воздушного естественно вентилируемого канала сечение воздуховодов и калориферов следует принимать из условия, чтобы потери в них не превышали 100 Па. Тогда, задавшись величиной $\xi_{\text{вх}}/F_{\text{вх}}^2$, из равенства (4.81) можно получить выражение для определения количества воздуха в вентилируемом канале переменной ширины с учетом переменной массы

$$V = \frac{b}{a} + \sqrt{\left(\frac{b}{a}\right)^2 + \frac{2(P_{\text{в}}^{\text{р}} + S^{\text{к}}) - \rho_{\text{в}} c}{\rho_{\text{в}} a}},$$

где

$$a = \frac{\xi_0}{F_0^2} + f + \xi_{\text{м}} \sum_1^k \frac{1}{(F_{\text{м}i})^2} + \frac{\xi_{\text{вх}}}{F_{\text{вх}}^2}; \qquad b = \left(\frac{\xi_0}{F_0^2} + f\frac{\delta_{\text{и}}}{\delta_{\text{н}} + \delta_0}\right) V_{\text{ф}} + \xi_{\text{м}} \sum_1^k \frac{V_{\text{ф}x}}{F_{\text{м}i}^2};$$

$$c = \left\{\frac{\xi_0}{F_0^2} + fm^2 \frac{\delta_{\text{н}} - 3\delta_0}{\delta_{\text{н}} + \delta_0}\right\} V_{\text{ф}}^2 + \xi_{\text{м}} \sum_1^n \frac{V_{\text{ф}x}^2}{F_{\text{м}i}^2}; \quad f = \frac{\lambda_{\text{к}} H(\delta_{\text{н}} + \delta_0)}{(2\pi D \delta_0 \delta_{\text{н}})^2}; \quad m = \frac{\delta_{\text{н}}}{\delta_{\text{н}} + \delta_0},$$

где k — суммарное количество сечений с наличием железобетонных консолей $i = 1, 2, 3, \ldots, k$.

Аналогичный вывод дает формулу для определения расхода воздуха в вентилируемом зазоре постоянной ширины с учетом переменной массы V, м^3/с:

$$V = \frac{b}{a} + \sqrt{\left(\frac{b}{a}\right)^2 + \frac{2(P_{\text{в}}^{\text{р}} + S^{\text{к}}) - \rho_{\text{в}} C}{\rho_{\text{в}} a}},$$

где

$$a = \frac{\xi_0}{F_0^2} + f + \xi_{\text{м}} \sum_1^k \frac{1}{(F_{\text{м}i})^2} + \frac{\xi_{\text{вх}}}{F_{\text{вх}}^2}; \qquad b = \left(\frac{\xi_0}{F_0^2} + mf\right) V_{\text{ф}} + \xi_{\text{м}} \sum_1^k \frac{V_{\text{ф}x}}{F_{\text{м}i}^2};$$

$$c = \left\{\frac{\xi_0}{F_0^2} + f\left[m^2 + \frac{(D_{\text{н}} - \delta)(D_0 - \delta)}{(D_{\text{н}} - D_0)^2}\right]\right\} V_{\text{ф}}^2 + \xi_{\text{м}} \sum_1^n \frac{V_{\text{ф}x}^2}{F_{\text{м}i}^2};$$

$$f = \frac{\lambda_{\text{к}} H}{2\pi^2 \delta^3 (D_{\text{и}} - \delta)(D_0 - \delta)}; \qquad m = \frac{D_{\text{и}} - \delta}{D_{\text{н}} - D_0}.$$

В случае цилиндрической трубы

$$b = \left(\frac{\xi_0}{F_0^2} + \frac{f}{3}\right) V_{\text{ф}} + \xi_{\text{м}} \sum_1^k \frac{V_{\text{ф}x}}{F_{\text{м}i}^2}; \quad c = \left(\frac{\xi_0}{F_0^2} + \frac{f}{3}\right) V_{\text{ф}}^2 + \xi_{\text{м}} \sum_1^k \frac{V_{\text{ф}x}^2}{F_{\text{м}i}^2}; \quad f = \frac{\lambda_{\text{к}} H}{2\pi^2 \delta^3 D^2}.$$

При отсутствии фильтрации определение расхода воздуха в вентилируемом зазоре упрощается:

$$V = \sqrt{\frac{2(P_{\text{в}}^{\text{р}} + S^{\text{к}})}{\rho_{\text{в}} a}}.$$

Полученные зависимости для определения аэродинамических характеристик вентилируемых зазоров позволяют проводить расчеты как на стадии проектирования, так и при эксплуатации дымовой трубы.

На основе аэродинамического расчета вентилируемого зазора осуществляется выбор конфигурации зазора для обеспечения в кем противодавления по отношению к давлению в дымоотводящем стволе за счет самотяги (проводится на стадии проектирования трубы), выбор вентиляционной установки и расчет статических. Давлений в воздушном зазоре (проводится при проектировании и эксплуатации трубы).

Аэродинамический расчет вентилируемого открытого вверху зазора надлежит проводить сверху вниз методом приближения с разбивкой трубы по зонам и с учетом фильтрации воздуха из вентилируемого зазора через футеровку.

Конструкцию трубы первоначально принимают с противодавлением в естественно вентилируемом зазоре, а расход воздуха Определяют при отсутствии фильтрации и напоре вентилятора, равном нулю.

Если в результате первоначального аэродинамического расчета противодавление $\Delta p > 50$ Па, то принимается конструкция трубы с противодавлением в естественно вентилируемом зазоре; если $\Delta p < 50$ Па, то принимается конструкция трубы с принудительной вентиляцией. После этого производят уточнение расхода воздуха и статических давлений воздуха в зазоре методом приближений, который определяют при наличии фильтрации воздуха через футеровку.

По результатам расчета строится эпюра статических давлений в воздушном зазоре.

Аэродинамический расчет естественно вентилируемого зазора считается законченным, если вновь полученные значения противодавлении будут отличаться не более чем на ±30 Па от противодавлении, при которых вычислялись значения $V_ф$, $V_{фт}$ и V, м^3/с.

При эксплуатации трубы с закрытым вентилируемым зазором в отличие от изложенного метода расчет ведется снизу вверх по зонам в аналогичном порядке.

4.6. Аэродинамические характеристики действующих газоотводящих труб

Полученные выше соотношения для характеристики аэродинамических режимов работы дымовых труб проверялись на экспериментальном материале, полученном МЭИ, ВНИПИ Теплопроект и Союзтехэнерго на действующих газоотводящих трубах.

Аэродинамические характеристики газоотводящих труб со стволами постоянного сечения с диффузором на выходе исследованы МЭИ на дымовой трубе № 1 Запорожской ГРЭС высотой 320 м с подвесным газоотводящим кремнебетонным стволом, который имеет в плане форму 12-угольника с эквивалентным диаметром $d_э = 9$ м [4.7]. Ствол смонтирован из отдельных царг высотой по 10 м, собранных из 12 панелей и соединенных между собой глухими стыками и компенсаторами через 30 м. Царги подвешены на тяжах к железобетонной оболочке. Компенсаторы служат для гашения температурных деформаций и колебаний ствола. На основании предварительной оценки шероховатости кремнебетона и с учетом потерь напора на участках швов и компенсаторов МЭИ принял эквивалентный коэффициент сопротивления трения ствола λ, равным 0,02, и исходя из этой величины рассчитаны потери в газоотводящем стволе и выбран его диаметр. При этом принимались также во внимание характеристики дымососов и потери напора во внешних газоходах.

Как следует из формулы

$$\lambda_э = D_э \frac{\Delta p_{ст} + \Delta \rho l g}{p_д l}, \tag{4.83}$$

вытекающей из выражения (4.17), для экспериментального определения коэффициента $\lambda_э$ необходимо измерять статическое и динамическое давление, температуру дымовых газов в стволе и температуру наружного воздуха. Получить среднее значение динамического напора дымовых газов в стволе $p_д$ можно путем траверсирования поля скоростей по всему сечению ствола, однако при диаметре ствола 9 м сделать это затруднительно. Поэтому использован способ, основанный на следующих соображениях. Для турбулентного движения дымовых газов в шероховатых трубах справедливы следующие соотношения [4.8]:

$$\lambda_э = \frac{1}{\left(2\lg\frac{R_э}{\Delta} + 1{,}74\right)^2}, \qquad p_д = \frac{p_{д.у}\left(5{,}65\lg\frac{R_э}{\Delta} + 4{,}92\right)^2}{\left(5{,}75\lg\frac{y}{\Delta} + 8{,}5\right)^2}, \tag{4.84}$$

где $R_э$ — эквивалентный радиус; D — эквивалентная (песочная) шероховатость; y — расстояние от стенки газоотводящего ствола до точки, в которой

измеряется динамический напор $p_{д.у}$. Подставив последние два выражения в (4.93), получим

$$D_э = \frac{(\Delta p_{ст} + \Delta\rho g l)\left(5{,}75\lg\frac{y}{\Delta} + 8{,}5\right)^2}{p_{д.у} l\left(5{,}65\lg\frac{R_э}{\Delta} + 4{,}92\right)^2} = \frac{1}{\left(2\lg\frac{R_э}{\Delta} + 1{,}74\right)^2}.$$

Решение этого уравнения дает значение Δ, так как остальные величины известны или находятся из опыта. После определения Δ рассчитывается коэффициент $\lambda_э$ по формуле (4.93).

По результатам экспериментов для трубы № 1 Запорожской ГРЭС получены значения Δ = 7,7 мм и $\lambda_э$ = 0,019. Динамическое давление газов измерялось на

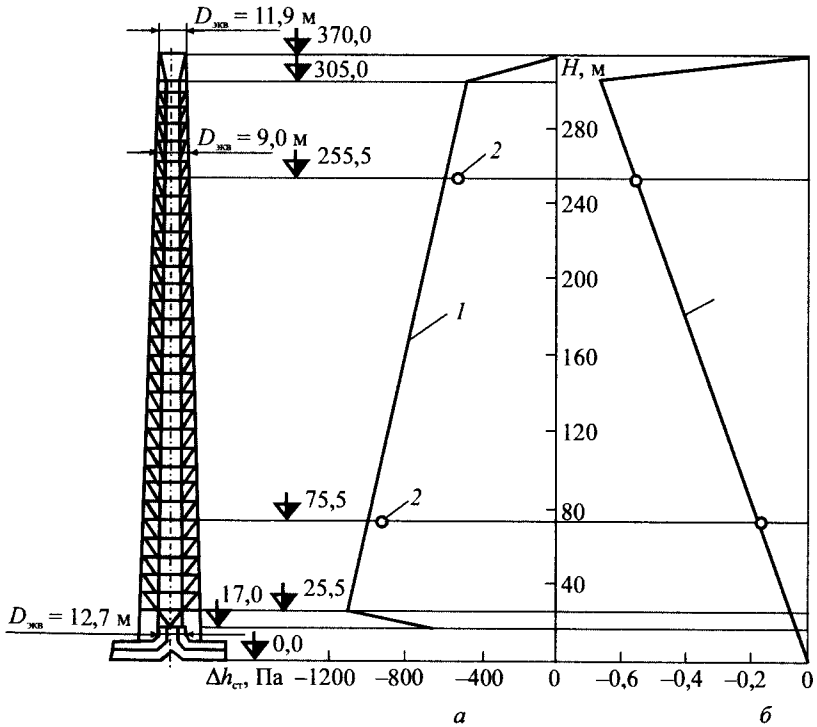


Рис. 4.11. Схема газоотводящей трубы № 1 Запорожской ГРЭС и ее аэродинамические характеристики: *а* — эпюра статического давления; *б* — график форм-параметра: *1* — расчет ($\lambda_э$ = 0,02); *2* — опыт ($\lambda_э$ = 0,0192); скорость дымовых газов в газоотводящем стволе 38 м/с; температура газов 141 °С; температура наружиого воздуха 16 °С

отметке 75,5 м, а статическое давление — на отметках 75,5 и 255,5 м. Это позволило не только определить значение $\lambda_э$ ствола, но и получить реальные характеристики установленного на трубе пирамидального диффузора с геометрическими характеристиками $\overline{l}_{диф}$ = 1,67, $\overline{D}_{диф.э}$ = 1,32.

На рис. 4.11 показан форм-параметр газоотводящего ствола, построенный с использованием полученного по экспериментальным данным значения $\lambda_э$ = = 0,019. Следует отметить, что эффективность диффузора оказалась высокой ($\psi_{диф}$ = 0,65). Это может быть объяснено возможным отличием действительных геометрических характеристик диффузора от расчетных значений, а также тем, что значение числа Рейнольдса в натуре составляло Re ≈ $1{,}3\cdot10^7$, что также способствовало росту эффективности диффузора.

4.7. Аэродинамика цокольной части газоотводящих труб

Разработке цокольной части газоотводящих труб необходимо уделять достаточное внимание, так как нерациональное ее выполнение может привести к завышенным потерям напора, к появлению золовых отложений в нижней части трубы, снижению надежности ее работы и даже к необходимости ремонта. Кроме того, цокольная часть труб должна быть проста в изготовлении и монтироваться индустриальными методами.

Газоотводящие трубы, широко применяемые в настоящее время, подразделяются в зависимости от аэродинамики внутреннего газоотводящего ствола на следующие два типа:

– трубы с газоотводящим стволом переменного сечения (с постоянным или переменным уклоном образующей);

– трубы с газоотводящим стволом постоянного сечения.

Цоколи трубы с газоотводящими стволами переменного сечения (коническими) при двух- и одностороннем вводе газоходов приведены [36] на рис. 4.12, *а, б*.

Для высокозольных топлив при двухстороннем вводе газоходов рекомендуется ориентировать разделительную стенку к оси газоходов под углом, несколько меньшим 45°, что исключает застойные зоны по краям перегородки, а пандус выполнять удлиненным ступенчатым таким образом, чтобы исключить золовые отложения в газоходах в зоне ввода их в трубу, где происходит снижение скорости газового потока.

Аэродинамическая схема цоколя такой конструкции приведена на рис. 4.12, *в*. Коэффициент сопротивления цоколя, отнесенный к динамическому напору в газоходе, составляет ζ = 0,73.

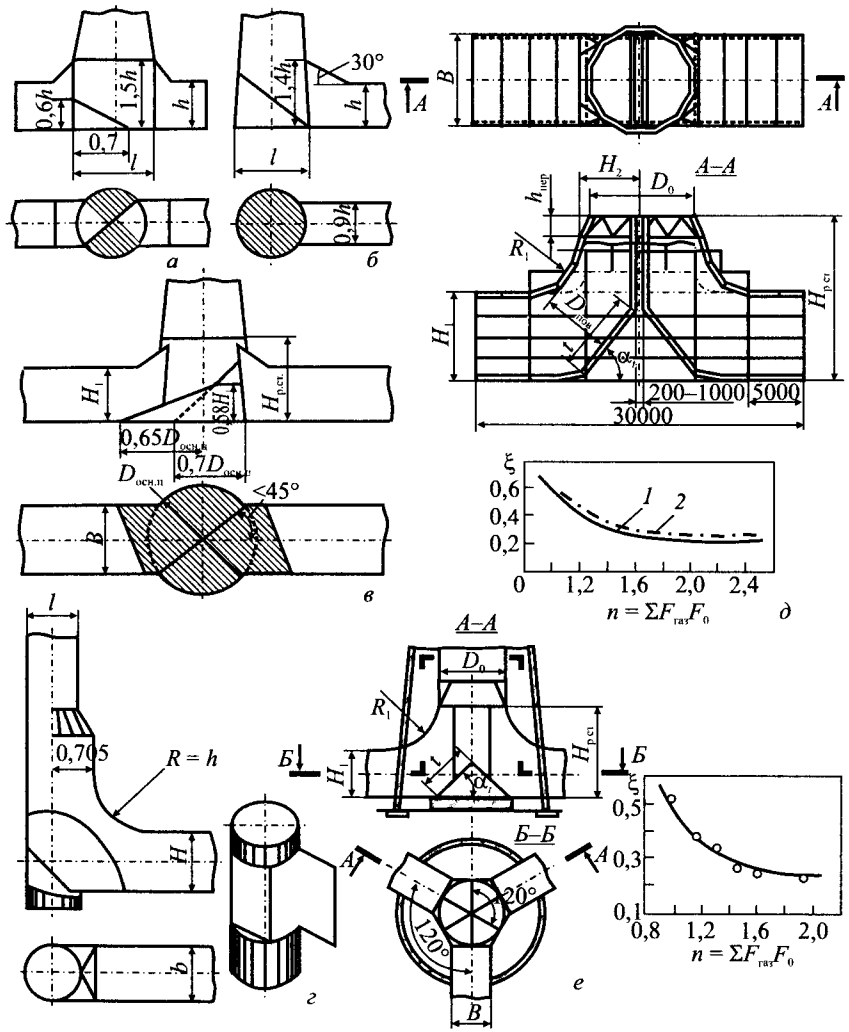


Рис. 4.12. Схема выполнения цокольной части газоотводящих труб: *а* — цоколь с двухсторонним подводом газоходов; *б* — цоколь с подводом одиночного газохода; *в* — цоколь трубы с коническим газоотводящим стволом для высокозольных топлив; *г* — цоколь с разведенными створками с подводом одиночного газохода (проекции и вид в аксонометрии); *д* — унифицированный цоколь с двухсторонним вводом газоходов; *е* — цоколь с трехсторонним вводом газоходов

Конструкция цоколя трубы с газоотводящим стволом постоянного сечения определяется материалом, из которого он выполнен, и способом подключения оборудования. Газоотводящие стволы постоянного сечения в настоящее время выполняются металлическими или кремнебетонными.

Для газоотводящих труб с металлическими газоотводящими стволами постоянного сечения, собранными из отдельных царг, рекомендуется цилиндрический цоколь, разработанный МЭИ совместно с институтом Гидроспецпроект [4.9]. Цоколь выполняется из такой же царги, разрезанной по образующей и двум горизонтальным плоскостям; полученные створки разводятся наружу, и к ним подсоединяются боковые стенки подводящего газохода. Внутренняя кромка поворота легко выполняется по радиусу, равному высоте подводящего газохода, а внешняя срезается, образуя пандус. Разрезы в цокольной части могут выполняться после монтажа цоколя, а их высота и глубина, а также степень разведения створок могут варьироваться в зависимости от конструктивных и технологических требований (рис. 4.12, *г*).

Такая конструкция цоколя позволяет вести его монтаж при помощи той же оснастки, что и монтаж газоотводящего ствола.

Оптимальные геометрические размеры цилиндрического цоколя, полученные в результате модельных исследований, представлены в табл. 4.1. При этом коэффициент сопротивления, отнесенный к динамическому напору в газоотводящем стволе, составляет $\zeta = 0{,}26$.

Цоколь газоотводящего ствола может быть выполнен двухъярусным с раздельным вводом газоходов от энергетических и пиковых котлов.

Для газоотводящих труб с подвесными кремнебетонными газоотводящими стволами разработаны аэродинамические схемы унифицированного плоского цоколя, применяемого при двухстороннем, диаметрально противоположном вводе газоходов (рис. 4.12, *д*), и трехстороннего цоколя, рекомендуемого при подключении газоходов к дымовой трубе (в плане), под углом 120° друг к другу (рис. 4.12, *е*).

Унифицированный цоколь разработан в двух модификациях применительно к унифицированному ряду кремнебетонных труб: цоколь выполняется полностью, включая участок поворота газоходов и переход к сечению газоотводящего ствола из кремнебетонных панелей или может иметь металлическую вставку. Первый наиболее приемлем для кремнебетонных панелей размером 2,58×3 и 2,58×5 м, второй разрабатывался применительно к панелям 2,58×10 м, но может быть также собран из панелей меньшей длины.

Основное преимущество унифицированного цоколя заключается в индустриализации его изготовления и монтажа: цоколь изготовляется из тех же крем-

небетонных панелей, что и царги газоотводящего ствола, и монтируется при помощи той же оснастки.

Аэродинамическая схема и основные геометрические размеры цоколя с двухсторонним вводом газоходов представлены на рис. 4.12, *д* (сплошной линией показан цоколь, полностью выполненный из кремнебетонных панелей, пунктирной — металлическая вставка, объединяющая повороты газоходов с переходом к сечению газоотводящего ствола) [4.10].

Цоколь, полностью собранный из кремнебетонных панелей, образован двумя встречными плоскими поворотами газоходов на 90° (ширина цоколя в плане постоянна для каждого типоразмера и равна ширине газохода B); радиус описанной окружности внутренней кромки поворота, набранного из панелей, одинаков для всех типоразмеров цоколя и составляет $R_1 = 6{,}0$ м; внешняя кромка поворота срезается под углом 45°, образуя пандус длиной t. За поворотом следует переход — конфузор к сечению газоотводящего ствола с конфузорностью, равной отношению выходного сечения цоколя $F_ц^{вых}$ к сечению газоотводящего ствола F_0; $n_{пер} = F_ц^{вых}/F_0$, выбираемой в пределах $n_{пер} = 1{,}05 \div 1{,}15$. Подробные аэродинамические характеристики цоколя рассматриваются в гл. 9.

Таблица 4.1

Оптимальные геометрические характеристики унифицированного двухстороннего цоколя газоотводящих труб

Типоразмер	D_0, м	B, м	H_1, м	H_2*, м	t, м	n	ζ**
1	8,0	7,5	5,0	3,7	7,5	1,5	0,3
2	8,0	10,0	5,0	2,8	5,0	1,99	0,25
3	8,0	7,5	7,5	3,7	5,0	2,24	0,24
4	9,6	7,5	7,5	5,3	10,0	1,56	0,28
5	9,6	10,0	7,5	4,0	5,0	2,07	0,24
6	9,6	10,0	10,0	4,0	5,0	2,77	(0,24)
7	11,4	10,0	7,5	5,6	7,5	1,47	0,31
8	11,4	10,0	10,0	5,6	7,5	1,96	0,25
9	11,4	12,5	10,0	4,5	5,0	2,45	(0,24)
10	13,5	10,0	10,0	7,9	12,5	1,4	0,32
11	13,5	12,5	10,0	6,3	7,5	1,75	0,26
12	13,5	12,5	12,5	6,3	7,5	2,19	0,24
13	16,36	15,0	10,0	7,7	10,0	1,43	0,32
14	16,36	15,0	12,5	7,7	10,0	1,78	0,26
15	16,36	17,5	12,5	6,6	5,0	2,08	0,24
16	16,36	17,5	15,0	6,6	5,0	2,5	(0,24)
17	19,6	17,5	12,5	9,5	10,0	1,46	0,31
18	19,6	17,5	15,0	9,5	10,0	1,74	0,26
19	19,6	17,5	17,5	9,5	10,0	2,03	0,25
20	19,6	20,0	17,5	8,3	7,5	2,33	0,24

* H_2 — линейный размер газохода за поворотом (в плоскости поворота).
** В скобках дан коэффициент сопротивления, экстраполированный по экспериментальной кривой.

В табл. 4.1 приведены рассчитанные по экспериментальным данным оптимальные геометрические характеристики различных типоразмеров унифицированного двухстороннего цоколя для унифицированного ряда дымовых труб с подвесным кремнебетонным стволом, собранным из панелей размером 2,58×5 м при конфузорности перехода $n_{пер} = 1{,}1$ и внутреннем радиусе поворота $R_1 = 6{,}0$ м.

При подключении к дымовой трубе трех мощных энергоблоков, например мощностью по 800 МВт, рекомендуется принять трехсторонний цоколь, разработанный МЭИ и Донецким филиалом Оргэнергостроя. Конструкция цоколя представлена на рис. 4.12, *е*.

Газоходы прямоугольного сечения от каждого из блоков подходят к дымовой трубе под углом 120° друг к другу, поступают в основание цоколя, в сечении представляющего собой равносторонний шестиугольник, и поворачивают в вертикальной плоскости на 90°. Для уменьшения потерь напора от соударения потоков цоколь разделен на три части вертикальными перегородками. Таким образом, сечение каждого газохода при вводе в цоколь меняется с прямоугольного на пятиугольное, затем происходит поворот на 90°.

Внутренняя стенка поворота скругляется по радиусу R_1, равному линейному размеру газохода в плоскости поворота, а внешняя срезается, образуя пандус. За поворотом имеется участок перехода с шестиугольного сечения цоколя на сечение кремнебетонного газоотводящего ствола.

Цоколь и переход собирают из кремнебетонных панелей, за исключением внутренних стенок поворота, выполняемых из металла.

Модельные исследования показали, что при оптимальных геометрических размерах цоколя, приведенных на рис. 4.12, *е* к в табл. 4.1, коэффициент сопротивления цоколя ζ, так же как и в случае двухстороннего цоколя, существенно зависит от его конфузорности n (коэффициент сопротивления цоколя дан с учетом потерь на трение).

Так же, как и в случае двухстороннего цоколя с металлической вставкой, при применении трехстороннего цоколя следует учитывать агрессивность дымовых газов и при необходимости принимать меры по защите металлической вставки от коррозии.

Глава 5 НАРУЖНАЯ АЭРОДИНАМИКА ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ

5.1. Особенности обтекания газоотводящих труб ветровым потоком

Для газоотводящих труб, представляющих собой высотные сооружения башенного типа, ветровая нагрузка имеет определяющее значение. Давление ветра на сооружение складывается из двух слагаемых, из которых одно соответствует в среднем установившемуся ветру и действует на сооружение статически, а другое соответствует пульсационной части продольной компоненты скорости и оказывает на сооружение динамическое воздействие.

Ветровую нагрузку на газоотводящие трубы с периодом свободных колебаний более 0,25 с определяют с учетом динамического воздействия пульсаций давления ветра, вызываемых его порывами.

Динамическому расчету высоких сооружений на действие ветра посвящена достаточно обширная литература, отраженная, например, в [5.1].

Коротко остановимся на вынужденных колебаниях газоотводящих труб в воздушном потоке. Круглые цилиндрические и конические трубы принадлежат к плохо обтекаемым телам. Образующиеся при обтекании трубы вихри периодически срываются, и в результате появляется переменная аэродинамическая сила, которая действует в направлении, перпендикулярном направлению извергающего потока, и вызывает вынужденные колебания трубы, происходящие с частотой, равной их собственной частоте колебаний [5.2–5.5]. При этом энергия для колебаний поставляется набегающим потоком ветра, а частота и амплитуда определяются самой колеблющейся конструкцией. Вызываемые периодическим срывом вихрей колебания приводят к раскачиванию газоотводящих труб, поэтому их конструкция и аэродинамические характеристики должны быть такими, чтобы во всем диапазоне скоростей амплитуда колебаний была в пределах безопасных значений.

Для гашения колебаний в воздушном потоке высоких круглых газоотводящих труб диаметром D предложена намотка на трубу проволоки по спирали [5.5]. Экспериментальное исследование эффективности гашения колебаний круглых консольных цилиндрических и конических тел на различных режимах обтекания, характеризуемых числами Рейнольдса и Струхаля, а также выяснение роли толщины проволоки $d_п$, угла намотки и других факторов дано в [5.5].

Исследовались аэродинамические устройства в виде намотки проволоки по спирали вдоль цилиндра для создания сдвига фаз в срыве вихрей по высоте, и тем самым достигалось уменьшение раскачивающей силы, вызванной срывом вихрей. Выяснено, что не всякая намотка проволоки вдоль цилиндра гасит его колебания.

Существенную роль в гашении колебаний играет относительная толщина проволоки $d_п/D$, угол φ намотки проволоки к оси цилиндра и количество намотанных проволок.

Из всех рассмотренных вариантов проволочных гасителей наилучшим оказался вариант с намоткой четырех проволок с относительной толщиной $d_п/D \approx 1/200$ под углом $\varphi \approx 11°$. Выявлено также, что круглые цилиндры раскачиваются со значительно большей амплитудой, чем круглые усеченные конусы, что объясняется изменением частоты срыва вихрей по высоте последних. Существенно также, что у вершины цилиндрического тела срываются более мощные вихри, чем у вершины конического тела.

Аэродинамические устройства в виде четырех проволок, намотанных на равном расстоянии друг от друга под углом с осью конического тела $\varphi = 11°$, а также гасителей в виде 13 прямоугольных пластин — интерцепторов — в два ряда по круговой спирали в верхней части на $^2/_3$ высоты конуса значительно снизили амплитуду раскачки. Причем проволочные гасители оказались несколько более эффективными, чем интерцепторы.

5.2. Самоокутывание газоотводящих труб

Термин “самоокутывание” газоотводящих труб впервые введен МЭИ, и отражает явление окутывания (обволакивания) верхней наружной части дымовой трубы газами, выходящими из трубы в атмосферу [5.6–5.8]. Из наблюдений за работающими газоотводящими трубами установлено, что при определенных условиях часть дымовых газов, выходящих из трубы, опускается вдоль ее наружной поверхности с подветренной стороны, вызывая окутывание трубы. Смешиваясь с атмосферным воздухом и атмосферными осадками, сопри-

касаясь с наружной поверхностью трубы, опускающиеся дымовые газы охлаждаются. Содержащиеся в них водяные пары конденсируются, и образующаяся жидкая агрессивная среда вызывает разрушение окутываемого участка трубы. Корродируют и разрушаются также внешние металлоконструкции (светофорные площадки, лестницы, элементы грозозащиты), попадающие в зону самоокутывания. Ремонт оголовков газоотводящих труб может потребовать останова подключенного к трубам оборудования и связан со сложными и дорогостоящими высотными работами.

Для разработки конструктивных решений по защите газоотводящих труб от разрушений при самоокутывании проведены необходимые аэродинамические исследования.

Верхняя часть ствола газоотводящих труб выполняется либо цилиндрической, либо конической с малым углом конусности. Поэтому обтекание ветром верхней части газоотводящей трубы можно рассматривать как поперечное обтекание цилиндра равномерным потоком.

При плоском безвихревом обтекании круглого цилиндра идеальной жидкостью скорости на его поверхности распределяются по закону синуса [5.9]

$$u = 2u_{\infty}\sin\varphi, \tag{5.1}$$

где u_{∞} — скорость набегающего потока вдали от цилиндра; φ — полярный угол, отсчитываемый от передней критической точки цилиндра в направлении обтекания потока (критическими точками называются точки разветвления потока). При направлении движения, указанном на рис. 5.1, точка A называется передней критической точкой, точка B — задней.

В передней критической точке происходит полное торможение потока и скорость $u = 0$. Максимальное значение скорость на поверхности цилиндра принимает в точках C и D миделевого сечения цилиндра, и равна удвоенной скорости невозмущенного потока

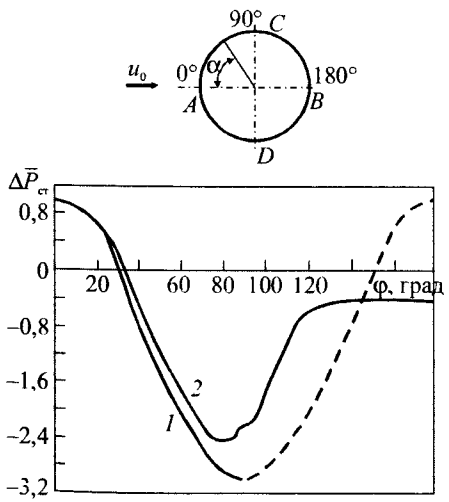


Рис. 5.1. Изменение коэффициента давления по поверхности бесконечного цилиндра при поперечном его обтекании: *1* — потенциальное обтекание; *2* — турбулентный режим обтекания ($Re \geq 2 \cdot 10^5$)

$$u_{макс} = 2u_{\infty}.$$

За миделевым сечением цилиндра скорость снижается и в задней критической точке снова становится равной нулю. Согласно уравнению Бернулли

$$p_{ст} + p_{д} = p_{ст\infty} + p_{д\infty}, \tag{5.2}$$

где $p_{ст}$, $p_{д}$, $p_{ст\infty}$, $p_{д\infty}$ — статическое и динамическое давление в произвольной точке на поверхности цилиндра и вдали от него.

Относительная разность статического давления (коэффициент давления)

$$\Delta\bar{p}_{ст} = \frac{p_{ст} - p_{ст\infty}}{p_{д\infty}} = \frac{p_{д\infty} - p_{д}}{p_{д\infty}} = 1 - \frac{p_{д}}{p_{д\infty}}. \tag{5.3}$$

Для плоского безвихревого обтекания с учетом (5.1) получим

$$\Delta\bar{p}_{ст} = 1 - 4\sin^2\varphi. \tag{5.4}$$

Согласно соотношению (5.4) по бокам обтекаемого цилиндра создается максимальное разрежение, относительное значение которого равно

$$\Delta\bar{p}_{ст.макс} = -3.$$

Если полагать, что для возникновения самоокутывания необходимо затормозить поток газов, выходящих из трубы, то для выполнения этого условия необходимо, чтобы значение разрежения, возникающего на поверхности трубы при обтекании ее ветром, было равно по абсолютной величине динамическому давлению газов в устье трубы:

$$|\Delta p_{ст}| = p_{д0}. \tag{5.5}$$

Разделив обе части соотношения (5.5) на $p_{д\infty}$, получим выражение для гидродинамического параметра J:

$$J = p_{д0}/p_{д\infty} = |\Delta p_{ст}|. \tag{5.6}$$

Это соотношение является основным для определения условий самоокутывания. Поскольку при поперечном обтекании цилиндра потенциальным потоком наибольшее возникающее разрежение равно $\Delta\bar{p}_{ст} = -3$, то получаем теоретическое решение для условия возникновения самоокутывания: $J \leq 3$. Реальное обтекание цилиндра (трубы) происходит с отрывом потока в кормовой

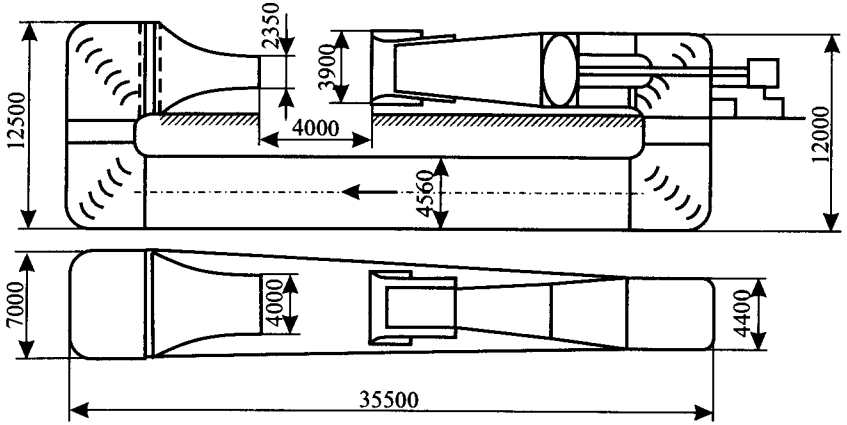


Рис. 5.2. Большая аэродинамическая труба А-6

части цилиндра, поэтому распределение давления отличается от теоретического (кривая *2* на рис. 5.1).

Экспериментальные исследования показали, что процесс самоокутывания газоотводящей трубы зависит главным образом от распределения давления в верхней части трубы, где существенную роль играет краевой эффект обтекания. Для газоотводящих труб при обтекании их потоком ветра характерны большие значения числа Рейнольдса ($Re > 10^6$). Распределение давления по поверхности трубы на крупномасштабной модели газоотводящей трубы при закритических числах Рейнольдса исследовалось в большой аэродинамической трубе А-6 Института механики МГУ.

В аэродинамической трубе А-6 замкнутого типа открытая рабочая часть эллиптического сечения длиной 4 м с большой осью эллипса 4 м и малой осью эллипса 2,35 м (рис. 5.2).

Скорость потока в трубе регулируется частотой вращения двигателя постоянного тока вентилятора аэродинамической трубы. Показатели качества потока в рабочей части трубы: неравномерность скорости не более ±0,5 %; скос потока в вертикальной и горизонтальной плоскостях не превышает ±0,25°.

Продольная составляющая интенсивности турбулентности в рабочей части без турбулизирующих решеток по измерениям термоанемометром DISA не превышает 0,2 %. Требуемая интенсивность турбулентности ($\varepsilon \le 10$ %) достигается установкой на срезе сопла съемных турбулизирующих решеток. Газоотводящая труба моделировалась цилиндрической трубой с наружным диаметром 330 мм и высотой 1100 мм, установленной вертикально в рабочей части аэродинамической трубы (рис. 5.3).

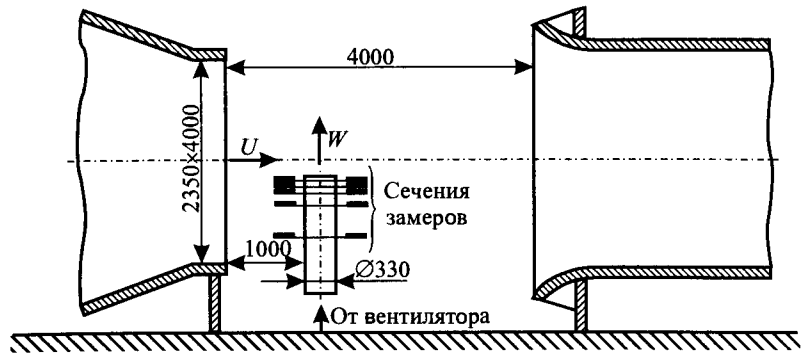


Рис. 5.3. Схема экспериментальной установки для исследования обтекания газоотводящих труб

Факел газоотводящего ствола имитировался воздухом, который подавался специальным вентилятором. В пяти горизонтальных сечениях трубы, отстоящих от устья на расстояниях $\bar{z} = z/d = 0{,}03$; 0,25; 0,5; 1,0 и 2,0 м, на половине окружности выполнено по 10 дренажных отверстий с шагом 20°. Во всех 50 точках на поверхности трубы давление измерялось одновременно с помощью жидкостного батарейного микроманометра.

Исследования проводились в интервале изменений числа Рейнольдса $Re_u = ud/\nu$ от $3{,}3 \cdot 10^5$ до $8{,}3 \cdot 10^5$ и при двух значениях интенсивности турбулентности набегающего потока $\varepsilon_u = 0{,}2$ % и $\varepsilon_u = 6{,}0$ % (u_∞ — скорость невозмущенного потока в рабочей части аэродинамической трубы, d — диаметр модели газоотводящей трубы).

В зависимости от гидродинамического параметра $J = \rho_0 w_0^2 / \rho_u u_\infty^2$, который изменялся в диапазоне от 0 до 5,5, в опытах изучалось распределение давления по поверхности трубы при поперечном ее обтекании.

Установлено, что при $J = 0$ (поток в модели отсутствует) при изменении числа Re и интенсивности турбулентности набегающего потока распределение давления по поверхности трубы в отдельных сечениях остается практически неизменным, т.е. существует автомодельность по Re и ε.

Как видно из рис. 5.4, при поперечном обтекании цилиндра конечного размера проявляется краевой эффект и распределение давления изменяется по высоте.

Наибольшие различия наблюдаются в зоне $60° < \varphi < 100°$. Максимальное разрежение во всех сечениях существует при $\varphi = 80°$. На подветренной стороне трубы в зоне $120° < d < 180°$ давление меняется незначительно.

На рис. 5.5 показано изменение коэффициента давления по высоте трубы при $\varphi = 80°$. При $J > 0$ распределение давления в верхних сечениях трубы

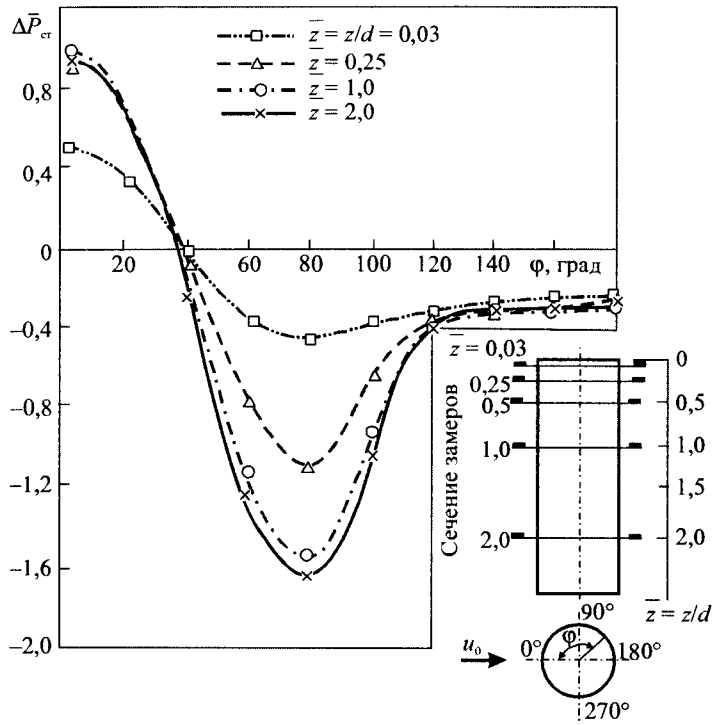


Рис. 5.4. Изменение коэффициента давления по поверхности трубы при гидродинамическом параметре $J = 0$

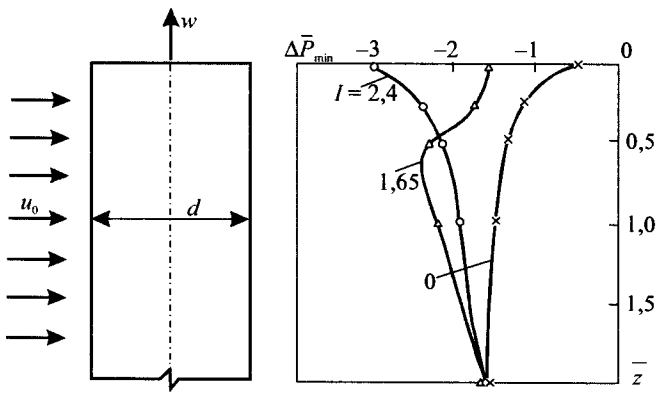


Рис. 5.5. Изменение коэффициента давления по высоте трубы при $\varphi = 80°$

меняется, но при малых значениях гидродинамического параметра ($J \le 1{,}6$) по-прежнему в зоне $60° < \varphi < 100°$ разрежение возрастает при удалении от торца трубы. При $J > 1{,}6$ по мере увеличения гидродинамического параметра характер распределения давления в верхней части трубы меняется: разрежение в окрестности $60° < \varphi < 100°$ при удалении от устья трубы сначала возрастает, достигает экстремального значения, а затем начинает уменьшаться и стремится к постоянному значению, наблюдаемому при обтекании бесконечного цилиндра. При $J \ge 2{,}4$ происходит полная трансформация кривых распределения давления. Наибольшие разрежения возникают в самом верхнем сечении трубы и при удалении от устья трубы вниз разрежения убывают. Причем минимальные значения коэффициента давления $\Delta\bar{p}_{мин}$ в верхних сечениях сдвигаются вниз по потоку и наблюдаются при $\varphi = 90 \div 100°$.

Таким образом, проведенные в аэродинамической трубе А-6 исследования показали, что при $J < 2{,}4$ в распределении давления по верхней части газоотводящей трубы проявляется краевой эффект обтекания, причем чем меньше значение J, тем этот эффект сильнее. При значениях гидродинамического параметра $J \le 1{,}6$ разрежение в верхней части поверхности трубы возрастает при удалении от устья трубы, поэтому периферийная часть дымового факела будет подсасываться по бокам трубы этим разрежением вниз, т.е. будет происходить процесс самоокутывания (рис. 5.6).

Разрежение при удалении от устья трубы вниз при $1{,}6 < J < 2{,}4$ сначала возрастает, а затем начинает убывать, поэтому самоокутыванию может подвергаться лишь та часть поверхности трубы, где наблюдается отрицательный градиент давления ($\bar{z} < 0{,}5$).

При $J = 2{,}4$ выходящая из трубы струя обтекается потоком ветра так, что распределение давления по поверхности газоотводящей трубы в верхней ее части оказывается таким же, как и на значительном удалении от устья, т.е. происходит как бы удлинение трубы и характер ее обтекания соответствует обтеканию бесконечного цилиндра.

При $J > 2{,}4$ проявляется эжектирующее действие выходящей из трубы струи газов и максимальное разрежение возникает на торце трубы, а при удалении от устья трубы вниз разрежение уменьшается, поэтому обтекающий трубу воздух будет подсасываться вверх в дымовой факел. Положительный градиент давления в направлении от устья трубы вниз будет препятствовать опусканию дымовых газов ниже устья трубы.

После изучения особенностей распределения давления по поверхности трубы с учетом краевого эффекта и эффекта взаимодействия струи с поперечным потоком проведено исследование собственно процесса самоокутывания в аэро-

динамической трубе МЭИ незамкнутого типа с закрытой рабочей частью. Исследования проводились при различных значениях гидродинамического параметра в интервале изменений числа Рейнольдса $Re_u = (0{,}2 \div 0{,}32) \cdot 10^5$ и при интенсивности турбулентности потока в рабочей части аэродинамической трубы $\varepsilon = 7{,}0$ %. Качественная картина самоокутывания изучалась методом визуализации потока, количественная — методом температурного моделирования.

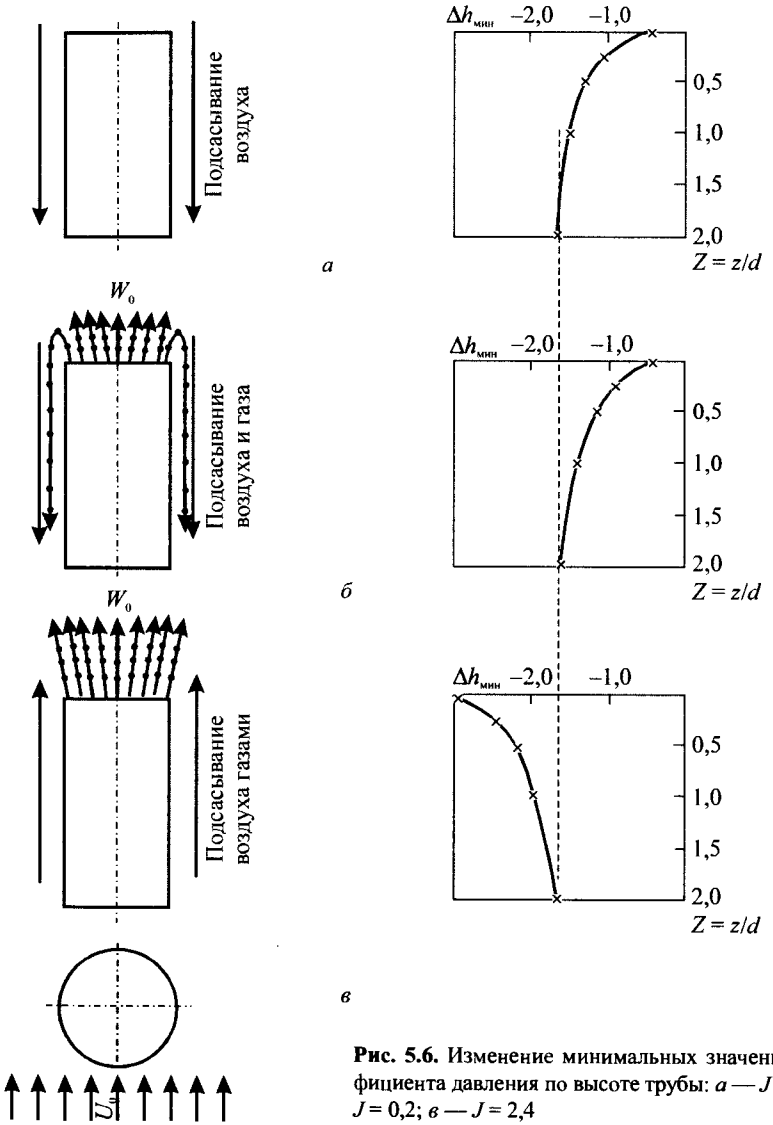


Рис. 5.6. Изменение минимальных значений коэффициента давления по высоте трубы: *а* — $J = 0$; *б* — $J = 0{,}2$; *в* — $J = 2{,}4$

Использованный метод визуализации заключался в следующем: в струю воздуха, имитирующую дымовой факел, вводился мелкодисперсный белый порошок, а на модель газоотводящей трубы надевался бумажный цилиндр, окрашенный в черный цвет и покрытый клеящим составом. По налипанию порошка на липкий цилиндр можно было судить о самоокутывании. В каждом из опытов непосредственно измерялась глубина самоокутывания и фотографировалась развертка бумажного цилиндра, разрезанного по образующей. В методе визуализации под глубиной самоокутывания понималось расстояние от торца трубы до нижней видимой границы налипшего на развертке цилиндра порошка.

По результатам опытов построена зависимость относительной глубины самоокутывания $\bar{L}_c = L_c/d$ от гидродинамического параметра J (рис. 5.7).

В полном согласии с полученным теоретическим решением оказалось, что самоокутывание отсутствует при $J \geq 2{,}4$. При более низких значениях гидродинамического параметра подветренная часть трубы подвергается самоокутыванию. В интервале значений $1{,}6 < J < 2{,}4$ глубина самоокутывания не превышает диаметра трубы, а при $J = 0{,}08$ достигает четырех диаметров.

Метод температурного моделирования основан на известном факте совпадения температурного поля с полем концентрации газообразных примесей при распространении факела. В опытах дымовые газы имитировались горячим воздухом. Вокруг трубы на расстоянии 1–1,5 мм от ее стенки на подветренной стороне измерялась температура. При этом фиксировалось температурное поле, обусловленное не только массопереносом, вызванным подмешиванием горячего воздуха, имитирующего дымовые газы за счет самоокутывания, но и конвективным теплообменом. Это поле назовем суммарным:

$$\Delta t_{сум} = \Delta t_c + \Delta t_т.$$

Для того чтобы получить температурное поле, которое отражает влияние только массопереноса, т.е. самоокутывания, на трубу устанавливался вертикальный цилиндрический насадок того же диаметра и горячий воздух, имити-

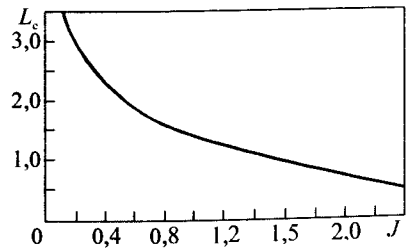


Рис. 5.7. Зависимость относительной глубины самоокутывания от гидродинамического параметра

рующий дымовые газы, выводился из аэродинамической трубы. В этом случае вокруг трубы создавалось и фиксировалось температурное поле, обусловленное только теплообменом $\Delta t_т$. Разность $\Delta t_с = \Delta t_{сум} - \Delta t_т$ давала искомое температурное поле, вызванное самоокутыванием. В качестве нижней границы струи, имитирующей дымовой факел, принята изотерма с избыточной температурой, составлявшей 3 % от избыточной температуры горячего воздуха на выходе из трубы.

На рис. 5.8 в качестве примера показано распределение относительных концентраций "дымовых газов" (относительных избыточных температур) на подветренной стороне трубы при гидродинамическом параметре $J = 0{,}23$.

Максимальная концентрация в районе торца достигает ~30 %. Труба самоокутывается на участке двух калибров от устья. Распределение концентрации газов по поверхности трубы, полученное методом температурного моделирования, хорошо согласуется с картиной распределения плотности порошка на развертке цилиндра, полученной при визуализации потока. Если концентрацию окутывающих трубу газов выразить в долях от максимальной концентрации, возникающей в самой верхней части трубы ($\bar{c} = c / c_{max}$), а расстояние от устья трубы вниз отсчитывать в долях от максимального расстояния, на которое опускаются газы ($\bar{z} = z / z_{max}$), то получается обобщенная зависимость, представленная на рис. 5.9 одной универсальной кривой.

Опыт эксплуатации газоотводящих труб тепловых электростанций свидетельствует, что самоокутывание может приводить к коррозионным разрушениям верхней части труб.

На рис. 5.10 представлен оголовок дымовой трубы высотой 120 м и внутренним диаметром устья 8 м Новосибирской ТЭЦ-2, подвергающейся самоокутыванию.

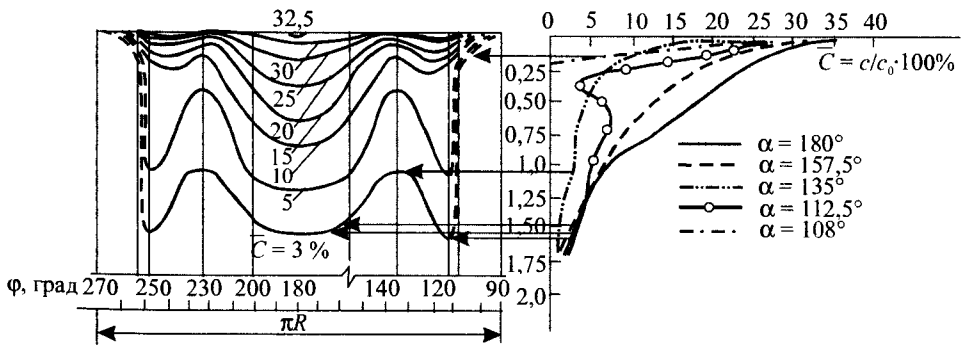


Рис. 5.8. Распределение относительных концентраций газов на подветренной стороне трубы при гидродинамическом параметре $J = 0{,}23$

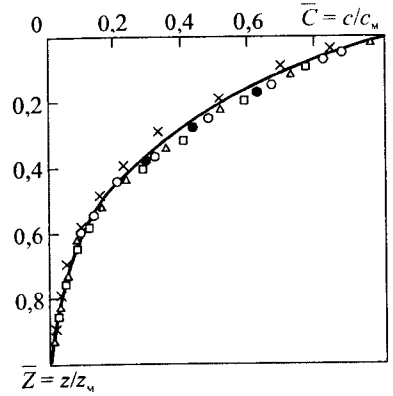


Рис. 5.9. Распределение относительной концентрации газов по высоте трубы с подветренной стороны: × — $J = 0{,}105$; ○ — $J = 0{,}23$; △ — $J = 0{,}49$; • — $J = 0{,}92$; □ — $J = 1{,}675$

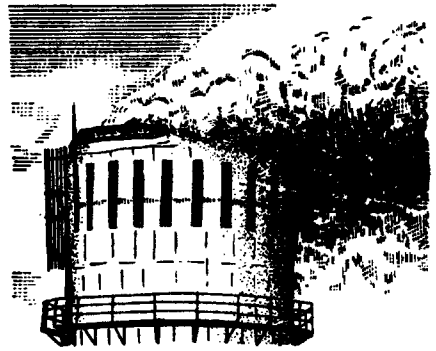


Рис. 5.10. Самоокутывание газоотводящей трубы Новосибирской ТЭЦ-2

При $J = 0{,}64$ видимые клубы дыма опускаются до светофорной площадки на отметке 112,7 м. Скорость коррозии материала в агрессивной газовоздушной среде в первую очередь зависит от вида и концентрации агрессивного компонента в газовоздушной смеси, его фазового состояния, относительной влажности и температуры смеси, а также от коррозионной стойкости материала трубы. При самоокутывании железобетонного ствола или оболочки агрессивными газами возможна кислотная и солевая коррозия [5.10].

Взаимодействие агрессивных компонентов с цементным камнем приводит к образованию малорастворимых солей, которые накапливаются и кристаллизуются в порах, капиллярах и других пустотах бетона. Вначале это способствует некоторому упрочнению бетона. Однако с увеличением числа кристаллов возникают значительные растягивающие усилия в стенках пор и капилляров, что вызывает нарушение структуры бетона. Разрушение железобетонных оголовков газоотводящих труб ускоряется при отрицательных температурах наружного воздуха, когда проникающий в поры бетона конденсат попеременно замерзает и оттаивает, что вызывает дополнительные напряжения в бетоне. Разрушение железобетона в зоне самоокутывания газоотводящей трубы может быть ускорено определенной цикличностью процесса самоокутывания, связанного с изменением направления и скорости ветра и режимов работы подключенного к трубе оборудования.

Например, продолжительному самоокутыванию могут подвергаться газоотводящие трубы следующих ТЭС:

• конденсационных электростанций относительно небольшой мощности, на которых установлены устаревшие малоэкономичные агрегаты с поперечными связями по пару, используемые для снятия пиков нагрузок в энергосистеме;

• конденсационных электростанции с маневренными полупиковыми энергоблоками;

• теплоэлектроцентралей с теплофикационными турбинами (в неотопительный период нагрузка этих ТЭЦ сильно снижается);

• теплоэлектроцентралей при совместном подключении на общий газоотводящий ствол энергетических и пиковых водогрейных котлов.

Снижение интенсивности коррозии может быть достигнуто рациональным подключением оборудования к газоотводящим стволам и выбором соответствующих скоростей газов в них. При этом следует стремиться к тому, чтобы при расчетном режиме работы оборудования выполнялось соотношение $J = p_{д.г}/p_{д.в} \geq 2{,}4$. Так, например, если на тепловой электростанции к одной одноствольной газоотводящей трубе подключено оборудование, работающее в базовом и пиковом режимах, то вероятность самоокутывания будет увеличиваться при отключении пикового оборудования.

В зоне самоокутывания наружную поверхность стволов и оболочек следует защищать противокоррозионными покрытиями. Выбор типа и состава их зависит от характера агрессивной среды. Высота защищаемого участка должна составлять не менее трех наружных верхних диаметров газоотводящей трубы.

5.3. Использование газоотводящих труб для градиентных метеорологических наблюдений

В последние годы появилась необходимость использовать дымовые трубы, особенно большой высоты, для проведения градиентных наблюдений над основными метеорологическими элементами — температурой воздуха, скоростью и направлением ветра. Это связано прежде всего с созданием автоматизированных систем контроля загрязнения атмосферного воздуха вредными выбросами промышленных предприятий, например, тепловыми электростанциями. Выбросы из высоких газоотводящих труб распространяются в пограничном слое атмосферы и переносятся на большие расстояния.

Закономерности пространственно-временного распределения выбрасываемых примесей определяются прежде всего метеорологическими условиями: скоростью и направлением ветра и вертикальным температурным градиентом в слое распространения примеси (в слое перемешивания). Поэтому для текущего контроля и прогноза рассеивания вредных примесей, а следовательно, и

их приземных концентраций необходимо знание текущих значений метеорологических элементов в этом слое.

Накоплен определенный опыт создания системы метеорологического обеспечения на высотных сооружениях [5.11]. Стационарные наблюдения ведутся на специальной 300-метровой мачте Института экспериментальной метеорологии (ИЭМ), а также на 12 телевизионных башнях. Однако для получения текущей достоверной информация о состоянии нижнего слоя атмосферы по всей территории страны необходимо проводить наблюдения не менее чем в 120 пунктах.

Использование высотных отметок газоотводящих труб в качестве пунктов контроля метеорологических элементов позволяет решать задачи, связанные не только с охраной воздушного бассейна, но и может оказаться полезным для решения специальных метеорологических задач.

При организации метеорологических наблюдений на газоотводящих трубах должны быть учтены особенности обтекания ветровым потоком, связанные с большим диаметром труб, их самоокутыванием, влиянием наружных лестниц и площадок трубы, а также близко расположенных зданий и сооружений на структуру ветрового потока.

Важным представляется выбор оптимальных (с учетом репрезентативности измерений и минимума затрат на монтаж и эксплуатацию) мест размещения метеоприборов, их количества, разработки методики определения истинной скорости и направления ветра и т.д.

Представленные в [5.2] результаты измерения скорости и направления ветра на высотной цилиндрической мачте ИЭМ показали, что реальное течение воздушного потока на расстоянии $R/R_0 = 6{,}25$ (принятом для установки приборов) практически совпадает с потенциальным течением жидкости вокруг бесконечного цилиндра. Однако устанавливать на газоотводящих трубах длинные реи нереально. Так, чтобы выполнить условие $l/R_0 \geq 6$ при $R_0 = 10$ м, длина выносной реи должна составлять около 60 м. Представляется целесообразным размещать метеорологические датчики на небольших реях (длиной 2–5 м) в зоне светофорных площадок.

Для изучения закономерностей распределения параметров потока вокруг газоотводящей трубы с площадками и для изучения влияния на структуру ветрового потока близкорасположенных зданий МЭИ и Институт механики МГУ провели физическое моделирование обтекания в аэродинамической трубе А-6 газоотводящей трубы с кольцевыми площадками для выяснения возможности определения необходимых параметров ветрового потока с помощью приборов, установленных на небольшом удалении от площадок. Моделировалась

верхняя цилиндрическая часть газоотводящей трубы № 2 Запорожской ГРЭС с двумя съемными кольцевыми площадками.

Модель изготовлена в масштабе 1:50, диаметр модели — 320 мм, длина — 2000 мм. На расстоянии 1300 мм от верхнего края модели трубы размещалась шайба диаметром 1500 мм.

Модель газоотводящей трубы устанавливалась в рабочей части аэродинамической трубы в горизонтальном положении. Параметры потока во время опытов определялись в пяти сечениях на следующих относительных расстояниях от торца трубы ($\bar{z} = z/D$): 0,312; 1,0; 1,375; 2,0 и 3,0.

В каждом сечении скорость потока замерялась в 52 точках, расположенных на расстояниях R/R_0 = 1,375; 1,625; 2,0; 2,25; 2,875; 4,75 и 6,25, что соответствует в натуре 3, 5, 8, 10, 15, 26, 30 и 45 м от стенки трубы. В диапазоне углов $\theta = 30 \div 100°$ измерения проводились через каждые 10° к направлению невозмущенного потока. Скорость и направление потока при обдуве в каждой точке измерялись шеститочечным предварительно оттарированным насадком.

По результатам опытов были рассчитаны отношения u/u_∞ и проведено их сопоставление с теоретическим распределением из условия потенциального обтекания цилиндра. Установлено влияние трубы на структуру потока на расстояниях $l/R_0 < 6$.

Из данных, приведенных на рис. 5.11, видно, как происходит трансформация поля скорости вблизи трубы.

На расстояниях $R/R_0 = 2$ максимум u/u_∞ существует при $\theta = 90°$; при $R/R_0 = 1{,}375$ $\theta = 80°$. Очевидно что на поверхности трубы (на уровне площадок) $u_{макс}$ еще более смещен в наветренную сторону. Таким образом, чем ближе сечение к трубе с балконами, тем дальше θ от 90° в наветренную сторону, где устанавливается $u_{макс}$. Это справедливо до расстояния $R/R_0 < 2$; действительно, при $R/R_0 = 2$ максимальное значение скорости имеет место при $\theta = 90°$.

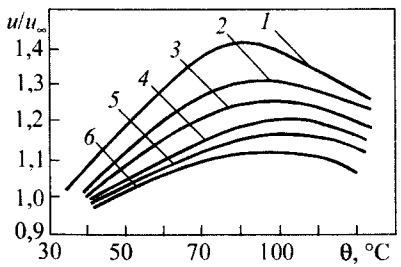


Рис. 5.11. Распределение скорости вокруг цилиндра с кольцевыми площадками: *1* — R/R_0 = 1,375; *2* — 1,625; *3* — 2; *4* — 2,25; *5* — 2,875; *6* — 4,75

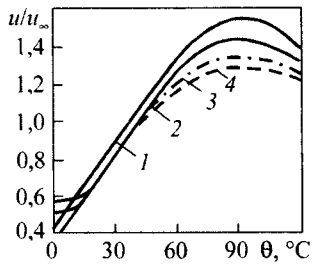


Рис. 5.12. Распределение скорости потока по сечению трубы при разных значениях σ_0: *1* — теоретическое; *2* — $\sigma_0 = 0$; *3* — 10°; *4* — 20°

При перенесении результатов опытов на натуру необходимо учитывать пульсации ветра. Для различных состояний атмосферы пульсации направлений ветра изменяются в пределах $\sigma_\theta = 5 \div 25°$ (при 20 мин. осреднения) [5.12]. Наибольшие значения соответствуют сильно неустойчивому состоянию.

Стационарные метеорологические наблюдения производят обычно с осреднением в 10 мин., используя эмпирическую зависимость

$$\sigma_\theta = \sigma_\theta (T'/T)^{0,2}.$$

Получим, что для 10-минутного периода осреднения значения δ_θ с 1-го по 6-й классы устойчивости атмосферы по классификации Паскуила-Тернера соответственно равны 22, 17, 13, 9, 4 и 2°.

На рис. 5.12 построены кривые *3* и *4*, соответствующие δ_θ = 10 и 20°. В качестве исходных данных u/u_∞, ($\delta_\theta = 0°$) взяты результаты продувок модели с площадками. Как видно из рисунка, вблизи углов δ_θ = 0 и 90° имеет место существенное отличие осредненных относительных скоростей $u/u_{макс}$ от теоретических. Причем при $\theta = 0 \div 10°$ осредненная скорость выше мгновенной, а при $\theta > 50°$, наоборот, меньше.

Повысить точность определения истинной скорости и направления ветра можно, используя показания двух датчиков, расположенных в момент измерения в секторе ±90° к направлению невозмущенного потока, и вводя в их показания поправочные коэффициенты, полученные на основании представленных результатов, или проведя для этого специальные опыты на моделях и в натуре.

Глава 6 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ МОЩНЫХ ТЭС

6.1. Методика выбора оптимальных параметров

Основные положения

Основной задачей оптимизационных расчетов газоотводящих труб является определение в них скорости уходящих газов и высоты трубы. Скорость w, с одной стороны, определяет поперечное сечение f и диаметр устья трубы D_0 и, следовательно, ее стоимость, а с другой — гидравлическое сопротивление Δh, связанное с расходом энергии на перемещение газа.

От скорости в газоотводящем стволе зависят не только диаметр трубы и потери энергии в ней, но и высота трубы, а значит, и условия рассеивания в атмосфере вредных примесей, содержащихся в дымовых газах.

До недавнего времени, когда на ТЭС сооружались преимущественно железобетонные трубы с кирпичной футеровкой высотой до 150 м, скорость газов в них принималась без тщательного технико-экономического обоснования. С ростом высоты труб и увеличением их стоимости, с увеличением гидравлических потерь в газоотводящих трубах появилась необходимость выбора оптимальных скорости и высоты труб на базе технико-экономических расчетов.

Первое выражение для подсчета стоимости газоотводящих труб дано Л. А. Рихтером [6.1]

$$K_{тр} = LH^m(d_0 + \Delta), \qquad (6.1)$$

где H, d_0 — высота и диаметр устья трубы, м; L, m, Δ — коэффициенты, полученные при статистической обработке стоимостных смет построенных труб по данным ВНИПИ Теплопроект.

Формулой (6.1) можно пользоваться, когда учитываемые коэффициентом пропорциональности L условия (район ветровой нагрузки, сейсмичность, температура газов и др.) остаются постоянными.

С учетом возможно большего числа действующих факторов в [6.2] предложена зависимость для капитальных вложений в газоотводящую трубу в виде

$$K_{тр} = \alpha\beta_1\beta_2 LH^m\alpha^n, \qquad (6.2)$$

где α, β_1, β_2, L — коэффициенты, учитывающие условия сооружения дымовой трубы (сейсмичность, ветровую нагрузку, качество грунта, материал трубы, тип конструкции и т.д.).

При сравнении с данными ВНИПИ Теплопроект по типовым проектам железобетонных газоотводящих труб формула (6.2) дает существенную погрешность.

Для труб высотой 120–150 м в отдельных случаях (ветровые районы *II* и *IV*) погрешность достигает 20 %. При переходе же к трубам высотой 180 и 250 м и выше погрешность формулы (6.2) уменьшается до 6–10 %. Погрешность формулы (6.1) еще значительнее.

Причина недостаточной точности существующих выражений заключается в том, что во всех предыдущих работах труба рассматривалась как единое целое, и тем самым предполагалась одинаковость влияния различных факторов на каждый ее элемент, что неверно. Как будет показано ниже, стоимость трубы является слагаемой стоимостей отдельных ее элементов, на которые воздействуют различные факторы, и эту зависимость надлежит анализировать раздельно, чтобы получить представительную картину.

Достаточно приближенно учитывались и эксплуатационные расходы. В [6.2] эти расходы принимались при рассмотрении номинального режима работы без учета самотяги газоотводящей трубы и амортизационных отчислений, в результате чего оптимальные скорости, даже в случае высотных газоотводящих труб $H > 250$ м, не превышают 20–25 м/с. Такие же скорости газов рекомендовалось выбирать и в нормах аэродинамического расчета котельных агрегатов [6.3].

Данные величины, как это будет показано, являются сильно заниженными, что приводит к неоправданному перерасходу капитальных вложений и строительных материалов. Особо стоит подчеркнуть, что в случае высоких труб, которые являются дорогостоящими сооружениями, этот перерасход в целом может составлять десятки миллионов рублей за пятилетку. Таким образом, важной является задача разработки методики, позволяющей обоснованно рассчитать оптимальные параметры газоотводящих труб. В методике расчета не-

обходимо учесть режимы работы оборудования с частичной нагрузкой, чтобы правильно описывать реальные графики работы энергетического оборудования и газоотводящих труб в различных климатических условиях. И, наконец, методика должна базироваться на рекомендуемых руководящими указаниями к использованию замыкающих затратах на топливо и электроэнергию, что не было отражено во всех ранее существовавших методиках.

Следует отметить, что при разработке методики необходимо записать основное выражение и алгоритм расчета в такой форме и с такой подробностью, чтобы их можно было использовать для определения оптимальных параметров в целом для газовоздушного тракта. Такое решение позволяет комплексно с учетом влияния одного элемента на другой определить оптимальные скорости не только в газоотводящей трубе, но и, допустим, во внешних газоходах и принципиально в любом другом элементе газовоздушного тракта.

С учетом сказанного основное выражение расчетных затрат для нахождения оптимальных скоростей газов можно записать в виде

$$З = \sum_{i=1}^{z}(P_н + P_{ai})K_i + З_{зэ}, \qquad (6.3)$$

где $P_н$, P_{ai}, — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений и доля отчислений на амортизацию и текущий ремонт соответственно; K — стоимость i-го элемента газовоздушного тракта, руб.; $З_{зэ}$ — составляющая сумм расчетных затрат, связанная с замыкающей электроэнергией, характеризующая эксплуатационные затраты, руб./год:

$$З_{зэ} = \varphi^э\left\{\sum_{j=1}^{x}\frac{V_j\tau_j l_j}{\eta_э j}\left(\sum_{j=1}^{x}\sum_{k=1}^{y}h_{jk} + \sum_{j=1}^{x}\sum_{m=1}^{t}\sum_{n=1}^{z}h_{jmn}\right)\right\}. \qquad (6.4)$$

где $\varphi^э$ — показатель замыкающих затрат на электроэнергию, руб./(кВт·ч); индекс j соответствует номеру эксплуатационного режима (число режимов равно x); индекс k соответствует номеру участка газовоздушного тракта (число участков равно y); индекс m соответствует номеру газоотводящей трубы (число труб равно t); индекс n соответствует номеру участка газоотводящей трубы (цоколь, ствол, диффузор и т.д.), число участков равно z; V — объемный расход уходящих газов, м^3/с; τ — длительность режима, ч; l — число работающих тягодутьевых машин; $\eta_э$ — эксплуатационный КПД тягодутьевых машин; h — потери напора.

По выражению (6.4) можно подсчитать затраты на замыкающую электроэнергию, если известны график работы оборудования, в частности количество блоков, подключенных к газоотводящей трубе, нагрузка основного оборудования, а следовательно, и тягодутьевых машин и число часов работы оборудования с определенной постоянной нагрузкой. В течение суток и года нагрузка основного оборудования и вспомогательных механизмов существенно меняется, и точный подсчет расхода электроэнергии на привод тягодутьевых машин в зависимости от вышеперечисленных параметров достаточно громоздкий и возможен с помощью счетно-решающих машин. Расход электроэнергии на привод вспомогательных механизмов примерно можно определить, пользуясь коэффициентом μ, характеризующим отношение средней нагрузки котла $Q^{пе}$ к номинальной за рабочий период $Q_н^{пе}$ (например, за год): $\mu = Q^{пе}/Q_н^{пе}$.

В этом случае, как показано в [6.4], расход электроэнергии на привод тягодутьевых машин можно записать через номинальную мощность, необходимую для привода $N_{эн}$, число часов работы τ и коэффициент нагрузки котла за рабочий период μ. Причем если регулирование осуществляется направляющими аппаратами (осевые машины) или комбинированно: направляющие аппараты и двухскоростные двигатели (радиальные машины), то в выражении расхода электроэнергии появляется множитель μ^2 [6.1].

Такой же эффект достигается при применении гидромуфт для любых машин. При идеальном регулировании (без потерь) потребляемая энергия пропорциональна μ^3. Близкие к идеальному результаты получаются при регулировании с помощью поворотных на ходу рабочих лопаток осевых машин или изменением частоты вращения в случае турбопривода.

Регулирование направляющими аппаратами радиальных машин с загнутыми назад лопатками дает изменение мощности пропорционально μ.

Таким образом, при регулировании осевых машин направляющими аппаратами расход электроэнергии на их привод запишется в следующем виде:

$$Э = \mu^2\tau N_н/\eta_{дв}, \qquad (6.5)$$

где τ — число часов работы оборудования в году; $N_н$ — номинальная мощность приводного механизма (дымососа или воздуходувки).

В случае нахождения оптимальной скорости газов в газоотводящих трубах расчетные затраты могут быть найдены из общего выражения

$$З = И + P_н K, \qquad (6.6)$$

где K — капитальные вложения, которые применительно к газоотводящим трубам складываются из

$$K = K_т + K_{дв}, \tag{6.7}$$

а ежегодные эксплуатационные затраты из

$$И = И_э + P_а K_т + P_а' K_{дв}, \tag{6.8}$$

где $K_т$ — стоимость трубы, руб.; $K_{дв}$ — стоимость двигателей дымососов (для котлов под наддувом — воздуходувок), мощность которых затрачивается на преодоление сопротивления газоотводящих труб, руб.; $P_а$, $P_а'$ — расходы на амортизацию и текущий ремонт для труб и электродвигателей дымососов или воздуходувок; $И_э$ — ежегодные затраты, связанные с замыкающей электроэнергией, руб./год.

Подставляя выражения (6.7) и (6.8) в формулу (6.6), получаем

$$З = И_э + (P_н + P_а')K_{дв} + (P_а + P_н)K_т. \tag{6.9}$$

Первые два члена выражения (6.9) пропорциональны мощности $N_н$, затрачиваемой дымососами или, в случае наддува воздуходувками, на преодоление сопротивления газоотводящих труб при номинальной нагрузке, кВт.

Выражая эти члены через мощность $N_н$, получаем в случае регулирования осевыми аппаратами или гидромуфтой

$$И_э = \frac{\tau \mu^2 \varphi^э N_н}{\eta_{дв}}; \quad K_{дв} = \frac{\beta K_{дв} N_н}{\eta_{дв}}, \tag{6.10}$$

где τ — число часов работы парогенератора в году; β — нормативный запас по расходу и давлению тягодутьевых машин и мощности приводного электродвигателя; $K_{дв}$, $\varphi^э$ — соответственно удельная стоимость электродвигателей, руб./кВт, и затраты на замыкающую электроэнергию, руб./(кВт·ч); μ — коэффициент нагрузки парогенератора за рабочий период.

Коэффициент μ зависит от вида графика нагрузки (базовый, пиковый или полупиковый) [6.1]. Для базовых блоков можно принять $\mu \approx 0{,}8$. Для подсчета μ в каждом конкретном случае необходимо предварительно производить обработку графиков нагрузки по расходу газов, приводя их к фиктивному графику с такой средней нагрузкой на приводные механизмы, которая при том же количестве часов работы, что и в реальном графике, дает одинаковые расходы газов, перекачиваемых тягодутьевыми машинами в течение года, и затем определять

$$\mu = Q_{ср}/Q_н.$$

Подставляя соотношения (6.10) в формулу (6.9), получаем следующее выражение:

$$З = З_{т.д} N_{эн} + (P_н + P_а)K_т, \tag{6.9а}$$

где $З_{т.д}$ — годовые издержки на 1 кВт мощности, затрачиваемой на перемещение газа, связанные с замыкающей электроэнергией, руб./(кВт·год):

$$З_{т.д} = \{\tau \mu^2 \varphi^э + (P_н + P_а')K_{дв}\beta\}. \tag{6.11}$$

Подставляя в формулу (6.9*а*) выражение для электрической мощности $N_{эн}$, затрачиваемой на преодоление сопротивления дымовой трубы — $N_{эн} = V_г \Delta P / \eta_{дв}\eta_{т.д}$, получаем общее выражение для расчетных затрат на газоотводящие трубы всех типов, руб./год,

$$З = 10^{-3} З_{т.д} \xi \frac{V_г \Delta p}{\eta_{т.д}\eta_{дв}} + (P_н + P_а)K_т, \tag{6.12}$$

где $V_г$ — объем газов, транспортируемых через трубу, м^3/с; ΔP — гидравлические потери в трубе с учетом самотяги, т.е. $\Delta P = \Delta P_{пот} - S$, Па; S — самотяга трубы, Па; ξ — коэффициент, зависящий от принципиальной схемы газовоздушного тракта.

В случае котлов, работающих под разрежением [6.5], $\xi = 1$, при наддуве — $\xi = T_{в.д}\alpha_{в.д}/T\alpha$, где $T_{в.д}$, T — соответственно температура воздуха в дутьевом вентиляторе и газов в трубе, К; $\alpha_{в.д}$, α — избыток воздуха в дутьевом вентиляторе и в газоотводящей трубе. Обычно ξ для котлов под наддувом равно 0,6–0,7. Гидравлические потери ΔP рассчитываются по выражениям, приведенным в гл. 4.

Высота дымовой трубы находится по зависимостям, приведенным в гл. 3, и уточняется по минимальным затратам на сооружение и эксплуатацию дымовой трубы с учетом их изменения с изменением высоты.

Определение стоимости газоотводящих труб

Все типы используемых на ТЭС железобетонных газоотводящих труб, с точки зрения определения капитальных затрат на них, можно разделить на две группы:

– трубы с кирпичной футеровкой без вентилируемого зазора и с непроходным (малых размеров) вентилируемым зазором;

– трубы с газоотводящими стволами, отделенными от несущей железобетонной оболочки проходным пространством.

Стоимость газоотводящих труб в зависимости от конструкции определяется как сумма затрат на их основные элементы.

В трубах первой группы выделим два основных элемента: фундамент; железобетонный ствол вместе с футеровкой и теплоизоляцией, рассматриваемыми как единая конструкция, выполненная по-разному в зависимости от температуры газов. Стоимость таких труб складывается из затрат на фундамент $K_ф$ и на железобетонный ствол с футеровкой и теплоизоляцией

$$K_{тр} = K_ф + K_с, \qquad (6.13)$$

Стоимость фундамента зависит от характеристик грунта, скоростного напора ветра и стоимости цемента, в то время как стоимость ствола зависит от температуры уходящих газов и не зависит от качества грунта.

В результате статистической обработки данных ВНИПИ Теплопроект получены выражения для капитальных затрат на элементы газоотводящей трубы [6.5]. Стоимость фундамента со сплошной плитой, тыс. руб., находится по формуле

$$K_ф = B_ф k_г k_{ф.в} H^{2,13} D^{0,45}, \qquad (6.14)$$

где H — высота трубы, м; D_0 — диаметр устья дымовой трубы, м; $k_г$, $k_{ф.в}$ — коэффициенты, учитывающие характеристики грунта и район ветровой нагрузки соответственно, принимаются по табл. 6.1, 6.2; $B_ф = 1{,}06 \cdot 10^{-3}$.

Стоимость ствола вместе с футеровкой и теплоизоляцией находится по формуле

$$K_с = 3{,}33 \cdot 10^{-3} k_t k_в' H^{2,13} D_0^{\,n}, \qquad (6.15)$$

где k_t, $k_в'$ — поправочные множители на температуру газов и ветровую нагрузку соответственно, принимаются по табл. 6.2, 6.3; n — показатель степени (табл. 6.2).

Таблица 6.1

Поправочные множители на ветровую нагрузку

Модуль деформации грунта E, МПа	Поправочный множитель $k_г$	Модуль деформации грунта E, МПа	Поправочный множитель $k_г$
Скальные грунты	0,625	15,0	1,00
25,0	0,885	10,0	1,084
20,0	0,930	5,0	1,315

Таблица 6.2

Поправочные множители на ветровую нагрузку

Район ветровой нагрузки	Высота газоотводящей трубы H, м	Поправочный множитель для фундамента, $k_{ф.в}$	Поправочный множитель для оболочки $k'_в$	Показатель степени n
1	120	1,000	1,000	0,71
2		1,054	1,037	
3		1,108	1,074	
4		1,151	1,105	
1	150	1,000	1,000	0,66
2		1,054	1,042	
3		1,108	1,085	
4		1,151	1,120	
1	180	1,000	1,000	0,63
2		1,054	1,066	
3		1,108	1,137	
4		1,151	1,195	
1	250	1,000	1,000	0,60
2		1,054	1,185	
3		1,108	1,228	
4		1,151	1,330	
1	320	1,000	1,000	0,55
2		1,054	1,230	
3		1,108	1,510	
4		1,151	1,770	

Таблица 6.3

Поправочный множитель на температуру газов

Температура газов $T_г$, °С	Поправочный множитель k_t	Температура газов $T_г$, °С	Поправочный множитель k_t
100	0,90	160	1,015
120	0,945	170	1,04
140	0,9	200	1,095
150	1,00		

Трубы второй группы могут быть как одноствольными, так и многоствольными. В качестве материала газоотводящих стволов используются углеродистая и низколегированная стали и кремнебетон.

В дымовых трубах этой группы выделим четыре основных элемента: фундамент; железобетонную оболочку; собственно газоотводящий ствол; теплоизоляцию газоотводящего ствола. Из затрат на эти элементы и складывается стоимость трубы:

$$K_{тр} = K_ф + K_{об} + K_{гс} + K_т. \qquad (6.16)$$

Стоимость фундамента $K_ф$ определяется по формуле (6.14), при этом под D_0 понимается внутренний диаметр вверху железобетонной оболочки $D_{об}$. Затраты на железобетонную оболочку, тыс. руб., рассчитываются по формуле

$$K_{об} = 1{,}3\cdot10^{-2}k_{ов}D_{об}^{0{,}65}H^{1{,}75}. \qquad (6.17)$$

Коэффициент $1{,}3\cdot10^{-2}$ взят при цене на бетон марки 300, равной 190 руб./м^3. Для устройства проходов достаточной ширины расстояние между стенками соседних газоотводящих стволов, а также зазор между стволами и оболочкой должны приниматься 1,2–1,4 м (минимальный проход в чистоте 600 мм).

Внутренний диаметр железобетонной оболочки с числом n цилиндрических газоотводящих стволов одинакового диаметра определяется по формуле

$$D_{об} = \frac{D_0 + b}{\sin(\pi/n)} + D_0 + 2a, \qquad (6.18)$$

где a — расстояние между стенкой газоотводящего ствола и железобетонной оболочкой, м; b — расстояния между стенками соседних стволов, м; D_0 — диаметр одного ствола, м.

Затраты на газоотводящие стволы определяются как произведение их массы на стоимость единицы массы ствола (с учетом металлоконструкций и стоимости монтажа):

$$K_{г.с} = P_{г.с}Ц_{г.с}. \qquad (6.19)$$

Для газоотводящих стволов из углеродистой стали $Ц_{г.с}$ = 0,630 тыс. руб./т, из низколегированной стали 10ХНДП $Ц_{г.с}$ = 0,750 тыс. руб./т.

Углеродистая сталь применяется, если температура дымовых газов по всей высоте трубы выше точки росы.

В данном случае отметим только, что при выполнении газоотводящего ствола из металла необходимо учитывать тот факт, что с изменением температуры уходящих газов изменяется скорость коррозии ствола, а следовательно, изменяется срок службы газоотводящей трубы, или норма амортизационных отчислений.

Коэффициент амортизационных отчислений можно записать следующим образом:

$$P_а = \frac{K_{нач} + K_{кр} + K_{дем} - K_л}{K_{нач}T_а}, \qquad (6.20)$$

где $K_{нач}$ — сметная стоимость газоотводящих стволов, тыс. руб.; $K_{кр}$ — затраты на капитальный и текущий ремонт стволов, тыс. руб.; $K_{дем}$ — затраты на демонтаж стволов трубы, тыс. руб.; $K_л$ — ликвидационная стоимость стволов, реализованных как металлолом, тыс. руб.

Формулу (6.20) можно переписать в виде

$$P_а = \frac{1}{T_а} + \frac{K_{кр}}{K_{нач}T_а} - \frac{K_л}{K_{нач}T_а} + \frac{K_{дем}}{K_{нач}T_а}. \qquad (6.21)$$

По данным института Укрпроектстальконструкция затраты на капитальный и текущий ремонт составляют незначительную величину (5 % от сметной стоимости трубы), затраты на демонтаж оцениваются в размере половинной стоимости монтажа с учетом накладных расходов (7 % стоимости конструкции), стоимость металлолома составляет 30 руб./т.

С учетом этих данных обработаны сметы Донецкого филиала института Оргэнергострой по всем существующим дымовым трубам ТЭС с металлическими стволами высотой 250 м. В результате обработки получены соотношения для коэффициента амортизационных отчислений при различных сроках амортизации:

Срок амортизации $T_а$, год	10	20	30
Коэффициент амортизационных отчислений	$0{,}1325+0{,}001(\delta_к/\delta_0)$	$0{,}00662+0{,}005(\delta_к/\delta_0)$	$0{,}0430+0{,}0003(\delta_к/\delta_0)$

Здесь δ_0 — первоначальная толщина стенки ствола, мм; $\delta_к$ — толщина стенки газоотводящего ствола, подвергшаяся коррозионному разрушению спустя $T_а$ лет эксплуатации. Величина $\delta_к$ определяется по графику (рис. 6.1) в зависимости от температуры уходящих газов и марки стали газоотводящего ствола [6.6].

Величину δ_0 находят суммированием $\delta_к$ и минимальной толщины стенки ствола, определенной из расчетов на прочность. Если расчет ствола на прочность не проводится, то принимается $\delta_0 = \delta_к + 5$ мм.

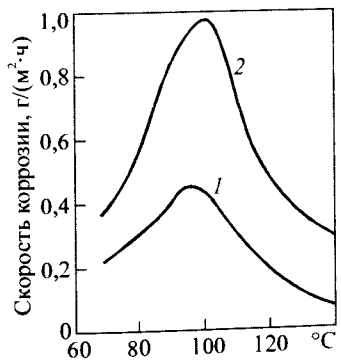


Рис. 6.1. Зависимость скорости коррозии сталей от температуры газов: *1* — низколегированная сталь 10ХНДП; *2* — углеродистая сталь марки Ст3

Стоимость 1 м^3 кремнебетонных газоотводящих стволов с учетом металлоконструкций, закладных деталей и затрат на монтаж ствола составляет 1500 руб./м^3 (на примере первой трубы такого типа — № 1 Запорожской ГРЭС) [6.7].

Зная отдельные составляющие, входящие в общее выражение (6.12), можно просчитать вручную или на ЭВМ определенное количество вариантов и среди них выбрать вариант с наименьшими расчетными затратами.

Расчет для многоствольных труб выполняется таким же образом, однако вначале определяется диаметр каждого ствола по расходу через него газа и скорость в нем, а затем диаметр железобетонной оболочки трубы.

6.2. Графоаналитический выбор оптимальных скоростей газов в стволе трубы

Выражение расчетных затрат в случае конической одноствольной трубы с прижимной футеровкой можно записать в следующем виде:

$$З = 10^{-6} З_{т.д} \zeta V_г [1{,}3(\rho_г w_0^2)/2 - 9{,}8\Delta\rho H] + P_{тр}(B_ф k_{тр} k_{фв} d^{0{,}45} H^{2{,}13} + B_c k_{св}{}^r d^n H^{2{,}13}). \quad (6.22)$$

Аналогично можно записать выражение для определения расчетных затрат и для других конструктивных схем дымовых труб.

Как видно из уравнения (6.22), расчетные затраты на дымовую трубу зависят от большого количества исходных данных $Э_{т.д}$, ζ, $V_г$, d, H, ρ, $\Delta\rho$ и т.д., и являются функцией скорости газов в стволе дымовой трубы. Находя минимум расчетных затрат в зависимости от скорости газов, можно определить оптимальное значение скорости. Аналитически такая зависимость будет громоздкой, так как высота трубы H, показатели степени n и r, в свою очередь, также зависят от скорости газов w_0. Поэтому для определения оптимальной скорости и анализа ее зависимости от указанных величин, входящих в приведенное выражение (6.22), проведена алгоритмизация расчета оптимальных скоростей [6.8] с последующим решением задачи на ЭВМ М-222. Расчеты проводились для семи значений затрат на тягу и дутье $З_{т.д}$ = 28, 34, 42, 46, 50, 65, 80 руб./(кВт·год). Интервал изменения объема газов принимался: для одноствольной конической, железобетонной дымовой трубы с вентилируемым зазором и без него $V_г$ = 600÷2400 м^3/с (что соответствует подключаемой мощности 300–1200 МВт); для трехствольной трубы с цилиндрическими стволами $V_г$ = = 1000÷3900 м^3/с (что соответствует мощности 600–2400 МВт); для труб с кремнебетонными подвесными многогранными газоотводящими стволами

$V_г$ = 600÷3000 м^3/с (что соответствует мощности 300–2000 МВт) Температура газов $t_г$ = 80, 100, 120, 150, 180°С. Высота труб H = 120, 150, 180, 250, 320 м.

Учитывая, что изменение ветрового района оказывает незначительное влияние на оптимальную скорость (при переходе от *I* ветрового района к *IV* скорость изменяется на 5 %), а также то, что большинство электростанций сооружается в *I–IV* ветровых районах, расчеты проводились для *I* и *IV* районов, для которых нормативный скоростной напор ветра равен соответственно q = 27 и 55 кг/м^2.

Задаваясь значением геометрической высоты дымовой трубы (например, H = = 120 м) и значением w [а следовательно, и значением m в выражениях (3.10)–(3.12)], можно вычислить

$$H_0 = H/\sqrt{m}. \quad (6.23)$$

Полученное значение H_0 остается неизменным для данных $V_г$, $З_{т.д}$, q, $t_г$, т.е. при различных скоростях выхода газов из устья дымовой трубы условия для рассеивания вредных ингредиентов остаются одинаковыми.

Затем для принятых значений расхода газов на трубу $V_г$, затрат на тягу и дутье $З_{т.д}$, ветрового района q, температуры уходящих газов $t_г$ проводятся вариантные расчеты затрат на трубу с использованием метода итераций с точностью ±2 % в интервале значений скоростей w = 15÷60 м/с с шагом 0,5 м/с.

В случае дымовых труб с металлическими стволами при расчете оптимальных скоростей газов необходимо использовать коэффициенты амортизационных отчислений, приведенные в п.6.1.

В результате расчетов на ЭВМ получены численные значения оптимальных скоростей и для удобства пользования построены номограммы. При построении номограмм в качестве базовых значений принимались: $З_{т.д}$ = 50 руб./(кВт·год); $V_г$ = 1800 м^3/с; $t_г$ =150 °С; E = 150 кг/см^2; q = 27 кг/м^2. В расчеты заложены следующие стоимостные показатели: стоимость бетона 190 руб./м^3 марки 300; стоимость 1 т металла стволов с металлоконструкциями в изделии, по данным института Укрпроектстальконструкция, равна 634 руб./т при средней толщине стенки газоотводящего ствола 0,012 м; стоимость 1 м^3 кремнебетонного газоотводящего ствола с учетом металлоконструкций, закладных деталей и затрат на монтаж ствола 1500 руб./м^3.

Номограммы построены в логарифмических координатах и представлены на рис. 6.2–6.4 соответственно для конических железобетонных труб без вентилируемого и с вентилируемым зазором, трехствольных труб с металлическими стволами и одноствольных труб с кремнебетонными стволами.

Из графиков видно, что оптимальная скорость в значительной степени зависит от затрат на тягу и дутье, объема и температуры уходящих газов. При увеличении температуры уходящих газов или уменьшении их объема и затрат на тягу и дутье оптимальные скорости увеличиваются. Доминирующее влияние при этом оказывают объем и температура уходящих газов, причем в многоствольных трубах влияние объема уходящих газов меньше из-за меньшего значения коэффициента трения.

На рис. 6.2 показан пример пользования номограммой при определении оптимальной скорости. Задаемся высотой H дымовой трубы и затем для заданных значений $З_{т.д}$, $V_г$, $t_г$, q обходим номограмму против часовой стрелки, определяя w.

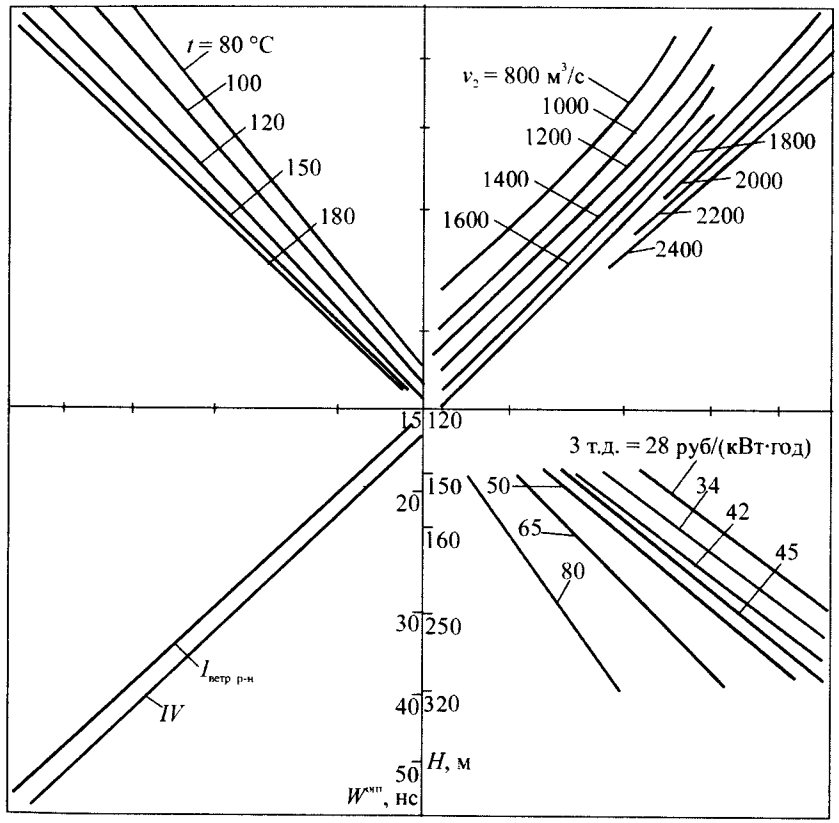


Рис. 6.2. Номограмма для определения оптимальной скорости газов в конических железобетонных газоотводящих трубах без вентилируемого зазора и с ним

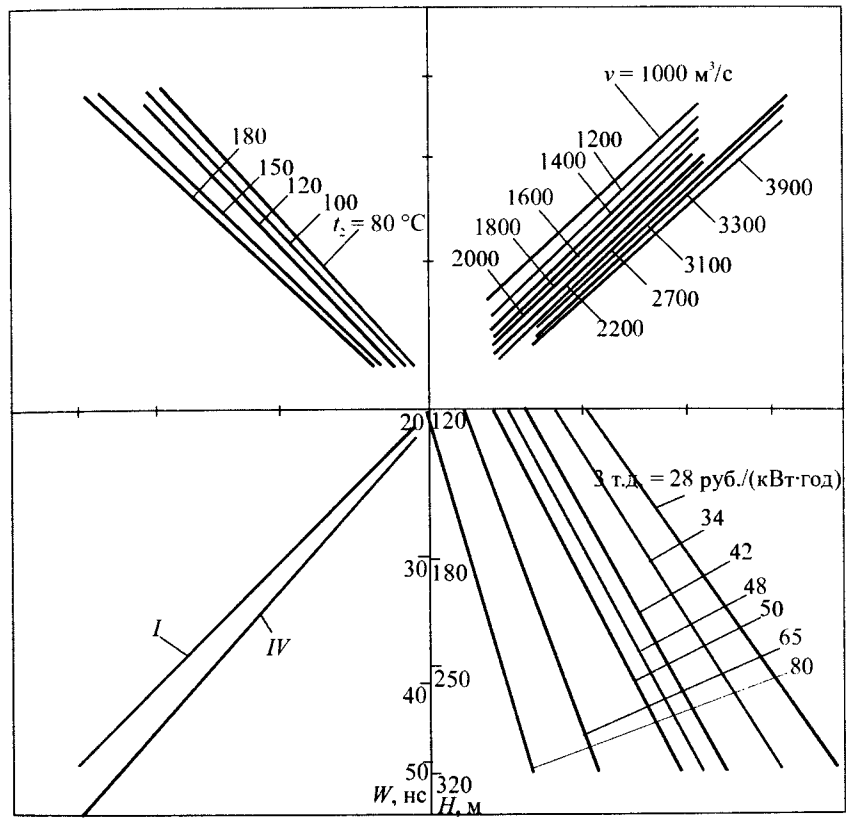


Рис. 6.3. Номограмма для трехствольных труб с металлическими стволами

В номограммах рис. 6.2 не отражено влияние уклона конических железобетонных труб на оптимальную скорость. Уклон принят постоянным и равным $i = 0{,}02$.

Проведенные расчеты показывают, что при переходе к другому характерному уклону $i = 0{,}015$ оптимальная скорость увеличивается на 5–6 %.

Как видно из рассмотрения номограмм, расчетные точки в большинстве случаев в логарифмических координатах ложатся на прямые. Поэтому представляет интерес получить полуэмпирическую формулу для $w_{опт}$ в зависимости от вышеперечисленных параметров. Эту формулу можно представить в следующем виде, м/с:

$$w_{опт} = AH^a З_{т.д}{}^b V_г^c t_г^e q^f. \qquad (6.24)$$

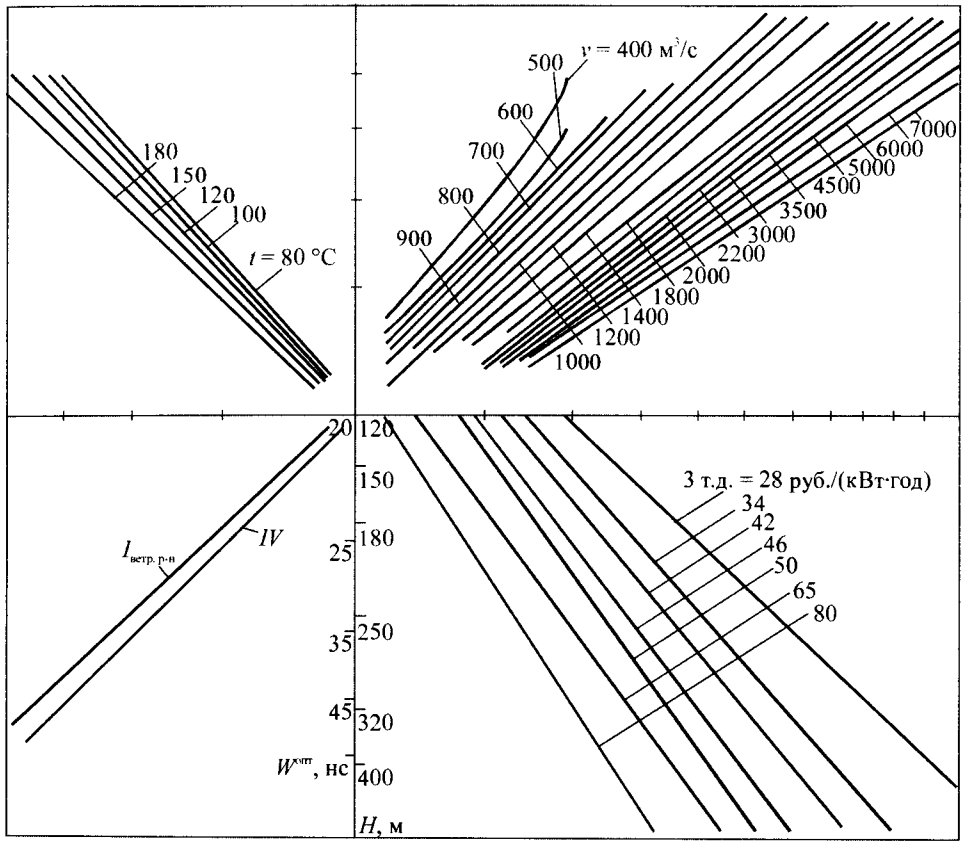


Рис. 6.4. Номограмма для определения оптимальной скорости газов в цилиндрических дымовых трубах с подвесным кремнебетонным газоотводящим стволом

В результате обработки номограмм на ЭВМ получены значения показателей степени a, b, c, e, f, которые представлены в табл. 6.4.

Наибольшая погрешность возникает при малых расходах газа и при малых затратах на тягу и дутье и составляет 5–7 %.

Из рассмотрения номограмм легко установить, что для высоких дымовых труб со значительной подключенной мощностью (800 МВт и больше) оптимальная скорость газов в стволе лежит в пределах 30–35 м/с и выше.

При проектировании труб с высокими скоростями газов необходимо учитывать возможность появления в стволе избыточных по отношению к атмосферному статических давлений, что приводит в конечном счете к разрушению конструкции. При больших скоростях газов увеличиваются также потери с

Таблица 6.4

Коэффициенты и показатели степени для разных типов труб

Тип дымовой трубы	A	a	b	c	e	f
Труба коническая железобетонная с вентилируемым зазором и без него	11,5	1,16	–0,85	–0,70	0,55	0,16
Трехствольная труба с металлическими газоотводящими стволами	28,9	0,51	–0,70	–0,24	0,23	0,13
Труба с подвесным кремнебетонным газоотводящим стволом	30,5	0,54	–0,70	–0,24	0,23	0,13

выходной скоростью, что ведет к увеличению потребного напора дымососа и в некоторых случаях может вызвать ограничения по нагрузке оборудования. Поэтому после определения оптимальной скорости газов необходимо провести аэродинамический расчет трубы. Если окажется, что оптимальная технико-экономическая скорость превышает критическую, определенную из условия отсутствия в газоотводящем стволе избыточного статического давления, то в качестве рекомендуемой следует принять скорость, выбранную по условиям аэродинамических режимов работы дымовой трубы и внешних газоходов, или предусмотреть другие мероприятия, позволяющие осуществить надежную работу газоотводящих труб (выбрать трубу с противодавлением в вентилируемом зазоре или предусмотреть установку диффузора на трубе и т.д.).

Таким образом, приведенные номограммы и формулы для $w_{опт}$ позволяют достаточно просто определить по имеющимся исходным данным оптимальную скорость газов в стволе трубы и основные геометрические характеристики.

6.3. Методика учета частичных нагрузок подключенного оборудования на оптимизацию параметров газоотводящих труб

В предыдущих параграфах рассмотрена методика расчета оптимальных скоростей газов в стволах газоотводящих труб ТЭС, удобная для реализации при базовом режиме работы тепловой электростанции. В то же время условия работы отдельных блоков и электростанций в целом в настоящее время характеризуются все более переменным характером суточных графиков электрической нагрузки. В связи с этим представляет интерес определение оптимальных параметров газовоздушного тракта с учетом переменного режима работы основного оборудования электростанции и приводных механизмов. Условия для расчета и выбора параметров элементов газовоздушного тракта ТЭС, расчетная схема которого представлена на рис. 6.5, могут резко отличаться также в

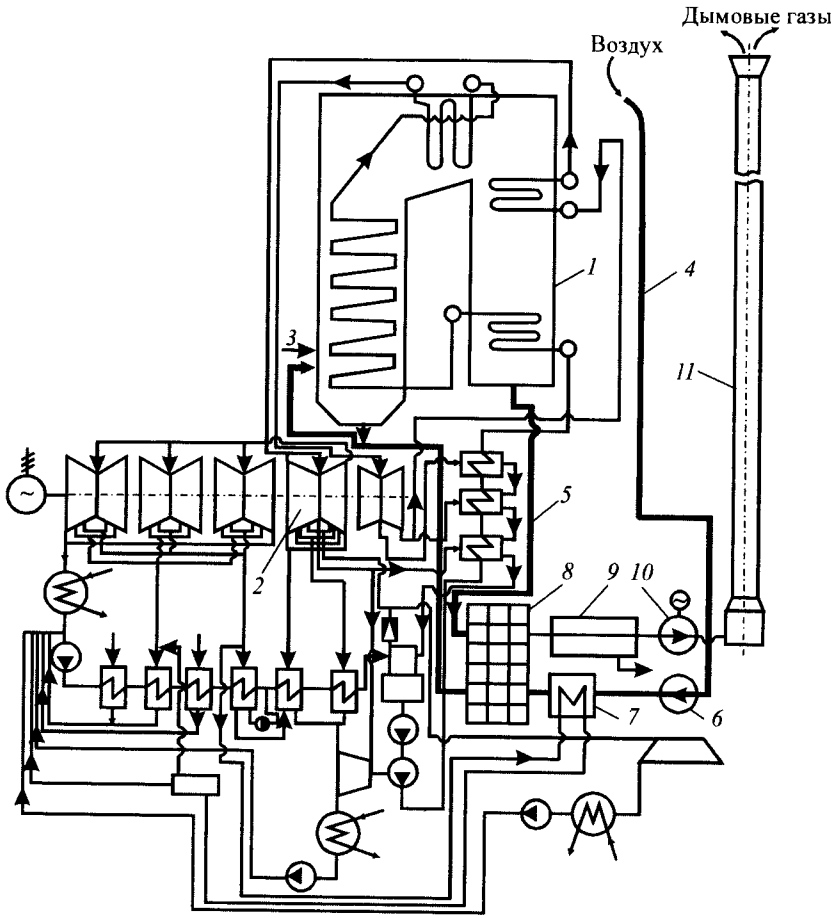


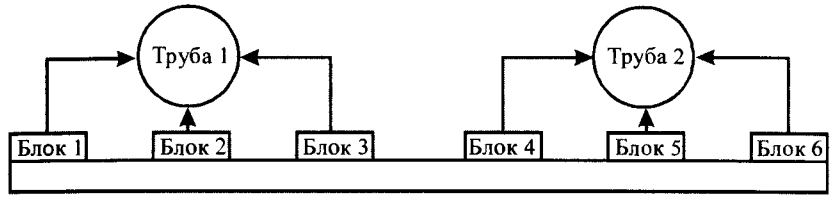
Рис. 6.5. Расчетная схема оптимизации газовоздушных трактов блочной КЭС: *1* — котел; *2* — паровая турбина; *3* — тракт подвода топлива; *4* — тракт подвода воздуха; *5* — тракт уходящих газов; *6* — турбовоздуходувка; *7* — калорифер; *8* — воздухоподогреватель; *9* — золоуловитель; *10* — дымосос; *11* — дымовая труба

зависимости от района расположения электростанции, от времени года, суток и климатических параметров. К таким климатическим параметрам относятся: температура наружного воздуха и атмосферное давление. В зависимости от температуры наружного воздуха и принятой схемы вентиляции изменяется температура воздуха, поступающего в дутьевой вентилятор.

Температура наружного воздуха и атмосферное давление определяют также самотягу в элементах газовоздушного тракта. Таким образом, в общем случае расчет и выбор элементов газовоздушного тракта необходимо осуществлять

на основе оптимизационных расчетов с учетом графиков электрической нагрузки ТЭС, числа работающих блоков на данный ствол трубы, климатических факторов, расчетных затрат на замыкающую электроэнергию и топливо и т.д.

Ниже приводится методика комплексного выбора оптимальных параметров газовоздушного тракта с учетом вышеперечисленных исходных факторов. По методике составлена блок-схема алгоритма расчета и оптимизации парамет-



Вариант I

Труба 1

Число работающих блоков

3	Зима 1	**1**	**1**	**2**	**3**		**3**	Зима	Зима 1
2		Зима	Зима	Паводок	Лето	Паводок	Зима	2	
1								3	
0									

Труба 2

Число работающих блоков

3	Зима 1	Зима	**6**	Паводок	Лето	**4** Паводок	**5** Зима 3	**5** Зима 2	Зима 1
2			Зима						
1			3						
0									

Вариант II

Труба 1

Число работающих блоков

3									
2	Зима 1	Зима	Зима	Паводок	Лето	Паводок	Зима	Зима	Зима
1		2	3				3	2	1
0									

Труба 2

Число работающих блоков

3		**4**	**4**	**5**	**6**	**5**	**4**	**4**	
2	Зима 1	Зима	**5**	Паводок	Лето	Паводок	**5**	Зима	Зима 1
1		2	Зима 3				Зима 3	2	
0									

1, 2, 3, 4, 5, 6 — означает, что блок с указанным номером находится в ремонте.

Рис. 6.6. Измеиение числа работающих блоков на дымовые трубы в течение года

ров элементов газовоздушных трактов ТЭС и реализован комплекс программ на ЭВМ [6.9].

Комплекс программ включает в себя программу, позволяющую обрабатывать исходную информацию о составе оборудования (числе работающих блоков, газоотводящих труб, суточных графиках электрической нагрузки по дням недели, сезонам), о климатических параметрах (температуре воздуха, атмосферном давлении, скорости ветра) для получения режимных параметров, описывающих работу газовоздушных трактов в течение года.

В соответствии с номерами блоков и последовательностью вывода их в ремонт число блоков, работающих на данную газоотводящую трубу, в течение года может существенно изменяться.

На рис. 6.6 в качестве примера представлено изменение числа работающих блоков на трубы № 1 и 2 и два варианта графика их работы.

Вторая часть комплекса программ служит для непосредственного расчета и оптимизации параметров элементов газовоздушных трактов ТЭС и включает в себя управляющий блок программ, .позволяющий вести оптимизацию методом наискорейшего спуска [6.4]. Элементы, влияющие на выбор оптимальных параметров ТЭС: турбина, котел, воздухоподогреватель, калорифер, дутьевой вентилятор, дымосос, золоуловитель, участки газовоздухопроводов, газоотводящая труба — включаются в программу в виде автономно оттранслированных процедур. При этом результаты обработки исходной информации по отдельной программе являются исходными данными для следующей части комплекса программ.

Определение геометрических размеров РВП, калорифера, участков газовоздухопроводов, газоотводящей трубы, расчетных характеристик тягодутьевых машин осуществляется при так называемом расчетном режиме. Паровая турбина и котел считаются заданными и оптимальными. Расчетный режим определяется следующими параметрами:

- число работающих блоков равно номинальному;
- коэффициент нагрузки блоков равен 1;
- температура наружного воздуха равна среднегодовой максимальной;
- атмосферное давление задается соответственно расчетной температуре наружного воздуха с учетом геодезической высоты;
- температура воздуха перед дутьевым вентилятором определяется в зависимости от расчетной температуры наружного воздуха и системы вентиляции главного корпуса.

В зависимости от числа уровней температур наружного воздуха и коэффициента нагрузки в суточном графике получается различное количество эксплуатационных режимов в году.

В соответствии с заданными эксплуатационными режимами в году определяется количество электроэнергии на привод тягодутьевых машин.

Разработанная методика основывается на том, что расходные и термодинамические параметры турбины и котла для номинального режима известны. При сниженных нагрузках изменение части вышеназванных параметров учитывается с помощью зависимостей, выражающих изменение этих параметров через параметры номинального режима и коэффициент нагрузки по мощности (для турбины) или по пару (для котла). Остальные расходные и термодинамические параметры рассчитываются в соответствии с формулами, приведенными в [6.10]. Температура дымовых газов на выходе из котла, температура нагретого воздуха на входе в топку, расходные и термодинамические параметры перегретого и промежуточного пара, питательной воды для заданного коэффициента нагрузки считаются неизменными.

За счет изменения располагаемой теплоты сгорания, температуры уходящих газов расход топлива и коэффициент полезного действия котла для данного коэффициента нагрузки также являются переменными.

Определение расчетных и эксплуатационных характеристик тягодутьевых машин осуществляется с учетом изменения эксплуатационного коэффициента полезного действия от нагрузки.

Суммарные потери напора по тракту определяются с учетом изменения самотяги и атмосферного давления из-за изменения температуры наружного воздуха, геодезической работы и других факторов.

При определении геометрических параметров участков газовоздухопроводов предлагается следующий способ их задания и расчета — выделить участок тракта, который определяется нижеперечисленными признаками: постоянный расход воздуха или газа; постоянное сечение (форма и размеры); постоянный материал.

Для уменьшения числа участков можно идти на объединение участков с неодинаковыми сечениями, сведя несколько участков к наиболее характерному. Для приведения в соответствие по сумме потерь напора необходимо подобрать эквивалентный суммарный коэффициент потерь напора.

По условиям компоновки участки газовоздухопроводов выполняются зачастую неправильной формы сечения, поэтому в качестве оптимизирующего параметра следует выбрать расчетную скорость, которая является наиболее характерным и обобщающим параметром.

При известной расчетной скорости и форме сечения в расчетном режиме работы определяются размеры поперечного сечения, причем оптимальная форма поперечного сечения может быть выявлена вариантными оптимизационными расчетами.

Расчетный участок определяется расчетным номером и совокупностью параметров. Под расчетным номером следует понимать часть газовоздушного тракта, которая связывает два технологических звена. Например, под расчетным номером *1* будем понимать воздуховод от верхней части котла к дутьевому вентилятору. Каждый расчетный номер может включать в себя несколько участков. Участок задается совокупностью параметров, дающих информацию о форме сечения, материале, расчетной скорости, длине, эквивалентном суммарном коэффициенте потерь напора, коэффициенте сопротивления трения (шероховатости), числе параллельных участков, высоте расположения входного и выходного сечения, доле присосов воздуха.

Аэродинамическая схема газоотводящего ствола представляется участками: цоколем, стволом и диффузором. Аэродинамический расчет участков газоотводящей трубы и способ задания исходной информации аналогичны расчету и заданию информации участков газовоздухопроводов. Расчет высоты трубы осуществляется по условиям загазованности (3.6).

В случае, когда имеется диффузор, оптимизируемыми параметрами являются: длина и диаметр ствола постоянного сечения, длина диффузора. При отсутствии диффузора оптимизируется только длина ствола.

Так как геометрические размеры газоотводящей трубы определяются по условиям загазованности в расчетном режиме, то в эксплуатационных режимах концентрации вредных выбросов будут меньше допустимых.

Критерием оптимальности варианта является минимум суммы расчетных затрат. Варианты приводятся к одинаковому энергетическому эффекту за счет замыкающей электростанции с помощью показателя замыкающих затрат на электроэнергию. Сумма расчетных затрат и эксплуатационные расходы, связанные с замыкающей электроэнергией, подсчитываются по формулам (6.3), (6.4).

Разработанный алгоритм и приведенные расчетные выражения позволяют найти оптимальные параметры любых из широко применяемых в Советском Союзе конструктивных схем газоотводящих труб с учетом частичных нагрузок подключенного к ним оборудования и разных климатических условий.

Глава 7 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ

7.1. Физико-химические процессы в конструкциях труб

7.1.1. Процессы массопереноса

Устанавливаемое в ходе обследований техническое состояние железобетонных труб свидетельствует, что основными причинами их повреждения служат сернокислотная коррозия материалов футеровок и несущих стволов и выщелачивание из бетона гидрата окиси кальция. Условия для развития коррозии в дымовых трубах до сих пор в литературе еще недостаточно освещены, и потому целесообразно рассмотреть физико-химические основы их появления.

Продукты сжигания от котельных установок в основном содержат трехатомные газы в виде углекислого газа и водных паров, азот, избыточный кислород и частицы золы. При сжигании топлива, содержащего серу, кроме указанных компонентов, образуется сернистый и серный ангидрид. Содержание серного ангидрида в дымовых газах для определенного вида топлива зависит от многих факторов: состава топочного газа и его параметров (температуры и давления), свойств и состава летучей золы, конструктивных факторов и наличия избыточного кислорода. Для большинства топлив содержание серного ангидрида колеблется в пределах 0,001–0,005 % по объему, что соответствует превращению приблизительно 99 % всей серы топлива в сернистый ангидрид и лишь 1 % в серный ангидрид.

Несмотря на незначительные концентрации в дымовых газах, серный ангидрид обладает наибольшей коррозионной активностью и вызывает особый интерес.

При температуре ниже 600 °С серный ангидрид реагирует с водяным паром, образуя серную кислоту:

сведений по коэффициентам тепло- и массопереноса невозможно. Описание закономерности переноса массы по уравнению (7.4) действительны при отсутствии гидростатического давления. Однако в условиях эксплуатации дымовых труб, когда скорости отводимых газов в устье трубы достигают свыше 20 м/с, дымоотводящие стволы труб работают под избыточным давлением. При комплексном сочетании объемного увлажнения конструкции и избыточном давлении наблюдается фильтрационное движение жидкости. Массоперенос в таком случае отличен от вышеописанного (7.4).

С позиций коррозии бетона важно знание поведения одной из основных его структур

$$CaO - A1_2O_3 - CaSO_4 - H_2O.$$

Все эти компоненты образуют гидросульфоалюминаты кальция с высоким содержанием кристаллогидратной воды, главные из которых:

$$3CaO \cdot A1_2O_3 \cdot 3CaSO_4 \cdot 31H_2O;\ 3CaO \cdot A1_2O_3 \cdot CaSO_4 \cdot 12H_2O.$$

При нормальных условиях изобарный потенциал первого соединения меньше, чем второго и форма с 31 молекулой воды более устойчива, чем с 12 молекулами. Это теоретическое положение подтверждается и экспериментальными данными.

В работе [7.1] рассматривается взаимодействие основных компонентов цементного камня с сернистым газом в присутствии воды в жидкой фазе. Всего рассмотрено 9 компонентов, включая гашеную известь и карбонат кальция. По всем реакциям рассчитано изменение изобарного потенциала и равновесное парциальное давление SO_2 в предположении, что парциальное давление кислорода — 0,21 атм. Как уже отмечалось, реакции предусматривают доокисление SO_2 в SO_3 кислородом воздуха, интенсивность которого исчезающее мала. Характерной чертой всех взаимодействий сернистого газа с гидратами цементного камня является образование гипса, гидратов окиси алюминия и воды. В частности гидросульфоалюминат кальция разлагается до гипса с двумя молекулами воды. Поскольку процесс идет крайне медленно и освобождающаяся вода успеет продиффундировать и испариться, взаимодействие твердого сухого цементного камня с SO_2 не должно приводить к увеличению объема и растрескиванию, наблюдаемому при мокром режиме сульфатной коррозии.

Продукты гидратации глиноземистого цемента CAH_{10} и C_2AH_8 менее устойчивы к сернистому газу, чем аналогичные соединения портландцементов и даже гидрат окиси кальция $Ca(OH)_2$. Поэтому бетоны на портландцементах

более устойчивы к SO_2, чем бетоны на глиноземистых цементах. К аналогичному выводу приходят авторы исследуемой проблемы и при рассмотрении реакций в увлажненном бетоне, т.е. полных реакций, утверждая, что бетоны в увлажненном состоянии, как на обычном портландцементе, так и на глиноземистом цементе по химической активности в отношении SO_2 будут практически равноценны. Глиноземистые цементы менее устойчивы и против карбонизации.

Литература, посвященная коррозии цементного камня, весьма обширна, однако, будучи ориентирована на строительные конструкции, она рассматривает протекание реакции в присутствии жидкой фазы, а именно воды и ее растворов. При этом исследовались два случая: коррозия бетона в воде или влажных грунтах и коррозия бетона во влажной атмосфере, содержащей сернистый газ.

В первом случае масса жидкой фазы практически не ограничена. Во втором случае имеем дело с водой, удерживающейся в порах и капиллярах бетона, объем которых ограничен и проникновение в которые совершается путем фильтрации или молекулярной диффузии.

Присутствие жидкой фазы, при условиях близких к нормальным, намного порядков ускоряет реакции растворенных в ней веществ по сравнению с реакциями этих же веществ в твердой и газообразной фазах.

В процессе твердения цементного камня или бетона в результате многочисленных химических и физико-механических процессов образуется сложная система хаотически расположенных капилляров размером от 10^{-2} до 10^{-7} см и отдельных пор диаметром от 10^{-2} до 0,5 см. По данным ряда авторов [7.2–7.4], 60–80 % суммарной пористости цементного камня и бетона приходится на капилляры радиусом меньше 10^{-5} см. В тонких капиллярах со смачиваемыми стенками жидкость имеет вогнутый мениск. Парциальное давление паров над жидкостью, обладающей вогнутой поверхностью, ниже, чем над жидкостью, обладающей плоской поверхностью.

Условия работ цементного камня в футеровках дымовых труб и газоходов принципиально отличаются от строительных конструкций тем, что футеровки эксплуатируются при температурах в среднем 373–423 К. Таким образом, в футеровках действующих дымовых труб исключается присутствие поровой воды. Увлажнение футеровок возможно только при длительном останове и в процессе работы на пониженных нагрузках. В этих случаях при сопутствующем пуску блока прогреве уже в первые часы после пуска происходит интенсивное испарение воды, пары которой, двигаясь в сторону газохода, препятствуют встречной диффузии сернистого газа.

Оценим величину этих потоков. Согласно закону Фика, поток переносимой диффузией массы определяется уравнением

$$J = D\Delta C/\Delta l, \qquad (7.5)$$

где D — коэффициент диффузии; ΔC — изменение концентрации диффундирующего вещества в слое толщиной Δl. Отношение $\Delta C/\Delta l$ представляет собой движущую силу переноса.

По данным С. Н. Алексеева, коэффициент диффузии паров воды в бетоне $D_{H_2O} = 1{,}1\cdot10^{-2}$ см^2/с. Г. Д. Салманов для сернистого газа приводит $D_{SO_2} = 0{,}7\cdot10^{-5}$ см^2/с. Полагая, что ΔC равно полным концентрациям водяных паров и сернистого ангидрида в дымовых газах: $\Delta C_{H_2O} = 80\cdot10^{-6}$ г/см^3 и $\Delta C_{SO_2} = 2{,}65\cdot10^{-6}$ г/см^3, получим предельные величины переноса при толщине слоя $\Delta l = 1$ см.

$$j_{H_2O} = 1{,}1\cdot10^{-2}\cdot80\cdot10^{-6} = 8{,}8\cdot10^{-7},\ \text{г/(см}^2\cdot\text{с)},$$

$$j_{SO_2} = 0{,}7\cdot10^{-5}\cdot2{,}65\cdot10^{-6} = 1{,}86\cdot10^{-11},\ \text{г/(см}^2\cdot\text{с)}.$$

Как видно, массовый поток паров воды оказывается более чем в 10000 раз больше потока SO_2 и поэтому преграждает поступление сернистого газа в массу бетона при прогреве и сушке только что построенной или увлажненной при длительной стоянке трубы.

Как известно, процессы карбонизации и сульфатизации цементного камня имеют идентичную физико-химическую природу. Вместе с тем процесс карбонизации лучше исследован. Например, в монографии [7.5] приводится экспериментальная зависимость степени карбонизации бетона от его влажности. Так, если при влажности 3 % степень карбонизации достигла 7 %, то при влажности 0,7 % карбонизации не наблюдалось. На стр. 129 той же работы [7.5], в частности, указывается , что в отсутствии влаги взаимодействие CO_2 с цементным камнем не происходит. Поскольку, как уже говорилось, влажность бетона однозначно связана с относительной влажностью газов, приведенный факт указывает, что для продуктов сгорания с относительной влажностью 10–12 % скорость процесса карбонизации должна быть очень низкой. Имеются многочисленные наблюдения, свидетельствующие о том, что сухой железобетон не терял своей прочности за много лет контакта с CO_2 и SO_2.

При обработке сухих бетонов сернистым газом в лабораторных условиях констатировали вначале рост прочности бетона, затем — ее снижение. При этом разрушений коррозионного типа при отсутствии влаги опять-таки не наблюдалось [7.6].

Рассматривая вопросы коррозии О. П. Мчедлов-Петросян отмечает, что в воздушно-сухих условиях долговечность бетонов определяется, в основном, температурными перепадами и является достаточно высокой [7.7].

При взаимодействии гидрата окиси кальция с SO_2, как уже было показано термодинамическим анализом, при температурах работы футеровки образуется не двуводный гипс ($CaSO_4\cdot2H_2O$), а полуводный ($CaSO_4\cdot0{,}5H_2O$) гипс.

Карбонизация бетона вызывает уплотнение цементного камня и торможение дальнейшего хода процесса диффузии CO_2 и SO_2, а, следовательно, и изменения состава бетона. Аналогично должен действовать и сернистый газ.

7.1.2. Коррозия бетона

Коррозия бетона, как и других силикатных материалов, рассматривается как процесс, связанный с ростом дефектности и снижением прочности материала по всему объему.

Присутствие жидкой фазы воды на поверхности бетонов ускоряет реакции растворенных в ней веществ по сравнению с реакциями этих же веществ в твердой и газообразной фазах. Как уже отмечалось, в футеровках действующих дымовых труб практически исключается присутствие поровой воды. Увлажнение футеровок возможно только при длительной остановке и в режиме работы пониженных нагрузок. При переходе к температурам 373–423 К (100–150 °С), свойственным отмываемым газами поверхностям футеровки наружных газоходов и газоотводящих стволов дымовых труб, изменяется поведение гидросульфатных соединений. Становится невозможным образование двуводного гипса и гидросульфоалюмината кальция, которые в нормальных условиях в среде атмосферного воздуха или кислых дымовых газов стимулируют разрушение цементного камня.

Содержание в бетоне сульфатов и величина pH однозначно еще не характеризуют его состояние, так как наличие $CaSO_4$ само по себе не приводит к нарушению прочности, а соединения, появляющиеся при разрушении бетона ($CaSO_4\cdot2H_2O$ и $3CaO\cdot A1_2O_3\cdot3CaSO_4\cdot31H_2O$) при температурах газоходов выше 373 К (100 °С) не образуются.

В вентиляционных и дымовых железобетонных трубах получают развитие процессы коррозии, классифицируемые (по В. М. Москвину) как коррозия I, II и III вида.

Коррозия I вида наблюдается в трубах при фильтрации через рабочие швы бетонирования конденсата влаги с малой временной жесткостью и отсутствии агрессивных газов (в основном при сжигании газового и малосернистого твердого топлива). При этом происходит выщелачивание из бетона гидрата окиси кальция $Ca(OH)_2$.

Обычно при твердении в течении трех месяцев приготовленного на портландцементе бетона в зависимости от минералогического состава последнего гидролитически выделяется $Ca(OH)_2$ 12–15 % веса цемента.

По данным различных исследований [7.8], при фильтрации через бетон влаги при отсутствии в ней солей растворяется 1,3–1,7 г/л $Ca(OH)_2$. Выщелачивание гидрата окиси кальция из бетона сопровождается снижением его концентрации. Это вызывает разложение других гидратных минералов цементного камня — гидроалюминатов, гидроферритов и гидросиликатов кальция. Прочность бетона резко падает; при выщелачивании из бетона 20–30 % $Ca(OH)_2$ его прочность снижается на 40–60 %. Подсчитано, что прочность в рабочих швах бетонирования ствола трубы снижается на 50 % при фильтрации через них около 560 л воды.

Следует отметить, что в приведенный подсчет некоторые коррективы вносят вторичные процессы, возникающие в рабочих швах (карбонизация гидрата окиси кальция и диффузия его из соседних слоев). О процессах фильтрации и выщелачивания говорят белые потеки и налеты на поверхности ствола трубы.

Выщелачивание $Ca(OH)_2$ приводит к понижению щелочности среды (pH) в бетоне, в результате чего получают развитие процессы коррозии арматуры. Даже снижение pH с 12 до 8 резко ускоряет процесс коррозии, (вызываемый наличием в арматуре микрогальванических элементов) в присутствии влаги и газов-окислителей.

Процесс коррозии арматуры ускоряется под влиянием сернистого газа, образующего на поверхности металла кислые растворы. В бетоне с низкой газо- и влагопроницаемостью ($В/Ц$ = 0,35–0,45), если он хорошо уплотнен и имеет над арматурой защитный слой толщиной 30–40 мм, кислород, влага и окислы практически мало проникают к арматуре. В стволах труб из бетона, имеющего низкую плотность ($В/Ц$ = 0,6, R_6 = 200 кг/см^2) с проницаемыми для газов, влаги и кислот рабочими швами бетонирования, коррозия арматуры развивается весьма быстро, так как для нейтрализации щелочных составляющих цемента не требуется длительного времени.

При обследовании состояния труб было установлено, что арматура труб подверглась коррозии, особенно в рабочих швах бетонирования. При коррозии арматура увеличивается в объеме, это вызывает внутреннее напряжение в бетоне. На поверхности бетона образуются трещины, через которые коррозионные агенты проникают к арматуре. При значительном развитии процессов коррозии арматуры может произойти откалывание защитного слоя бетона.

Процессы коррозии II и III вида наблюдаются в дымовых трубах при наличии в газах сернистых соединений. Образующаяся на внутренней поверхности футеровки пленка раствора серной кислоты вызывает коррозию раствора кладки на клинкерных цементах. Серная кислота взаимодействует прежде всего с гидратом окиси кальция:

$$Ca(OH)_2 + H_2SO_4 \rightarrow CaSO_4 + H_2O. \qquad (7.6)$$

При далеко зашедших процессах коррозии в результате обменных реакций идет разложение гидратов минералов цементного камня — гидроалюминатов, гидроферритов и гидросиликатов кальция:

$$n CaO \cdot m SiO_2 \cdot p H_2O + H_2SO_4 + H_2O \rightarrow n CaSO_4 + m Si(OH_4) + p H_2O \text{ и т.д.} \qquad (7.7)$$

Вторичные процессы, происходящие в бетоне, при определенных условиях могут протекать с образованием гидросульфоалюмината кальция:

$$4CaOA1_2O_3 \cdot 12H_2O + 3Ca\,SO_4 \cdot 2H_2O + nH_2O \rightarrow$$
$$\rightarrow 3CaO \cdot A1_2O_3 \cdot 3CaSO_4 \cdot 31H_2O + Ca(OH)_2. \qquad (7.8)$$

Сернистая кислота, выделяющаяся на внутренней поверхности железобетонного ствола, вступает во взаимодействие с гидратом окиси кальция цементного камня бетона и образует бисульфат кальция, который с течением времени окисляется в сульфат кальция; при этом последовательно идет разложение других структурных элементов цементного камня:

$$Ca(OH)_2 + 2H_2SO_3 \rightarrow 2Ca(HSO_3)_2 + H_2O \cdot 2Ca(HSO_3)_2 + O_2 \rightarrow$$
$$\rightarrow 2CaSO_4 + 2H_2SO_3. \qquad (7.9)$$

При плотном бетоне процессы коррозии идут медленно и могут в некоторых случаях локализоваться (в основном на поверхности бетона ствола). При пористом бетоне марки 200, который применялся ранее, продукты взаимодействия кислот обнаружены и в толще стволов труб.

Процессы образования в бетоне сульфата кальция вначале сопровождаются его уплотнением, так как к $CaSO_4$ присоединяются две молекулы воды, увеличивающие объем твердой фазы. После накопления в бетоне большого количества гипса в стенах пор и капилляров возникают значительные внутренние напряжения, приводящие к появлению трещин и шелушению бетона.

Подводя итоги, можно сделать следующие выводы.

1. Реакция взаимодействия сернистого газа SO_2 с соединениями кальция в цементном камне теоретически должна протекать через стадию доокисления сернистого газа $SO_2 + {}^1/_2O_2 = SO_3$ и приводить к образованию различных форм

сульфатных соединений. Из этого следует, что в чисто термодинамическом плане компоненты цементного камня неустойчивы к сернистому газу.

2. Гомогенная реакция окисления SO_2 в SO_3 в сухой фазе при температурах 373–423 К протекает крайне медленно, в связи с чем реализация процесса образования сульфатных соединений также должна протекать крайне медленно.

3. При переходе от нормальных условий к температурам 373–423 К, свойственным омываемым газами поверхностям футеровки и газоотводящих стволов дымовых труб, поведение гидросульфатных соединений претерпевает принципиальные изменения. В частности становится невозможным образование двуводного гипса ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$) и гидросульфоалюмината кальция, которые в нормальных условиях стимулируют разрушение цементного камня.

4. Продукты гидрации глиноземистого цемента термодинамически менее устойчивы к SO_2, чем аналогичные компоненты цементного камня на портландцементе.

5. В условиях воздействия SO_2 желательно применение сульфатостойких цементов, т.е. цементов с ограниченным содержанием алюмината кальция ($C_3A < 6$ %).

6. Описанные в литературе случаи сульфатной коррозии цементного камня, обусловленные сернистым ангидридом, неизменно связаны с увлажнением бетона за счет поступления воды в жидкой фазе или конденсации ее паров в порах. Процесс идет при температурах, близких к нормальным. При отсутствии жидкофазной воды сульфатная коррозия не развивается.

7. В теплоизолированных газоотводящих стволах из железобетона образование жидкофазной воды на футеровке, как правило, исключается, а следовательно, и нет условий для развития сульфатной коррозии.

7.1.3. Низкотемпературная коррозия сталей в среде продуктов сгорания сернистых мазутов

На некоторых тепловых электростанциях для вновь сооружаемых дымовых труб в качестве конструкционного материала газоотводящих стволов было рекомендовано применять сталь 10ХНДП, аналогичную по составу известной за рубежом стали "Кортен" (раньше применялась углеродистая Ст.3). Предполагалось, что использование низколегированной стали обеспечит снижение скорости коррозии вследствие ограничения кинетической фазы процесса. Такая замена должна привести к существенному росту капитальных вложений с одновременным увеличением срока службы дымовой трубы. В то же время скорость коррозии стволов из углеродистой стали при сжигании сернистых мазутов не превышает 0,15–0,2 мм/год [7.9]. Достаточный опыт применения стали 10ХНДП для дымовых труб практически отсутствовал. В работах [7.10, 7.11], посвященных этому вопросу, коррозионные испытания данной стали проводились в условиях, характерных преимущественно для газоходов.

Для газоотводящих стволов дымовых труб котлов, сжигающих сернистые мазуты, наиболее характерным является тепловой режим с температурой поверхности, соприкасающейся с дымовыми газами на уровне 130–140 °С [7.12].

Данные по коррозии стали 10ХНДП в растворах серной кислоты с температурами и концентрациями, характерными для футеровок дымовых труб и газоходов, в литературе весьма ограничены. Имеются сведения об испытании низколегированной стали в атмосферном воздухе и кислых средах с другими параметрами. Ускоренными испытаниями этой стали на коррозионную стойкость в искусственной шахтной воде (pH = 2,5) при переменном погружении образцов было установлено, что коррозия ее ниже, чем стали Ст.3. В работе [7.13] отмечается повышенная устойчивость низколегированных сталей к атмосферной коррозии вследствие присутствия в них таких компонентов, как медь и фосфор. Это объясняется незначительным окислением этих компонентов в процессе выплавки. По мере возникновения и роста на металле оксидной пленки медь диффундирует к поверхности раздела, усиливая тем самым устойчивость образовавшихся окислов. Аналогично протекают процессы торможения коррозии при наличии фосфора в стали.

Сопоставление данных лабораторных и промышленных исследований коррозии сталей показало, что уровни коррозии стали Ст.3 ПС в интересующей нас температурной области удовлетворительно согласуются между собой. При работе газоотводящих стволов дымовых труб коррозионная стойкость низколегированной стали оказалась почти в 2,5 раза выше, чем углеродистой. Следует отметить, что показатели теплокоррозионного режима работы образцов в натурных условиях не стабильны при продолжительных опытах.

Приведенные данные о коррозии углеродистых сталей Ст.3 ПС и 10ХНДП удовлетворительно согласуются с результатами в [7.14], полученными в условиях работы набивки регенеративных воздухоподогревателей мазутных котлов.

Для решения вопроса о целесообразности применения низколегированной стали в качестве конструкционного материала газоотводящих стволов дымовых труб необходимо проводить технико-экономические расчеты, в которых следует учитывать, что для металлического газоотводящего ствола необходим определенный запас толщины металла по соображениям механической прочности.

Выполненные расчеты показали, что при сложившемся соотношении цен на металлы применение стали 10 ХНДП для дымовых труб неэффективно.

7.1.4. Основы электрохимической коррозии металлов

Электрохимическая коррозия представляет собой самопроизвольное разрушение металлов вследствие электрохимического взаимодействия их с электролитически проводящей окружающей средой, когда ионизация составляющих металл атомов и восстановление окислителя протекают не в одном, а в ряде взаимообусловленных и количественно связанных актов.

Электрохимическая коррозия является доминирующей причиной низкотемпературной коррозии котлов, газоходов, а в ряде случаев и дымовых труб. Однако это не исключает сосуществования электрохимической коррозии с чисто химическим взаимодействием, когда окисление металла и восстановление окислителя происходят в одном акте, как это имеет место с алюминием. Теоретическим признаком, разграничивающим оба типа коррозии, является то, что электрохимическая коррозия определяется электродным потенциалом металла, а химическая — нет.

Электрохимическая коррозия сопровождается образованием на границе металла с электролитом двойного электрического слоя. Действительно, если погрузить металл в раствор его соли, то под воздействием притяжения молекул электролита или сольватированных отрицательных ионов атомы металла в виде положительного иона-катиона, переходя в раствор, оставляют свой электрон металлу:

$$\mathrm{Me} + m\mathrm{H}_2\mathrm{O} \leftrightarrow \mathrm{Me}^{n+} + m\mathrm{H}_2\mathrm{O} + ne^-, \qquad (7.10)$$

где n — валентность металла; e — заряд электрона.

Сразу же после погружения металла в электролит процесс идет по реакции вправо, после чего устанавливается динамическое равновесие прямой и обратной реакций.

Электродвижущая сила двойного электрического слоя не поддается прямому измерению и вместо нее рассматривают э.д.с. элемента, один электрод которого изготовлен из исследуемого металла, а вторым служит стандартный водородный электрод, э.д.с. которого условно принимается равной нулю. Электродвижущую силу такого элемента E называют электродным потенциалом. Так как для стандартного водородного электрода э.д.с. = 0, то э.д.с. элемента по величине и закону равна э.д.с. исследуемого металла: $E = V_{\mathrm{Me}}$. Через число Фарадея F э.д.с. связана с изменением термодинамического потенциала реакции ΔZ соотношением

$$E = -\Delta Z/(mnF). \qquad (7.11)$$

Разновесный, т.е. установившийся при одинаковом переходе ионов из металла в раствор и обратно (см. формулу (7.10)), обратимый потенциал из металла по отношению к стандартному электроду подчиняется термодинамическим соотношениям.

Поскольку изменение изобарного потенциала ΔZ в реакции коррозии зависит от металла и электролита, оба они (включая концентрацию и температуру) определяют обратимый электродный потенциал.

С ростом температуры обратимый потенциал увеличивается, при этом температурный коэффициент для стандартного водородного электрода равен 0,871 мВ/К и для других электродов

$$(dV_{\mathrm{п}}/dT)_T = (dV_{\mathrm{п}}/dT)_{25\,^\circ\mathrm{C}} + 0{,}871. \qquad (7.12)$$

Значения производных $dV_{\mathrm{п}}/dT$ приводятся в таблицах и составляют для хрома +0,46, железа +0,052, титана –1,32, меди –0,058 мВ/К. Обратимые электродные потенциалы распространяются на ограниченное число случаев взаимодействия металла с электролитом, содержащим только ионы этого металла.

В подавляющем числе случаев, когда в процессе участвуют ионы других веществ, имеют место необратимые электродные потенциалы, при этом анодный процесс осуществляется в большинстве случаев ионами металла, а катодный — ионами водорода или кислорода.

Необратимые электродные потенциалы металлов не следуют уравнению (7.12) и определяются экспериментально, применительно к химической природе, составу, концентрации, температуре электролита. Если в обратимом процессе наблюдается равновесие между ионами, переходящими из металла в электролит и обратно, то необратимому электродному потенциалу отвечает химическое растворение (коррозия) металла, реализующееся в двух электродных процессах: в катодном и анодном.

В катодном процессе атомы металла переходят в электролит, образуя сольватированные ионы и оставляя в металле отрицательно заряженные электроны (см. уравнение (7.10)). Свободные ионы ассимилируются ионами деполяризатора по восстановительной реакции, которая в общем виде записывается уравнением $ne + D^{n+} = (D^n\, ne)$, где под символом D понимается деполяризатор. При водородной деполяризации реакция приобретает вид:

$$2\,(e + \mathrm{H}^+) = 2\mathrm{H} = \mathrm{H}_2$$

Как видно, деполяризация подразумевает наличие в растворе катионов водорода.

Величина необратимых электродных потенциалов определяется рядом факторов:

- природой металла, структурой и характером его поверхности, степенью деформации и напряженностью (отклонением от равновесного состояния);
- наличием поверхностных пленок окислов или иных соединений или адсорбированных веществ;
- химическим составом, температурой и концентрацией электролита;
- давлением, которое в свою очередь определяет растворимость водорода.

Если химическую природу металла принять за 1, то порядок влияния других факторов в долях единицы, по Г. В. Акимову, составляет:

Состояние поверхности	0,1
Адсорбция	0,01
Внутренне механическое напряжение	0,001–0,1
Химический состав электролита	0,1–1,0
Температура, K^{-1}	0,001

Традиционная теория электрохимической коррозии, получившая позднее наименование гетерогенной электрохимической коррозии, исходит из представления о наличии в общей массе металла локальных микроэлементов.

Напомним, что в классическом элементе анод (например, цинк) отдает свои атомы в виде катионов в раствор электролита, заряжаясь оставшимися электронами отрицательно. Если соединить цинк с катодом (например, графитовым), электроны будут перемещаться в графит и там нейтрализоваться катионами электролита.

В металле роль катода и анода играют его разнородные структурные составляющие: зерна и кристаллы феррита, перлитная фаза, карбиды железа, графитовые включения и т.п. Размеры образуемых этими включениями пар могут быть различимы глазом (макрогальванические) или под микроскопом (микрогальванические). Макро- и микрогальванические элементы являются короткозамкнутыми, так как омическим сопротивлением по металлу и электролиту можно пренебречь.

Наряду с химическим различием возникновение коррозионных элементов обуславливается различным кристаллическим, деформированным и напряженным состоянием металла. Наличие многочисленных структурных и химических неоднородностей приводит к тому, что поверхность металла представляет собой многоэлектродный гальванический элемент, состоящий более чем из двух электродов с переменным электродным потенциалом. Коррозионные элементы находятся в сложной взаимной зависимости, выполняя анодные или

катодные функции, которые по мере растворения металла могут переходить с участка на участок и даже меняться местами.

Протекание наблюдаемой на котлах низкотемпературной сернокислотной коррозии схематически происходит так: на участках, играющих роль анода, происходит растворение ионов железа электролитом и их гидратирование, т.е. образование окруженного молекулами воды катиона железа $Fe^{2+}\cdot mH_2O$. Оставшиеся в металле электроны устремляются к катоду.

Так как электросопротивление микроэлемента очень мало, потенциалы анода и катода практически одинаковы.

Поступающие на катод электроны вступают во взаимодействие с катионами водорода и восстанавливают последние до атомов. Если бы этого процесса не было, коррозия бы прекратилась и микроэлемент поляризовался. Явление разрядки электронов и удаления образующегося продукта получило название *деполяризации*. Атомы водорода рекомбинируются в молекулы и под воздействием сил диффузии распространяются по всей массе раствора и выделяются из него в газовую фазу. Одновременно в электролите происходит перемещение катионов H^+ к катоду, а анионов SO_4^{2-} к аноду.

Если бы реакция происходила в замкнутом пространстве, то электролит насытился бы водородом, установилось динамическое равновесие и коррозия прекратилась. Поскольку, однако, поверхность нагрева покрыта тонкой пленкой электролита и дымовые газы практически не содержат водорода, восстановленный при деполяризации водород беспрепятственно удаляется и реакция идет необратимо с расходованием катионов H^+.

Это, в свою очередь обуславливает дальнейшую диссоциацию молекул кислоты по реакции $H_2SO_4 \rightarrow 2H^+ + SO_4^{2-}$ до полного ее исчерпания.

Накапливающиеся в растворе ионы Fe^{2+} и SO_4^{2-} после достижения предела их растворимости кристаллизуются в форме сульфатов:

$$Fe^{2+}\cdot mH_2O + SO_4^{2-} \rightarrow FeSO_4 + mH_2O.$$

Аналогичная модель может быть предложена для трехвалентных катионов железа. Как видно, процесс коррозии идет без расходования воды. Только при относительно низких температурах (<60°) сульфаты захватывают воду, образуя соединения типа $FeSO_4\cdot nH_2O$ известные под названием купоросов.

7.2. Теплообмен в газоотводящей трубе

Поступающие в газоотводящую трубу продукты горения, имеющие температуру выше температуры окружающей среды, вступают в теплообмен со стенками газоотводящего ствола.

Основной задачей конвективного теплообмена является установление связи между плотностью теплового потока на поверхности теплообмена, температурой этой поверхности и температурой газов. В непосредственной близости к поверхности теплообмена существует неподвижный слой газа, через который теплота передается только путем теплопроводности.

Тогда в соответствии с гипотезой Фурье имеем [7.15]:

$$q = \lambda_г \left.\frac{\partial t}{\partial n}\right|_{n=0}. \qquad (7.13)$$

Из этого уравнения следует, что для определения плотности теплового потока на стенке необходимо знать распределение температуры в пограничном слое газа. Плотность теплового потока можно определить, используя понятие коэффициента теплоотдачи из выражения, предложенного Ньютоном:

$$q = \alpha(t_г - t_{ст}), \qquad (7.14)$$

где q — плотность теплового потока на поверхности теплообмена; $t_г$ — температура газов; $t_{ст}$ — температура стенки; $\lambda_г$ — коэффициент теплопроводности газа; α — коэффициент теплоотдачи.

Коэффициент теплоотдачи зависит от многих факторов, наиболее существенными из них являются: вид движения газа (естественное или вынужденное), режим течения газа (ламинарный или турбулентный), скорость газа, теплофизические характеристики дымовых газов (плотность, теплопроводность, теплоемкость, коэффициент кинематической вязкости), геометрические размеры трубы, наличие фазовых переходов. Из уравнений (7.13) и (7.14) следует

$$\alpha = -\lambda_г \left.\frac{\partial t}{\partial n}\right|_{n=0} \Big/ (t_г - t_{ст}), \qquad (7.15)$$

Обычно температура газа в условиях теплоотдачи изменяется от $t_г$ до $t_{ст}$ в некоторой области, называемой тепловым пограничным слоем. В первом приближении можно принять:

$$\left.\frac{\partial t}{\partial n}\right|_{n=0} \approx -(t_г - t_{ст})/\delta_т, \qquad (7.16)$$

где $\delta_т$ — толщина теплового пограничного слоя. Следовательно,

$$\alpha = -\lambda_г \left.\frac{\partial t}{\partial n}\right|_{n=0} \Big/ (t_г - t_{ст}) = \frac{\lambda_г}{\delta_т}. \qquad (7.17)$$

Уравнение (7.17) можно использовать только для качественной оценки условий теплообмена. В частности, из уравнения (7.17) следует, что для увеличения коэффициента теплоотдачи необходимо иметь коэффициент теплопроводности газа с высоким значением и принимать меры, приводящие к уменьшению толщины теплового пограничного слоя (увеличивать скорость течения газа, плотность, шероховатость поверхности, размеры поверхности и др.).

Количественное определение коэффициентов теплоотдачи является одной из основных задач теории и эксперимента конвективного теплообмена.

Ниже рассматриваются вопросы теплообмена в газоотводящей трубе на основе обобщения экспериментальных исследований, проводившихся различными авторами.

В общем случае течение газа в дымовой трубе может быть как ламинарным, так и турбулентным, о режиме течения судят по числу Рейнольдса:

$$\mathrm{Re} = \bar{w}d/\nu, \qquad (7.18)$$

где $\bar{w}$ — средняя скорость газа; d — внутренний диаметр трубы; ν — коэффициент кинематической вязкости.

Если Re < 2000, то течение является ламинарным. При Re > 2000 поток после единичного возмущения не возвращается к ламинарному режиму течения.

Течение при $\mathrm{Re} = 2\cdot10^3 \div 10^4$ называют переходным. При $\mathrm{Re} > 5\cdot10^4$ практически с самого начала трубы имеет место развитое турбулентное движение.

В газоотводящих трубах по существующим нормам проектирования допускается минимальная скорость в устье дымовой трубы не менее 6 м/с. Коэффициент кинематической вязкости дымовых газов при температуре 100 °С $\nu = 21{,}54\cdot10^{-6}$ м^2/с. Принимая для дымовой монолитной железобетонной трубы в соответствии с [7.16] минимальный диаметр $d = 3{,}6$ м/с, получаем, что минимальное число Re, которое может быть в устье трубы, равно $1\cdot10^6$. Диаметр трубы внизу в 2 раза больше, чем диаметр устья, тогда число Re для нижнего сечения трубы будет в 2 раза меньше и равно $0{,}5\cdot10^6$.

Из приведенных рассуждений следует, что для газоотводящей трубы во всем диапазоне нагрузок характерно развитое турбулентное движение газовой среды.

Для вынужденного течения газов в гладких трубах круглого поперечного сечения и теплоотдачи при турбулентном режиме А. А. Михеев обобщил большое количество экспериментальных данных различных исследователей [7.17]. В результате для расчета среднего коэффициента теплоотдачи при турбулент-

ном вынужденном течении, какое имеет место в газоотводящей трубе, получено уравнение

$$Nu = 0{,}021Re^{0{,}8}Pr_г^{0{,}44}(Pr_г/Pr_c)^{0{,}25}\ \bar{\varepsilon}_l, \qquad (7.19)$$

где Nu — число Нуссельта, $Nu = \alpha d/\lambda_г$; $Pr_г$ — число Прандтля при средней температуре газа; Pr_c — то же при средней температуре стенки; $\bar{\varepsilon}_l$ учитывает изменение среднего коэффициента теплоотдачи по длине трубы. Если $l/d \geq 50$, то $\bar{\varepsilon}_l = 1$. Для дымовой трубы в большинстве случаев $\bar{\varepsilon}_l \approx 1{,}04 \div 1{,}05$; d — диаметр газоотводящего ствола; $\lambda_г$ — теплопроводность дымовых газов; α — коэффициент теплообмена в газоотводящем стволе путем конвекции.

За определяющую температуру в формуле (7.19) принята средняя температура газа, а за определяющий размер — диаметр трубы.

Железобетонные дымовые трубы большей частью имеют футеровку из строительных шероховатых материалов (бетона, кирпича, керамики и др.). При этом под шероховатой поверхностью понимают такую поверхность, у которой размеры неровностей значительно меньше толщины пограничного слоя или радиуса трубы (при стабилизированном течении). В этом случае происходят существенные гидродинамические преобразования в вязком и переходном слоях в сравнении с турбулентным течением в гладкой трубе.

Опыты показывают, что теплоотдача в шероховатых трубах по сравнению с гладкими дополнительно зависит от формы неровностей поверхности и концентрации бугорков шероховатости. Как показывают расчеты, теплоотдача на шероховатой поверхности выше, чем на гладкой. Это связано с увеличением интенсивности турбулентного переноса теплоты в пристенной области. В связи с указанным теплообмен в дымовой трубе с шероховатыми стенками может характеризоваться [7.18] уравнением

$$Nu = 0{,}032Re^{0{,}8}Pr^{0{,}3}(\bar{\varepsilon}_l)^{0{,}054}, \qquad (7.20)$$

Расчеты по выражениям (7.19) и (7.20) позволяют получить численные значения коэффициента теплообмена, которые для металлических стволов приведены на номограмме рис. 7.2.

Для неметаллических газоотводящих стволов коэффициент конвективного теплообмена, рассчитанный по выражению (7.20), примерно на 60 % выше получаемого по выражению (7.19).

Дымовые газы обладают также способностью излучать и поглощать лучистую энергию. Для разных газов эта способность различна. Одно- и двухатомные газы (кислород, азот и др.) практически являются прозрачными (диатер-

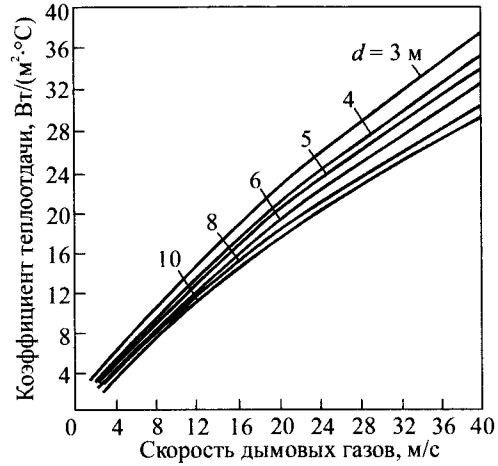


Рис. 7.2. Номограмма для определения коэффициента теплоотдачи от газов к футеровке (конвективиая составляющая)

мичными) для теплового излучения. Трехатомные газы обладают большей излучательной и поглощательной способностью. К ним относятся диоксид углерода (CO_2), водяной пар (H_2O), сернистый ангидрид (SO_2), а также оксид углерода (CO).

Процесс поглощения и излучения между дымовыми газами и окружающей его оболочкой трубы может быть охарактеризован результирующим потоком, который определяется по выражению

$$Q_{г.с} = C_0\varepsilon_{эф.с}\left[\varepsilon_г\left(\frac{T_г}{100}\right)^4 - A_г\left(\frac{T_c}{100}\right)^4\right]F_c; \qquad (7.21)$$

здесь $Q_{г.с}$ — результирующий тепловой поток при теплообмене излучением между газом и стенкой; $T_г$, T_c — абсолютные температуры газа и стенки; $\varepsilon_г$, $A_г$ — интегральные значения степени черноты и поглощательной способности газа; $\varepsilon_{эф.с}$ — эффективная степень черноты оболочки в поглощательной среде: $\varepsilon_{эф.с} = (\varepsilon_c + 1)/2$; ε_c — степень черноты стенки в диатермичной среде; C_0 — коэффициент излучения абсолютно черного тела; F_c — площадь стенки.

Приведенное выражение для расчета теплообмена излучением относится к газовым телам, не содержащим взвешенные твердые частицы несгоревших продуктов сгорания. Если излучающий объем газа содержит частицы золы и угля, то в объеме газа происходит явление рассеяния излучения.

Как следует из выражения (7.21), излучательная и поглощательная способность зависит в основном от температуры дымовых газов, их парциального давления и толщины слоя излучения или поглощения энергии.

Коэффициент теплоотдачи излучением продуктов сгорания находится [7.19] по следующим формулам:

для запыленного потока (при учете излучения золы)

$$\alpha_{1л} = 4{,}9 \cdot 10^{-8} \frac{\alpha_ф + 1}{2} a T^3 \frac{1-(T_ф/T)^4}{1-T_ф/T}, \qquad (7.22)$$

для газового потока (при отсутствии золы)

$$\alpha_{л.г} = 4{,}9 \cdot 10^{-8} \frac{\alpha_ф + 1}{2} a T^3 \frac{1-(T_ф/T)^{3,6}}{1-T_ф/T}, \qquad (7.23)$$

где T — абсолютная температура газового потока, К; $T_ф$ — абсолютная температура внутренней стенки газоотводящего ствола (футеровки), К; $a_ф$ — степень черноты стенки газоотводящего ствола; принимается $a_ф = 0{,}8$; a — степень черноты потока газов при температуре газового потока, определяемая в зависимости от суммарной оптической толщины газового потока.

На рис. 7.3 представлены зависимости коэффициента теплоотдачи излучением от дымовых газов к внутренней поверхности футеровки для потоков с золой и без золы.

Сравнение коэффициентов конвективного с коэффициентом лучистой составляющей теплообмена показывает, что даже при температуре дымовых газов

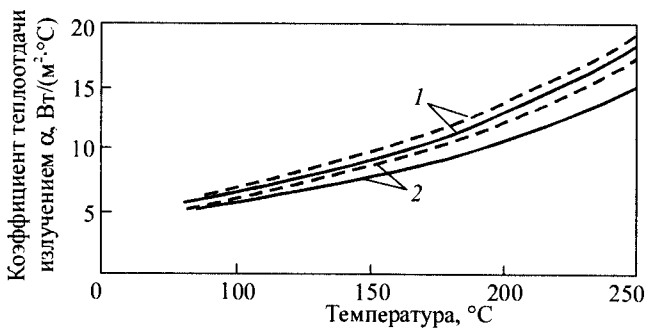


Рис. 7.3. Коэффициент теплоотдачи излучением от дымовых газов к стенке газоотводящего ствола для незапыленного (сплошная линия) и запыленного (пунктирная линия) потоков: *1* — $r_{H_2O} = 0{,}2$; $r_{RO_2} = 0{,}15$; *2* — $r_{H_2O} = 0{,}1$; $r_{RO_2} = 0{,}13$

около 100 °С доля лучистой теплоотдачи вполне соизмерима с теплотой, поступающей к стенке от дымовых газов путем конвекции.

В отдельных конструкциях дымовых труб тепловых электростанций имеются различного рода воздушные зазоры. В этом случае процесс теплообмена представляет собой совокупность процессов теплопроводности, конвективного переноса теплоты и теплового излучения.

При теплопередаче за счет свободной конвекции в ограниченном или неограниченном объеме, что наиболее характерно для дымовых труб с воздушными вентилируемыми зазорами и металлическими вставками, участвующий в теплопереносе газ или воздух омывает теплоотдающее тело. Если размеры или температура тела невелики, то течение газа около теплоотдающей поверхности имеет ламинарный характер на всем протяжении обтекания. При повышении температуры или высоты зазора происходит отрыв струй с внешней поверхности потока по мере его нагревания и расширения, толщина же невозмущенного потока изменяется мало.

В зависимости от вида теплопередачи критериальное уравнение в этом случае выражается или через критерий Nu, если теплоотдача нагретого тела происходит в неограниченном объеме, или через $\xi = \lambda_к/\lambda_t$, если теплоотдача осуществляется в ограниченное пространство ($\lambda_к$ — эквивалентный коэффициент теплопроводности; λ_t — коэффициент теплопроводности среды при температуре t).

Таким образом, в общем случае теплопередача через воздушные или газовые прослойки должна подчиняться уравнению:

$$\xi = F\left(\mathrm{Gr}, \mathrm{Pr}, \frac{L_1}{L_0}, \frac{L_2}{L_0}, \ldots\right). \qquad (7.24)$$

Фундаментальные исследования теплопередачи в газовых и жидкостных прослойках проводились Бекманом, Фойгтом, Кришером и др.

Обобщая экспериментальный материал различных авторов по исследованию теплообмена как в горизонтальных, так и вертикальных прослойках под действием свободной конвекции, закон теплопередачи в них можно выразить следующими выражениями:

в интервале $4{,}0 < \lg[\mathrm{GrPr}(L_1/L_h)^k] < 7{,}0$

$$\xi = 0{,}062\left[\mathrm{GrPr}\left(\frac{L_2}{L_h}\right)^k\right]^{1/2}; \qquad (7.25)$$

в интервале $7{,}0 < \lg[\mathrm{GrPr}(L_1/L_h)^k] < 10{,}0$

$$\xi = 0{,}22\left[\mathrm{GrPr}\left(\frac{L_1}{L_h}\right)^k\right]^{1/4}; \qquad (7.26)$$

При $\lg[\mathrm{GrPr}(L_1/L_h)^k] < 4{,}0$ конвекция постепенно исчезает и при $\lg[\mathrm{GrPr}(L_1/L_h)^k] \le 3{,}0$ конвекция практически отсутствует. Воздушный зазор в этом случае оказывается полностью невентилируемым, и теплообмен в нем подчиняется передаче теплоты через твердые тела за счет кондуктивной составляющей.

При этом в уравнениях (7.25) и (7.26) $k = 1$ для плоских слоев, а для цилиндрических слоев $k = 3$.

А. И. Леонтьевым показаны [7.15] следующие диапазоны изменения Gr в зависимости от режимов движения среды в вертикальных слоях:

$0 < \mathrm{Gr} < 2{,}8\cdot10^3$ — режим псевдотеплопроводности;

$2{,}8\cdot10^3 < \mathrm{Gr} < 2{,}5\cdot10^4$ — существует некоторый промежуточный режим, предшествующий появлению температурных пограничных слоев на вертикальных стенках, которые поддерживаются при постоянных, но различных температурах;

$2{,}5\cdot10^4 < \mathrm{Gr} < 3{,}3\cdot10^5$ — появляется режим развитой ламинарной конвекции (режим пограничного слоя);

$3{,}3\cdot10^5 < \mathrm{Gr} < 10^6$ — внутри слоя наблюдается появление вторичных течений в виде (крупных) вихрей, накладывающихся на основное циркуляционное течение;

$10^6 < \mathrm{Gr} < 10^7$ — начинаются явления, предшествующие переходу к турбулентному режиму; образование мелких вихрей и возникновение нестационарных пульсаций;

при $\mathrm{Gr} > 10^7$ — режим развитого турбулентного движения.

Для расчета интенсивности переноса теплоты через длинные вертикальные слои воздуха в диапазоне $10^3 < \mathrm{Gr} < 5\cdot10^6$ и отношения $2{,}3 < L_h L_1 < 47$ рекомендована эмпирическая формула:

$$\mathrm{Nu} = 0{,}119\mathrm{Gr}^{0{,}3}\left(\frac{L_h}{L_1}\right)^{-0{,}1}. \qquad (7.27)$$

Формула может быть использована для всех режимов, за исключением развитого турбулентного.

Как известно, работа дымовой трубы с вентилируемым зазором может осуществляться также при нагнетании в него воздуха с помощью установленного

внизу вентилятора. Тогда теплоотдача в вентилируемом зазоре должна соответствовать особенностям теплообмена жидкости в трубах при вынужденном движении. В этом случае для расчета теплообмена в воздушном канале при развитом турбулентном движении действительно выражение

$$\mathrm{Nu} = 0{,}029\mathrm{Re}^{0{,}3}\left(\frac{L_1}{L_h}\right)^{0{,}054}. \qquad (7.28)$$

7.3. Особенности расчета теплопередачи в газоотводящей трубе

Тепловой поток Q через цилиндрическую трубу при теплообмене ее внутренней поверхности с дымовыми газами и наружной — с воздухом (граничные условия III рода) определяется через выражение

$$Q = \frac{\pi h(t_\text{г} - t_\text{н})}{\dfrac{1}{\alpha_1 d_1} + \dfrac{1}{2\lambda}\ln\dfrac{d_2}{d_1} + \dfrac{1}{\alpha_2 d_2}}, \qquad (7.29)$$

где H — высота трубы; $t_\text{г}$, $t_\text{н}$ — температура газов в трубе и наружного воздуха; α_1, α_2 — коэффициент теплообмена внутри и снаружи трубы; d_1, d_2 — диаметр трубы внутренний и наружный.

Известно, что при $d_2/d_1 \le 1{,}8$ в инженерных расчетах теплопередачу через цилиндрическую стенку можно считать по формуле плоской стенки. Для дымовых труб всегда $d_2/d_1 << 1{,}8$, и потому теплопередача в дальнейшем рассматривается на примере расчета многослойной плоской стенки при стационарном тепловом режиме с линейным распределением по толщине конструкции. В отдельных случаях, например для газоотводящих труб маневренных ТЭС, будет наблюдаться нестационарный тепловой режим, распределение температур внутри стенок будет соответствовать кривым второго порядка, а решение задачи теплопередачи в трубе становится более сложным [7.20].

Для стационарных условий работы в соответствии с имеющимися типами труб разработаны и методы тепловых расчетов.

При тепловом расчете труб с противодавлением определяются температуры по толщине железобетонного и газоотводящего стволов и воздуха в зазоре. Расчет проводят путем решения системы уравнений теплового баланса дымовой трубы с учетом фильтрации воздуха из воздушного зазора в газоотводящий ствол по зонам методом приближения. Высота каждой зоны приравнивается расстоянию между консолями. В пределах каждой зоны значения диа-

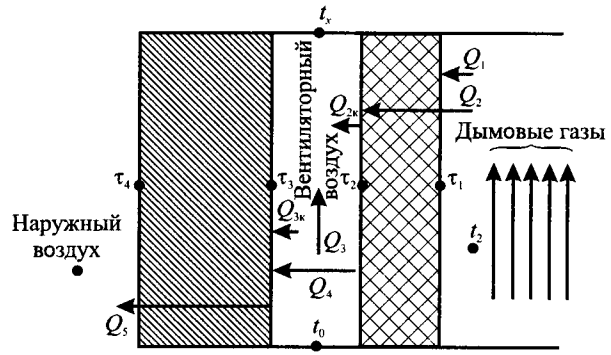


Рис. 7.4. Схема теплообмена в газоотводящей трубе

метров и толщин конструкции принимаются средними. Теплоаэродинамический расчет трубы с одним или несколькими газоотводящими стволами в железобетонной оболочке с проходным вентилируемым каналом выполняется для двух или трех режимов работы трубы в зависимости от исходных данных рассчитываемого объекта. В результате расчета определяют толщины изоляции газоотводящих стволов, температуры по толщине стенки железобетонного ствола трубы, в проходном канале и в наиболее характерных сечениях.

Теплоаэродинамические расчеты проводятся для летнего и зимнего периодов эксплуатации трубы.

Конструкции труб с принудительно или естественно вентилируемым зазором переменной ширины, с металлической вставкой с вентилируемым зазором и с проходным зазором имеют одну схему теплообмена, представленную на рис. 7.4.

Из-за большой высоты дымовой трубы и существенного изменения геометрических параметров и теплообменных коэффициентов по высоте трубы (в отдельных случаях в 3 раза) необходимо осуществлять зонный принцип расчета, который предполагает усреднение параметров по высоте дымовой трубы в пределах каждой зоны. При этом серией расчетов на ЭВМ установлено, что варьируемая высота расчетной зоны влияет на результаты расчета только в нижней части дымовой трубы с противодавлением, где идет наиболее интенсивный теплообмен между дымовыми газами и вентилируемым воздухом.

Заметного отличия в перепадах на футеровке в зависимости от принятого расчетного шага по высоте трубы выше отметки 20 м не наблюдается (табл. 7.1).

Максимальное отклонение перепада на одной и той же отметке не превышает 2°С, что позволяет принимать расчетную зону от 10 до 25 м.

Таблица 7.1

Результаты расчета температурных полей на ЭВМ в зависимости от высоты расчетной зоны

Отметка трубы, м	Температурный перепад $\Delta\tau_ф$, °С, при следующих вариантах высоты расчетной зоны			
	1	2	3	4
6	—	—	—	76,24
7	—	—	74,74	76,14
8	—	73,85	—	76,03
10	72,71	—	73,68	74,45
15	—	71,73	72,34	72,31
20	70,79	72,04	72,01	71,99
25	71,54	71,5	71,48	71,45

Поскольку в расчетной зоне газоотводящей трубы предполагается материал несущей оболочки, газоотводящего ствола и применяемой теплоизоляции однородным и изотропным, с постоянными коэффициентами теплопроводности, а температура наружного воздуха и дымовых газов неизменной, то и расчеты температурных полей можно проводить в предположении одномерного потока через плоскую стенку. Такое допущение при стационарных условиях расчета вполне соответствует действительной картине теплопередачи по всей высоте трубы, за исключением нижней части трубы с вентилируемым зазором в зоне входа воздуха в вентилируемый зазор. Для уточнения этого обстоятельства необходимо решить двухмерную задачу теплопроводности в полуограниченной пластине при несимметричных условиях III рода.

Решение двухмерной задачи теплопроводности проводилось методом моделирования температурного поля на электроинтеграторе ЭГДА-9/60. Этот метод основан на существующей аналогии между стационарным электрическим полем тока в проводящей среде и стационарным полем температур.

Явления теплопроводности и электропроводности описываются по структуре одинаковыми дифференциальными уравнениями, имеющими следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[A_1(x,y)\frac{\partial u}{\partial x}+\frac{\partial}{\partial x}A_2(x,y)\frac{\partial u}{\partial y}\right]=0\,. \qquad (7.30)$$

Указанное уравнение описывает распространение теплоты и движение электрического тока в плоскопараллельном поле при стационарных условиях. Так как в нашем случае среда однородная (материалы дымовой трубы с постоянными коэффициентами), то $A_1(x, y) = A_2(x, y)$, тогда общее дифференциальное

уравнение для решения двухмерной задачи превращается в известное уравнение Лапласа:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 u}{\partial y^2}=0. \qquad (7.31)$$

Уравнения для температуры и электрического потенциала имеют одинаковую структуру и, следовательно, могут рассматриваться как аналоги, причем эквипотенциальные линии в поле напряжения соответствуют изотермам теплового потока, а ортогональные к ним линии электрического тока соответствуют ортогональным линиям температурного поля. Для получения аналогичных явлений необходимо также соблюсти геометрическое подобие модели со стенкой трубы и условие подобия теплообмена на границах дымовой газ – футеровка и футеровка – воздух.

Теплопередача через нижнюю часть футеровки дымовой трубы с противодавлением моделировалась с учетом влияния теплосъема через ее торец при

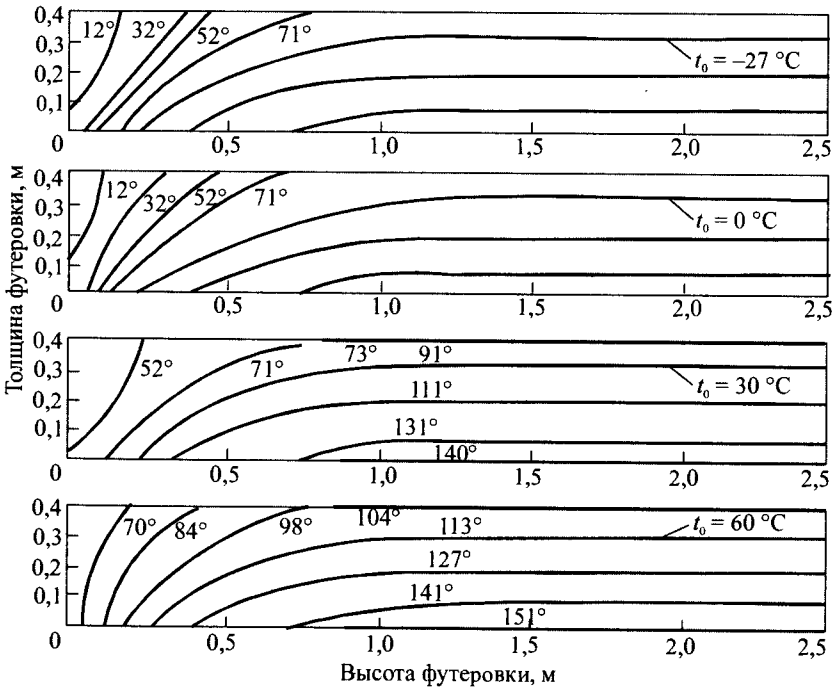


Рис. 7.5. Распределение температурных полей в нижией части футеровки с учетом влияния теплосъема через ее торец при температуре газов 170 °С, граничных условиях III рода и различной температуре входа воздуха в вентилируемый канал

температуре газов 170 °С и различной температуре воздуха, поступающего в зазор (t_0 = –27; 0; 30; 60 °С) (рис. 7.5).

Из результатов моделирования следует, что изотермы по толщине футеровки принимают линейный характер на высоте 1,5 м после входа дымовых газов в трубу. Таким образом, в нижней части футеровки, кроме градиентов температур в поперечном направлении, возникают также градиенты и в продольном (осевом) направлении, на остальной же части высоты распределение температуры по толщине трубы в стационарных условиях ее работы соответствует линейному закону.

В газоотводящих трубах с вентилируемыми зазорами на распределение температур в конструктивных элементах, кроме теплофизических свойств и геометрических размеров строительных материалов, может оказывать влияние также и количественная характеристика фильтрационного потока воздуха. Зависимость температурного поля в стенках дымовой трубы, через которую фильтрует воздух, выражается через безразмерный критерий

$$K = c_р — i_ф\delta/\lambda, \qquad (7.32)$$

где $c_р$ — теплоемкость воздуха, кДж/(кг·°С); δ — толщина стенки, м; λ — коэффициент теплопроводности стенки, Вт/(м·°С); $i_ф$ — количество фильтрующего воздуха, кг/(м^2·ч).

Критерий K показывает отношение плотности потока, переносимого конвективным потоком движущегося воздуха, к потоку теплоты теплопроводностью. При $K > 1$ преобладает конвективная теплота, при $K < 1$ — теплопроводность. Заметное влияние фильтрации на распределение температуры в стенке сказывается при $K > 0{,}5$, если же $K < 0{,}5$, то влияние фильтрации не учитывается. Расчеты теплообмена в трубе показывают, что критерий K в большинстве случаев менее 0,25, и вполне допустимо влияние фильтрации на теплообмен не учитывать.

7.4. Методы расчета температурных полей в газоотводящих трубах

Вычисления температурных полей и температурных потоков в газоотводящей трубе не являются конечной целью, а дают лишь исходные данные, необходимые для определения термических напряжений, которые в общем случае возникают в телах при их жестком закреплении и появлении неоднородного температурного поля. Вследствие температурного воздействия на элементы трубы на более нагретой поверхности возникают кольцевые и осевые напря-

жения сжатия, на менее нагретой — растягивающие кольцевые и осевые напряжения. При этом тепловое расширение конструктивных элементов дымовой трубы происходит в условиях свободной деформации.

Параметром, определяющим значения термических напряжений в элементах трубы, является градиент температуры, в случае стационарного режима работы — перепад температур по толщине кирпичной кладки или железобетонной оболочки.

Для футеровки из кислотоупорного кирпича допустимый температурный перепад принимается равным 80 °С, а для обеспечения надежной работы железобетонной оболочки принято оптимальным поддерживать температуру на внутренней поверхности железобетонной оболочки не выше 100 °С, хотя по строительным нормам допускается использовать обычный бетон при температуре до 200 °С.

Таким образом, при выборе газоотводящих труб важно знать температурный режим их работы и перепады температур на поверхностях железобетонного ствола, футеровки и изоляции. От температурного режима во многом зависит надежность работы как металлических, так и обычных железобетонных и кирпичных дымовых труб, в связи с чем необходимо проводить тепловой расчет газоотводящей трубы. Тепловой расчет проводится после выполнения аэродинамических расчетов.

Тепловой расчет газоотводящей трубы с противодавлением

При последовательном расчете по зонам снизу вверх принимают

$$t_{0_{n+1}} = t_{x_n},$$

где n — порядковый номер зоны, °С; t_x — температура воздуха вверху зоны, °С; t_0 — температура воздуха внизу зоны, °С.

Охлаждение газов в трубе первоначально не учитывается, и при расчете зоны температура газов по высоте принимается постоянной с последующей проверкой принятого допущения после расчета каждой зоны.

Используя допущения о возможности расчета теплопередачи в дымовой трубе по аналогии с передачей через плоскую стенку, для дымовой трубы с вентилируемым зазором на основе теплового баланса можно составить следующую систему уравнений:

$$Q_1 = Q_{2к} + Q_4;\ Q_{2к} = Q_3 + Q_{3к};\ Q_4 + Q_{3к} = Q_5$$

или в виде

$$k_1(t_г - \tau_2)F_1 = \alpha_{2к}(\tau_2 - t_{ср})F_1 + \alpha_{2л}(\tau_2 - \tau_3)F_1;$$

$$\alpha_{2к}(\tau_2 - t_{ср})F_1 = G_в c_p(t_x - t_0) + \alpha_{3к}(t_{ср} - \tau_2)F_2; \qquad (7.33)$$

$$\alpha_{2л}(\tau_2 - \tau_3)F_1 + \alpha_{3к}(t_{ср} - \tau_2)F_2 = k_2(\tau_3 - t_н)F_2,$$

где Q_4, $Q_{2к}$, $Q_{3к}$ — теплоотдача излучением и конвекцией, Вт; Q_1, Q_5 — теплопередача через футеровку и бетонную стенку, Вт; Q_3 —теплота, пошедшая на нагрев воздуха, Вт; $t_г$, τ_2, τ_3 — температура газов, температура соответственно на футеровке и бетоне со стороны воздушного зазора, °С; F_1, F_2 — поверхности теплообмена соответственно со стороны футеровки и бетона, м^2; t_0, t_x, $t_{ср}$ — температура воздуха соответственно на входе в расчетную зону, на выходе из зоны и средняя в зоне, °С:

$$t_{ср} = \frac{t_x + t_0}{2}, \qquad (7.34)$$

$G_в$ — расход воздуха в воздушном зазоре, кг/ч:

$$G_в = 3600\rho_в V_в, \qquad (7.35)$$

где $\rho_в$ — плотность воздуха, кг/м^3, приведена в таблице (приложение П.2); $V_в$ — расход воздуха в зоне, следует определить при аэродинамическом расчете воздушного зазора, м^3/с; c_p — удельная теплоемкость воздуха, кДж/(кг·°С), определяется из таблицы (приложение П.1); $\alpha_{2к}$, $\alpha_{3к}$, $\alpha_{2л}$ — коэффициенты теплоотдачи конвекцией и излучением, Вт/(м^2·°С).

В данном расчете принимается $\alpha_{2к} = \alpha_{3к}$; k_1, k_2 — неполные коэффициенты теплопередачи, Вт/(м^2·°С):

$$k_1 = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 + \alpha_{1л}} + \sum_1^n \frac{\delta_i}{\lambda_i}};\quad k_2 = \frac{1}{\sum_1^m \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_н}}; \qquad (7.36)$$

где n, m — соответственно число слоев футерованной и бетонной стенок; δ_i — толщина i-го слоя стенки, м; λ_i — коэффициент теплопроводности i-го слоя стенки, Вт/(м·°С).

Коэффициенты теплопроводности различных материалов приведены в таблице (приложение П.3).

$\alpha_{1к}$, $\alpha_н$, $\alpha_{1л}$ — коэффициенты теплоотдачи соответственно конвекцией от дымовых газов к футеровке и от железобетонной стенки к наружному воздуху и излучением от газов к стенке газоотводящего ствола, Вт/(м^2·°С):

$$\alpha_н = 6{,}3(Kv_0)^{0{,}66}, \qquad (7.37)$$

где v_0 — средняя скорость ветра заданного района, м/с; определяется по СНиП 2.01.01–82. Строительная климатология и геофизика; K — коэффициент, учитывающий увеличение скорости ветра v по высоте трубы; определяется в зависимости от высоты трубы:

H, м	25	50	100	150	200	350 и выше
K	1,2	1,6	2,1	2,3	2,6	3,1

При расчете коэффициентов конвектнвного теплообмена в стволе и воздушном зазоре используются критериальные уравнения (7.19) и (7.20).

При этом коэффициент кинематической вязкости для дымовых газов может быть определен из таблицы (приложение П.4), а для воздуха из таблицы (приложение П.2).

Коэффициент лучистого теплообмена $\alpha_{2л}$ определяется по формуле

$$\alpha_{2л} = A_л \frac{\left(\frac{273+\tau_2}{100}\right)^4 - \left(\frac{273+\tau_3}{100}\right)^4}{\tau_2 - \tau_3}, \qquad (7.38)$$

где $A_л$ —угловой коэффициент излучения.

В нашем случае

$$A_л = \frac{G_0}{\frac{1}{\varepsilon_1} + \frac{F_1}{F_2}\left(\frac{1}{\varepsilon_2} - 1\right)}. \qquad (7.39)$$

где ε_1, ε_2 — соответственно степень черноты теплообменных поверхностей (наружной — футеровки и внутренней — бетона), имеющих температуру τ_2 и τ_3; C_0 — коэффициент лучеиспускания абсолютно черного тела, C_0 = 5,67 Вт(м^2·К^4).

Решая систему уравнений теплового баланса (7.33) относительно τ_2, τ_3, и $t_{ср}$, получаем расчетные формулы

$$\tau_2 = \frac{\alpha_{2л}[k_1 df t_г + C(f+1)t_0 + k_2 d t_н] + \alpha_{2к}[k_1(d-1)t_г + k_2 t_н + Ct_0] + k_1 k_2 d t_г + k_2 C t_0}{\alpha_{2л}[k_1 df + C(f+1) + k_2 d] + \alpha_{2к}[k_1(d-1) + k_2 + C] + k_1 k_2 d + k_2 C};$$

$$\tau_3 = \frac{\alpha_{2к} df \tau_2 + \alpha_{2к} f \tau_2 + k_2 d t_н + Ct_0}{\alpha_{2л} df + \alpha_{2к} f + k_2 d + C};$$

$$t_{ср} = \frac{\alpha_{2к} f \tau_2 + \alpha_{2к} \tau_3 + Ct_0}{\alpha_{2к} f + \alpha_{2к} + C}, \qquad (7.40)$$

где

$$C = \frac{2G_в C_в}{F_2}; \quad d = \frac{C}{\alpha_2} + f + 1; \quad f = \frac{F_1}{F_2}.$$

Теплотехнический расчет ведется в последовательности, начиная с нижней зоны:

а) по заданным температуре и расходу газов определяются значения Re и Pr. Из уравнения (7.19) определяется $\alpha_{1к}$;

б) в той же последовательности определяются значения $\alpha_{2к}$ и $\alpha_{1л}$.

При этом расход V, м^3/с, принимается из аэродинамического расчета соответствующего режима (летнего или зимнего). Скорость воздуха в воздушном зазоре определяется по формуле

$$w = \frac{v - v_{фх}}{\pi \delta_x (D_x - \delta_x)}; \qquad (7.41)$$

в) исходной температурой t_0 является температура воздуха, которая принимается в зависимости от $t_г$ и $t_н$ по графику (рис. 11.6);

г) задаваясь величиной $\alpha_{2л}$, по формуле (7.40) определяют τ_2 и τ_3. Проверка принятого значения $\alpha_{2л}$ производится по условию

$$\frac{\alpha_{2л} - \alpha_{2лр}}{\alpha_{2л}} 100 \le 5\,\%,$$

где $\alpha_{2лр}$ определяется по уравнению (7.38).

Ниже приведен также метод расчета, использованный для составления программы на ЭВМ.

Приведя в соответствие уравнения (7.34) и (7.38) с системой уравнений (7.33), получим

$$\begin{cases} k_1(t_г - \tau_2)F = \alpha_{2к}(\tau_2 - t_{ср})F_1 + A_л\left[\left(\frac{\tau_2+273}{100}\right)^4 - \left(\frac{\tau_3+273}{100}\right)^4\right]F_1; \\ \alpha_{2к}(\tau_2 - t_{ср})F_1 = 2G_в C_p(t_{ср} - t_0) + \alpha_{3к}(t_{ср} - \tau_3)F_2; \\ A_л\left[\left(\frac{\tau_2+273}{100}\right)^4 - \left(\frac{\tau_3+273}{100}\right)^4\right]F_1 + \alpha_{3к}(t_{ср} - \tau_3)F_2 = k_2(\tau_3 - t_и)F_2. \end{cases} \quad (7.42)$$

Алгебраическая нелинейная система (7.42) решается относительно неизвестных температур τ_2, $t_{ср}$, τ_3 методом Ньютона.

За начальные значения корней следует принять

$$t_{ср} = t_0;\ \tau_2 = t_{ср} + 20;\ \tau_3 = t_{ср} - 20.$$

Теплотехнический расчет необходимо вести в той же последовательности, начиная с нижней зоны. Далее определяют температурное поле ограждающих дымовую трубу конструкций и температурные перепады на футеровке и на бетоне

$$\tau_1 = t_г - (t_г - \tau_2)k_1/\alpha_1, \quad (7.43)$$

где τ_1 — температура на внутренней поверхности футеровки, °С.

При наличии теплоизоляции на футеровке или бетоне температуру на поверхности слоев ($\tau_{ст\,i+1}$) следует определить по формулам:

со стороны футеровки

$$\tau_{ст\,i+1} = \tau_{ст\,i} - (t_г - \tau_2)\frac{\delta_i}{\lambda_i}k_1, \quad (7.44)$$

со стороны бетона

$$\tau_{ст\,i+1} = \tau_{ст\,i} - (\tau_3 - t_н)\frac{\delta_i}{\lambda_i}k, \quad (7.45)$$

где $\tau_{ст\,i}$ —температура на поверхности слоя, °С.

Температурные перепады соответственно на футеровке и бетоне следует определять по формулам

$$\Delta\tau_ф = (t_г - \tau_2)\frac{\delta_ф}{\lambda_ф}k_1; \quad (7.46)$$

$$\Delta\tau_б = (\tau_3 - t_н)\frac{\delta_б}{\lambda_б}k_2, \quad (7.47)$$

где $\Delta\tau_ф$ —температурный перепад на футеровке, °С; $\Delta\tau_б$ — температурный перепад на бетоне, °С.

После расчета всех зон определяется среднее значение $t_{ср}^{к}$ температуры воздуха в воздушном канале:

$$t_{ср}^{к} = \frac{1}{H}\sum_{i=1}^{n} t_{ср\,i}H_i, \quad (7.48)$$

где n — число зон; H_i — протяженность i-й зоны, м; $t_{ср\,i}$ — средняя температура воздуха в i-й зоне, °С; H — высота трубы, м.

Если

$$\frac{ABS(t_{ср}^{0} - t_{ср}^{к})}{t_{ср}^{0}}100 > 10\,\%, \quad (7.49)$$

то, приняв $t_{ср}^{0} = t_{ср}^{к}$, следует повторить весь расчет, начиная с аэродинамического расчета воздушного канала.

В неравенстве (7.49) $t_{ср}^{0}$ —принятое первоначальное в аэродинамическом расчете вентилируемого канала значение средней температуры воздуха в воздушном зазоре, °С.

Расчет газоотводящей трубы с металлической вставкой

Если в газоотводящей трубе подогрев воздуха осуществляется с помощью металлической вставки, то следует провести ее тепловые расчеты. Схема теплообмена аналогична представленной на рис. 7.4.

Расчет коэффициентов теплоотдачи $\alpha_{2к}$ и $\alpha_{3к}$ (в этом случае $\alpha_{2к} \neq \alpha_{3к}$) при числах $GrPr > 6\cdot10^{10}$ необходимо выполнить по критериальному уравнению:

$$Nu = 0{,}15(GrPr)^{1/3} \quad (7.50)$$

при определяющей температуре $t_{ср}$, определяющем размере H (высота вставки).

Расчет коэффициентов $\alpha_{2к}$, $\alpha_{3к}$ выполняется по формулам

$$\alpha_{2к} = A_к\sqrt[3]{\tau_2 - t_{ср}}; \quad (7.51)$$

$$\alpha_{3к} = A_к \sqrt[3]{t_{ср} - \tau_3}, \qquad (7.52)$$

где коэффициент $A_к$ является функцией температуры и определяется:

$t_в$	–50	–30	10	50	100
$A_к$	1,85	1,75	1,65	1,56	1,53

Теплоаэродинамические расчеты труб с проходным вентилируемым зазором

Теплоаэродинамический расчет газоотводящей трубы с одним или несколькими газоотводящими стволами в железобетонной оболочке с проходным вентилируемым зазором (рис. 7.6) выполняется для двух или трех режимов работы трубы в зависимости от исходных данных рассчитываемого объекта.

При температуре дымовых газов, существенно превышающей температуру насыщения конденсирующихся паров более чем на 20 °С, выполняется расчет для двух режимов:

а) проводится расчет по определению толщины теплоизоляции стволов для летнего режима для обеспечения температуры воздуха в межтрубном простран-

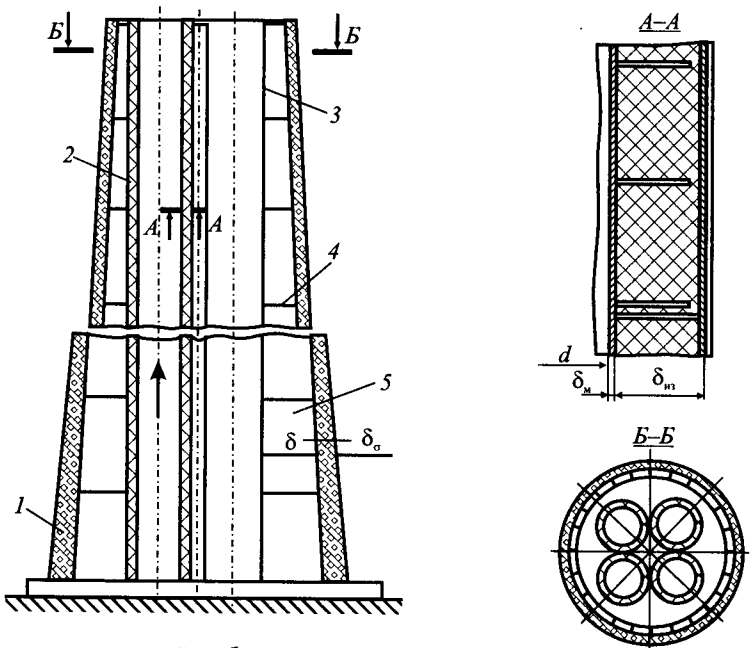


Рис. 7.6. Схема газоотводящей трубы с проходным зазором с четырьмя металлическими газоотводящими стволами: *1* — железобетонная оболочка; *2* — газоотводящий ствол; *3* — теплоизоляция; *4* — промежуточная площадка; *5* — межтрубное пространство

Таблица 7.2

Температурные перепады в зависимости от скорости газов

Скорость газов в трубе при номинальной нагрузке, м/с	Рекомендуемый перепад "газ–стенка", °С
40–30	1,0–1,5
30–20	1,5–2,0
20–15	2.0–2,5

стве, не превышающей 40 °С. За расчетную температуру наружного воздуха принимается средняя температура наиболее жаркого месяца;

б) для определения температурных перепадов по железобетонному стволу в зимних условиях за расчетную принимается температура наружного воздуха самой холодной пятидневки. Толщина изоляции принимается по результатам первого расчета.

При температуре дымовых газов, близкой к температуре насыщения конденсирующихся паров, расчет ведется дополнительно для третьего режима работы трубы: проводится Теплоаэродинамический расчет, в результате которого определяется толщина теплоизоляции стволов исходя из условий обеспечения температурного перепада "газ – стенка", исключающего или снижающего конденсацию паров серной кислоты, за расчетную температуру наружного воздуха принимается среднегодовая температура, а температурный перепад "газ – стенки" принимается по табл. 7.2 в зависимости от скорости дымовых газов в устье трубы.

Толщина изоляции принимается наибольшей, получаемой в результате трех расчетов.

Расчет по определению толщины теплоизоляции газоотводящих стволов из условия обеспечения $t_в = 40$ °С проводится для летнего режима, когда нагрузка на трубу определяется только энергетическими котлами. При расчете температурных перепадов по железобетонному стволу и при расчете толщины теплоизоляции, исходя из условия обеспечения температурного перепада "газ – стенка", необходимо учитывать график работы одновременно энергетических и пиковых котлов, причем для зимнего режима нагрузка будет суммарной, а при расчете по среднегодовой температуре — средневзвешенной.

Теплоаэродинамический расчет газоотводящей трубы с проходным вентилируемым зазором при одинаковой температуре газов в газоотводящих стволах

В случае многоствольной газоотводящей трубы полный тепловой поток от дымовых газов для системы уравнений (7.1) определяется по формуле

$$Q_1 = zk_1(t_F - \tau_2)F_1, \tag{7.53}$$

где z — число стволов.

При расчете трубы с несколькими стволами используется эквивалентный диаметр воздушного зазора

$$d_{экв} = \frac{D^2 - z(d+2\delta)^2}{D + zd},$$

где D — диаметр железобетонной оболочки, м; d — диаметр газоотводящего ствола, м.

Усредненный эквивалентный диаметр определяется по формуле

$$d_{экв.з} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{n} \frac{H_{зi}}{d_{экв.з}}} \sum_{i=1}^{n} H_{зi}, \tag{7.54}$$

где $H_{з\,i}$ —высота расчетной зоны, м; $d_{экв.з}$ — эквивалентный диаметр расчетной зоны, м.

При расчете углового коэффициента $A_л$ за величину средней взаимной помрхности излучения между газоотводящими стволами и железобетонной оболочкой принимается произведение периметра контура P на высоту зоны, $F_{изл} = PH_з$, и коэффициент $A_л$ определяется по формуле

$$A_л = \frac{G_0}{\frac{1}{\varepsilon_1} + \frac{F_{изл}}{F_2}\left(\frac{1}{\varepsilon_2} - 1\right)}. \tag{7.55}$$

Тогда система уравнений будет иметь вид:

$$\begin{cases} zk_1(t_г - \tau_2)F_1 = zA_к(\tau_2 - t_{ср})^{4/3}F_1 + A_л\left[\left(\frac{\tau_2+273}{100}\right)^4 - \left(\frac{\tau_3+273}{100}\right)^4\right]F_{изл}; \\ zA_к(\tau_2 - t_{ср})^{4/3}\frac{F_1}{F_2} = \frac{2Gc_p(t_{ср} - t_0)}{F_2} + A_к(t_{ср} - \tau_3)^{4/3}; \\ A_л\left[\left(\frac{\tau_2+273}{100}\right)^4 - \left(\frac{\tau_3+273}{100}\right)^4\right]\frac{F_{изл}}{F_2} + A_к(t_{ср} - \tau_3)^{4/3} = k_2(\tau_3 - t_н). \end{cases} \tag{7.56}$$

Система уравнений (7.56) позволяет рассчитать температурные поля и перепады в любой точке ограждающих конструкций дымовой трубы аналогично наложенному расчету для дымовой трубы с противодавлением.

Теплоаэродинамический расчет газоотводящих труб с проходным вентилируемым зазором при разной температуре газов в газоотводящих стволах

В этом случае расчет проводится исходя из следующей предпосылки: количество теплоты, переданное от газоотводящих стволов воздуху межтрубного пространства, идет на нагрев его и потери через железобетонную оболочку в окружающую среду. Количество теплоты, переданное от дымовых газов одного газоотводящего ствола:

$$Q_1^{\,i} = \alpha_1(t_г - \tau_1)F_1. \tag{7.57}$$

Общее количество теплоты определяется суммированием индивидуальных тепловых потоков от каждого ствола

$$Q_1 = \sum_{i=1}^{n} Q_1^{\,i}. \tag{7.58}$$

Следуя принципу неразрывности теплового потока через многослойную стенку, количество теплоты $Q_1^{\,i}$ можно определить в отличие от выражения (7.57) по выражению через коэффициент теплопередачи:

$$Q_1^{\,i} = k_{1п}(t_г - t_{ср})F_1, \tag{7.59}$$

где $k_{1п}$ —полный коэффициент теплопередачи от дымовых газов к воздуху вентилируемого зазора, Вт/(м^2·°С):

$$k_{1п} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{г.ст}}{\lambda_{г.ст}} + \frac{\delta_{из}}{\lambda_{из}} + \frac{1}{\alpha_в}}, \tag{7.60}$$

$\alpha_в$ — эффективный коэффициент теплоотдачи от газоотводящего ствола к воздуху путем конвекции и излучения, может быть принят равным 5–7 Вт(м^2·°С), нижний предел $\alpha_в$ соответствует нижним зонам, верхний — верхним зонам трубы.

Количество теплоты Q_2, переданное через железобетонную оболочку наружному воздуху, Вт:

$$Q_2 = k_{2п}(t_{ср} - t_н)F_2, \qquad (7.61)$$

где $k_{2п}$ — полный коэффициент теплопередачи через железобетонную оболочку, Вт/(м^2·°С):

$$k_{2п} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_в} + \frac{\delta_б}{\lambda_б} + \frac{1}{\alpha_и}}; \quad F_2 = \pi D_б H_з, \qquad (7.62)$$

$D_б$ — средний диаметр железобетонной оболочки в расчетной зоне, м.

Количество теплоты, воспринимаемой воздухом от газоотводящих стволов, Вт:

$$Q_3 = G_в c_в (t_x - t_0), \qquad (7.63)$$

где $G_в$ — количество движущегося воздуха в вентилируемом зазоре, кг/ч.

Для нижней зоны количество воздуха определяется

$$G_в = 3600\rho_в w_в F_в, \qquad (7.64)$$

где $\rho_в$ — плотность воздуха при температуре t_0, кг/м^3; $w_в$, $c_в$ — скорость, теплоемкость воздуха, м/с, кДж/(кг·°С); $F_в$ —сечение для прохода воздуха в вентилируемом зазоре, м^2.

Уравнение теплового баланса будет иметь вид

$$Q_1 = Q_2 + Q_3$$

или в развернутом виде

$$\sum_{i=1}^{z} Q_1^i = k_{2п}\left(\frac{t_0 + t_x}{2} - t_н\right)F_2 + G_в c_в (t_x - t_0). \qquad (7.65)$$

Теплоаэродинамический расчет газоотводящей трубы с проходным вентилируемым зазором при разной температуре газов в газоотводящих стволах проводится в следующей последовательности:

а) задавшись необходимой величиной τ_1, определяют количество теплоты Q_1;

б) при принятом значении скорости поступающего в вентилируемый канал воздуха (принимается $w_в$ = 0,1–0,05 м/с) по формуле (7.64) определяется $G_в$;

в) из уравнения теплового баланса (7.65) определяется температура t_x и $t_{ср}$ для каждой зоны, значения t_x и $t_{ср}$ не должны превышать 40 °С;

г) производится проверка принятого значения $G_в$ при условии движения воздуха в вентилируемом зазоре за счет естественной тяги. Для обеспечения движения воздуха в зазоре должно соблюдаться условие, чтобы потери давления в зазоре не превышали значение самотяги. Это условие аналитически с .достаточной степенью приближения может быть записано выражением

$$\frac{(\varepsilon_{вх} p + \Delta h_к + \varepsilon_{вых} p) - S}{S} 100 \le 10\,\%. \qquad (7.66)$$

При решении выражения (7.66) определяются площади живых сечений на входе воздуха в канал (межтрубное пространство), выходе и в зонах местных сопротивлений. Если выражение (7.66) не удовлетворяется, то необходимо установить вентилятор. Задавшись значением напора вентилятора, определяют расход воздуха, снова определяют значения t_x и $t_{ср}$.

Если они не превышают допустимой величины, то определяются толщина изоляции для каждого ствола, значения температуры внутренней поверхности бетона τ_3, наружной поверхности бетона τ_4 и температурного $\Delta\tau_б$:

$$\tau_3 = t_{ср} - \frac{k_{2п}(t_{ср} - t_н)}{\alpha_в}; \qquad (7.67)$$

$$\tau_4 = \tau_3 - \frac{k_{2п}(t_{ср} - t_н)}{\lambda_б / \lambda_б}; \qquad (7.68)$$

$$\Delta\tau_б = \tau_3 - \tau_4. \qquad (7.69)$$

Расчет температурных полей в газоотводящей железобетонной трубе без вентилируемого зазора

Расчет температур по толщине многослойной стенки ствола трубы производится при стационарном тепловом режиме по формуле

$$t_n = t_г - \frac{t_г - t_н}{R_0}\left(R_г + \sum_{i=1}^{n} R_к\right), \qquad (7.70)$$

где t_n —температура n-го слоя стенки.

Общее сопротивление ограждения теплопередачи, м^2·°С/Вт, равно

Таблица 7.3

Термические сопротивления воздушных зазоров трубы $R_{в.з}$, м²·°С/Вт

Толщина зазора δ, нм	При положительной температуре воздуха в зазоре	При отрицательной температуре воздуха в зазоре
10	0,15	0,17
20	0,16	0,18
30	0,16	0,19
50	0,16	0,2
100	0,17	0,21
150	0,18	0,21
100–300	0,18	0,21

$$R_0 = R_г + R_1 + R_2 + ... + R_n + R_н = R_г + R_и + \sum_1^k R_к, \qquad (7.71)$$

$$R_г = \frac{1}{\alpha_г}; \quad R_н = \frac{1}{\alpha_н}; \quad R_1 = \frac{\delta_1}{\lambda_1}; \quad R_2 = \frac{\delta_2}{\lambda_2}; \quad R_к = \frac{\delta_к}{\lambda_к},$$

где δ_1, δ_2, δ_n — толщина слоев стенки трубы из однородного материала, м; λ_1, λ_2, λ_n — коэффициенты теплопроводности слоев, Вт/(м·°С); k — количество слоев стенки трубы; n — количество расчетных поверхностей, если считать со стороны дымовых газов.

Значения термических сопротивлений замкнутых воздушных зазоров приведены в табл. 7.3. Величины $R_{в.з}$, приведенные в таблице, определены при разности температур на поверхностях, равной 10 °С.

7.5. Массообмен в газоотводящей трубе

Процессы теплообмена в газоотводящей трубе сопровождаются процессами переноса массы одного компонента газа в другом. Так, например, обстоит дело при конденсации пара из парогазовой смеси, представляемой в трубе в виде дымовых газов. По аналогии с конвективным теплообменом процесс совместного молекулярного и молярного переноса вещества в движущейся многокомпонентной среде называют конвективным массообменом.

Теоретическая основа аналогии процессов тепло- и массообмена при умеренной интенсивности массообмена — одинаковая

структура математического описания процессов теплообмена и массообмена. Аналогия имеет место при выполнении следующих условий:

граничные условия полей температур и концентраций подобны (в частности, неизменные значения граничных температур и концентраций);

поперечный поток вещества имеет столь малую интенсивность, что практически не искажает основную гидродинамическую картину течения смеси;

температурные перепады настолько малы, что изменение физических свойств с температурой несущественно.

Задачей расчета массообмена в газоотводящей трубе является установление зависимостей при конденсации паров воды и серной кислоты на поверхности газоотводящего ствола из парогазовой смеси, содержащей примеси неконденсирующегося газа и золовых частиц.

В настоящее время основной путь решения практических задач совместного тепло- и массообмена состоит в использовании аналогий, существующих в процессах переноса массы, энергии и импульса.

Рассмотрим высотную цилиндрическую трубу, вертикально расположенную, в которой пропускаются дымовые газы, содержащие азот и его оксиды, углекислый газ, сернистый ангидрид, пары воды и серной кислоты, а также твердые золовые частицы размером от 0 до 100 мкм. Температура дымовых газов в трубе, как правило, не превышает 180 °С; скорость течения дымовых газов составляет от 6 до 45 м/с; режим движения — турбулентный. При температуре ниже 150 °С в парогазовой дисперсной среде пары серной кислоты могут находиться в насыщенном или пересыщенном состоянии, и в результате тепло- и массообмена со стенками дымовой трубы происходит конденсация паров серной кислоты на внутренней поверхности трубы. Одновременно имеет место конденсация паров серной кислоты в результате пересыщения на ядрах конденсации — золовых частицах. При этом происходит также массообмен между эоловыми частицами с поверхностью трубы за счет инерционного осаждения (действием гравитационных, диффузионных, электростатических и других сил, очевидно, можно пренебречь).

При снижении температуры ниже 60 °С возможна конденсация водяных паров.

Исходя из указанных выше условий течения дымовых газов в трубе, массообмен можно классифицировать:

- массообмен при конденсации водяных паров из парогазовой среды;
- массообмен при конденсации паров серной кислоты из парогазовой среды;
- осаждение на поверхности из газового потока твердых частиц.

Массообмен при конденсации определяется термодинамическим состоянием газовой среды в газоотводящей трубе.

При этом возможны следующие состояния:

– температура насыщения конденсирующихся веществ меньше температуры газов и температуры поверхности, т. е. $t_г > t_{ст} > t_{нас}$; в этом случае конденсация в дымовой трубе исключается;

– температура насыщения конденсирующихся веществ меньше температуры газов, но больше температуры стенки, т. е. $t_г > t_{нас} > t_{ст}$; в этом случае происходит конденсация на поверхности стенки;

– температура насыщения конденсирующихся веществ больше температуры стенки и температуры газов, т. е. $t_{нас} > t_г > t_{ст}$; в этом случае происходит конденсация в объеме дымовых газов.

В зависимости от указанных условий определяется метод расчета массообмена: для указанных условий первого случая расчет массообмена не производится; для второго — проводится определение потоков конденсации по поверхности за счет концентрационной диффузии, а для третьего случая количество конденсата, образующегося на поверхности, определяется суммарно за счет как концентрационной диффузии, так и инерционного осаждения капелек тумана с частичками золы.

При сжигании газа одним из конденсирующихся в дымовой трубе компонентов является водяной пар. Однако вероятность конденсации его в газоотводящей трубе весьма ограничена. Так, при базовой работе энергооборудования температура дымовых газов в трубе значительно выше температуры насыщения водяных паров, их конденсация на стенках газоотводящего ствола исключается. Появляется такая возможность при снижении температуры газов в трубе до 40–50 °С, а это соответствует работе дымовой трубы в период остановов, пусков и работе с частичными нагрузками энергооборудования (в начальный период эксплуатации дымовой трубы).

Как опытные, так и теоретические данные для коэффициента массоотдачи при конденсации водяного пара из парогазовой смеси могут быть описаны уравнением подобия [7.21]

$$\frac{\mathrm{Nu}_D}{\mathrm{Nu}_{D_1}} = \frac{1}{\pi_D} f\left(\frac{\varepsilon_г}{\pi_D}\frac{R_п}{R_г}\right), \qquad (7.72)$$

где $\mathrm{Nu}_D = \beta_p/Dp$ — диффузионное число Нуссельта; Nu_{D_1} —то же (диффузионное число Нуссельта) при плотности поперечного потока массы $j_п \to 0$, которая в этом случае определяется по аналогии между тепло- и массообменом; β_p — коэффициент массоотдачи; l — характерный размер поверхности; Dp — коэффициент диффузии для пара; $\pi_D = \Delta p_п/p$ — безразмерная разность парциальных давлений пара; $\Delta p_п$ —разность парциальных давлений пара в основной массе парогазовой смеси и на поверхности раздела фаз; p — общее давление

смеси; $\varepsilon_г = p_г/p$ — объемное содержание газа в основной массе смеси; $p_г$ — парциальное давление газа; $R_п$, $R_г$ — газовые постоянные пара и смеси.

При $\varepsilon_г/\pi_D > 2{,}5$ и $\varepsilon_г > 0{,}85$–$0{,}90$ можно считать приближенно справедливой аналогию между тепло- и массообменом, т. е. принимать, что

$$\mathrm{Nu}_D/\mathrm{Nu}_{D_1} = 1.$$

Если только выполняется условие $\varepsilon_г/\pi_D > 2{,}5$, то достаточно точной является следующая зависимость:

$$\mathrm{Nu}_D/\mathrm{Nu}_{D_1} = 1/\varepsilon_г.$$

Выясним, какие условия могут быть выполнены для расчета массообмена в дымовой трубе. Исходные данные для предельных значений парциальных давлений водяных паров в дымовой трубе приведены по данным [6.10, 7.22] в табл. 7.4. Температуру стенки конденсации принимаем на 10 °С ниже температуры насыщения водяных паров.

Максимальное значение парциального давления водяного пара отмечается при сжигании торфа и минимальное при сжигании кузнецкого промпродукта.

Связь между давлением и температурой насыщения выражается [7.23] формулой

$$\ln p_н = \frac{156 + 8{,}12 t_н}{236 + t_н}.$$

Тогда для максимального значения парциального давления получаем

$$\pi_D = 0{,}10;\ \varepsilon_г = 0{,}71;\ \varepsilon_г/\pi_D = 7{,}10;$$

для минимального значения

$$\pi_D = 0{,}031;\ \varepsilon_г = 0{,}96;\ \varepsilon_г/\pi_D = 30{,}96.$$

Таблица 7.4

Максимальные и минимальные значения парциальных давлений водяного пара в дымовых газах

Вид топлива	Природный газ	Мазуты орский и турьевский	Уголь Бабаевского месторождения Башкирской АССР, марки Б1	Торф	Кузнецкий промпродукт мокрого обогащения
Парциальное давлеиие водяного пара, Па·10^{-5}	0,2	0,12	0,28	0,29	0,04

Из приведенных вычислений имеем, что для случая максимальных значений расчет массообмена следует проводить по зависимости $Nu_D/Nu_{D1} = 1/e_r$, а для случая минимальных значений справедлива полная аналогия с теплообменом $Nu_D/Nu_{D_1} \le 1$.

При расчете в каждом конкретном случае необходимо производить определение значений $\varepsilon_г$ и $\varepsilon_г/\pi_D$ для выбора расчетной зависимости при расчете коэффициента массообмена.

На ТЭС при сжигании сернистого топлива в дымовых газах обычно образуется 0,1–0,5 % SO_2 и 0,001–0,005 % SO_3 по объему. Количество образующегося серного ангидрида зависит от нагрузки котла, избытка воздуха в топке, содержания серы в топливе и приближенно определяется [7.24] формулой

$$p_{SO_3} = k_к k_т p_{SO_2} \left(\frac{Q}{V_г}\right)^l p_{O_2}^r, \qquad (7.73)$$

где $k_к$ — коэффициент, зависящий от конструктивных параметров котла и способа сжигания; $k_т$ — коэффициент, зависящий от вида топлива; p_{SO_2},—парциальное давление паров сернистого ангидрида после экономайзера; p_{O_2}, — парциальное давление избыточного кислорода в продуктах сгорания; $V_г$ — расход газов, отнесенный к 1 кг топлива при нормальных условиях; l, r — коэффициенты, достаточно близкие к единице.

Переход SO_3 в H_2SO_4, начинается при 300 °С и практически заканчивается при 200 °С, т. е. в дымовой трубе серный ангидрид находится в ассоциированном состоянии с водяными парами и представлен в виде паров серной кислоты. Расчеты по выражению (7.73) и экспериментальные исследования показывают, что концентрация паров серной кислоты в дымовых газах составляет незначительную величину (1–5 Па). Это обстоятельство так же, как и для водяных паров, позволяет при расчете массообмена использовать аналогию массообмена с теплообменом и расчет вести по тем же критериальным зависимостям.

Задача расчета будет заключаться прежде всего в правильном выборе критериальных зависимостей исходя из конкретных условий тепло- и массообмена, которые в общем виде представляются зависимостями:

для теплообмена

$$Nu = cRe^a Pr^в. \qquad (7.74)$$

для массообмена

$$Sh = cRe^a Sc^в, \qquad (7.75)$$

где Nu, Re, Pr, Sh, Sc — соответственно критерии Нуссельта, Рейнольдса, Прандтля, Шервуда, Шмидта.

Искомой величиной при этом является коэффициент массопереноса, определяемый по критерию Шервуда из уравнения (7.75). Для определения коэффициентов диффузии, входящих в критерии Шервуда и Шмидта, используется закон концентрационной диффузии (закон Фика, устанавливающий пропорциональность потока вещества градиенту концентраций)

$$j = -D\frac{dc}{dy},$$

где j — поток вещества; D — коэффициент диффузии; dc/dy — градиент концентраций.

Возможна ситуация, когда температура газов оказывается ниже температуры, равновесной с давлением находящихся в газах паров серной кислоты. В этом случае пары кислоты в потоке находятся в пересыщенном состоянии. В зависимости от степени пересыщения конденсация может идти на присутствующих в газах твердых частицах аэрозолей или по гомогенному механизму путем образования новых центров конденсации. Согласно теории конденсации в объеме запыленных потоков [7.25] конденсация происходит преимущественно на ядрах конденсации, т.е. частичках золы. Объясняется это тем, что диаметр частичек на несколько порядков больше размеров образующихся зародышей конденсации, диаметр которых не превышает 10^{-8} м. С другой стороны, известно, что давление насыщенного пара над каплей увеличивается с уменьшением радиуса кривизны. Поэтому вероятность протекания конденсации тем выше, чем крупнее частицы или капля. Учитывая большую турбулентность потока, можно с достаточной степенью точности предположить, что вся кислота в запыленном потоке дымовых газов конденсируется на частичках золы и кислота попадает на стенку газоотводящего ствола в процессе осаждения частичек золы.

Следуя инерционному механизму осаждения золовых частиц, скорость осаждения серной кислоты из запыленных дымовых газов будет определяться аналогичными уравнениями, используемыми при расчете скорости осаждения золы. В [7.26–7.31] приведены к результаты исследований по золоотложениям в дымовой трубе и (даны аналитические зависимости для определения их интенсивности переноса из дымовых газов на поверхность трубы.

Установлено, что при инерционном осаждении из любой области, характеризующейся различной степенью турбулентности, скорость осаждения золы

на футеровку прямо пропорциональна произведению скорости и запыленности потока, т. е.

$$g_з = k_и C_з w, \qquad (7.76)$$

где $g_з$ — скорость осаждения золы на стенку; $C_з$ — концентрация золы в газовом потоке; w — скорость газового потока; $k_и$ — коэффициент инерции золовых частиц, являющийся функцией безразразмерного пути торможения частицы и числа Рейнольдса газового потока.

Изложенная физико-математическая модель массообмена в дымовой трубе и приведенные основополагающие аналитические зависимости позволяют осуществлять расчет конденсационных процессов в дымовой трубе.

Расчету массообмена должен предшествовать тепловой расчет дымовой трубы, в ходе которого определяются температурные условия в дымовой трубе, и при расчете массообмена они являются известными. В качестве исходных данных задаются: геометрические параметры дымовой трубы; температура, объем и состав дымовых газов; вид и доля каждого сжигаемого топлива; температура насыщения конденсирующихся веществ.

При расчете конденсации серной кислоты принимается полная аналогия теплообмена с массообменом, а при расчете конденсации водяных паров с парциальным давлением более 0,01 МПа принимается частичная аналогия, т.е. необходимо в критериальное уравнение вводить множитель $(p_г/p)$.

Считается, что вдоль фазовой поверхности парциальные давления веществ не изменяются и решается одномерная задача.

Расчет потока конденсата на поверхности газоотводящего ствола ($t > t_{нас} > t_{ст}$)

Расчет потока конденсации на внутренней поверхности газоотводящей трубы проводится по зонам в соответствии с расчетными сечениями и зонами, выбранными в тепловом расчете. Критериальные уравнения и обоснование их выбора приведены в тепловом расчете.

Коэффициент диффузионного массопереноса определяется по формуле:

для неметаллических газоотводящих стволов

$$\beta = 0{,}032\frac{\delta}{d}\mathrm{Re}^{0,8}\,\mathrm{Sc}^{0,3}, \qquad (7.77)$$

для металлических газоотводящих стволов

$$\beta = 0{,}023\frac{\delta}{d}\mathrm{Re}^{0,83}\,\mathrm{Sc}^{0,44}, \qquad (7.78)$$

Таблица 7.5

Коэффициент диффузии паров серной кислоты в различных средах

Среда	Коэффициент	Температура, °С			
		77	127	177	227
Продукты сгорання мазута	$D\cdot10^2$, м²/ч	3,887	4,749	5,665	6,636
	$\delta\cdot10$, кг/(м·ч)	1,327	1,418	1,503	1,587
	$\delta'\cdot10^{-3}$, кмоль/(м·ч)	1,354	1,447	1,593	1,618
Продукты сгорания природного газа	$D\cdot10^2$, м²/ч	3,944	4,786	5,701	6,674
	$\delta\cdot10$, кг/(м·ч)	1,346	1,426	1,513	1,594
	$\delta'\cdot10^{-3}$, кмоль/(м·ч)	1,373	1,455	1,544	1,627
Воздух	$D\cdot10^2$, м²/ч	3,964	4,800	5,730	6,708
	$\delta\cdot10$, кг/(м·ч)	1,351	1,434	1,521	1,623
	$\delta'\cdot10^{-3}$, кмоль/(м·ч)	1,379	1,463	1,552	1,635

Таблнца 7.6

Коэффициент диффузии водяных паров в газах

Температура, °С	D, м²/ч	δ', кмоль/(м·ч)	δ, кг/(м·ч)	Sc
25	0,0729	$2{,}96\cdot10^{-3}$	0,053	0,782
125	0,0919	$3{,}20\cdot10^{-3}$	0,057	0,886

где β — диффузионный коэффициент массопереноса, кг/(м²·ч); δ — коэффициент диффузии, кг/ч, определяемый по табл. 7.5 и 7.6; d — диаметр газоотводящего ствола, м; Re—критерий Рейнольдса, $\mathrm{Re} = wd/\nu$; w — скорость дымовых газов, м/с; ν — коэффициент кинематической вязкости, м²/с; Sc — критерий Шмидта, $\mathrm{Sc} = \nu/D$; D — коэффициент диффузии конденсирующегося пара в дымовых газах.

Далее необходимо определить движущую силу массопереноса, зависящую от соотношения парциальных давлений конденсирующихся веществ в дымовых газах и их температуры. Для расчета модуля переноса паров серной кислоты и воды в [7.32] предложены аппроксимационные, т.е. не несущие физического смысла, формулы:

для паров серной кислоты

$$M_к = \exp\left\{\frac{1}{0{,}434}\left[K_1 + \left(\frac{1}{K_2 + p_{в.п}} + K_3\right)\left(\frac{K_4}{K_5 + T_н} + K_6\right)\right]\right\} - \qquad (7.79)$$

$$-\exp\left\{\frac{1}{0{,}434}\left[K_1+\left(\frac{1}{K_2+p_{в.п}}+K_3\right)\left(\frac{K_4}{K_5+T_{ст}}+K_6\right)\right]\right\},$$

где $K_1 = -0{,}8584$; $K_2 = 0{,}22$; $K_3 = -9{,}563$; $K_4 = 258{,}92$; $K_5 = -222{,}794$; $K_6 = -0{,}7799$; $p_{в.п}$ — парциальное давление водяных паров, кПа; $T_н$ — температура насыщения паров серной кислоты в дымовых газах, К; $T_{ст}$ — температура стенки, К;

для паров воды

$$M_в = \frac{p_{в.п} - p_{в.п}^{н}}{p}, \qquad (7.80)$$

где $p_{в.п}^{н}$ — парциальное давление насыщенных водяных паров при температуре стенки, которое определяется по табл. 7.7; p — общее давление дымовых газов.

В заключение расчета по известным коэффициенту и модулю массопереноса определяется поток конденсации на поверхности газоотводящего ствола, кг/(м^2·ч),

$$g_к = \beta M, \qquad (7.81)$$

Таблица 7.7

Параметры паровоздушной смеси при 101,3 кПа

Температура, К	Парциальное давленне насыщенного водяного пара в смеси, кПа	Плотность, кг/м^3	
		сухого воздуха	насыщенной паровоздушной смеси
276	0,872	1,27	1,27
283	1,229	1,248	1,242
288	1,705	1,226	1,218
293	2,338	1,205	1,195
295	2,644	1,197	1,185
297	2,984	1,189	1,176
299	3,361	1,181	1,166
301	3,780	1,173	1,156
303	4,243	1,165	1,146
305	4,755	1,157	1,136
307	5,320	1,15	1,126
309	5,941	1,142	1,116
311	6,625	1,135	1,107
313	7,376	1,128	1,097
323	12,335	1,093	1,043
333	19,920	1,06	0,983
343	31,160	1,029	0,912
353	47,346	1,0	0,826
363	70,106	0,973	0,724
373	101,33	0,947	0,599

где $g_к$ — поток конденсации на поверхности газоотводящего ствола за счет концентрационной диффузии (молекулярной и конвективной).

Расчет потока конденсации на поверхности газоотводящего ствола при конденсации в объеме дымовых газов ($t_{нас} > t_г > t_{ст}$)

В расчете объемной конденсации принимается, что вся сконденсированная кислота в объеме поступает в газоотводящую трубу, если специально не задана концентрация их частичек на основе предварительно проведенных расчетов массообмена в хвостовых поверхностях парогенератора (до газоотводящей трубы). При этом поток конденсирующихся веществ на поверхность газоотводящего ствола трубы определяется для дымовых газов, образуемых при сжигании мазута и газа. В случае сжигания твердого топлива при конденсации в объеме запыленного потока все конденсирующееся вещество оказывается на твердых частицах золы и расчет следует проводить по типу массообмена золовых частиц.

Поток конденсата из объема дымовых газов в случае объемной конденсации определяется как сумма потоков за счет концентрационной диффузии и инерционного осаждения:

$$g = g_к + g_и, \qquad (7.82)$$

где $g_и$ — поток инерционного осаждения, кг/(м^2·с).

Поток $g_к$ определяется по выражению (7.81), а поток за счет инерционного осаждения капелек тумана отождествляется с определением потока за счет инерционного осаждения золовых частиц

$$g_и = k_и C w, \qquad (7.83)$$

где $k_и$ — коэффициент инерции капли, зависящий от безразмерного пути торможения, размеров и физических параметров капли и скорости газового потока; при расчете осаждения капелек серной кислоты и воды рекомендуется принимать $k_и = 3{,}15 \cdot 10^{-3}$ при всех значениях критического пути торможения; C — массовая концентрация капелек в газовом потоке, кг/м^3.

Определение массовой концентрации тумана серной кислоты и воды осуществляется по формуле получаемой из уравнения состояния идеальных газов (уравнение Менделеева):

$$C = \frac{M(p_2 - p_1)\cdot 273}{RT_г^2}, \qquad (7.84)$$

где M — молекулярная масса капли, кг/кмоль; p_1 — давление насыщенного пара конденсирующегося вещества в объеме, соответствующее действительной температуре дымовых газов, Па; p_2 —давление насыщенного пара конденсирующегося вещества в объеме дымовых газов при температуре насыщения, Па; $T_г$ — температура газов, К; R — газовая постоянная, равная 8314 Дж/(кмоль·К).

Наряду с определением потоков конденсации в ходе теплового расчета по результатам расчета температуры поверхности газоотводящего ствола по рис. 7.7 оценивается концентрация серной кислоты, конденсируемой на внутренней стенке. Парциальные давления насыщенного пара серной кислоты при различных температурах определяются по табл. 7.8.

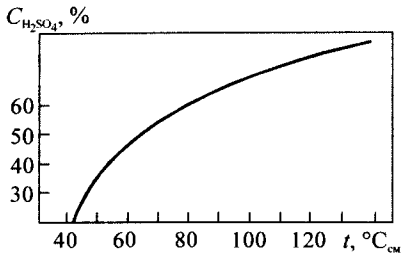


Рис. 7.7. Зависимость концентрацни серной кислоты на поверхности конденсацин от ее температуры

Приведенный метод расчета массообмена позволяет оценивать коррозионные процессы в дымовой трубе при эксплуатации и на стадии проектирования — более обоснованно назначать противокоррозионную защиту и соответствующие конструктивные решения в зависимости от конкретных условий эксплуатации.

Таблица 7.8

Значения давления насыщенного пара серной кислоты при различных температурах, Па

Температура, °С	Давленне, Па	Температура, °С	Давленне, Па	Температура, °С	Давленне, Па
100	0,01162	117	0,1561	134	1,298
101	0,01375	118	0,1788	135	1,453
102	0,01625	119	0,2047	136	1,624
103	0,01915	120	0,2340	137	1,833
104	0,2254	121	0,2669	138	2,020
105	0,2647	122	0,3040	139	2,252
106	0,03099	123	0,3457	140	2,507
107	0,03624	124	0,3925	141	2,785
108	0,04229	125	0,4452	142	3,090
109	0,04925	126	0,5041	143	3,427
110	0,05731	127	0,5701	144	3,796
111	0,06695	128	0,6437	145	4,201
112	0,07691	129	0,7259	146	4,643
113	0,08892	130	0,8175	147	5,128
114	0,1026	131	0,9196	148	5,657
115	0,1183	132	1,033	149	6,234
116	0,1359	133	1,159	150	6,864

Глава 8 СТАТИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СТВОЛА ГАЗООТВОДЯЩЕЙ ТРУБЫ

8.1. Общие положения по расчету железобетонного ствола

Расчет ствола железобетонных газоотводящих труб на прочность проводится в соответствии с [8.1, 8.2] и содержит следующие элементы:

- расчет горизонтальных сечений на воздействие ветра, собственного веса трубы и температур. Из этого расчета определяется толщина железобетонной оболочки — ствола трубы и количество продольной вертикальной арматуры;
- расчет вертикальных сечений стенки железобетонной оболочки — ствола трубы на воздействие температуры. Из этого расчета определяется необходимое количество горизонтальной кольцевой арматуры;
- расчет прогибов трубы для определения и учета дополнительных изгибающих моментов от собственного веса, а также для проверки динамической устойчивости трубы.

Расчет горизонтальных и вертикальных сечений производится по двум предельным состояниям: по несущей способности и по раскрытию трещин.

За первое предельное состояние вертикальных и горизонтальных сечений с наветренной стороны трубы принимается образование пластического шарнира. В горизонтальном сечении трубы с ненапрягаемой арматурой этому соответствует состояние, когда зона текучести растянутой арматуры доходит до центра тяжести арматуры растянутой зоны (рис. 8.1), в сечении с подветренной стороны трубы — использование несущей способности сжатой зоны бетона.

При расчете несущей способности нагрузки от собственного веса принимают без коэффициента перегрузки (масса бетона принимается в высушенном состоянии), температуры внутренней поверхности бетона и арматуры принимают согласно теплотехническому расчету и расчетную ветровую нагрузку

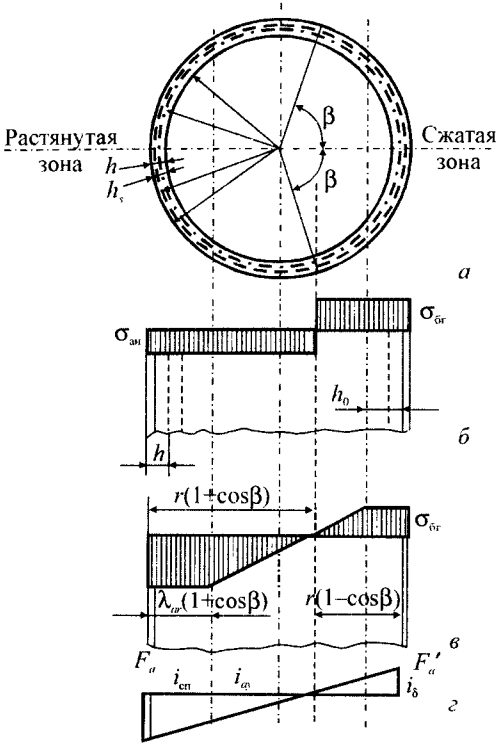


Рис. 8.1. Расчетная схема с ненапрягаемой арматурой: *а* — схема горизонтального сечения; *б* — эпюра напряжений в предельном состоянии; *в* — схема деформаций сечения; *г* — расчетная эпюра напряжений

рассчитывают по нижеприведенной методике. В результате статического расчета и конструктивными мероприятиями (увеличением толщины стенки и количества арматуры) должно быть обеспечено соблюдение следующих требований.

1. Наибольшие значения температур нагрева бетона и арматуры ($t_б$ и $t_а$), получаемые из теплотехнического расчета температур, не должны превышать максимально допустимых значений.

2. Расчетные значения напряжений в растянутой арматуре $G_а$ и в сжатой зоне бетона $G_б$ должны удовлетворять неравенствам

$$G_а \le R_{at}, \qquad (8.1)$$

где

$$R_{at} = k_а \gamma_а R_а^н;\ G_б \le R_{прt},\ R_{прt} = k_{бс} m_б \gamma_б^n R_{пр}^н; \qquad (8.2)$$

$k_а$, $m_а$, $k_б$, $m_б$ — поправочные коэффициенты, близкие к единице; R_{at} и $R_{прt}$ — расчетные сопротивления арматуры при растяжении и бетона при осевом сжатии, принимаемые соответственно по табл. 8.1 и 8.2; $\gamma_а$ — коэффициент, учитывающий изменение сопротивления арматуры с изменением температуры, определяется по табл. 8.3 в зависимости от температуры арматуры; $\gamma_б^n$ — коэффициент, учитывающий изменение сопротивления бетона при осевом сжатии с изменением температуры, определяется по табл. 8.3 в зависимости от средней температуры сечения стенки ствола; $R_а^н$ и $R_{пр}^н$ — соответственно нормативные сопротивления растянутой арматуры и бетона осевому сжатию (призменная прочность), табл. 8.4.

Таблица 8.1

Расчетные сопротивления арматуры в трубах при расчете на прочность

Вид арматуры	Расчетное сопротнвление арматуры, МПа		
	растянутой R_{at}		сжатой $R_{ас}$
	при расчете		
	ствола	фундамента	
Горячекатаная гладкого профиля из стали класса А-I	$180\gamma_а$	$210\gamma_а$	210
Горячекатаная периодического профиля из стали класса А-II	$230\gamma_а$	$270\gamma_а$	270
То же класса А-III	$290\gamma_а$	$340\gamma_а$	340
Горячекатаная периодического профиля из стали класса А-II, упрочненная вытяжкой:			
до напряжения 4500 кг/см^2, но при удлинении не более 5,5 %	$370\gamma_а$	—	270
до удлиннення 5,5 % без контроля напряжения	$325\gamma_а$	—	270
То же класса А-III, упрочненная вытяжкой:			
до напряжения 5500 кг/см^2, но прн удлинении не более 3,5 %	$450\gamma_а$	—	340
до удлиннення 3,5 % без контроля напряженя	$400\gamma_а$	—	340
Проволока круглая углеродистая холоднотянутая по ГОСТ 7348–55:			
диаметром 5 мм	$950\gamma_а$	—	360
–"– 6 мм	$900\gamma_а$	—	360
–"– 7 мм	$840\gamma_а$	—	360
–"– 8 мм	$780\gamma_а$	—	360

Примечание. Значения коэффицнента $\gamma_а$ приведены в табл. 8.3.

Таблица 8.2

Расчетные сопротивления бетона, МПа

Вид напряженного состояния	Обозначенне расчетного сопротивления	Тип конструкцин	Коэффнциент	Марка бетона				
				150	200	250	300	400
Сжатие осевое (призменная прочность)	$R_{прt}$	Железо-бетонная	$\gamma_б^n$	3,5	4,5	6,0	7,0	9,5
Сжатне прн изгнбе	$R_{нt}$	То же	$\gamma_б$	8,0	10,0	13,0	16,0	21,0
Растяжение	$R_{рt}$	То же	$\gamma_б$	0,58	0,72	0,88	1,05	1,25
	R_t	Бетониая	$\gamma_б$	0,52	0,64	0,79	0,95	—
		Железо-бетонная	—	0,80	0,10	1,22	1,45	1,75

Примечание. Значения коэффициентов $\gamma_б$ и $\gamma_б^n$ приведены в табл. 8.3.

Таблица 8.3

Значения коэффициентов $\gamma_б$, $\gamma_б''$, $\gamma_а$, $\beta_б$

Вид материала	Коэффициент	Температура нагрева, °С		
		20	100	200
Обычный бетон	$\gamma_б$	1	0,9	0,75
	$\gamma_б''$	1	0,75	0,5
	$\beta_б$	1	0,85	0,65
Сталь всех классов и марок	$\gamma_а$	1	0,95	0,85

Таблица 8.4

Нормативные сопротивления бетона, МПа

Вид напряженного состояния	Марка бетона				
	150	200	250	300	400
Сжатие осевое (призменная прочность) $R_{пр}^{н}$	11,5	14,5	18,0	21,0	28,0
Растяжение $R_р^{н}$	1,3	1,6	1,8	2,1	2,5

3. Расчетная величина раскрытия трещин $a_т$ в растянутой зоне сечения не должна превышать: для верхней трети высоты трубы 0,1 мм, для остальной части трубы — 0,2 мм.

Расчетные сечения ствола выбираются через каждые 20–30 м по высоте ствола. Содержание кольцевой и продольной арматуры, а также напряжения в них определяют путем последовательных приближений, пользуясь формулами и графиками, которые будут приведены ниже.

8.2. Определение ветровой нагрузки

В качестве расчетной скорости ветра для проектирования сооружений может быть принята такая скорость, которая наблюдается в рассматриваемом районе строительстве достаточно редко (1 раз в 5 лет), и вместе с тем не отличается существенно от наибольших скоростей, которые могут иметь место в период службы сооружений.

На основе полученных данных об изменчивости ветра определены (по интегральной кривой распределения) скорости ветра, превышаемые 1 раз в 1 год, 5, 10, 15 и 20 лет. Эти данные, определенные для 3000 пунктов Советского Союза, послужили основой для разработки карты районирования территории СССР по ветровой нагрузке, включающей семь районов.

Таблица 8.5

Нормативные скоростные напоры ветра для высоты над поверхностью земли до 10 м

Районы СССР	Нормативные скоростные напоры, Па	Районы СССР	Нормативные скоростные напоры, Па
I	27,0	V	70,0
II	35,0	VI	85,0
III	45,0	VII	100,0
IV	55,0		

Примечания. 1. Нормативные скоростные напоры определены по скорости ветра для условий открытого, незащищенного места при двухминутном осреднении по формуле $q_0 = u^2/16$, где u — превышаемая 1 раз в 5 лет скорость ветра. 2. Карта районирования СССР по ветровой нагрузке, рекомендованная Главной геофизической обсерваторией им. А.И. Воейкова, приведена в [85].

За нормативный скоростной напор принят напор, определенный по скорости ветра, превышаемой 1 раз в 5 лет, для условий открытого, незащищенного места. Значения нормативного скоростного напора q_0 приведены в табл. 8.5.

Расчетная ветровая нагрузка q определяется как произведение нормативной ветровой нагрузки $q_н$ на коэффициент перегрузки n, устанавливаемый в соответствии с табл. 8.6, т.е.

$$q = nq^{н}.$$

Имея в виду большой срок службы железобетонных газоотводящих труб, от надежной работы которых зависит работа электростанции в целом, значение коэффициента перегрузки принято равным 1,4 для труб высотой до 300 м и 1,5 для более высоких труб.

Нормативная ветровая нагрузка определяется по формуле

$$q^{н} = q_0 c\beta k d. \qquad (8.3)$$

где q_0 — нормативный скоростной напор, кг/м^2, определяемый по табл. 8.5.

Нормативные скоростные напоры определены скоростью ветра для условий открытого, незащищенного места при двухминутном осреднении по формуле

Таблица 8.6

Коэффициенты перегрузок для ветровых нагрузок

Наименование	Коэффициент перегрузки				
	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
Период времени (число лет), в течение которого расчетная ветровая нагрузка одиократно превышается	8	13	20	30	50

Таблица 8.6*а*

Значение коэффициента *k*

k	$H_м$	*k*	$H_м$	*k*	$H_м$
1,39	20	2,25	70	2,86	150
1,63	30	2,35	80	3,00	175
1,82	40	2,44	90	3,11	200
1,9	50	2,52	100	3,3	250
2,12	60	2,7	125		

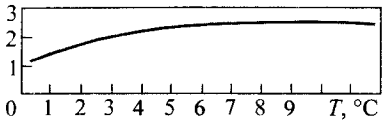


Рис. 8.2. Значения коэффициента динамичности x в зависимости от периода собственных колебаний трубы

$$q_0 = u^2/16,$$

где u — превышаемая 1 раз в 5 лет скорость ветра; c — коэффициент лобового сопротивления (аэродинамический коэффициент), принимаемый равным 0,6 для высот до 150 м и 0,7 для более высоких; k — поправочный коэффициент на возрастание скоростного напора ветра для высот более 10 м, определяемый по табл. 8.6*а*; d — наружный диаметр трубы, м, для конических труб — средний диаметр участка трубы; β — коэффициент увеличения скорости напора, определяемый по формуле

$$\beta = 1 + \xi m, \qquad (8.4)$$

где m — коэффициент пульсации скорости напора, определяемый по табл. 8.7; ξ — коэффициент динамичности, зависящий от периода собственных колебаний трубы и от логарифмического декремента затухания колебаний трубы.

Коэффициент ξ определяется по графику (рис. 8.2).

Так как для определения периода собственных колебаний трубы необходимо знание ее действительной жесткости (с учетом наличия трещин в растянутой зоне сечения трубы и упругопластической работы бетона в сжатой зоне), определение которой возможно лишь после полного расчета трубы, в качестве

Таблица 8.7

Значение коэффициента *m*

Высота, м	До 20	40	60	80	100–20
Коэффициент *m*	0,35	0,32	0,28	0,25	0,21

первого приближения, идущего в запас прочности, можно принимать значение ξ, равное 2,4. Проверка правильности принятого ξ производится после определения периода собственных колебаний трубы.

8.3. Расчет горизонтальных сечений

Расчет горизонтальных сечений начинают с расчета нижнего сечения, из которого определяют кривизну трубы от действия расчетной ветровой нагрузки и собственного веса трубы, принимаемую в качестве расчетной для всех остальных горизонтальных сечений. При наличии в нижнем сечении ослаблений одним или несколькими проемами за расчетное сечение, для которого определяется кривизна трубы, принимается сечение, расположенное непосредственно над проемом.

Для всех остальных сечений трубы расчет упрощается, поскольку кривизна трубы от действия расчетной ветровой нагрузки принимается равной кривизне, полученной из расчета нижнего сечения. В связи с этим могут быть сразу определены $M_{доп}$ и точное значение относительного эксцентриситета продольной силы C, в соответствии с которыми находят $\sigma_{а.н}$ и $\sigma_{б.н}$.

Определение напряжений в арматуре

Для расчета горизонтальных сечений по несущей способности задаются сечением вертикальной арматуры $f_а$ на 1 м длины окружности трубы и толщиной стенки ствола h и определяют напряжение в арматуре $\sigma_{а.н}$ и в бетоне $\sigma_{б.н}$ от собственного веса и расчетной ветровой нагрузки или сейсмических сил. Затем проверяют прочность полосы длиной 1 м с наветренной и подветренной сторон ствола на совместное воздействие собственного веса, нормативной ветровой нагрузки и температуры, определяют раскрытие горизонтальных трещин и сравнивают полученные значения с допустимыми.

Если взять проекцию горизонтального сечения на плоскость xz (в координатах x, y, z) (рис. 8.3), то совместное воздействие силы тяжести N и ветровой нагрузки q_0 можно представить себе как воздействие силы N', действующей на указанное сечение не по центру, а с эксцентриситетом C_0, т.е. горизонтальное сечение ствола трубы при воздействии собственного веса и ветровой нагрузки испытывает внецентренное сжатие.

Рассмотрим напряжение, возникающее с наветренной и подветренной сторон трубы, предварительно приняв для упрощения расчета $r_а = r = (r_{вн} + r_н)/2$, (см. рис. 8.1), идущее в запас прочности сечения. Тогда площадь сжатой зоны

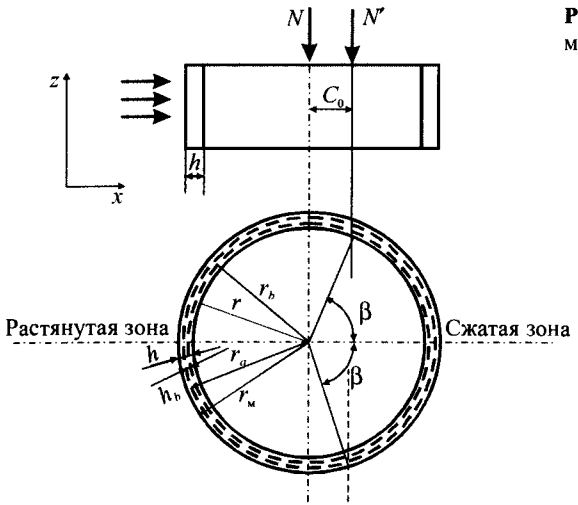


Рис. 8.3. Схема внецентренного сжатия элемента газоотводящей трубы

$$F_{б.с} = 2rh\beta,$$

где β — половина угла, ограничивающего сжатую зону сечения (угол β выражается в радианах).

Площадь всей растянутой арматуры $F_а = \mu_1 2rh(\pi - \beta)$, и площадь всей сжатой арматуры $F_а' = \mu_1 2rh\beta$. Расстояние от центра кольца до центров тяжести площадей

$$y_а = r\frac{\sin\beta}{\pi-\beta}; \quad y_б = y_а' = r\frac{\sin\beta}{\beta}.$$

Напряжение в арматуре на уровне центра тяжести площади всей растянутой арматуры определяется по формуле

$$\sigma_{а.и} = M_а/W_а, \tag{8.5}$$

где $M_а$ — момент всех сил относительно центра тяжести площади сжатой зоны:

$$M_а = Nr\left(C_0 - \frac{\sin\beta}{\beta}\right), \tag{8.6}$$

где $C_0 = M_а/Nr$ — эксцентриситет приложения силы N; $W_а$ — момент сопротивления сечения по растянутой зоне, равный статическому моменту площади растянутой арматуры относительно центра тяжести сжатой зоны:

$$W_а = F_а(y_а + y_б) = 2r^2h\mu_1(\pi-\beta)\left(\frac{\sin\beta}{\pi-\beta} + \frac{\sin\beta}{\beta}\right) = 2\varphi r^2 h\mu_1\frac{\sin\beta}{\beta}. \tag{8.7}$$

Подставляя в формулу (8.5) значения $M_а$ и $W_а$, после преобразований получаем

$$\sigma_{а.н} = \frac{n_б\left(C_0\dfrac{\beta}{\sin\beta} - 1\right)}{\pi\mu_1}, \tag{8.8}$$

где

$$n_б = N/2rh. \tag{8.8а}$$

Как видно из формулы (8.8), напряжение, возникающее в арматуре от воздействия внешних нагрузок, зависит от силы тяжести ствола над рассматриваемым сечением N, эксцентриситета приложения этой силы C_0, угла, разграничивающего сжатую и растянутую зоны сечения β, диаметра ствола ($2r$), толщины его стенки h и количества продольной арматуры в стволе, характеризуемого коэффициентом μ_1. При принятых геометрических размерах h и μ_1 напряжение $\sigma_{а.н}$ является функцией C_0 и β.

Угол β, в свою очередь, также зависит от C_0 и α_1, где α_1 — характеристика железобетонного элемента кольцевого сечения с распределенной по высоте арматурой. Таким образом, напряжения в арматуре при воздействии на сечение ствола ветровой нагрузки и веса ствола могут быть определены методом последовательных приближений: задаваясь C_0, находим угол β и затем, зная изгибающий момент и необходимые величины, определяем C_0, сравнивая его с ранее принятым. Последовательность полного расчета горизонтальных сечений приводится в конце этого параграфа.

Характер железобетонного элемента кольцевого сечения находится по формуле

$$\alpha_1 = \frac{1{,}5\mu_1 n}{\omega\nu_t\beta_б}. \tag{8.9}$$

В этом выражении: $\mu_1 = f_а/b_n$ (b — ширина полосы, равная 100 см); $n = E_а/E_б$ — значения модулей упругости арматуры и бетона, приведены соответственно в табл. 8.8–8.9 (при определении значения n коэффициент $\beta_б$ принимается равным 1); $\beta_б$ — коэффициент, учитывающий влияние температуры на модуль

Таблица 8.8

Модули упругости арматуры $E_а$

Вид арматуры	Модуль упругости арматуры, МПа
Горячекатаная из сталн классов А-I, А-II	210000
То же классов А-III н А-IV	200000
Холоднотянутая проволока и пучок из нее	180000

Таблица 8.9

Модули упругости бетона при сжатии $E_{б\tau}$, МПа

Вид бетона	Коэффнциент	Марка бетона	
		150	200
Обычный бетон на портландцементе	$\beta_б$	23000	26500

упругости бетона, принимается согласно табл. 8.3 в зависимости от средней температуры сечения стенки; ω — коэффициент, характеризующий полноту эпюры распределения напряжения в сжатой зоне бетона; ν_t — коэффициент упругости бетона сжатой зоны при воздействии температуры, равной отношению упругой части деформации сжатой грани бетона к полной ее деформации.

Значения произведения $\omega\nu_t$ принимаются согласно табл. 8.3 в зависимости от средней температуры сечения стенки. В зоне температур до 200 °С, характерных для дымовых труб ТЭС, $\omega\nu_t = 0{,}4$.

Если иметь в виду, что подавляющее большинство железобетонных дымовых труб высотой до 250 м изготавливается из бетона марки 300, а в качестве арматуры применяются стержни периодического профиля из стали класса А-III, то значение $n = 6{,}35$ и тогда

$$\alpha_1 = 23{,}8\mu_1/\beta_б. \qquad (8.10)$$

Характеристика железобетонного элемента прямоугольного сечения для тех же предпосылок определяется

$$\alpha = 15{,}9\mu/\beta_б\psi_{a\tau}, \qquad (8.11)$$

где $\beta_б$ принимается по табл. 8.3 в зависимости от температуры наиболее нагретой поверхности бетона; $\psi_{a\tau}$ — коэффициент, учитывающий неравномерность распределения напряжений в арматуре при температурном воздействии. $\psi_{a\tau}$ находим по графикам рис. 8.7, *а* или *б*.

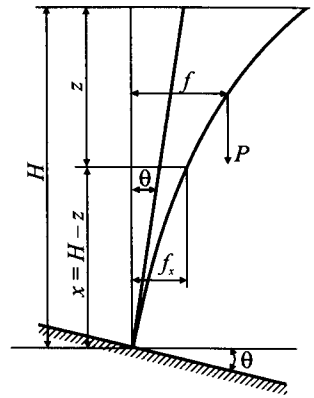


Рис. 8.4. Расчетная схема прогиба трубы от действия ветровой иагрузки с учетом крена фундамента

$$\mu = f_а/bh_0,$$

где h_0 — расстояние от внутренней поверхности трубы до оси арматуры.

Относительный эксцентриситет C_0 приложения нормальных сил N определяется по формуле

$$C_0 = \frac{M_в + M_{доп}}{Nr} > \frac{r_я}{r}; \quad r = \frac{r_н + r_{вн}}{2}. \qquad (8.12)$$

Для неослабленного сечения

$$r_я = \frac{r_н^2 + r_в^2}{4r_н}, \qquad (8.12а)$$

где $M_в$ — изгибающий момент в рассматриваемом сечении, вызванный расчетной ветровой нагрузкой или сейсмическими силами; $M_{доп}$ — дополнительный изгибающий момент, вызванный собственным весом трубы из-за прогиба трубы и крена фундамента (рис. 8.4); N — продольная сила, создаваемая весом данного участка трубы.

Определение напряжения в бетоне

Напряжение в бетоне определяется по формуле

$$\sigma_{б.н} = M_с/W_с, \qquad (8.13)$$

где $M_с$ — момент всех сил относительно центра тяжести растянутой зоны:

$$M_с = Nr\left(C_0 + \frac{\sin\beta}{\pi - \beta}\right), \qquad (8.14)$$

где W_c — момент сопротивления сечения по сжатой зоне, равный статическому моменту площадей, приведенных к бетону, относительно центра тяжести площади растянутой арматуры:

$$W_c = (F_б + F_{а.б}')(y_а + y_б), \tag{8.15}$$

где

$$F_{а.б}' = F_а \frac{\sigma_а}{\sigma_{вн}} = 2rh\mu_1\beta(n_f') = 2rh\beta\alpha_1.$$

Подставляя в выражение для W_c значения соответствующих величин, получаем

$$W_c = 2\pi r^2 h(1+\alpha_1)\frac{\sin\beta}{\pi-\beta}. \tag{8.16}$$

После подстановки в формулу (8.13) значений M_c и W_c и преобразований получим

$$\sigma_{б.н} = \frac{n_б\left(C_0\frac{\pi-\beta}{\sin\beta}+1\right)}{\pi(1+\alpha_1)}. \tag{8.17}$$

При совместном действии нагрузок и температуры суммарное напряжение в бетоне с подветренной стороны сечения определяется по формуле

$$\sigma_б = \frac{\sigma_{б.н}+\sigma_{бt}}{1+\frac{\sigma_{бt}}{\gamma_б^н R_{пр}^н}}, \tag{8.18}$$

$\gamma_б^н$ — коэффициент, учитывающий изменение сопротивления бетона при осевом сжатии с изменением температуры; $R_{пр}^н$ — нормативное сопротивление бетона осевому сжатию.

Напряжение в бетоне, вызванное воздействием температурного перепада, определяется по формуле

$$\sigma_{бt} = 0{,}5(1/\rho_t)h\omega\nu_t E_{бt}, \tag{8.19}$$

Таблица 8.10

Значения коэффициентов $\alpha_{бр}$ и $\alpha_{аt}$

Вид материала	Коэффициент	Температура нагрева, °С		
		20	100	200
Обычный бетон	$\alpha_{бр}$	10	10,5	11
Сталь	$\alpha_{аt}$	11	11,5	12

где $\omega\nu_t$, $E_{бt}$ принимаются по температуре наиболее нагретой поверхности бетона ($\omega\nu_t$ для дымовых труб ТЭС равно 0,4); $1/\rho_t$ — температурная кривизна оси сечения, определяемая по формуле

$$\frac{1}{\rho_t} = \frac{\alpha_{бр}t_б - m\alpha_{бр}'t_б'}{h}, \tag{8.20}$$

$\alpha_{бр}$, $\alpha_{бр}'$ — коэффициенты суммарной линейной деформации бетона, определяемые по табл. 8.10 в зависимости от температуры соответственно наиболее нагретой $t_б$ и менее нагретой $t_б'$ поверхностей бетона; m — коэффициент недогрева, принимаемый равным 0,85; при отрицательной температуре арматуры коэффициент равен 1,15.

С учетом того, что $\omega\nu_t = 0{,}4$,

$$\sigma_{бt} = 0{,}2(1/\rho_t)hE_{бt}. \tag{8.21}$$

Определение кривизны трубы и дополнительного момента

Для определения напряжений в арматуре и бетоне от воздействия ветровой нагрузки и веса ствола необходимо знать дополнительный момент, вызванный весом трубы вследствие ее прогиба и крена фундамента. Кривизна труб с напрягаемой арматурой при наличии больших эксцентриситетов ($\beta < 90°$) определяется [7.19] по формуле, предложенной проф. В. И. Мурашевым:

$$1/\rho = M_а/B_а, \tag{8.22}$$

где $M_а$ — момент сил относительно центра тяжести площади сжатой зоны:

$$M_а = Nr\left(C_0 - \frac{\sin\beta}{\beta}\right), \tag{8.23}$$

$B_а$ — средняя жесткость сечения после появления трещин, выраженная по растянутой зоне:

$$B_a = E_{a.c}' W_a (h_0 - x). \quad (8.24)$$

$E_{a.c}'$ — модуль упругости сжатой арматуры; W_a — упругопластический момент сопротивления сечения по растянутой зоне, равный относительному моменту площади растянутой арматуры относительно центра тяжести сжатой зоны; h_0 — расстояние от внутренней поверхности кольца до оси арматуры (рис. 8.1):

$$(h_0 - x) = r(1 + \cos\beta). \quad (8.25)$$

Подставляя значение B_a в уравнение (8.22), и имея в виду, что $M_a/W_a = \sigma_{a.н}$, получаем

$$\frac{1}{\rho} = \frac{\sigma_{a.н}}{0{,}6E_a r(1+\cos\beta)}. \quad (8.26)$$

(В предельном состоянии, для которого определяется кривизна, можно принять $\psi_a = 1$ и $E_{a.c} = 0{,}6E_a$)

Поскольку опытные значения кривизны внецентренно сжатых элементов больше теоретических значений, значения, получаемые по формуле (8.26), увеличены на 20 %. В этом случае

$$\frac{1}{\rho} = \frac{\sigma_{a.н}}{0{,}5E_a r(1+\cos\beta)}. \quad (8.27)$$

С учетом напряжений от нормальных сил, возникающих в бетоне, выражение для определения кривизны трубы можно записать в виде

$$\frac{1}{\rho} = \frac{\sigma_{a.н} + \frac{\alpha_1}{\mu_1}\sigma_{б.н}}{0{,}6E_a r\left(1 + \frac{\sin\beta}{\pi - \beta}\right)}. \quad (8.27а)$$

Принимая эпюру кривизны за фиктивную нагрузку, прогиб трубы подсчитывают как момент от фиктивной нагрузки в консоли, заделанной у верхнего конца трубы. Анализ результатов расчетов кривизны, определенных по формуле (8.27), показывает, что с достаточным приближением, идущим в запас прочности, можно принять эпюру кривизны прямоугольной, причем в качестве расчетной ординаты можно принять кривизну нижнего сечения трубы.

В этом случае прогиб цилиндрической трубы f определяется формулой

$$f = x^2/2\rho, \quad (8.28)$$

где x — расстояние от основания трубы до расчетного сечения (рис. 8.4).

Изгибающий момент от собственного веса на расстоянии z от верха трубы будет равен

$$M'_{доп} = \int_{H-z}^{H} P(f - f_x)dx, \quad (8.29)$$

где $f - f_x$ — приращение прогиба; P — вес 1 м трубы на участке z.

При $x = H - z$

$$f_x = \frac{(H-z)^2}{2\rho}. \quad (8.30)$$

Подставив значение f_x в формулу (8.29) и произведя интегрирование преобразования, получим

$$M'_{доп} = \frac{Pz}{6\rho}(3Hz - 2z^2). \quad (8.31)$$

Входящее в формулу произведение Pz — вес участка трубы с футеровкой над расчетным сечением, т.е. нормальная сила в расчетном сечении. Обозначив $Pz = N$, получим

$$M'_{доп} = \frac{Nz^2}{6\rho}\left(\frac{3H}{z} - 2\right), \quad (8.32)$$

где z — расстояние от верха трубы до расчетного сечения.

Увеличение изгибающего момента на величину $M_{доп}'$ вызовет возрастание прогиба трубы и соответствующее увеличение момента на величину $\Delta M_{доп}'$.

Для определения $\Delta M_{доп}'$ необходимо определить прогиб трубы от действия $M_{доп}'$, для чего в соответствии с принятой методикой найдем кривизну трубы $1/\rho_1$ от действия

$$1/\rho_1 = M_{доп}'/B_a. \quad (8.33)$$

Умножим числитель и знаменатель на $1/\rho$ — кривизну, вызванную $M_в + M_{доп}'$:

$$\frac{1}{\rho_1} = \frac{M'_{доп}}{\rho}\frac{\rho}{B_a}.$$

Имея в виду, что $B_a(1/\rho) = M_в + M_{доп}'$, получим

$$\frac{1}{\rho} = \frac{M'_{доп}}{(M_в + M'_{доп})\rho}. \qquad (8.34)$$

Для упрощения примем по аналогии с выводом формулы для $M_{доп}'$, что кривизна $1/\rho_1$ постоянна по высоте трубы и определяется кривизной нижнего сечения.

Для нижнего сечения трубы можно написать

$$M_{доп}' = kM_в, \qquad (8.35)$$

тогда

$$\frac{1}{\rho_1} = \frac{kM_в}{(M_в + kM_в)\rho} = \frac{k}{\rho(1+k)}. \qquad (8.36)$$

По аналогии с выводом формулы для

$$f_1 = \frac{x^2}{2\rho_1} = \frac{(H-z)^2}{2\rho_1}; \quad \Delta M'_{доп} = \frac{Nz^2}{6\rho_1}\left(\frac{3H}{z} - 2\right).$$

Подставив значение $1/\rho_1$ (8.36) в выражение для $\Delta M_{доп}$, получим

$$\Delta M'_{доп} = \frac{Nz^2 k}{6\rho(1+k)}\left(\frac{3H}{z} - 2\right) = M'_{доп}\frac{k}{1+k}. \qquad (8.37)$$

Окончательно будем иметь

$$\Delta M'_{доп} = M'_{доп} + \Delta M'_{доп} = M'_{доп}\left(1 + \frac{k}{1+k}\right); \qquad (8.38)$$

или

$$M_{доп} = \frac{Nz^2}{6\rho}\left(\frac{3H}{z} - 2\right)\left(\frac{1+2k}{1+k}\right), \qquad (8.38а)$$

где

$$k = M_{доп}'/M_в.$$

Как показывает анализ расчета ряда труб, отношение дополнительного момента $M_{доп}'$ к ветровому моменту $M_в$ в нижнем расчетном сечении трубы может быть принято равным 0,3.

Принимая $k = 0{,}3$, получаем значение отношения

$$\frac{1+2k}{1+k} \approx 1{,}2.$$

Подставляя это значение в формулу (8.38а), получаем окончательную формулу для дополнительного момента, вызванного прогибом трубы:

$$M_{доп} = \frac{Nz^2}{5\rho}\left(\frac{3H}{z} - 2\right). \qquad (8.39)$$

Дополнительные моменты в трубе могут возникнуть не только из-за прогиба трубы от действия ветровой нагрузки, но также от крена фундамента и определяются величиной tg θ, которая не должна превышать значения 0,004. При учете крена фундамента суммарный прогиб трубы будет равен

$$f = \frac{x^2}{2\rho} + x\operatorname{tg}\theta. \qquad (8.40)$$

Изгибающий момент от собственного веса на расстоянии z от верха трубы равен

$$M'_{доп} = \int_{H-z}^{H} p(f - f_x)dp, \qquad (8.41)$$

где

$$f_x = \frac{(H-z)^2}{2\rho} + (H-z)\operatorname{tg}\theta.$$

Подставив значение $f(x)$ в формулу (8.29), произведя интегрирование и приняв $pz = N$, получаем

$$M'_{\text{доп}} = \frac{Nz^2}{6\rho}\left(\frac{3H}{z} - 2 + \frac{3\rho\text{tg}\theta}{z}\right). \quad (8.42)$$

С учетом дополнительного прогиба трубы, вызванного действием $M_{\text{доп}}'$, получим выражение для определения значения суммарного дополнительного момента $M_{\text{доп}}$:

$$M_{\text{доп}} = \frac{Nz^2}{5\rho}\left(\frac{3H}{z} - 2 + \frac{2{,}5\rho\text{tg}\theta}{z}\right). \quad (8.43)$$

Определение напряжений в арматуре от воздействия ветровой нагрузки и массы ствола

Зная основные характеристики и расчетные выражения, можно определить напряжения в арматуре в сечении с трещиной, вызванные внешними нагрузками $\sigma_{\text{а.н}}$.

Эти напряжения определяются, как отмечалось, методом последовательных приближений в следующей последовательности.

1. Задаваясь содержанием продольной арматуры $f_{\text{а}}$ на 1 м окружности, маркой бетона и классом стали, определяем величину произведения $\mu_1 n$.

2. Определяем среднюю температуру сечения стенки ствола трубы, в зависимости от которой находим значения $\beta_{\text{б}}$ и $\nu_{\text{б}}''$ (см. табл. 8.3). Значение коэффициента $\beta_{\text{б}}$ находим также и в зависимости от температуры внутренней поверхности бетона трубы.

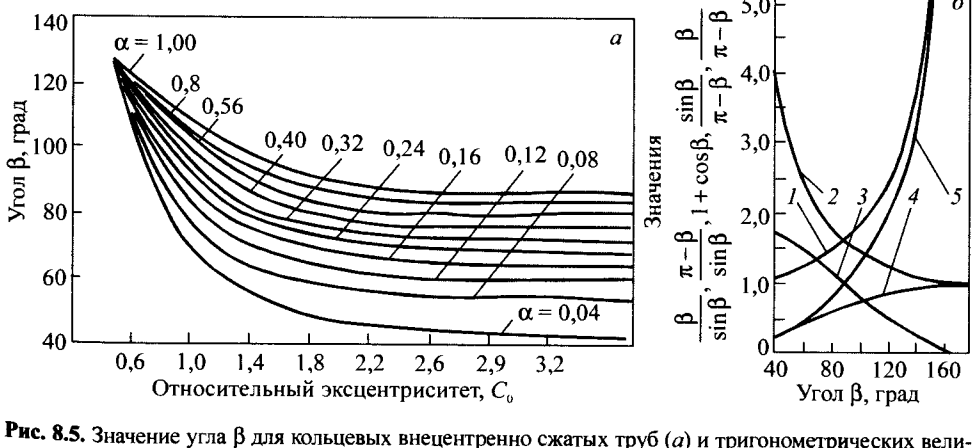


Рис. 8.5. Значение угла β для кольцевых внецентренно сжатых труб (*а*) и тригонометрических величин, встречающихся в расчетах (*б*): *1* — значение β/sinβ; *2* — значения (π – β)/sinβ; *3* — значения (1 + cosβ); *4* — значения sinβ/(π – β); *5* — значения β/(π – β)

3. Определяем значение характеристики α_1 по формулам (8.9)–(8.10).

4. Задаваясь приближенным значением дополнительного момента $M_{\text{доп}} = 0{,}3M_{\text{в}}$, определяем по формуле (8.12) величину C_0, которая должна быть больше, чем $r_{\text{я}}/r$, где $r_{\text{я}}$ определяем по формуле (8.12а).

5. Определяем значение угла β по графику рис. 8.5, *а* в зависимости от α_1 и C_0. Вспомогательные тригонометрические величины для расчетов представлены на рис. 8.5, *б*.

6. Определяем напряжения в арматуре от собственного веса и напряжения в бетоне $\sigma_{\text{б.н}}$ по формуле (8.17), которые должны удовлетворять соответственно условиям (8.1) и (8.2).

7. Определяем значение кривизны трубы 1/ρ от действия расчетной ветровой нагрузки по формулам (8.27) и (8.27а).

8. Определяем дополнительный момент $M_{\text{доп}}$, вызванный прогибом трубы и креном фундамента, по формуле (8.43).

9. Проверяем принятую при определении значений $\sigma_{\text{а.н}}$ и соответственно 1/ρ и $M_{\text{доп}}$ величину C_0 по формуле (8.12). Если это значение C_0 более чем на 5 % отличается от принятого, при определении $\sigma_{\text{а.н}}$ необходимо сделать перерасчет.

Уточненное значение кривизны трубы, определенное для нижнего расчетного сечения, принимают для всех остальных сечений трубы.

8.4. Напряжение в арматуре при совместном действии внешних сил и температур

При совместном действии собственного веса, нормативной ветровой нагрузки и температуры напряженное состояние выделенной полосы с наветренной стороны сечения трубы с напрягаемой арматурой при $C_0 = r_{\text{я}}/r$, в зависимости от величин $\sigma_{\text{а.н}}^{\text{н}}$ и $\sigma_{\text{а}}'$ может либо быть однозначное (одно растяжение), либо двузначное: сжатая зона с внутренней стороны стенки, растянутая зона — с наружной. На рис. 8.6 представлен характерный график значений напряжений в арматуре $\sigma_{\text{а}}$ в зависимости от растягивающей силы N по данным испытаний балок с ненапрягаемой арматурой на совместное действие температурного перепада и продольной растягивающей силы.

Как видно из рис. 8.6, увеличение нормальной силы приводит к уменьшению напряжений, вызванных температурным перепадом, причем сумма значений напряжений в арматуре от температурного воздействия и нормальной силы не очень значительно (не более чем на 20 %) отличается от значения

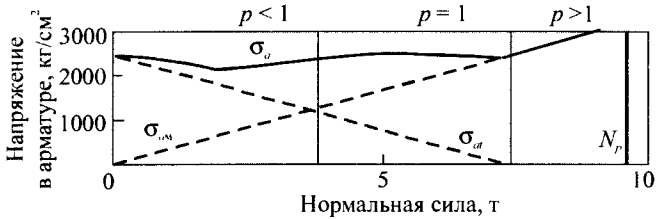


Рис. 8.6. Развитие напряжений в арматуре при совместном действии температурного момента и нормальной растягивающей силы

напряжения от действия температурного перепада до приложения нормальной силы.

В этой стадии работы балки имеет место двузначная эпюра напряжений, и суммарное напряжение в арматуре σ_a равно

$$\sigma_a = \sigma_{a.н}^{н} + \sigma_{at} = \frac{E_a}{\psi_{at}} \frac{h_0}{\rho t}(1-\xi), \qquad (8.44)$$

где $\sigma_{a.н}^{н}$ — напряжения в арматуре от собственного веса и нормативной ветровой нагрузки, определяемые по формуле (8.8); σ_{at} — напряжения, вызванные изменением температуры; ψ_{at} — коэффициент, учитывающий неравномерность распределения деформаций (или напряжений) в арматуре на участках между трещинами при температурном воздействии. Значение коэффициента ψ_{at} находят по графикам рис. 8.7, *а* или *б* при $\sigma_{at} = 1 - 0{,}5\xi = 1{,}5\sigma_{a.н}^{н}$; $1/\rho_t$ — температурная кривизна оси элемента, определяемая по формуле

$$\frac{1}{\rho_t} = \frac{\alpha_{б.р} t_б - m\alpha_{at} t_a}{h_0}, \qquad (8.45)$$

где $t_б$, t_a — температуры соответственно наиболее нагретой (внутренней) поверхности бетона и арматуры, полученные из теплотехнического расчета; $\alpha_{б.р}$ — коэффициент суммарной линейной деформации бетона, определяемый по табл. 8.10 в зависимости от марки бетона и его температуры; α_{at} — коэффициент линейного расширения арматуры, определяемый по табл. 8.10 в зависимости от температуры; m — коэффициент, учитывающий возможный недогрев арматуры, принимаемый 0,85. При отрицательной температуре арматуры коэффициент m принимается равным 1,15; ξ — относительная высота сжатой зоны, определяемая по формуле

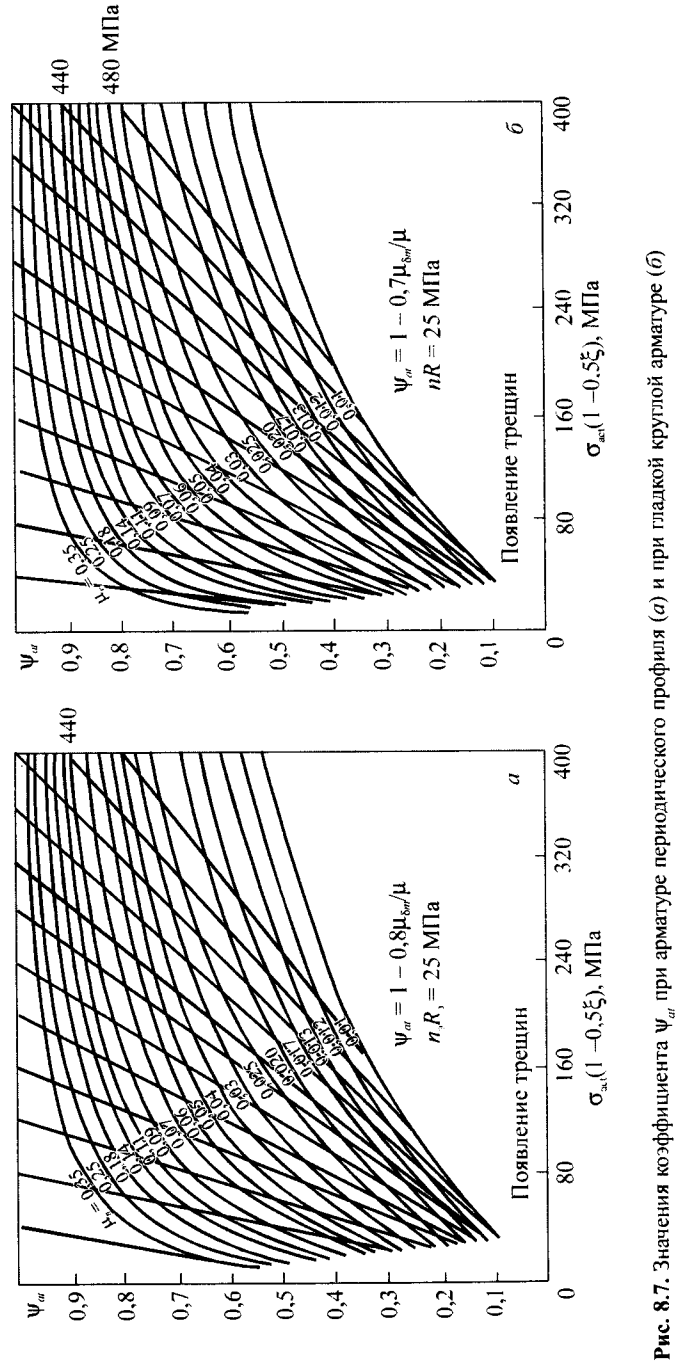


Рис. 8.7. Значения коэффициента ψ_{at} при арматуре периодического профиля (*а*) и при гладкой круглой арматуре (*б*)

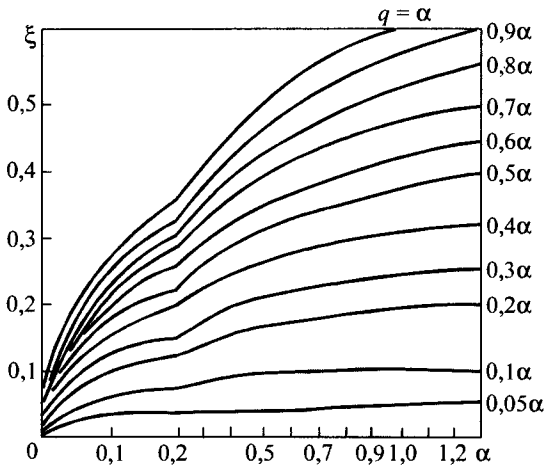


Рис. 8.8. Значения относительной высоты сжатой зоны бетона в зависимости от α и q

$$\xi = \frac{\alpha}{2} + \sqrt{\left(\frac{\alpha}{2}\right)^2 + q}, \qquad (8.46)$$

где

$$q = \alpha(1 - p).$$

Для удобства расчета на рис. 8.8 приведены графики значении ξ в зависимости от α и q.

Характеристика сечения стенки а определяется последовательным приближением по формуле

$$\alpha = \frac{\mu n}{\omega \nu_t \beta_б \psi_{at}}. \qquad (8.47)$$

Подставляя для бетона $\omega\nu_t = 0{,}4$ и $n = 6{,}35$, получаем

$$\alpha = 15{,}9\mu/\beta_б\psi_{at},$$

где

$$\mu = f_a/bh_0. \qquad (8.47а)$$

ψ_{at} находят по графикам рис. 8.7, *а* или *б* в зависимости от μn и $\sigma_{at}(1 - 0{,}5\xi)$.

Как видно из формулы (8.47), сечение становится однозначно растянутым, т.е. относительная высота сжатой зоны становится равной нулю при $q = 0$, или, что то же самое, $p = 1$, поэтому значение величины $p = 1$ может служить критерием расчетного состояния сечения.

При $p \geq 1$ сечение однозначно растянуто (правая часть графика рис. 8.6). В этом случае напряжения в арматуре от действия температурного перепада σ_{at} равны нулю, и напряжения в арматуре, принимаемые в дальнейшем для расчета раскрытия трещин, равны $\sigma_a = 1{,}5\sigma_{at}^{н}$.

При $p < 1$ имеет место двузначная эпюра напряжений (левая часть графика рис. 8.6). В этом случае суммарные напряжения в арматуре $\sigma_a = \sigma_{at}^{н}$.

Коэффициент p определяется по формуле

$$p = \frac{1{,}5\sigma_{a.н}^{н}\psi_{at}}{E_a \dfrac{1}{\rho_t} h_0}. \qquad (8.48)$$

Значение коэффициента ψ_{at} зависит от напряжений в арматуре $\sigma_{a.н}^{н}$, неизвестных при определении значения p. Поэтому в качестве первого приближения предполагаем, что эти напряжения равны $1{,}5\sigma_{a.н}^{н}$, и значение ψ_{at} определяем для этих напряжений. Такое предположение дает минимальное значение произведения $1{,}5\sigma_{a.н}^{н}\psi_{at}$. Если в результате первого приближения окажется, что $p \geq 1$, значит, сечение действительно однозначно растянуто и $\sigma_a = 1{,}5\sigma_{a.н}^{н}$. Если же в результате расчета окажется, что $p < 1$, значит, наше предположение не соответствует действительности, и тогда в качестве первого приближения для нахождения ψ_{at}, входящего в формулы (8.47) и (8.48), необходимо принять $\sigma_{at}(1 - 0{,}5\xi) = 0{,}8R_{at}$.

Далее определяют значение средних напряжений в арматуре

$$\sigma_{a.ct} = E_a(h_0/\rho_t)(1 - \xi), \qquad (8.49)$$

и по графикам рис. 8.7, *а* или *б* в зависимости от μn и $\sigma_{at}(1 - 0{,}5\xi)$ находят значение ψ_{at}, которое сравнивают со значением ψ_{at}, принятым при определении p и α.

Если окажется, что новое значение ψ_{at} отличается от ранее принятого более чем на 5 %, необходимо сделать соответствующий перерасчет.

8.5. Расчет по раскрытию горизонтальных трещин

Раскрытие горизонтальных трещин от внешней нагрузки проверяется в том случае, если стенка трубы с наветренной стороны однозначно растянута. Ширина раскрытия горизонтальных трещин определяется по формуле

$$a_т = \frac{\sigma_{а.с}}{E_а} l_т, \qquad (8.50)$$

где $l_т$ — расстояние между трещинами; $\sigma_{а.с}$ — средние напряжения в растянутой арматуре, принимаемые при расчете ширины раскрытия трещин большими из двух значений

$$\sigma_{а.с} = 1{,}5\sigma_{а.н}{}^{н}\psi_а. \qquad (8.51)$$

или

$$\sigma_{а.с} = \sigma_{а.сf}, \qquad (8.51а)$$

где $\sigma_{а.сf}$ — среднее напряжение в арматуре, определяемое по формуле (8.49); $\psi_а$ — коэффициент, учитывающий работу растянутого бетона между трещинами.

Для труб с ненапрягаемой арматурой

$$\psi_а = 1 - 0{,}7\frac{0{,}53R_р^н}{\sigma_{а.н}^н \mu}, \qquad (8.52)$$

где $R_р{}^н$ — нормативное сопротивление бетона растяжению (находится по табл. 8.4);

$$\mu = f_а/bh_0.$$

Для центрально растянутых элементов, выполняемых без предварительного напряжения, при кратковременном действии нагрузки рекомендуется формула

$$\psi_а = 1 - 0{,}7(N_{бт}/N). \qquad (8.52а)$$

Подставляя в эту формулу значения

$$N_{бт} = 0{,}8FR_р^н \quad \text{и} \quad N = 1{,}5\sigma_{а.н}{}^{н}F_а = 1{,}5\sigma_{а.н}{}^{н}\mu F,$$

получаем

$$\psi_а = 1 - 0{,}7\frac{0{,}53R_р^н}{\sigma_{а.н}^н \mu}.$$

Если отношение $0{,}53R_р{}^н/\sigma_{а.н}{}^н\mu$ составляет более 1, то следует принимать его в формуле (8.52) равным 1.

Расстояние между трещинами $l_т$ определим при $\sigma_{а.с}$, находимом по формуле (8.51):

$$l_т = (u/\mu_1)r, \qquad (8.53)$$

При $\sigma_{а.с}$, принимаемом по формуле (8.51а):

$$l_т = k_т nur, \qquad (8.53а)$$

где u — отношение площади арматуры к периметру сечения стержней при арматуре одного диаметра $u = d/4$; d — диаметр арматуры для стержней периодического профиля, номинальный диаметр без учета выступов и ребер; r — коэффициент, зависящий от типа растянутой арматуры, принимаемый равным; при арматуре из стержней периодического профиля 0,7, при арматуре из гладких горячекатаных стержней 1; $k_т$ — коэффициент, определяемый по графику рис. 8.9.

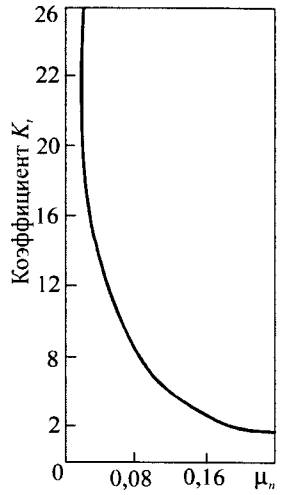


Рис. 8.9. Значения коэффициента $k_т$

8.6. Расчет вертикальных сечений

Вертикальные сечения дымовой трубы работают только на действие неравномерного нагрева по толщине стенки. При этом у внутренней, более нагретой поверхности появляются напряжения сжатия, а у наружной поверхности — растягивающие напряжения, которые воспринимаются кольцевой арматурой (рис. 8.10).

Расчет вертикальных сечений по несущей способности производится следующим образом.

При заданных размерах бетонного сечения, проверенных при расчете горизонтальных сечений, задаются площадью кольцевой арматуры $f_а$ на 1 м высоты трубы и определяют напряжение в ней при температурном воздействии. Затем проверяют ширину раскрытия вертикальных трещин.

Напряжения в кольцевой арматуре в сечении с трещиной определяют по формуле

$$\sigma_{аf} = \sigma_{а.сf}/\psi_{аf} = (E_а/\psi_{аf})(h_0/\rho_t)(1 - \xi), \qquad (8.54)$$

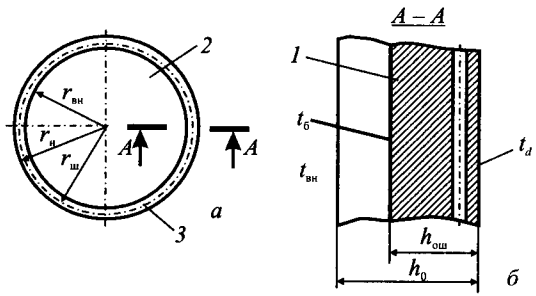


Рис. 8.10. Схема трубы с компенсационными швами: *а* — горизонтальное сечение трубы; *б* — вертикальное сечение трубы по *1–2*; *1* — стенка ствола; *2* — компенсационный шов; *3* — граница компенсационных швов

величина $1/\rho_t$ определяется по уже известной формуле:

$$\frac{1}{\rho_t} = \frac{\alpha_{б.р} t_б - m\alpha_{at} t_a}{h_0},$$

и относительная высота сжатой зоны ξ по формуле

$$\xi = -\frac{\alpha}{2} + \sqrt{\left(\frac{\alpha}{2}\right)^2 + q}, \qquad (8.55)$$

где $q = \alpha$.

Величину α находим методом последовательных приближений. Значение коэффициента ψ_{at} принимаем по графикам рис. 8.7, *а* или *б*, как и в случае расчета горизонтальных сечений, в зависимости от μn и $\sigma_{a.ct}(1 - 0{,}5\xi)$.

Напряжение σ_{at} должно удовлетворять условию

$$\sigma_{at} \le R_{at}.$$

Ширина раскрытия вертикальных трещин определяется по формуле

$$a_т = \frac{\sigma_{a.c}}{E_a} l_т, \qquad (8.56)$$

где $l_т = k_т nur$, как и в случае расчета горизонтальных сечений.

8.7. Особенности напряженного состояния ствола дымовых труб, работающих в условиях пульсирующих температурных режимов

Пульсирующие температурные режимы приводят к тому, что напряженно-деформированное состояние ствола дымовой трубы оказывается несколько иным, чем в случае труб, работающих в обычном режиме. Наиболее важное отличие заключается в том, что ствол трубы оказывается подверженным воздействию нестационарных температурных полей, которые приводят к возникновению в конструкциях ствола внутренних температурных напряжений, величины и знаки которых определяются, помимо всего прочего, характером нестационарных температурных процессов (т.е. при подъеме температуры в некоторых областях рассматриваемой конструкции возникают, например, сжимающие температурные напряжения, которые в процессе охлаждения оказываются растягивающими и т.д.). Очевидно, что такое знакопеременное напряженное состояние может в ряде случаев (при неблагоприятных сочетаниях параметров температурного режима, свойств материалов и конструктивных решений) привести к повреждению ствола дымовой трубы и снижению ее долговечности. В действующих нормативных документах [8.3] ствол дымовой трубы рассчитывается на действие температурного момента, соответствующего стационарному температурному режиму, и не рассчитывается на температурные усилия, возникающие при нестационарных температурных воздействиях.

Известно, что температурные напряжения зависят от величины модуля упругости материала, его упруго-пластических и реологических свойств. Известно также, что температура оказывает влияние (которое может быть весьма существенным) на прочностные и деформативные свойства бетона. Учет этих зависимостей может быть без труда реализован в рамках существующих в настоящее время алгоритмов и методов расчета строительных конструкций (например, метода конечных элементов), которые могут быть использованы применительно к конструкциям дымовых труб, работающих в пульсирующих режимах. Однако для проведения расчетов в условиях многократных циклов “нагрев – выдержка – охлаждение” необходимо иметь уточненные данные по свойствам бетона в зависимости от температуры нагрева или охлаждения как при первом цикле, так и при последующих циклах (имеются в виду такие характеристики как модуль упругости, коэффициент упругости, призменная прочность, прочность на растяжение).

Уточнение упруго-пластических свойств бетона необходимо проводить с учетом истории нагружения (это особенно важно для конструкций, работающих в переменных нестационарных температурных полях). Здесь имеется в виду, что уровень напряжений, достигнутый на более ранней стадии работы

материала, влияет на его упруго-пластические свойства на более поздней стадии работы. Все это может привести к тому, что материал на i-ом цикле "нагрев – выдержка – охлаждение" будет существенно отличаться от материала на более ранних циклах, и температурный режим, который успешно выдерживался на более ранних стадиях работы конструкции, может оказаться для нее крайне неблагоприятным на i-ом цикле работы. На величину пластических деформаций влияет температура и уровень напряжений; так как при циклическом температурном воздействии температура и величины напряжений могут изменяться в значительных пределах и возможны самые разнообразные сочетания "температура – напряжения", приобретает большое значение проведение программных испытаний образцов бетона (изменение нагрузки и температуры по заранее намеченной программе).

На напряженное состояние конструкций, подверженных температурному воздействию, оказывают в той или иной мере деформации ползучести. В настоящее время нет теории ползучести, которая удовлетворительно описывала бы поведение бетона в условиях пульсирующих температур и переменных напряжений. Здесь, по-видимому, целесообразно применение методов расчета, использующих прямые (экспериментальные) результаты определения деформации ползучести.

С точки зрения расчета сложность здесь заключается в распространении этой методики на случай неодномерного напряженного состояния. В экспериментальном плане необходимо установить взаимосвязь между нагрузкой и температурой, действующими на $(i-1)$-ом этапе, и деформациями ползучести на i-ом этапе, т.е. необходимо выяснить в какой степени влияет на деформации ползучести предшествующие деформации.

На основании вышеизложенного и имеющегося опыта проведения расчетов термонапряженного состояния в конструкциях тепловых агрегатов, считаем, что наиболее перспективным методом расчета конструкций ствола высотных дымовых труб, работающих в условиях пульсирующих температурных режимов, является метод конечных элементов, который позволяет наиболее полно учесть особенности работы конструкций и поведение материала, характерные для рассматриваемых температурных и силовых воздействий. Разумеется, конкретная модификация метода конечных элементов (МКЭ) определяется типом рассчитываемой конструкции, характером температурных и влажностных полей, наличием достоверной информации о физико-механический и реологических свойств используемых материалов и т.д. Ясно, что в тех случаях, когда имеется слишком мало данных по свойствам материала, не следует стремиться к использованию совершенных (усложненных) расчетных схем, так как это становится совершенно не оправданным.

Упрощенный учет влияния нестационарных температурных полей на напряженное состояние стволов труб

В соответствии с действующим нормативным документом "Указания по расчету железобетонных дымовых труб" — ВСН 286-90/ММСС СССР, Москва, 1990 [8.3], реализованным в виде программы STVOL, проводятся статические и динамические расчеты только несущей железобетонной оболочки для момента времени, соответствующего стационарному температурному режиму, т.е. все стадии воздействия на конструкцию нестационарных температурных полей (подъем температуры, охлаждение) полностью игнорируются. При этом некоторые из физико-механических и реологических свойств бетона учитываются либо при помощи упрощенных приемов, либо совсем не учитываются, напряжения в бетоне от температурного воздействия определяются по упрощенной методике (величина напряжений не изменяется по толщине сечения) и вычисляются независимо от напряжений, обусловленных другими воздействиями.

К настоящему времени разработаны новые методические подходы и средства их реализации, которые, в частности, позволяют:

1. Определять нестационарные и стационарные температурно-влажностные поля в сечениях дымовых труб различной конструкции;
2. Проводить статические расчеты горизонтальных сечений труб (несущая железобетонная оболочка – футеровка) на совместное действие температуры и собственного веса;
3. Полностью учитывать все физико-механические и реологические свойства конструктивных материалов оболочки и футеровки;
4. Учитывать образование, развитие и закрытие трещин;
5. Определять напряжения в различных точках сечения футеровки и оболочки.

Следует отметить, что принципиальное отличие новой методики от старой заключается в том, что по [8.3] расчет напряженно-деформированного состояния сечений производят только один раз — для фиксированного момента времени, соответствующего стационарному распределению температуры.

По новой же методике необходимо предварительно провести многократный расчет температур по толщине сечений для различных моментов времени, т.е. вычислительный процесс включает в себя временной фактор.

Именно вследствие отмеченного принципиального отличия двух методик, нельзя непосредственно передать параметры температурного расчета, определенные в процессе счета по новой методике, в программу STVOL. Поэтому влияние нестационарности температурных полей приходится учитывать при помощи упрощенных приемов.

Анализ формул, по которым проводится расчет сечений по методике [8.3], показывает, что для определения температурных напряжений в бетоне и арматуре необходимо иметь t_{δ}^{max} — температуру наиболее нагретой грани бетона несущей железобетонной оболочки и Δt_{δ} — температурный перепад по толщине сечения несущей железобетонной оболочки. Сейчас Δt_{δ} определяется по линейному распределению температуры, соответствующему стационарному режиму. Для того, чтобы сохранить такой же подход и в случае нестационарных температурных полей, необходимо заменить криволинейное распределение температур линейным распределением и определить по этому линейному распределению t_{δ} и Δt_{δ}.

Такое приведение, выполняемое по методике [8.4], необходимо проводить для каждого расчетного момента времени и в процессе счета фиксировать t_{δ}^{max} и Δt_{δ}^{max}, которые затем нужно передавать в программу STVOL.

Таким образом, общая последовательность вычислительного процесса по учету нестационарных температурных полей состоит из следующих стадий:

- проводится расчет температурно-влажностных полей для всего рассматриваемого периода времени (подъем температуры по заданному графику и выдержка при требуемой температуре до наступления стационарного режима);
- приведение криволинейного распределения температур к прямолинейному и фиксация t_{δ} и Δt_{δ} (для каждого расчетного момента времени);
- определение t_{δ}^{max} и Δt_{δ}^{max} для всего рассматриваемого периода времени и передача их в программу STVOL.
- расчет напряженно-деформированного состояния несущей железобетонной оболочки по программе STVOL с учетом t_{δ}^{max} и Δt_{δ}^{max}.

Итак, можно сделать следующие выводы:

1. Пульсирующие температурные режимы приводят к возникновению в конструкции ствола дымовых труб знакопеременных температурных напряжений, которые в неблагоприятных случаях могут привести к сокращению срока ее службы.

2. Для определения параметров термонапряженного состояния ствола дымовых труб, работающих в пульсирующих температурных режимах, необходима подробная информация о физико-механических и реологических свойствах используемых материалов в условиях циклического температурного воздействия.

3. В качестве основополагающего метода расчета конструкций дымовых труб следует использовать метод конечных элементов (вычислительные комплексы SCAD, Базис и др.), При разработке конкретных алгоритмов необходимо уделять повышенное внимание температурно-влажностным деформациям материалов, развитию в процессе циклического температурного воздействия пластических деформаций и деформаций ползучести, учету возникновения и развития трещин.

8.8. Основные положения расчета стальных дымовых труб

8.8.1. Общие сведения

Стальные дымовые трубы широко используются на многих промышленных предприятиях и объектах энергетики городского хозяйства.

Температура отводимых газов колеблется от 50 до 600 °С. Трубы могут быть футерованные и нефутерованные, с гасителями колебаний и без них, с наружной теплоизоляцией и без теплоизоляции, что должно устанавливаться технологическим заданием на проектирование. Материалом для труб является листовая сталь марки Ст.3пс, Ст.3сп (С245), а для условий северной климатической зоны — 09Г2С (С345).

Стальные дымовые трубы подразделяются на:

- свободно стоящие стальные дымовые трубы;
- стальные трубы на оттяжках;
- стальные трубы в стальном несущем каркасе;
- стальные трубы в железобетонной оболочке (внутренние газоотводящие стволы дымовой трубы).

8.8.2. Свободно стоящие стальные дымовые трубы

Высота стальных свободно стоящих труб на практике обычно ограничивается 100 м, в исключительных случаях достигает 120 м. Наиболее распространенная высота свободно стоящих дымовых труб, в частности — труб котельных, колеблется от 30 до 60 м при диаметрах от 1 до 4 м.

Наиболее распространенным решением, является труба цилиндрической формы по всей высоте или цилиндрический ствол в сочетании с конической нижней частью. Схема дымовой трубы устанавливается в зависимости от соотношения диаметра и высоты, которые определяются в технологическом задании на проектирование. Рекомендуемые соотношения диаметра к полной высоте цилиндрической части трубы приведены в табл. 8.11.

Таблица 8.11

Рекомендуемые соотношения диаметра к полной высоте цилиндрической части трубы

Форма труб	Труба		
	нефутерованная		футерованная
	без гасителей колебаний	с гасителями колебаний	
Цилиндрическая	$^1/_{15}$	$^1/_{30}$	$^1/_{25}$

Высоту конической части трубы следует принимать в пределах $^1/_4$ общей высоты трубы; отношение диаметра на нулевой отметке к общей высоте трубы для нефутерованных труб не должно превышать $^1/_{10}$, для футерованных — $^1/_{15}$.

При проектировании свободно стоящих труб наиболее ответственными являются три основных узла: монтажный стык секций цилиндрической части, монтажный стык цилиндрической и конической частей, закрепление трубы на фундаменте.

Монтажные стыки секций цилиндрической части могут осуществляться, в основном, в двух вариантах: на сварке встык или фланцевый на болтах. Качество исполнения стыков секций имеет большое значение для обеспечения надежности эксплуатации труб. В связи с этим необходимо выполнять их с полным проваром и не допускать смещения верхней и нижней секций относительно друг друга более чем на $^1/_{10}$ толщины соединяемых оболочек.

Фланцевые стыки цилиндрических секций (только габаритного диаметра) рекомендуется осуществлять преимущественно при изготовлении на специализированных заводах и в тех случаях, когда сооружение возводится в районе с преобладанием низких отрицательных температур (северное исполнение) или при отсутствии высококвалифицированных сварщиков и технических возможностей для повышенного контроля качества монтажных сварных швов.

Для фланцев используется толстолистовая сталь, качество которой исключает возможность расслоения металла. Во фланцевом соединении применяются высокопрочные болты с предварительным натяжением, обеспечивающим большую надежность стыка при переменной величине усилия в болтах.

Рекомендуется применять несимметричный фланец с расположением болтов только снаружи трубы. Для уменьшения толщины фланца могут применяться короткие ребра, равномерно расположенные по периметру и приваренные соответственно к фланцу и стенке трубы. Количество ребер определяется расчетом.

Узел соединения цилиндрической и конической частей трубы работает в сложном напряженном состоянии. Предпочтительным является наиболее простое решение узла, аналогичное стыкам секций цилиндрической части, — сварка цилиндрической и конической частей встык. По результатам расчетов в ряде случаев наличие краевого эффекта приводит к необходимости некоторого утолщения участков стенки как цилиндрической, так и конической части.

Конструкция соединения свободно стоящей трубы с фундаментом должна исключать возможность дополнительного отклонения трубы от вертикали под воздействием ветровой нагрузки, т.к. увеличение амплитуды колебаний снижает надежность эксплуатации. Трубы на фундаменте закрепляются анкерными болтами, геометрия расположения которых должна быть обеспечена в натуре с минимальными допусками. Расстояние между анкерными болтами по дуге окружности должно приниматься ориентировочно в интервале от 15 до 30° в зависимости от диаметра трубы в основании и района строительства. Возможны различные типы соединений, диктуемые, в основном, диаметром трубы на нулевой отметке и величиной отрывающего усилия. Наиболее распространенным типом соединения является симметричное относительно стенки расположение анкерных болтов, закрепляемых на опорной плите. Для опорной плиты во избежание возможного расслоения металла рекомендуется использовать листовую сталь толщиной до 40 мм. В большинстве случаев появляется необходимость приварки коротких вертикальных ребер, располагаемых вблизи анкерных болтов.

Свободно стоящие нефутерованные трубы относятся к высотным сооружениям, в которых наиболее вероятно возникновение резонансных колебаний. Для устранения резонанса либо изменяют параметры трубы, либо применяют специальные устройства, что более эффективно. В отдельных случаях, когда резонансные явления возникают при малых скоростях ветра, возможно проектирование трубы без гасителей колебаний на усилия, возникающие при резонансе. В последнее время наибольшее распространение получили гасители колебаний (интерцептеры), представляющие собой три спирали, приваренные к верхней трети трубы. Шаг каждой спирали равен 3–5 диаметрам верхней части трубы. Ширина полосы $^1/_8$–$^1/_{12}$ верхнего диаметра трубы, толщина 2–3 мм. Для снижения трудоемкости спираль изготавливают из отдельных пластин, не стыкуемых между собой. Спираль приваривается прерывистыми швами минимальной толщины.

При проектировании свободно стоящих труб следует выполнять как статический, так и динамический расчеты. Расчеты, как правило, производят на ЭВМ (например, используют вычислительный комплекс SCAD [8.3]). Для нефутерованных труб в зависимости от полученной величины периода собственных колебаний устанавливается возможность попадания ее в резонанс. Наиболее вероятной зоной попадания трубы в ветровой резонанс является скорость ветра от 5 до 25 м/с. Этот интервал скоростей ветра установлен на основании опыта эксплуатации труб и экспериментальных исследований. При попадании трубы, в резонанс и установке в связи с этим интерцептеров необходимо определять ветровую нагрузку на этом участке трубы с учетом увеличения диаметра трубы на две ширины интерцептера и с применением аэродинамического коэффициента c = 1,1.

Для диаметров трубы более 2–2,5 м следует, дополнительно к меридиональным, принимать во внимание кольцевые напряжения в оболочке от ветровой нагрузки.

В свободно стоящих трубах наиболее ответственными являются горизонтальные сварные швы. В связи с этим следует выполнять расчет горизонтальных швов на выносливость в соответствии со СНиП П-23–81* [8.4], принимая при расчете количество циклов равным 2 млн.

Соединение цилиндрической и конической оболочек, а также соединение трубы с опорным кольцом рассчитываются с учетом возникновения краевого эффекта.

Горизонтальные кольца для опоры футеровки рассчитываются на вертикальную равномерно распределенную нагрузку как пластины с отверстием, шарнирно опертые на стенку трубы. Кольца привариваются к стенке трубы минимальными швами, воспринимающими только вертикальную нагрузку.

Более подробная информация по стальным дымовым трубам всех типов приведена в [8.5].

8.8.3. Стальные трубы на оттяжках

Стальные дымовые трубы на оттяжках обычно имеют диаметры 400–2500 мм и высоты от 18 до 65 м. Трубы раскрепляются оттяжками, расположенными в зависимости от высоты трубы в один или два яруса. Детали конструкции ствола труб во многом аналогичны деталям, приведенным в разд. 2.

Стальные трубы данного типа относятся к классу стальных конструкций с предварительным напряжением (тяжением в оттяжках). Методика расчета стволов труб данного типа и оттяжек подробно изложена в [8.5].

В настоящее время расчет стволов труб производится с использованием пакета программ статического и динамического расчета стволов на оттяжках "СУДМ" для ПЭВМ типа IBM PC. Эта программа позволяет:

а) производить сбор нагрузок: весовых, гололедных, ветровых;

б) проверять устойчивость ствола в монтажном состоянии;

в) производить расчет ствола на сочетание следующих нагрузок: собственный вес сооружения, тяжение в оттяжках, статическая составляющая ветровой нагрузки, технологическая температура, соответствующая температура окружающего воздуха. При этом азимутальное направление ветрового воздействия по отношению к стволу может быть любым.

Для стволов с тремя оттяжками в плане расчет, как правило, ведется на три направления ветра: на оттяжку, по биссектрисе угла между оттяжками, перпендикулярно одной из оттяжек. Для стволов с четырьмя оттяжками в плане

расчет, как правило, ведется на два направления ветрового воздействия: на оттяжку и по биссектрисе угла между оттяжками;

г) оценивать устойчивость равновесия для всех вариантов нагружения и определять коэффициенты запаса и формы потери устойчивости;

д) определять частоты собственных колебаний ствола для монтажного состояния и всех видов нагружений, а также формы собственных колебаний;

е) определять динамические добавки от пульсационной составляющей ветрового потока и производить расчет ствола на эти нагрузки.

В результате расчетов определяются:

- усилия (моменты, нормальные и поперечные силы) в стволе (как в стержне эквивалентной жесткости) минимально в четырех точках между двумя смежными ярусами оттяжек по высоте и двух точек на консоли;
- смещения и углы поворота;
- суммы и разности усилий от статической и пульсационной составляющих ветрового воздействия;
- усилия в оттяжках; усилия в анкерном и лацменных узлах оттяжек, углы между касательной к оттяжке и хордой в этих узлах; проекции натяжения оттяжек в этих узлах на оси координат.

Расчет оттяжек производится с использованием программы "Нить" для ПЭВМ типа IBM PC. Эта программа позволяет определить длину и вес оттяжек, стрелку прогиба, углы наклона оттяжек в точках присоединения к анкерным фундаментам, усилия в оттяжках и изменение этих величин под влиянием температуры в диапазоне температур –40–+40 °С от среднегодовой температуры.

Все указанные выше программы разработаны в ЦНИИпроектстальконструкция им.Н. П. Мельникова.

8.8.4. Стальные трубы в стальном несущем каркасе

В данном типе дымовых труб несущие функции выполняет специальный стальной несущий каркас.

Газоотводящий стальной ствол, как правило, подвешивается к решетчатому каркасу, хотя может проектироваться и опирающимся на фундамент.

Оболочка стального ствола рассчитывается на воздействие собственного веса на участке между подвесками, ветра между точками закрепления на несущем каркасе и температуры дымовых газов.

Стальная решетчатая башня рассчитывается на воздействие собственного веса, ветровых воздействий на элементы каркаса, ветровых усилий, передающихся от оболочки стального ствола в местах ее сопряжения с несущим каркасом, и климатических температурных воздействий.

В местах сопряжений оболочки и несущего каркаса обеспечивается свобода температурных перемещений оболочки в вертикальном и горизонтальном направлениях.

Ответственными участками стальных труб являются места приложения сосредоточенных сил (у узлов прикрепления оттяжек, подкосов, прикрепляющих площадки, и др.), а также места вырезов в цилиндрической оболочке, служащих для входа внутрь трубы или для прохождения оборудования. При малых размерах отверстий эти участки усиливаются постановкой манжет, площадь сечения которых равна площади вырезанного металла. При устройстве больших отверстий, необходимых для входа внутрь трубы, усиление должно обеспечить пространственную геометрическую неизменяемость цилиндра в зоне выреза, для чего необходимо не только восполнить площадь вырезанного металла, но и сохранить поперечную и продольную жесткость ствола, как общую, так и местную.

В местах прикрепления оттяжек толщина оболочки увеличивается и устанавливаются двойные ребра жесткости для восприятия изгибающего момента, который возникает в плоскости кольца.

Прочностной расчет стальных труб в решетчатой башне, в целом, может выполняться по вычислительному комплексу SCAD [8.3]. Для определения прочностных параметров стальной оболочки может также использоваться вычислительный комплекс "Базис +" с пре- и постпроцессором "Гном" (разработчик — МАО "Криста", МАДИ, Москва).

8.8.5. Стальные трубы в железобетонной оболочке

В практике трубостроения достаточно широкое распространение получили многоствольные дымовые трубы (конструкции типа "труба в трубе").

В трубах такой конструкции (рис. 8.11) наружный ствол, воспринимающий ветровые нагрузки, выполняется из железобетона [8.6]. Внутренние трубы, через которые выбрасываются в атмосферу отводимые газы, могут выполняться из легированной стали либо подвесными либо свободно стоящими.

С наружной стороны газоотводящих стволов устанавливается тепловая изоляция из минераловатных плит или других эффективных теплоизоляционных материалов. В межтрубном пространстве предусматриваются площадки, предназначенные для осмотра и ремонта газоотводящих стволов, и ходовые лестницы. При большой высоте трубы в межтрубном пространстве для удобства обслуживания дымовой трубы в процессе эксплуатации и проведения ремонтных работ устанавливается лифт. Применение конструкции многоствольной дымовой трубы вместо нескольких одноствольных позволяет за счет объединения факела дымовых труб существенно увеличить высоту выброса дымовых газов, что дает возможность соответственно уменьшить расчетную высоту трубы.

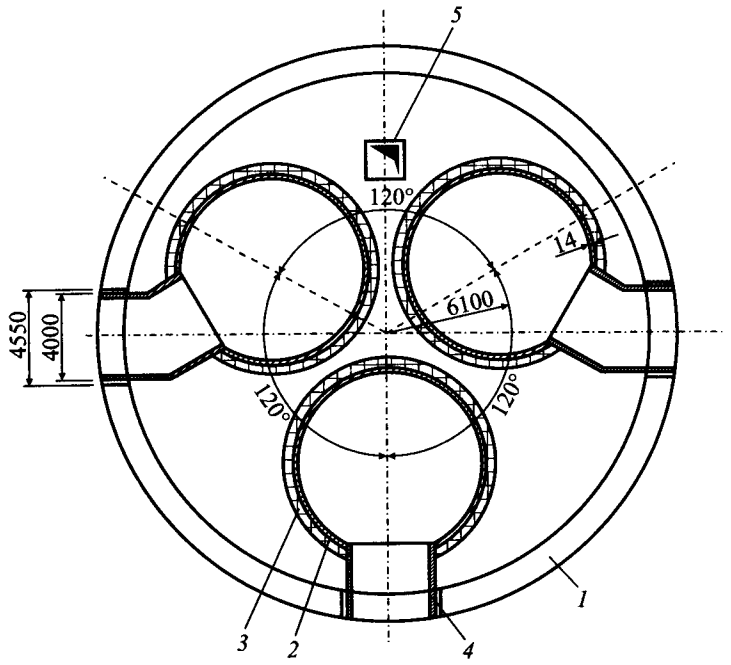


Рис. 8.11. Горизонтальный разрез многоствольной дымовой трубы: *1* — наружный железобетонный ствол; *2* — стальные газоотводящие стволы; *3* — тепловая изоляция; *4* — вводы газоходов; *5* — шахта лифта

В многоствольных трубах с несущей наружной железобетонной оболочкой и внутренними стальными газоотводящими стволами расчет стальных стволов выполняется исходя из расчетных прогибов наружной несущей железобетонной оболочки. При расчете прогибов несущей железобетонной оболочки учитывается только масса стальных газоотводящих стволов.

По заданным горизонтальным перемещениям определяются изгибающие моменты в стальных стволах. По найденным моментам определяются продольные напряжения в сечениях стальных стволов ($\sigma = M/W$) и напряжения сжатия от веса стальных стволов и их футеровок. Согласно [8.4] суммарные сжимающие напряжения от продольных сил и моментов не должны превышать расчетного сопротивления стали R_u.

8.9. Расчет кирпичных дымовых труб

Расчет кирпичных дымовых труб содержит:

1) расчет горизонтальных сечений на внецентренное сжатие по первой группе предельных состояний в соотвествии с [8.9] на гагрузки от ветра и собственного веса с учетом дополнительных нагрузок от крена фундамента и прогиба ствола;

2) расчет вертикальных сечений в соотвествии с [8.10] на воздействие температуры.

Эксцентриситет e_0 продольной силы $N_п$ в горизонтальном сечении не должен выходить из ядра сечения, т.е. должно выполняться условие

$$e_0 \le \rho = (r_н^2 + r_в^2)/4r_н,$$

где ρ — радиус ядра сечения; $r_н$ и $r_в$ — соответственно наружный и внутренний радиус ствола.

Коэффициент перегрузки n для собственного веса принимают:

1) при определении несущей способности $n = 1{,}1$;

2) при определении эксцентриситета $n = 0{,}9$.

Условия работы кирпичной кладки учитывают коэффициентом ($m_к$), равным 0,9.

Дополнительный момент от крена фундамента и допустимого по нормам отклонения ствола при строительстве определяют по формуле

$$M_д = N_п H' \operatorname{tg}\theta/2{,}75,$$

где $\operatorname{tg}\theta = 0{,}006$; H' — высота ствола над расчетным сечением.

Для труб высотой более 75 м следует принимать $\operatorname{tg}\theta = 0{,}0055$. В вертикальных сечениях ствола возникают только температурные усилия, вызванные неравномерным нагревам стенки ствола по толщине. У наружной поверхности стенки возникают растягивающие напряжения, воспринимаемые стяжными кольцами из полосовой стали. Задаваясь площадью сечения одного кольца F и шагом колец по высоте S, т.е. расстоянием между кольцами, проверяют

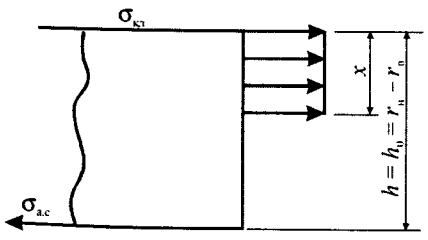


Рис. 8.12. Расчетная эпюра напряжений по толщине стенки ствола (в вертикальной плоскости)

прочность растянутой зоны вертикального сечения высотой h, равной толщине стенки, и шириной, равной шагу колец S, при прямоугольной эпюре напряжении в сжатой зоне (рис. 8.12), причем среднее напряжение σ_c, в стяжных кольцах вычисляют по формуле

$$\sigma_c = E_y i_{кл}(1 - \xi). \tag{8.57}$$

Условный модуль упругости E_y стяжных колец при обычных стыковых замках с неприваренными к кольцу серьгами вычисляют по формуле

$$E_y = \frac{E}{1+170n'/r_н}, \tag{8.58}$$

где E — модуль упругости стали, $E = 2{,}1\cdot10^6$ кгс/см^2; n' — число стыков в кольце; $r_н$ — наружный радиус кольцевого сечения ствола, мм.

Свободную температурную деформацию кладки кольцевого сечения определяют по формуле

$$i_{кл\,t} = \alpha_{кл.р}\Delta t\, r_в/r_н, \tag{8.59}$$

где $\alpha_{кл.р}$ — расчетный температурный коэффициент линейного расширения кладки, равный:

при t, °С	20–200	300	400
$\alpha_{кл.р}$	$5\cdot10^{-6}$	$5{,}5\cdot10^{-6}$	$6\cdot10^{-6}$

Промежуточные значения принимаются путем интерполяции; Δt — температурный пороилд по толщине стенки ствола, равный $\Delta t = t_{кл.в} - t_{кл.н}$. Здесь $t_{кл.в}$, $t_{кл.н}$ — соответственно температура внутренней и наружной поверхностей кладки ствола; $r_в$, $r_н$ — соответственно внутренний и наружный радиусы ствола трубы.

Относительную высоту сжатой зоны сечения вычисляют по формуле

$$\xi = -\frac{\alpha}{2} + \sqrt{\left(\frac{\alpha}{2}\right)^2 + \alpha}, \tag{8.60}$$

где

$$\alpha = \mu n_t' = \frac{F}{hS} n_t'. \tag{8.61}$$

Здесь μ — процент армирования кладки.

Выражения для n_t' принимают вид:

для температуры внутренней поверхности кладки ствола от 20 до 300 °С

$$n_t' = 3E_{a.y}/E_0, \quad (8.62)$$

для температуры 350 °С

$$n_t' = 4E_{a.y}/E_0, \quad (8.63)$$

для температуры 400 °С и более

$$n_t' = 5E_{a.y}/E_0, \quad (8.64)$$

Промежуточные значения n_t' принимают путем интерполяции; E_0 — начальный модуль упругости кладки, принимаемый по [8.11].

Средние расчетные напряжения в стяжных кольцах, вычисленные по формуле (8.57), должны удовлетворять условию

$$\sigma_c \le Rm, \quad (8.65)$$

где R —расчетное сопротивление стяжных колец; m — коэффициент, учитывающий неравномерную работу стяжных колец по периметру ствола, по опытным данным $m = 0{,}7$.

Глава 9 ОСНОВЫ ВЫБОРА ЧИСЛА И ТИПА ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ И ИХ УНИФИКАЦИЯ

9.1. Основы выбора числа и типа газоотводящих труб на ТЭС

Для обеспечения рассеивания вредных примесей в атмосфере при наименьшей высоте трубы желательно иметь минимальное количество точек выброса газов в атмосферу.

Расчеты изменения параметров газоотводящих труб и их стоимостей при различном числе труб на ТЭС можно свести в табл. 9.1, где k_1, k_z — стоимость одной трубы и стоимость труб при их числе, равном z. Таким образом, стоимость труб при той же загазованности на уровне дыхания растет примерно пропорционально их количеству.

Однако уменьшение числа труб на ТЭС приводит к увеличению длины газоходов от котлов до дымовой трубы. В основном увеличиваются длины газоходов по продольной оси электростанции, зависящие от расстояния между осями блоков l. Этот фактор противодействует уменьшению числа труб на ТЭС, и он должен учитываться при технико-экономическом сравнении вариантов с различным числом труб. Кроме того, внешние газоходы являются элементом

Таблица 9.1

Изменение параметров и стоимостей газоотводящих труб при различиом их количестве на ТЭС

Наименование	Количество труб на ТЭС z, шт.				
	1	2	3	4	5
Высота H_z/H_1	1,00	1,12	1,20	1,26	1,31
Диаметр D_z/D_1	1,00	0,707	0,577	0,500	0,447
Общая стоимость k_z/k_1	1,00	2,05	3,1	4,2	5,3

Таблица 9.2

Общая длина газоотводов вдоль осн ТЭС в долях в зависимости от числа котлов и газоотводящих труб на ТЭС
(от каждого котла принят самостоятельный газоход до трубы)

Количество котлов на ТЭС, шт.	Количество труб, шт.					
	1	2	3	4	5	6
1	**0**	—	—	—	—	—
2	**1**	0	—	—	—	—
3	**2**	—	0	—	—	—
4	**4**	2	—	0	—	—
5	**6**	—	—	—	0	—
6	9	**4**	3	—	—	0
7	12	**6**	—	—	—	—
8	16	**8**	—	4	—	—
9	20	**10**	6	—	—	—
10	25	**12**	—	—	5	—
11	30	**15**	—	—	—	—
12	36	18	**12**	8	—	6
13	42	—	**14**	—	—	—
14	49	24	**16**	—	—	—
15	56	—	**18**	—	10	—
16	64	32	**21**	**16**	—	—

газового тракта с невысокой надежностью работы, и увеличение их длины приводит к увеличению вероятности выхода газоходов из строя.

В табл. 9.2 приведена длина газоходов для электростанции при различном числе труб и котлов.

Из рассмотрения таблицы следует, что при большом количестве котлов и малом числе труб длина газоходов оказывается неоправданно большой.

Наиболее важным вопросом при выборе количества труб на ТЭС является обеспечение высокой надежности работы газового тракта (более высокой, чем других элементов электростанции). Должны быть обеспечены осмотр, ревизия и ремонт газоходов и газоотводящих труб без полного отключения станции.

Авария трубы не должна привести к прекращению работы электростанции. С этой точки зрения необходимо иметь на ТЭС не менее двух независимых газовых трактов. Это может быть достигнуто либо установкой не менее двух одноствольных газоотводящих труб на ТЭС, либо установкой одной многоствольной газоотводящей трубы.

Первое решение характерно для конденсационных электростанций, которые работают в мощных энергосистемах, имеющих резерв. Высота газоотводящих труб КЭС, как правило, не ограничена требованиями аэрофлота. Количество блоков, присоединяемых к одной газоотводящей трубе, согласно технико-экономическим расчетам и имеющемуся опыту эксплуатации приведено в табл. 9.3.

Таблица 9.3

Рекомендации по количеству блоков, подключаемых на одну газоотводящую трубу на КЭС

Наименование	Мощность блока, МВт		
	200–300	500–800	1200
Количество блоков при установке необслуживаемых труб, шт.	3–4	2–3	—
Количество блоков при установке обслуживаемых труб, шт.	4–6	3–4	2

К числу недостатков установки большого количества блоков на одну трубу относятся малые скорости газов в газоотводящем стволе трубы при постепенном вводе подключаемых к трубе блоков. Это может способствовать отложению золы в цокольной части газоотводящих труб, особенно при мокрой системе золоулавливания и конической форме газоотводящего ствола, и самоокутыванию оголовка трубы, что опасно при высокосернистых топливах. На мощных теплоэлектроцентралях целесообразна установка многоствольных газоотводящих труб. Это объясняется тем, что отпуск пара промышленным потребителям обычно не резервируется другими источниками, поэтому трубы ТЭЦ должны обладать большой надежностью, так как недопустимо отключение (на время ремонта или обследования трубы) большого количества единиц оборудования.

Выбор типа конструкции трубы зависит от следующих факторов: агрессивности дымовых газов, температуры уходящих газов и их точки росы; мощности электростанции и ее типа (ТЭЦ или ГРЭС); режима работы ТЭС; вида золоулавливания (мокрое или сухое); свойств золы (химический состав, склонность к отложениям и др.); высоты трубы; возможностей перевода электростанции на другой вид сжигаемого топлива; технико-экономических соображений.

При сжигании на ТЭС сернистого и высокосернистого мазутов, большинства донецких и подмосковных углей образуются агрессивные дымовые газы. В этом случае на электростанции рекомендуется установка газоотводящих труб с проходным зазором с футеровкой из кислотостойкого материала. Допускается применение стальных газоотводящих труб с обеспечением необходимой внешней тепловой изоляции.

Для труб ниже 240 м рекомендуется использование конструктивных схем с противодавлением в зазоре.

При переводе ТЭС с малосернистого топлива на более сернистое следует использовать метод защиты футеровки с помощью нанесения плотного слоя

золовых отложений, если футеровка не рассчитана для работы на агрессивных дымовых газах.

Для ТЭС европейской части СССР независимо от принятого в проекте топлива рекомендуется выбирать газоотводящие трубы, позволяющие работать на агрессивных дымовых газах, учитывая возможные изменения топливного режима.

При сжигании экибастузского, канско-ачинского и кузнецкого углей образуются слабоагрессивные и неагрессивные дымовые газы.

Для этой группы можно рекомендовать как необслуживаемые трубы (с коническим газоотводящим стволом и вентилируемым зазором воздуха или без него), так и обслуживаемые.

Учитывая большое содержание CaO в золе канско-ачинских углей, представляется перспективным нанесение плотного слоя золовых отложений на футеровку трубы для лучшего ее предохранения от проникновения дымовых газов.

При выборе газоотводящих труб для ТЭЦ должен быть учтен ряд особенностей, не присущих конденсационным электростанциям:

газоотводящие трубы ТЭЦ должны обладать более высокой надежностью, так как отпуск теплоты обычно не резервируется;

ТЭЦ размещены в городах, где существует большое количество источников выбросов, создающих заметный фон загрязнений;

на ТЭЦ устанавливается разнотипное котельное оборудование (энергетические и пиковые котлы), имеющее различную характеристику отводимых газов;

на выбор газоотводящих труб ТЭЦ накладываются ограничения требованиями аэрофлота, архитектурными соображениями.

Исходя из этих требований, на ТЭЦ лучше всего устанавливать многоствольные дымовые трубы.

По условиям надежности энергетические и пиковые водогрейные котлы целесообразно, как правило, подключать на один газоотводящий ствол, и не выделять отдельного газоотводящего ствола для пиковых котлов. В этом случае при выходе из строя одного ствола не происходит полного отключения пиковых водогрейных котлов, так как оборудование, подключенное к другим газоотводящим стволам, остается в работе.

На раздельное подключение энергетических и пиковых котлов следует идти в случае, если совместное подключение не проходит по условиям обеспечения самотяги пиковых котлов. Для пиковых водогрейных котлов с дымососами это ограничение не распространяется.

Рекомендации по подключению котлов к многоствольной газоотводящей трубе даны в табл. 9.4.

Таблица 9.4

Рекомендуемое количество котлов, подключаемых к одному газоотводящему стволу многоствольной газоотводящей трубы

Паропроизводительность (теплопроизводительность) котлоагрегата	Раздельное подключение энергетических и пиковых котлов, шт.	Совместное подключение энергетическнх и пиковых котлов, шт.
D = 400÷500 т/ч	2–3	2
D = 1000 т/ч	1–2	1
Q = 100 Гкал/ч	3–6	1–3
Q = 180 Гкал/ч	2–4	1–2

Таблица 9.5

Рекомендуемое количество котлов ТЭЦ, подключаемых к одноствольной газоотводящей трубе

Паропроизводительность котлов, т/ч	Обслуживаемая труба					Необслуживаемая труба				
	Раздельное подключение энергетических котлов	Совместное подключение энергетических и пиковых котлов				Раздельное подключение энергетических котлов	Совместное подключение энергетических и пиковых котлов			
		Энергетические котлы	Пиковые котлы				Энергетические котлы	Пиковые котлы		
			Q = 50	Q = 100	Q = 180			Q = 50	Q = 100	Q = 180
220	6	4	3	2	—	4	3–4	2–3	2	—
400–500	4–6	3	—	3	3	4	2	—	2	2
670	3–4	2	—	3–4	2–3	3	2	—	2–3	2
1000	2–4	2	—	3–4	2–3	2–3	2	—	2–3	2

При отсутствии возможностей строительства многоствольной газоотводящей трубы на ТЭЦ должно устанавливаться не менее двух одноствольных труб. По условиям обеспечения более высокой надежности работы ТЭЦ по сравнению с КЭС при работе на слабо- и агрессивном топливе трубы, начиная с высоты 240 м, рекомендуется строить с цилиндрическим газоотводящим стволом и проходным зазором. В отдельных случаях трубы выполняются коническими с вентилируемым зазором, а для ТЭЦ небольшой мощности на слабоагрессивном топливе возможно применение газоотводящих труб с кирпичной футеровкой на консолях.

В табл. 9.5 даны рекомендации по подключению котлов к одноствольной газоотводящей трубе ТЭЦ.

9.2. Унификация газоотводящих труб

Газоотводящие трубы, сооружаемые на ТЭС, характеризуются разнообразием конструкций и обилием типоразмеров. Тенденция роста подключаемой мощности к каждой трубе вызывает увеличение ее размеров: высоты и диаметра.

В СССР основное и вспомогательное оборудование ТЭС стандартизировано, количество блоков и единиц вспомогательного оборудования упорядочено. Все это требует унификации и типизации конструкций и элементов газоотводящих труб, сокращения их типоразмеров, установления области рационального применения и повышения надежности, что позволит значительно сократить сроки проектирования и строительства газоотводящих труб и уменьшить капитальные затраты на них.

Проблема унификации труб требует решения взаимосвязанных вопросов: выбора типоразмеров труб, исследования характеристик материалов, используемых для изготовления газоотводящих стволов, выбора рациональных конструктивных решений, разработки унифицированных опалубок для возведения железобетонных стволов и оболочек и разработки монтажных механизмов.

Унификация параметров газоотводящих труб должна проводиться на основании технико-экономических расчетов. Унификация труб по высоте в основном решена, и унифицированный интервал по высоте принят с шагом 30 м. При этом шаге принят следующий ряд унифицированных высот газоотводящих высотных труб: 180, 210, 240, 270, 300, 330, 360, 390, 420 и 450 м.

До настоящего времени для конических железобетонных труб применяется ряд выходных диаметров с шагом 0,6 м, начиная с $D = 3{,}6$ м. При этом в наиболее распространенном для современных газоотводящих труб ТЭС диапазоне применения выходных диаметров (от 6 до 13,8 м) получается 14 типовых диаметров. Такое обилие типоразмеров затрудняет унификацию и типизацию конструкций и элементов труб, механизмов для их возведения и экономически невыгодно. Поэтому необходимо сокращение типовых диаметров, но при этом переход от одного унифицированного диаметра к следующему не должен приводить к значительному увеличению расчетных затрат.

Для решения этого вопроса МЭИ проведены технико-экономические расчеты ряда газоотводящих труб ТЭС, позволяющие определить оптимальную выходную скорость газов, а следовательно, и диаметр устья. Расчеты проводились для труб высотой 180, 240 и 330 м при одинаковой величине $З_{т.д}$.

На основании данных расчетов построены графики зависимости относительных расчетных и капитальных затрат на газоотводящую трубу от относительной скорости газов в устье трубы (рис. 9.1).

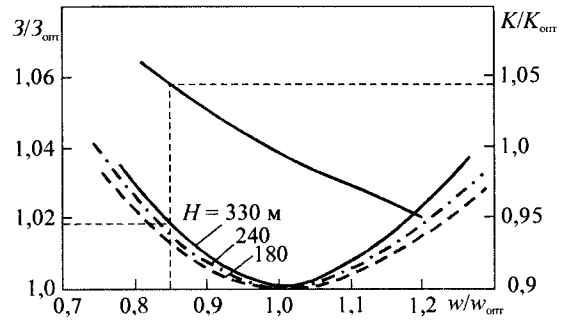


Рис. 9.1. Зависимость изменения расчетных затрат на трубу при отклонении скоростей газов в газоотводящих стволах от оптимального значения

Из анализа графиков видно, что при отклонении скорости газов от оптимального значения на ±15 % увеличение расчетных затрат $\Delta З$ не превышает 2 %, и при этом стоимость трубы изменяется на ±5 %. При тенденции увеличения высоты трубы выше 330 м (360 м и далее) увеличение расчетных затрат при указанном отклонении скорости может достигнуть 3 %.

Используя уравнение неразрывности, получаем

$$w/w_{опт} = (D_{опт}/D)^2. \qquad (9.1)$$

Отсюда вытекает, что колебания в пределах $(0{,}85–1{,}15)w_{опт}$ могут происходить за счет отклонения диаметра $(0{,}93–1{,}08)D_{опт}$. Поэтому, если предложить ряд унифицированных диаметров с таким шагом, чтобы диапазон между двумя соседними значениями диаметров перекрывался допустимыми пределами отклонения (0,93–1,08) от этих значений, то переход от оптимального диаметра к унифицированному не приведет к значительному увеличению расчетных затрат.

Такому условию отвечает ряд диаметров, определяемый по формуле

$$D_i = (1{,}1 \div 1{,}2)D_{i-1}. \qquad (9.2)$$

Принимая минимальный унифицированный диаметр равным 6,0 м и используя ранее принятые диаметры устья труб, для которых созданы типовые проекты, получаем следующий ряд унифицированных диаметров:

$$D_0 = 6{,}0;\ 7{,}2;\ 8{,}4;\ 9{,}6;\ 10{,}8;\ 12{,}0;\ 13{,}8.$$

В результате число унифицированных диаметров сокращается вдвое по сравнению с ранее существовавшим рядом диаметров.

9.3. Унифицированный цоколь газоотводящих труб

Для унифицированного ряда газоотводящих труб встает задача разработки унифицированного цоколя. Наилучшим решением является наборная конструкция, которая, будучи смонтирована на монтажной площадке электростанций, располагается на общей платформе с колесами и может быть установлена под газоотводящий ствол для последующей стыковки с ним через компенсатор.

Таким образом, цокольная часть в собранном виде представляет собой единое целое в виде элемента конструкции, монтируемого с газоотводящим стволом. В зависимости от диаметра ствола вертикальные размеры цокольной части и вводы газоходов изменяются.

Для стыковки со стволом необходимо иметь переходную часть, выполняемую из металла или другого материала. Такая конструкция (рис. 9.2) разработана Донецким филиалом института Оргэнергострой по аэродинамической схеме МЭИ [9.1] и кремнебетонных панелей размером 2,5×10 м каждая.

Аэродинамическая схема должна позволять создать конструкцию из унифицированных элементов с оптимальной величиной аэродинамических потерь. В общем случае потери в цокольной части, как в любом криволинейном канале, складываются из: потерь, связанных с отрывом пограничного слоя; потерь, связанных с образованием вторичного вихревого движения; потерь на трение; дополнительных потерь на трение из-за вторичного вихревого движения. Как показано в [11.8], основную роль в определении потерь при движении потока в криволинейных каналах играют потери на вихреобразование, связанные с отрывом пограничного слоя. Снижение этого вида потерь напора может быть достигнуто организацией рационального, с аэродинамической точки зрения, движения потока в криволинейном канале.

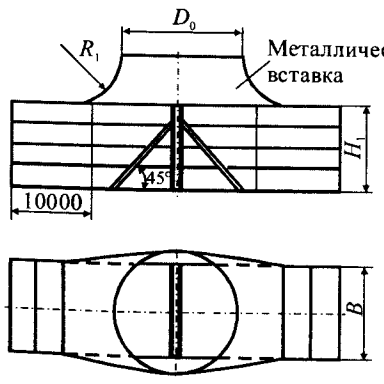


Рис. 9.2. Унифицированный цоколь из кремнебетонных панелей с металлической вставкой

Цокольную часть газоотводящей трубы до участка перехода можно рассматривать как элемент поворота плоского потока на 90°, с аэродинамической точки зрения относящегося к числу наиболее исследованных [9.2, 9.3]. Коэффициент сопротивления поворота в общем случае зависит от конфузорности потока на повороте, радиуса поворота внутренней и внешней стенок потока и промежуточной диффузорности потока на повороте.

В [9.4] даны рекомендации по выбору оптимальных геометрических размеров с углом поворота в пределах $45° \le \alpha \le 180°$, и конфузорностью $F_{вх}/F_{вых} = 1 \div 2$ в виде эмпирических выражений

$$\overline{D} = 1 + \frac{0{,}39\overline{\alpha}^2 - 0{,}13 - 0{,}01\overline{\alpha}}{\exp(2\sqrt[3]{\overline{\alpha}}R_1^{1{,}25-0{,}25\overline{\alpha}})} + 0{,}4\left(\frac{F_1}{F_2} - 1\right)\sqrt{\frac{2}{\overline{\alpha}}}; \qquad (9.3)$$

$$\xi = \frac{(1{,}5\overline{\alpha}^2 - 0{,}4\overline{\alpha}^3)\frac{F_2}{F_1}}{1 + 0{,}3R_1^{-0{,}1} + 3\sqrt[3]{\overline{\alpha}}\ln(1 + 8\sqrt{n}\overline{\alpha}^{1{,}5} - R_1^2 F_2 / F_1)}, \qquad (9.4)$$

где α — угол поворота; R_1 — радиус поворота внутренней стенки газохода; D — диффузорность потока на повороте; F_1 и F_2 — входное и выходное сечения поворота.

При $\alpha = 90°$ и $R_1 = F_2$, что соответствует конструктивному выполнению унифицированного цоколя с двухсторонним вводом газоходов, формулы (9.3) и (9.4) принимают вид

$$D = 1{,}034 + 0{,}56(n - 1); \qquad (9.5)$$

$$\xi = \frac{1{,}1}{n[1{,}3 + 3\ln(1 + 8\sqrt{1/n})]}, \qquad (9.6)$$

где $n = F_1/F_2$ — конфузорность потока на повороте.

Пренебрегая потерями напора на участке перехода от прямоугольного сечения цоколя к круглому сечению ствола (что допустимо, так как в переходе-конфузоре будут только потери на трение, пренебрежимо малые по сравнению с потерями на вихреобразование), рассматриваем унифицированный цоколь как плоский поворот на 90° и рассчитываем коэффициент сопротивления x и оптимальную промежуточную диффузорность D по выражениям (9.3) и (9.4) при различной конфузорности поворота.

На рис. 9.3 и 9.4 приведены теоретические зависимости ξ и D от конфузорности n.

Правомочность сделанных допущений можно проверить, сопоставив теоретические результаты с экспериментальными, полученными методом физического моделирования. Исследуемая модель позволяла изменять конфузорности, длину пандуса и другие размеры цоколя (рис. 9.5).

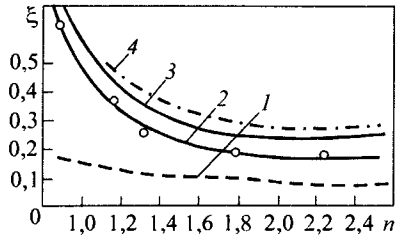


Рис. 9.3. Зависимость коэффициента сопротивления цоколя от конфузорности потока: *1* — плоский поворот на 90°; *2* — унифицированный цоколь при оптимальных параметрах (модель); *3* — то же (натура); *4* — цоколь с металлической вставкой (натура)

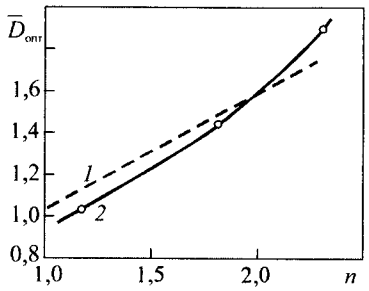


Рис. 9.4. Зависимость оптимальной величины промежуточной диффузорности потока на повороте от его конфузорности: *1* — плоский поворот на 90°; *2* — унифицированный цоколь

Моделирование велось с учетом требований теории подобия для гидродинамики вязкой несжимаемой жидкости. Моделировался участок "вход в цоколь–ствол трубы". Модель была выполнена из жести и оргстекла по отношению к натуре в масштабе 1:50 и установлена на всасывающей стороне вентилятора.

Расход воздуха через вентилятор изменялся направляющим аппаратом. На входе и выходе модели установлены стабилизирующие участки с одноступенчатыми входными диффузорами; одна из стенок газоходов и входной участок выполнены передвижными, что позволяло менять сечение газоходов, а следовательно, и конфузорность цоколя.

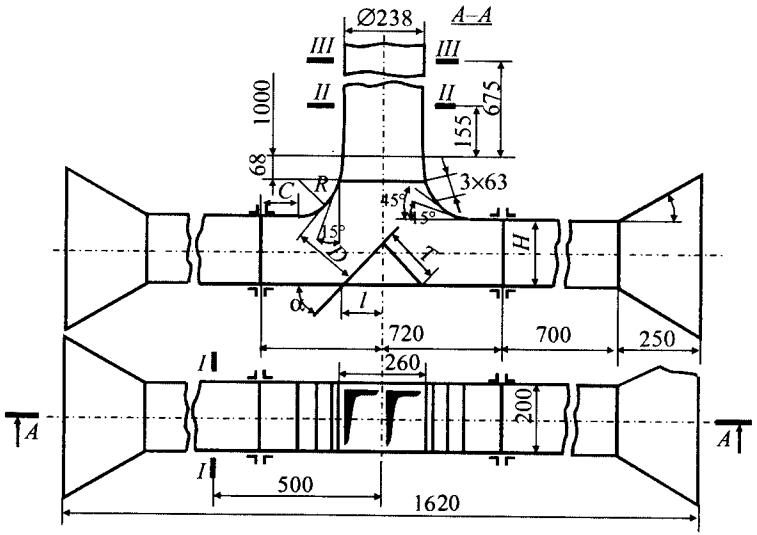


Рис. 9.5. Модель унифицированной цокольной части газоотводящей трубы

Опыты велись в области автомодельности при $Re \geq 2 \div 2{,}5 \cdot 10^5$, устанавливаемой экспериментально. В нашем случае эта область наступала после $Re \geq 0{,}8 \div 1{,}2 \cdot 10^5$. Коэффициент сопротивления исследуемого участка ξ определялся по стандартной методике с разбивкой мерных сечений на ряд равновеликих по площади элементов. Измерительным прибором служила трубка Прандтля, подключенная к спиртовому микроманометру типа ММН. Полный и динамический напоры в сечениях ствола трубы замерялись по двум взаимно перпендикулярным диаметрам, один из которых расположен в плоскости поворота. Сечения за поворотом находились на расстояниях $l_{II} = 0{,}72D_0$; $l_{III} = 2{,}9D_0$ от выходного сечения перехода. Результаты замеров коэффициента сопротивления ξ в этих сечениях практически совпадают: $\xi_{II} \approx \xi_{III}$. Степень конфузорности цоколя в опытах составляла $n = 0{,}9$; 1,17; 1,35; 2; 2,07; 2,25. Именно в этом диапазоне выбирается из технико-экономических соображений отношение скоростей во внешних газоходах и в газоотводящем стволе трубы на реальных ТЭС. При этом конфузорность поворота $n_{пов} = 0{,}77$; 1,0; 1,15; 1,54; 1,77; 1,9, а конфузорность перехода во всех опытах одинакова $n_n = 1{,}17$.

Для определения влияния на коэффициент сопротивления цоколя переходного участка на модели исследованы как непосредственно переходный участок, так и цоколь без перехода. Как и предполагалось, потери на участке перехода практически отсутствуют. $\xi \approx 0{,}005$ (здесь и дальше коэффициент сопротивления отнесен к динамическому напору в стволе), а коэффициент сопротивления цоколя без переходного участка практически не изменился.

В первой серии опытов исследовалась зависимость коэффициента сопротивления цоколя от промежуточной диффузорности потока на повороте (диагонального сечения поворота) при различной конфузорности цоколя.

Как следует из физики процесса, за счет промежуточной диффузорности уменьшается разность давлений между внешней и внутренней стенками в сечении с максимальной кривизной канала и, следовательно, снижается интенсивность вторичных течений. Конфузорность поворота достигается дальнейшим поджатием потока.

Изменение диагонального сечения канала на повороте достигалось изменением длины пандуса t. Угол установки пандуса к основанию цоколя $\beta = 45°$; радиус поворота внутренней стенки R_1 постоянен, разделительная стенка устанавливалась до входного сечения перехода.

Зависимость коэффициента сопротивления цоколя ξ от промежуточной диффузорности поворота $\bar{D}$ при различной конфузорности цоколя n представлена на рис. 9.6.

Как показывают исследования, оптимальное диагональное сечение цоколя $\bar{D}^{опт}$ зависит от его конфузорности, причем влияние $\bar{D}$ на коэффициент со-

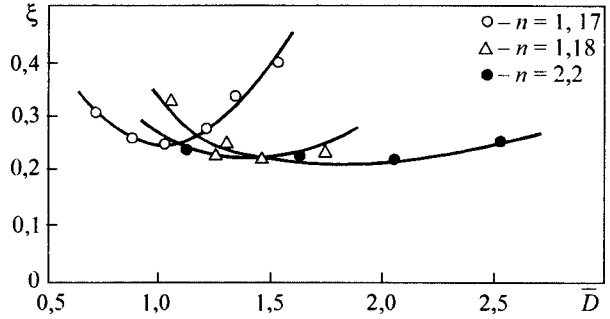


Рис. 9.6. Зависимость коэффициента сопротивления унифицированного цоколя с различной конфузорностью от промежуточной диффузорности потока на повороте

противления цоколя увеличивается с уменьшением конфузорности. Зависимость $\bar{D}^{опт}$ унифицированного цоколя от степени его конфузорности приведена на рис. 9.4 (кривая *2*). Как видно из рисунка, расхождения в значениях $\bar{D}^{опт}$ для цоколя и плоского поворота не превышают ±7 %, и формула (9.8) с достаточной степенью точности применима для расчета диагонального сечения поворота в унифицированном плоском цоколе при конфузорности последнего $n = 1 \div 2{,}5$.

Увеличение высоты разделительной стенки за геометрическим поворотом показало, что оптимальной высотой разделительной стенки за поворотом является $h^{опт} = 0{,}5D_0$. Таким образом, общая высота разделительной стенки от основания цоколя составит $H_{р.ст}^{опт} = H_1 + R_1 + 0{,}5D_0$, где H_1 и R_1 — высота входного газохода и внутренний радиус поворота.

На рис. 9.7 представлена зависимость абсолютного и относительного коэффициента сопротивления цоколя от высоты перегородки за поворотом при разной степени конфузорности n (где ξ — коэффициент сопротивления, отнесенный к оптимальному $\xi^{опт}$ при данной конфузорности).

Как видно из рисунков, зависимость коэффициента сопротивления цоколя от высоты перегородки растет с увеличением конфузорности цоколя n. Так, если при $n = 1{,}17$ отклонение высоты перегородки h от оптимальной на ±50 % приводит к увеличению коэффициента сопротивления цоколя ξ не более чем на 10 %, то при конфузорности $n = 2{,}25$ аналогичное выполнение перегородки приведет к увеличению ξ на 40 %.

На рис. 9.3 показана зависимость коэффициента сопротивления унифицированного цоколя от конфузорности при оптимальных величинах диагонального сечения поворота $\bar{D}^{опт}$ и высоты разделительной стенки $H_{р.ст}^{опт}$ (кривая *2*). Как видно из рисунка, коэффициент сопротивления цоколя существенно зависит

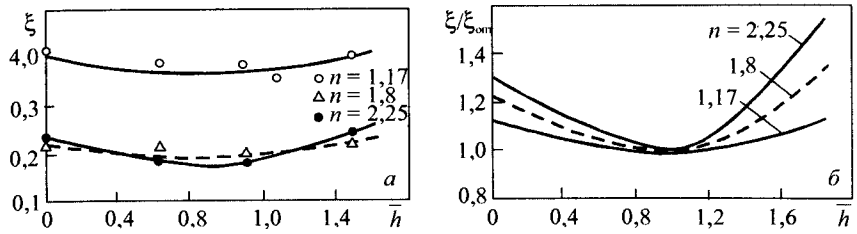


Рис. 9.7. Зависимость абсолютного (*а*) и относительного (*б*) коэффициента сопротивления цоколя от высоты разделительной стенки за поворотом при различной конфузорности n

от конфузорности n при значениях $n = 1 \div 1{,}7$; при дальнейшем увеличении конфузорности коэффициент сопротивления меняется незначительно.

Сравнение приведенных на рис. 9.3 кривых *1* и *2* показывает, что коэффициент сопротивления плоского унифицированного цоколя превышает коэффициент сопротивления плоского поворота, полученного в [90], более чем в 2 раза. Отсюда можно сделать вывод, что в плоском цоколе потери напора от слияния потоков и закрутки соизмеримы с потерями на вихреобразование при отрыве пограничного слоя, а с уменьшением конфузорности потока до $n = 1{,}4$–$1{,}0$ даже превышают последние, в связи с чем формула (9.9) неприменима для расчета коэффициента сопротивления цоколя.

В величину x входит как коэффициент местного сопротивления $\xi_м$, так и коэффициент сопротивления трения $\xi_{тр}$. Для модели $\xi \approx 0{,}085$ (при коэффициенте трения $\lambda_{тр} = 0{,}01$, определенном экспериментально для гладкой металлической стенки), что составляет более 50 % общего коэффициента сопротивления при конфузорности цоколя $n = 1{,}84 \div 2{,}5$ и 18–20 % при конфузорности $n = 1{,}0 \div 1{,}2$.

Как показали натурные испытания газоотводящей трубы Запорожской ГРЭС, эквивалентный коэффициент сопротивления кремнебетонного ствола с пазами для компенсаторов составляет $\lambda_э = 0{,}019$. В связи с этим общий коэффициент сопротивления реального унифицированного цоколя, выполненного из кремнебетонных панелей, увеличится по сравнению с полученными на модели величинами (см. рис. 9.3, кривая *3*) за счет увеличения потерь на трение.

Таким образом, в результате проведенных исследований разработан унифицированный цоколь с двухсторонним вводом газоводов, полностью выполняемый из кремнебетонных панелей. Для всех типоразмеров цоколя рекомендуются следующие геометрические соотношения: общая конфузорность цоколя, включая перемол, составляет $n = \Sigma F_{вх}/F_0 = 1{,}6 \div 2{,}2$, при этом основная конфузорность приходится на участок поворота газоходов, а конфузорность перехода составляет $n = 1{,}05 \div 1{,}15$. Поворот потока происходит с изменением высоты

газохода от H, до H_2 при постоянной ширине B. Отношение ширины газохода к его высоте во входном сечении цоколя выбирается в пределах $B/H_1 = 0{,}8 \div 1{,}5$.

Высота перехода принимается равной $H_п = 0{,}5D_0$. Между газоходами устанавливается перегородка высотой до выходного сечения перехода.

Радиус описанной окружности внутреннего поворота газоходов $R_1 = 6{,}0$ м. Пандус цоколя устанавливается под углом 45° к основанию, диагональное сечение поворота рассчитывается по формуле

$$D^{опт} = D_0[0{,}517 + 0{,}28(n - 1)], \qquad (9.7)$$

где D_0 — диаметр газоотводящего ствола трубы. При этом коэффициент сопротивления цоколя ξ может быть определен по графику зависимости $\xi = f(n)$, приведенному на рис. 9.3 (кривая *3*). Унифицированный цоколь разработан также АТЭП — с кремнебетонными панелями размером 2,58×3 м (рис. 9.8), что позволяет выполнять его без металлической переходной вставки, как в варианте, разработанном институтом Оргэнергострой (рис. 9.2).

Однако для выполнения цоколя по схеме рис. 9.8 необходимо изготовление специальных панелей длиной 3 м. Как видно из рис. 9.3, коэффициент сопротивления цоколя с металлической вставкой несколько выше (кривая *4*), чем коэффициент сопротивления унифицированного цоколя, полностью выполненного из кремнебетонных панелей по конструктивной схеме, представленной на рис. 9.8.

С разработкой типового ряда труб и унифицированного цоколя появляется возможность перейти к разработке типовых проектов газоотводящих труб для их реализации на проектируемых и строящихся тепловых электрических станциях.

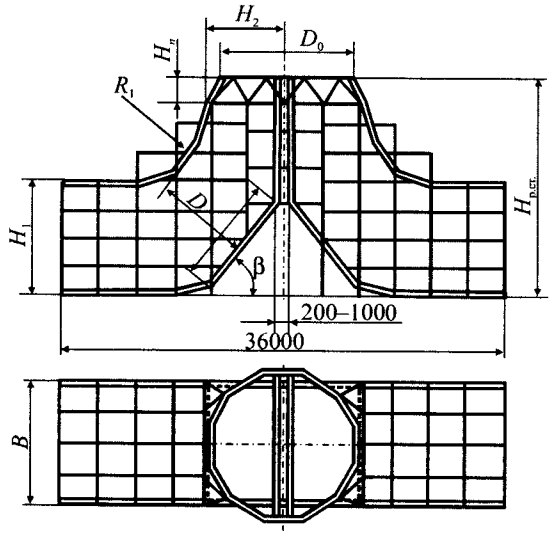


Рис. 9.8. Унифицированный цоколь с двухсторонним вводом газоходов, выполненный из кремнебетонных панелей

Глава 10 ВОЗВЕДЕНИЕ ДЫМОВЫХ ТРУБ

10.1. Возведение железобетонных труб

Возведение газоотводящих труб большой высоты связано с выполнением значительных объемов строительных работ и представляет собой продолжительный процесс [10.1]. Объем работ определяется прежде всего геометрическими характеристиками газоотводящих труб (высотой и диаметром), типом футеровки и конструкцией газоотводящих стволов. Виды работ при возведении газоотводящих труб: земляные работы по отрывке котлована под фундамент трубы; устройство фундамента; бетонирование ствола или оболочки трубы; антикоррозионные и футеровочные работы; монтаж газоотводящих стволов (для конструкций типа "труба в трубе"); монтаж светофорных площадок, наружной ходовой лестницы, грозозащитных устройств; маркировочная покраска наружной поверхности ствола или оболочки и пр.

Основание под фундамент трубы в зависимости от геологических условий с учетом технико-экономического обоснования может быть или естественным, или свайным. Фундаменты защищают гидроизоляционными покрытиями, если грунтовые воды агрессивные, а при высоком уровне грунтовых вод предусматривают дренаж. Фундамент разбивается на блоки бетонирования объемом от 300 до 900 м^3 с устройством горизонтальных и вертикальных рабочих швов. Объем блоков зависит от возможностей бетонного хозяйства и количества механизмов, применяемых для укладки бетона.

Арматура в фундамент устанавливается на всю высоту, затем укладывается бетонная смесь слоями по 500 мм с послойным вибрированием. Сначала бетонируется подушка фундамента, потом стакан.

Железобетонный ствол или оболочка газоотводящей трубы возводится двумя методами: поярусного бетонирования в подъемно-переставной опалубке и

непрерывного бетонирования в скользящей опалубке. При бетонировании ствола трубы в переставной опалубке наружные и внутренние опалубочные щиты, установленные по окружности, перестанавливаются после окончания бетонирования яруса, а при бетонировании в скользящей опалубке эти щиты постепенно перемещаются вверх при помощи домкратов с непрерывным бетонированием.

В настоящее время большая часть железобетонных оболочек газоотводящих труб возводится в переставной опалубке. При этом применяются комплекты специальных устройств, включающие шахтный подъемник; инвентарную стальную подъемно-переставную опалубку с рабочей площадкой, оборудованной механизмами радиального перемещения; специальный электромеханический подъемный механизм (подъемную головку) грузоподъемностью от 20 до 120 т для подъема опалубки и рабочей площадки; футеровочную площадку и специальный электромеханический подъемный механизм (обойму) для ее подъема. Последние два элемента необходимы, если выполняется кирпичная футеровка на консолях.

Инвентарный шахтоподъемник представляет собой многошахтную башню, состоящую из отдельных секций высотой 2,5 м, собираемых в процессе строительства трубы из отдельных трубчатых элементов на болтах. Шахтоподъемник предназначен для опирания и передвижения по нему подъемной головки и футеровочной обоймы или подвесной футеровочной площадки, размещения в его шахтах грузовых клетей, пассажирского лифта, ходовой лестницы с площадками, центровочного устройства, электросиловой и осветительной сети, сигнализации, труб паропровода и водопровода. В зависимости от высоты трубы и ее выходного диаметра применяются в основном следующие типы шахтоподъемников: малый, обычный, усиленный, большой и специальный (табл. 10.1).

Шахтные подъемники состоят из опорной металлической рамы, на которой крепится первый ярус стоек, ригелей, раскосов, металлических лестниц, гибких связей, щитов ограждения и направляющих для грузовых клетей и пассажирских лифтов. Шахтоподъемник раскрепляют к стенам трубы горизонтальными связями. Для прохода между шахтой лестничной клетки шахтоподъемника и подвесными лесами устраиваются переходные подвесные леса.

На шахтоподъемнике устанавливают подъемную головку, которая охватывает его своим корпусом снаружи и предназначена для подъема по шахтному подъемнику подвешенного к ней оборудования и приспособлений: рабочей площадки, наружной и внутренней опалубки (подвешивается при подъеме), подвесных лесов, переходных подвесных лесов, бункера для приема бетонной смеси, отвеса для центровки опалубки, тепляка. На подъемной головке распо-

Таблица 10.1

Характеристика шахтоподъемников

Тип шахтоподъемника	Высота трубы, м	Диаметр устья трубы, м	Число стоек, шт.	Число шахт, шт.	Сечение шахт, мм
Малый	60–120	3,5–4,5	12	3	Две шахты 900×900, одна 1200×900
Обычный	80–120	4,5–6,5	16	9	900×900
Усиленный	130–180	6,5–8,4	16 (вверху)	9 (вверху)	
			24		
			32		
			36 (в нижней части)		
Большой	200–270	6,5–9,6	16	9	1200×1200
Специальный	300 и более	10–20	32	17	16 шахт 1200×1200, одна шахта 3600×3600

ложены лебедка пассажирского лифта и ролики грузовых клетей. Подъемные головки отличаются между собой лишь грузоподъемностью и конструкцией подвешенных к ним элементов и тепляка. Шаг подъема подъемных головок — 2,5 м.

Подъемно-переставную опалубку в каждой секции оболочки трубы устанавливают по верхнему проектному радиусу данной секции, проверяя правильность установки измерением радиусов под всеми винтами механизма радиального перемещения. Количество и чередование типов щитов наружной и внутренней опалубки должны соответствовать монтажным схемам производства работ. Опалубку собирают с применением шаблонов и приспособлений, обеспечивающих точность проектных размеров возводимого ствола трубы.

Толщина защитного слоя бетона над рабочей арматурой в стенах ствола, возводимого в подъемно-переставной опалубке, обеспечивается установкой специальных фиксаторов, шаблонов, пластмассовых или цементно-песчаных прокладок.

Технологический цикл работ, заключающийся в бетонировании одной секции высотой 2,5 м, состоит из следующих последовательно выполняемых процессов: наращивания шахтного подъемника; отрыва, подъема и установки наружной опалубки; установки арматуры; установки внутренней опалубки; укладки бетонной смеси; выдержки бетона; обработки рабочего шва бетонирования и затирки поверхности бетона. Технология возведения железобетонного ствола трубы любой высоты представляет собой последовательность таких

повторяющихся циклов. Продолжительность технологического цикла работ обычно принимают 24, 48 или 72 ч в зависимости от объема работ и местных условий.

Допустимую высоту укладываемых слоев бетонной смеси в ярусе определяют расчетным путем для каждой секции ствола в зависимости от свойств применяемого цемента, продолжительности транспортирования бетонной смеси, температуры смеси и наружного воздуха, производительности шахтоподъемника

$$\Delta h = \frac{hQt_{\text{ук}}}{60V}, \qquad (10.1)$$

где h — высота секции бетонирования по проекту, равна 2,5 м; Q — производительность ковша клети шахтного подъемника при подаче бетонной смеси из вибропитателя в бункер на рабочей площадке подъемной головки, м^3/ч; $t_{\text{ук}}$ — время, необходимое для укладки одного слоя бетонной смеси по всему контуру оболочки, мин:

$$t_{\text{ук}} = t_{\text{н}} - t_0. \qquad (10.2)$$

$t_{\text{н}}$ — необходимое время начала схватывания цемента при температуре 20 °С, мин; t_0 — общее время для приготовления и подвозки бетонной смеси к трубе, мин; V — объем бетона в секции оболочки трубы по проекту, м^3. Максимально допустимое значение Δh = 0,3 м.

Работы по антикоррозионной защите, теплоизоляции и футеровке дымовых труб ведутся с футеровочной площадки, подвешенной к обойме или шахтоподъемнику на талях и рабочих канатах. Обойму и футеровочные площадки монтируют на защитном перекрытии на отметке 5,0 м.

Если поверхность железобетонных ствола или оболочки не требуется покрывать антикоррозионными лакокрасочными составами, футеровочные работы выполняют вслед за бетонированием ствола трубы по совмещенному графику, т.е. в часы выдерживания бетона и в свободные от бетонных работ смены. Скорость укладки футеровки должна соответствовать скорости возведения ствола. Отставание футеровки от бетонирования ствола должно быть не более 20–30 м. Для производства работы в холодный период года вокруг конструкций подъемной головки и верхней части ствола или оболочки трубы устраивают сплошное ограждение — тепляк, выполняемый из фанеры и брезента, предварительно обработанных огнезащитными составами.

Тепляк по высоте делится на три зоны: верхнюю зону, ограждаемую по конструкциям шатра подъемной головки в процессе ее монтажа; среднюю зону,

ограждаемую по конструкциям наружных подвесок рабочей площадки; нижнюю зону, так называемую юбку тепляка. Юбку из брезента подвешивают к рабочей площадке только в зимнее время, она охватывает наружные подвесные леса и спускается ниже на 9–10 м. В нижней части юбка затягивается вокруг ствола трубы при помощи стального каната.

Железобетонные оболочки труб без выступающих частей (консолей) могут возводиться в скользящей опалубке. Изменение толщины стенки оболочек газоотводящих труб должно быть плавным (без уступов): не более 1–2 см на каждый 1 м высоты сооружения. Конструкция таких оболочек должна удовлетворять также ряду требований, касающихся выполнения и размещения закладных деталей, арматурных и домкратных стержней.

При возведении железобетонных оболочек труб в скользящей опалубке применяется следующее основное оборудование: скользящая опалубка, механизм подачи бетонных смесей или бетононасосы, бетоноводы, механизм подачи арматуры, наземная станция. Скользящая опалубка должна обеспечивать изменение уклона, радиуса и толщины стен возводимой оболочки по мере ее подъема. Для контроля указанных изменений, а также для контроля горизонтальности рабочего пола она должна быть оснащена соответствующими приборами и приспособлениями.

Оборудование скользящей опалубки состоит из следующих узлов: рабочей платформы, станции платформы, системы домкратных рам, опалубки рабочих подмостей, наземной станции, грузоподъемных механизмов, электрооборудования, гидропривода, домкратных стержней, приборов связи, контрольно-измерительных приборов и технологического оборудования.

Рядом с возводимой в скользящей опалубке железобетонной оболочкой газоотводящей трубы устанавливается грузопассажирский подъемник, кабина которого подходит к посадочной площадке на рабочей платформе.

Институт Гидроспецпроект разработал (на базе лицензионной документации ГДР) четыре модификации скользящей опалубки ОС, ОКТФ, ОКТ, ОКТР, отличающиеся только диаметром рабочей платформы 24, 29, 34 и 39 м и соответственно ее конструкцией в зависимости от габаритов воздвигаемых оболочек.

Начальный период возведения железобетонных стволов или оболочек газоотводящих труб характеризуется значительным объемом укладываемой бетонной смеси и массой устанавливаемой арматуры, наличием работ по устройству бокового обрамления проемов газоходов, выполнению защитного перекрытия и ряда других дополнительных работ.

Анализ и обобщение опыта применения скользящей опалубки показывает, что цокольные части оболочек газоотводящих труб с большими начальными диа-

метрами (26–36 м) целесообразно возводить до отметки 25–50 м цикличным способом с высотой пояса бетонирования 1–1,5 м. После уменьшения суточной потребности в бетонной смеси и завершения всех монтажных операций дальнейшее возведение трубы рационально вести в скользящей опалубке. Средняя скорость возведения оболочки трубы в скользящей опалубке 3 м/сут., максимальная — 9 м/сут.

Возведение высотных газоотводящих труб — достаточно длительный процесс. Например, нормативный срок строительства газоотводящей трубы высотой 320 м с кирпичной футеровкой составляет 3 года при длительности работ по футеровке 12 мес. Существенно сокращает сроки сооружения высотных газоотводящих труб отказ от футеровки мелкоштучными изделиями и переход на индустриальные методы возведения газоотводящих стволов и труб с внутренними газоотводящими стволами типа "труба в трубе", у которых внутри железобетонной оболочки располагается один или несколько газоотводящих стволов (одноствольные и многоствольные трубы), отделенных от оболочки проходным воздушным пространством. Газоотводящие стволы выполняются стальными, а на ряде тепловых электростанций построены одноствольные трубы с кремнебетонным стволом.

Для стальных и кремнебетонных газоотводящих стволов характерны монтажная технологичность и сравнительно небольшие сроки воздействия, они монтируются методом подращивания с помощью подъемно-полиспастной системы, которая собирается внизу, а затем поднимается на трубу электролебедками или вертолетом и закрепляется в рабочем положении. Многоствольные трубы высотой 250 м были сооружены для обслуживания энергоблоков мощностью 300 МВт на Костромской и Лукомльской ГРЭС, трубы выполнены четырехствольными, к каждому стволу присоединено по одному энергоблоку.

При сооружении дымовой трубы № 2 Костромской ГРЭС при монтаже такелажной оснастки, предназначенной для установки металлических газоотводящих стволов и металлоконструкций перекрытия, устанавливаемых на верхнем срезе железобетонной оболочки, был использован вертолет МИ-10К. Применение вертолета вызвано необходимостью сокращения сроков производства работ, а также сложностью монтажа конструкций в стесненных условиях. Применение вертолета в качестве монтажного механизма имеет следующие положительные стороны: значительное сокращение сроков монтажа при резком уменьшении трудозатрат; независимость расположения укрупнительно-сборочной площадки монтажных блоков от зоны монтажа.

К недостаткам вертолетного способа монтажа относятся необходимость принятия особых мер по обеспечению безопасности рабочих-монтажников, вертолет может работать только при благоприятных метеорологических условиях (допускаемая скорость ветра не более 5 м/с, отсутствие осадков) и имеет ограниченные возможности маневра над зоной монтажа. При использовании вертолетного метода на конструкциях необходимо устанавливать большое количество ловителей, изготовление и монтаж которых связаны с дополнительными трудозатратами и расходом металла. Высокие тарифы аренды вертолета ведут к удорожанию стоимости производства работ.

В каждом конкретном случае вопрос о целесообразности использования вертолетного способа монтажа должен решаться на основании технико-экономического анализа.

Комплекс работ по монтажу металлических конструкций и газоотводящих стволов трубы включал пять этапов:

- монтаж металлоконструкций верхней части трубы (с помощью вертолета МИ-10К);
- монтаж металлоконструкций внутренних площадок, лестниц и шахты лифтов с одновременным демонтажем шахтоподъемника;
- сборка царг из заготовок заводской поставки;
- антикоррозионная и тепловая изоляция царг;
- монтаж газоотводящих стволов.

Металлоконструкции площадок, лестниц и шахты лифтов монтировались с использованием лебедок сверху вниз, начиная с отметки 242,5 м с рабочей площадки, установленной на головке ПГС-50 шахтоподъемника.

Заготовки заводской поставки для царг газоотводящих стволов поступали в виде свальцованных полуобечаек с подготовленными под сварку кромками. На сборочной площадке из этих заготовок собирали царги в специальных кондукторах, обеспечивающих соблюдение необходимых размеров. Царги покрывались антикоррозионной и тепловой изоляцией.

Газоотводящие стволы монтировались с помощью двух шестиниточных полиспастов от электрических лебедок методом подращивания сверху вниз. После укрупнения до необходимой массы плеть поднимается на проектную высоту и стыкуется с ранее поднятой плетью. Первая поднятая плеть каждого ствола устанавливается на подвеску в соответствии с проектом. Каждый газоотводящий ствол трубы № 2 Костромской ГРЭС разделяли на шесть плетей массой от 106 до 130 т.

Для сборки и монтажа царг из плоских кремнебетонных панелей и конструкций газоотводящих стволов применяется комплекс специального оборудования, в состав которого входят: грузоподъемный механизм основного подъема (спецподъемник); грузопассажирский лифт; кондуктор-стапель; передвиж-

ные леса на кондукторе; передвижной кран на кондукторе; кантователь и кольцевые подъемные площадки. Специальный подъемник включает самомонтирующееся полиспастное устройство и две специальные электрические двухскоростные лебедки. В полиспастную систему подъемника входят верхняя полиспастная балка и нижняя полиспастная траверса.

Для выполнения работ по монтажу царг кремнебетонного газоотводящего ствола, последующего осмотра и ремонта его в процессе эксплуатации применяются подъемные кольцевые площадки с подъемной установкой. Зона действия каждой из подъемных площадок по высоте ствола составляет 50 м и соответствует расстоянию между стационарными опорными площадками для подвески плетей ствола, состоящих из пяти царг каждая.

Стационарные опорные площадки, к которым подвешиваются плети царг и кольцевые подъемные площадки, монтируются до монтажа царг данной плети.

Конструкция дымовой трубы с монолитной футеровкой из легкого цементполимерного бетона на пористых заполнителях, разработанная институтом ВНИПИ Теплопроект совместно с трестом Спецжелезобетонстрой, обеспечивает ускоренную технологию возведения трубы благодаря тому, что бетонирование оболочки и футеровки ведется одновременно с одной рабочей площадки, с использованием одного комплекта опалубки.

Для разделения слоев тяжелого бетона и бетона футеровки предусмотрена разделительная диафрагма из металлической сетки. В пределах одного яруса бетонирования вначале бетонируется футеровочный слой, а затем железобетонная оболочка трубы. Трубы такой конструкции высотой 330–420 м сооружены на Пермской, Березовской, Гусиноозерской ГРЭС, Экибастузской ГРЭС-2, работающих на малосернистом угольном топливе. Самая высокая газоотводящая труба (420 м) двухслойной конструкции сооружена на Экибастузской ГРЭС-2.

10.2. Сооружение кирпичных труб

Невысокие трубы (30–45 м) сооружают при помощи крана-укосины и подмостей на пальцах, переставляемых по ходу кладки. Кран-укосина имеет два ролика, через которые перекинут канат. К одному концу каната крепится крюк для подъема материалов, а второй конец идет через отводной блок к подъемной лебедке. Мачту крана-укосины закрепляют в специально закладываемых в кладку внутренних скобах [10.2].

Мачта крана-укосины опирается на доску, положенную на скобу и закрепляется в скобах деревянными клиньями и стальными стержнями, пропущенными через отверстия в мачте. По мере роста кладки кран-укосину переносят

вверх. Укосина поворачивается на оси мачты для подачи материалов на рабочую площадку. Кирпич поднимают на трубу в ящиках с откидным дном.

После установки ящика на рабочее место крючья, удерживающие дно, откидывают, дно ящика с кирпичом остается на рабочем месте, а борта надевают на освободившееся от кирпича дно и опускают вниз за очередной партией кирпича. Раствор подают в опрокидной бадье, которую вверху разгружают в растворный ящик. Пальцы рабочей площадки укладывают на верхнюю поверхность кладки так, чтобы концы их заходили в кладку не менее чем на 12 см.

На пальцы укладывают сначала два деревянных щита сегментовидной формы, а по ним поперек еще два таких же щита. При подаче материалов внутри трубы щиты укладывают таким образом, чтобы в середине настила осталось квадратное отверстие, которое после подъема материала закрывается откидным люком. Применяют два комплекта пальцев: один из них служит опорой площадки, с которой работают трубоклады, а другой — для устройства подмостей на следующем ярусе, на расстоянии 1,2–1,5м от первых. После перестановки пальцев на следующий ярус остающиеся в кладке гнезда закладывают кирпичом на растворе.

На высоте двух-трех метров от земли вокруг трубы для предохранения находящихся около нее людей предусматривают защитный козырек, который обычно закрепляют за стяжные кольца. В защитном козырьке оставляют отверстие для прохода поднимаемых на трубу материалов. Для того чтобы поднимаемый груз не цеплялся за карниз, через отверстие в козырьке устанавливают деревянный щит, по которому груз скользит. Помимо этого для предохранения груза от раскачивания применяют оттяжной канат, которым рабочий вручную оттягивает груз от трубы.

Более высокие трубы сооружают при помощи шахтных подъемников. Шахтный подъемник состоит из шахты, собираемой из трубчатых стоек, ригелей и раскосов, скрепляемых болтами, клети и подъемной головки. Шахта наращивается звеньями по 2,5 м по мере роста трубы. Подъемная головка имеет раму, охватывающую шахту подъемника снаружи и опирающуюся на ригели шахтоподъемника откидными башмаками. На раме подъемника закреплена рабочая площадка, с которой ведут кладку трубы, и верхняя площадка, откуда выполняют наращивание шахты. Рабочую площадку по мере подъема и сокращения диаметра ствола трубы постепенно обрезают по краям. В процессе работы головку поднимают каждый раз на 1,2–1,5 м при помощи ручных домкратов, талей или специального механизма.

Клеть движется внутри шахты по трубчатым направляющим, закрепленным за ригели шахты. Подъем клети осуществляется канатом электролебедки, про-

ходящим через отводной блок, закрепленный за шахтоподъемник внизу, и блоки, смонтированные в верхней части подъемной головки.

Для предохранения от падения при обрыве каната клеть снабжена специальным автоматическим ловителем. Материалы — кирпич в пакетах на поддонах и раствор в контейнерах — подают в клеть шахтоподъемника электропогрузчиками, на узкоколейных вагонетках или при помощи рольгангов. Клетью материал поднимают до уровня рабочей площадки и там выдают на рабочие места.

Шахтоподъемник через каждые пять метров по высоте раскрепляют за ствол трубы расчалками с фаркопом. Через каждые 20 м по высоте устраивают защитные перекрытия, предохраняющие рабочих от падающих сверху предметов. Для удобства работы в проекте трубы предусматривается устройство бетонированной площадки площадью 100 м^2.

Перед началом кладки в фундамент точно по центру трубы заделывают металлический стержень, по которому в дальнейшем в процессе работы проверяют правильность возведения трубы. На уровне верхнего обреза фундамента устраивают деревянный настил, выносят на него при помощи отвеса центр трубы и очерчивают на фундаменте наружную и внутреннюю окружности ствола трубы. По этим окружностям укладывают на растворе первые наружный и внутренний ряды кирпичной кладки ствола. Затем пространство между ними заливают раствором, в который "впритык" укладывают кирпичи с заполнением вертикальных швов между кирпичами раствором. Лишний выдавленный из швов раствор срезают кельмой.

После того как первый ряд выложен на всю толщину стены, в таком же порядке выкладывают второй и последующие по высоте ряды кирпичей. Швы на наружной поверхности ствола уплотняют расшивкой, а на внутренней — затирают кельмой заподлицо с поверхностью кладки. Толщина горизонтальных и вертикальных швов кладки не должна превышать 12 мм.

Кладку стволов, как правило, ведут тычковыми рядами с перевязкой кольцевых и радиальных вертикальных швов; ложковые ряды допускаются для перевязки швов при кладке ствола диаметром 5 м только с наружной стороны трубы. Для перевязки кольцевых швов при тычковой кладке в стену укладывают половинки кирпича. При толщине стены в один кирпич укладка половинок не разрешается. Радиальные швы перевязывают смещением кирпича верхнего кольца по отношению к нижнему на $^1/_4$ кирпича (при кладке лекальным кирпичом на $^1/_2$ кирпича).

Правильность уклона кладки ствола проверяют не реже одного раза в сутки при помощи сбавочного уровня. Сбавок уровня должен соответствовать проектному уклону ствола. Уменьшение толщины стенки ствола осуществляют уступами кладки в полкирпича с внутренней стороны трубы.

Для создания опоры под футеровку толщину стены увеличивают, выпуская несколько рядов кирпича. Карниз для опоры футеровки выполняют такой ширины, чтобы между стенкой ствола трубы и футеровкой мог быть оставлен зазор проектной ширины. Головку ствола трубы делают уширенной. Кладку ее ведут в таком же порядке, как и кладку ствола. Карниз головки выполняют постепенным выдвижением рядов кирпича наружу.

Для того чтобы выдержать правильную ширину выступов, пользуются деревянными шаблонами. На карнизах и верхнем обрезе головки делают отливы из цементно-песчаного раствора для стока дождевой воды. Сверху головку защищают колпаком из чугунных сегментов. В процессе кладки в стволе оставляют предусмотренные проектом проемы для ввода боровов, газоходов и др., а также временные проемы, предусмотренные проектом производства работ для подачи материалов. Временные проемы оставляют в соответствии с проектом производства работ шириной от 1,2 до 1,5 м и высотой 1,8 м. По бокам проема оставляют штрабы для последующей заделки. Проем перекрывают толстой доской, поверх которой ведут кирпичную кладку. По окончании кладки доску удаляют, а проем тщательно закладывают кирпичом на растворе.

В процессе кладки необходимо регулярно, через каждые 5 м по высоте, проверять вертикальность оси ствола и его диаметр. Для контроля вертикальности трубы на рабочей площадке при работе с краном-укосиной или в шахте шахтоподъемника на отметке верха кладки укладывают доску с отверстием таким образом, чтобы оно располагалось примерно в центре трубы. В отверстие пропускают канатик отвеса, опускаемого до уровня центрового стержня, заделанного в фундаменте. Верхнюю доску перемещают до совпадения отвеса с центровым стержнем. Таким образом, центр трубы переносится наверх. От перенесенного центра стальной рулеткой измеряют расстояние от центра до края трубы в нескольких точках и определяют вертикальность трубы и правильность радиуса кладки. Проектный радиус кладки на той высоте, где ведут проверку, подсчитывают по радиусу у основания трубы и проектному уклону наружной поверхности ствола.

Отклонение от вертикали оси трубы высотой до 100 м допускается до 0,002 высота трубы, но не более 150 мм; для труб высотой более 100 м — до 0,0015 высоты трубы, но не более 200 мм. Отклонение от проектного диаметра трубы в любом сечении не должно превышать 1 %; неровности на поверхности ствола (выпуклости и впадины) допускаются до 1 % диаметра трубы.

При армировании ствола труб, строящихся в сейсмических районах, стержни вертикальной арматуры изготовляют длиной не более 3 м и устанавливают

в вертикальные швы кладки равномерно по окружности ствола с шагом не менее чем в один кирпич (260 мм) и на расстоянии не менее полкирпича (125 мм) от наружной поверхности кладки. При арматуре диаметром 10–12 мм швы в местах установки арматуры разрешается утолщать до 14 мм; при большем диаметре в местах установки стержней кирпич прикладывают. Стыкование вертикальной арматуры осуществляют путем нахлестки не менее 30 диаметров стыкуемых стержней. Крюки в арматуре огибают под прямым углом и при установке обращают к внутренней поверхности ствола. Стыки располагают вразбежку — в одном горизонтальном сечении должно находиться не более 50 % общего числа вертикальных стержней. Кольцевая арматура выполняется из составных стержней диаметром 8 мм, закладываемых в горизонтальные швы кладки через четыре ряда кладки по высоте.

Футеровку выкладывают на растворе, как правило, параллельно с кладкой ствола, отдельными поясами толщиной обычно в $^1/_2$ кирпича или 1 кирпича, опирающимися на выступы ствола трубы. Так как при нагревании футеровка расширяется, то между стволом трубы и футеровкой оставляют свободный зазор (иногда его заполняют сжимаемой изоляцией — матами из минеральной ваты).

Для свободного роста футеровки свободные зазоры шириной 10–15 мм оставляют также между смежными поясами футеровки. Для того чтобы в них не мог попасть при кладке мусор, а в процессе эксплуатации зола, зазор перекрывают пояском из кирпичей, выступающих из верхнего пояса футеровки. Между обрезом нижнего пояса футеровки и пояском также оставляют свободное пространство для свободного роста футеровки вверх. Из этих же соображений под внутренними скобами в футеровке на всю ее толщину оставляют щели высотой в $^1/_2$ кирпича.

Футеровку из кислотоупорного кирпича на кислотоупорном растворе следует выполнять при температуре не ниже +15 °С, которую необходимо поддерживать в процессе твердения и подсушки раствора. В футеровке запрещается установка шанцевых кирпичей (выпуск отдельных кирпичей с доведением их до стенки ствола), за исключением мест установки крана-укосины, где футеровку нужно распереть шанцевыми кирпичами.

Для предохранения теплоизоляции от осадки из футеровки через каждые 2–2,5 м по высоте выпускают противоосад очные пояса. Кирпичи противоосадочных поясов не должны доходить до стенки ствола на 15–20 мм. Толщина швов футеровки из глиняного или доломитового кирпича допускается до 8 мм, а из шамотного или кислотоупорного — до 4 мм. Неровности на поверхности футеровки (впадины и выпуклости) в радиальном направлении не должны превышать 1 % внутреннего диаметра футеровки.

В процессе кладки трубы в ствол закладывают наружные ходовые скобы, большие скобы для устройства ограждения ходовых скоб (они же служат и для отдыха рабочих, поднимающихся на трубу), держатели для молниеотвода и балки светофорных площадок. При строительстве трубы с помощью крана-укосины в кладку закладывают также и внутренние скобы для закрепления в них мачты крана-укосины. Ходовые скобы закладывают через каждые пять рядов кладки вразбежку, укладывая на растворе отгибами вверх.

При заделки скобы верхние кирпичи в месте прохода скобы подтесывают, чтобы шов не превышал нормальной толщины. При высоте трубы более 60 м ходовые скобы ограждают металлической решеткой. Для крепления ее через каждые 2–2,5 м по высоте закладывают скобы большого размера. Закладываемая в кладку часть скоб должна быть не короче 250 мм. Ограждение ходовых скоб монтируют обычно по окончании строительства трубы.

Стяжные кольца изготовляют из полосовой стали сечением от 75×8 до 100×10 мм отдельными звеньями, скрепляемыми между собой стяжными замками с болтами.

Первое нижнее кольцо устанавливают рабочие, находящиеся на земле. Последующие кольца монтируют с переставных подмостей, подвешиваемых на кронштейнах к предыдущему кольцу. При работе на наружных переставных подмостях трубоклады должны закрепляться предохранительными поясами за обводной канат, закрепляемый на трубе на 1–1,5 м выше уровня подмостей.

Звенья колец поднимают на подмостки краном-укосиной или лебедкой с канатом, переброшенным через закрепленный за ходовую скобу блок. Звенья сначала укладывают на временно забиваемые в швы кладки ствола костыли, затем соединяют замками и после того как кольцо замыкается, затягивают болтами. В местах, где стяжные кольца вплотную не подходят к кладке ствола, их одновременно с затяжкой замка поджимают ударами кувалды.

Стяжные замки колец должны располагаться по высоте трубы в шахматном порядке. Когда кладка ствола достигает уровня установки светофорной площадки, балочки, поддерживающие ее, раскладывают по радиусам в соответствии с проектом и временно подвешивают наружные, свисающие концы их к шахтоподъемнику. После проверки расположения балочек концы их закладывают кирпичом на растворе.

Глубина заделки балочек должна быть не менее чем на $^1/_2$ кирпича. В местах заделки концов балочек кирпич подкладывают для сохранения толщины швов.

Металлоконструкции обычно после окончания кладки ствола одновременно с монтажом стяжных колец с площадки на кронштейнах, с которой монтируются стяжные кольца. Металлоконструкции поднимают на отметку площадки аналогично звеньям стяжных колец.

Элементы металлоконструкций крепят между собой и к балочкам болтами. Так как наверху трудно подгонять элементы металлоконструкций друг к другу, рекомендуется кольцевую площадку предварительно полностью собрать на земле с подгонкой элементов друг к другу, элементы пронумеровать, затем подавать их наверх строго в необходимой последовательности и собирать в соответствии с метками, сделанными при контрольной сборке. Молниеотводы устанавливают после окончания монтажа стяжных колец.

Молниеприемники — одну или несколько стальных труб или стержней-крепят к стяжному кольцу или держателям, заделанным в процессе кладки в головку трубы. Молниеприемники соединяют с заземляющим контуром токоотводящим канатом, закрепляя его по высоте трубы в кабеледержателях, заделываемых в кладку сбоку ходовых скоб. Канат должен быть хорошо натянут. Нижний конец каната пропускают через стальную трубу, прикрепленную к цоколю дымовой трубы, и приваривают к заземляющему контуру.

При вводе в трубу двух или трех боровов в стакане и нижней части трубы устраивают разделительные стенки, чтобы тяга из каждого борова не ослаблялась встречными потоками газов. Разделительные стенки выкладывают вперевязку с футеровкой, а при отсутствии последней концы разделительных стенок для устойчивости вводят в вертикальные пазы, оставляемые в стволе трубы.

10.3. Технико-экономические показатели по возведению газоотводящих труб

В настоящее время возводятся следующие основные типы железобетонных газоотводящих труб большой высоты: с кирпичной футеровкой с противодавлением в вентилируемом зазоре; двухслойные; с металлическими газоотводящими стволами [10.3]. На ряде тепловых электростанций сооружены трубы с кремнебетонными газоотводящими стволами [10.4]. Для выбора оптимальных параметров газоотводящих труб, перспективного и оперативного планирования работы специализированных строительно-монтажных организаций, а также материально-технического снабжения строящихся труб важно знать технико-экономические показатели возведения каждого типа трубы. Такие показатели получены на основании аналитической обработки технорабочих проектов, проектов производства работ и фактических данных.

В табл. 10.2 приводятся технико-экономические показатели по сооружению нулевого цикла газоотводящих труб различной конструкции.

Анализ данных показывает, что для ориентировочных расчетов объем грунта $V_{гр}$ и бетона $V_{бет}$, м^3, по нулевому циклу для труб высотой H можно определять по формулам

Таблица 10.2

Технико-экономические показатели по сооружению нулевого цикла газоотводящих труб

Высота трубы, м	Диаметр устья железобетонной оболочки, м	Объем работ			Продолжительность, мес.	Трудозатраты, чел.-дни	Сметная стоимость, тыс. руб.	Степень армирования, кг/м^3
		грунт, м^3	бетон, м^3	арматура, т				
Газоотводящие трубы с монолитной футеровкой (двухслойное бетонирование)								
120	6	2720	680	68	1,2	531	66	100
150	—	3280	820	82	1,2	603	79	100
180	6	4500	1500	150	1,7	805	145	100
210	—	6600	2200	185	2,4	1625	213	84
240	—	9600	3200	269	3,2	2318	310	84
270	—	12000	4000	336	3,2	2783	387	84
300	—	13500	4500	378	3,6	3159	435	84
330	13,2	15585	5192	436	4,0	3638	502	84
370	16,2	19495	6500	598	4,6	4491	629	92
420	13,2	24813	8271	761	6,0	5714	800	92
Газоотводящие трубы с противодавлением (с кирпичной футеровкой)								
120	8,4	2700	677	54	1,4	625	65	80
150	8,4	3270	825	58	1,7	665	80	70
180	8,4	4380	1460	117	2,0	1134	141	80
210	8,4	6600	4380	165	2,0	1564	210	37,7
250	8,4	7280	7280	227	2,4	2107	244	31,2
Газоотводящие трубы с подвесным кремнебетонным газоотводящим стволом								
270	13,5	12423	4141	600	3,3	2908	483	120,1
330	16,5	16020	5385	647	4,0	3742	521	120,1
Газоотводящие трубы с подвесными металлическими газоотводящими стволами								
320	16,2	19800	6600	792	4,5	4535	465	120
330	15,9	18520	4520	542	4,0	3262	288	120

$$V_{гр} = 13500\left(\frac{H}{300}\right)^2; \qquad (10.3)$$

$$V_{бет} = 4300\left(\frac{H}{300}\right)^2. \qquad (10.4)$$

Степень армирования находится в пределах 70–120 кг/м^3. Выражениям (10.3), (10.4) соответствуют линии *1* и *2* на рис. 10.1, аппроксимирующие данные табл. 10.2.

Отметим, что при росте в нулевом цикле объема грунта и бетона пропорционально высоте трубы в квадрате примерно в такой же степени возрастают и трудозатраты. Трудозатраты по бетону составляют от 62 до 83 % (средневзвешенное значение 79 %) от общих трудозатрат на нулевой цикл; удельная выработка по грунту составляет 145 м^3/чел.-дней, по бетону — 1,74 м^3/чел.-дня.

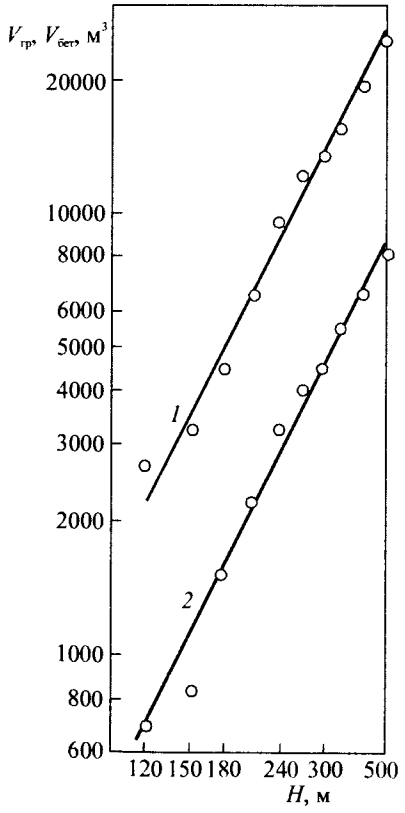


Рис. 10.1. Зависимость объема грунта (*1*) и бетона (*2*) на нулевой цикл от высоты газоотводящих труб

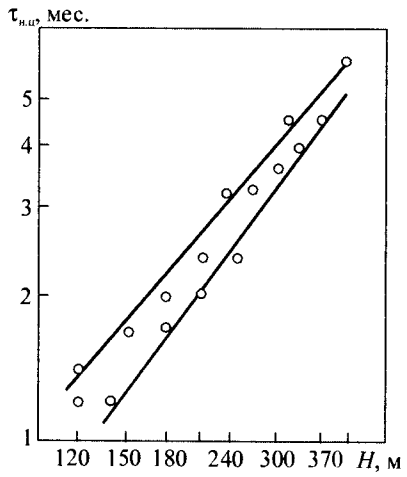


Рис. 10.2. Зависимость продолжительности нулевого цикла от высоты газоотводящих труб

Продолжительность работ по нулевому циклу увеличивается в соответствии с зависимостью

$$\tau_{н.ц} \approx H^n, \qquad (10.5)$$

где n = 1,1÷1,3 — показатель степени. Эта зависимость отражена на графике рис. 10.2.

В табл. 10.3 приводятся данные по объемам работ и продолжительности их выполнения по железобетонным стволам или оболочкам дымовых труб различной конструкции, возводимых в подъемно-переставной опалубке.

В общем случае объем бетона на железобетонный ствол или оболочку зависит от ее высоты H и диаметра устья D_0, формы ствола или оболочки, ветровой нагрузки, температуры отводимых дымовых газов и может быть представлен следующей зависимостью:

$$V_б = k_б H^m D_0^n \left(\frac{q_i}{q_1}\right)^l \left(\frac{T_г}{T_{баз}}\right)^p, \qquad (10.6)$$

где $k_б$ — коэффициент пропорциональности; m, n, l, p — показатели степени; q_i — нормативный скоростной напор для рассматриваемого района ветровой нагрузки, кг/м^2; q_1 = 27 кг/м^2 — нормативный скоростной напор для первого района ветровой нагрузки, принятого в качестве базового; $T_г$ — абсолютная температура отводимых газов, К; $T_{баз}$ = 423 К — значение абсолютной температуры газов, принятое в качестве базового.

Для газоотводящих труб типа "труба в трубе", у которых газоотводящие стволы отделены от железобетонной оболочки проходным зазором, p = 0, в остальных случаях p = 0,5. Показатели степени n и l для труб разных типов можно принимать в первом приближении одинаковыми и равными соответственно m = 2,2; n = 0,5; l = 0,3. Конструктивные и другие особенности ствола-оболочки учитываются коэффициентом $k_б$. Для двухслойных газоотводящих труб суммарная удельная выработка по бетону оболочки и полимербетону футеровки изменяется от 0,32 м^3/чел.-дней для труб высотой 120 м до 0,6 м^3/чел.-дней для труб высотой 420 м. Примерно такого же порядка будет значение этой величины для железобетонных оболочек газоотводящих труб типа "труба в трубе". Приближенно удельная выработка по бетону оболочки $\Delta_б$, м^3/чел.-дни, указанных типов труб может быть определена по выражению

$$\Delta_б = 0{,}46\left(\frac{H}{240}\right)^{0,5}. \qquad (10.7)$$

Таблица 10.3

Технико-экономические показатели по возведению железобетонных ствола или оболочки газоотводящих труб

Высота трубы, м	Диаметр устья железобетонной оболочки, м	Объем работ			Продолжительность, мес.	Трудозатраты, чел.-дни	Сметная стоимость, тыс. руб.
		бетон, $м^3$	арматура, т	футеровка, $м^3$			
Газоотводящие трубы с монолитной футеровкой (двухслойное бетонирование)							
120	6,0	830	149	400	8*	5240*	199*
150	—	1200	216	500	9	8096	287
180	6,0	2000	360	724	10	9030	497
210	—	2500	450	1000	14	13140	599
240	—	4360	741	1100	15	15870	1044
270	—	6500	1105	1200	16	23660	1550
300	—	8100	1377	1600	18	29484	1939
330	13,2	8606	1463	2307	20	32604	2060
370	16,2	15780	3156	4600	26	59798	3778
420	13,2	19680	3936	5150	28	66070	5065
Газоотводящие трубы с противодавлением (с кирпичной футеровкой)							
120	8,4	945	132	620	7,5/4,8**	6727/5279**	268/167**
150	8,4	1853	260	1352	9,2/5,0	7233/5927	321/228
180	8,4	2530,	354	1455	11,8/8,0	11501/8469	434/281
210	8,4	2672	454	1592	11,8/8,5	14042/12040	477/319
250	8,4	4124	619	3005	12,2/9,3	22823/12599	682/486
Газоотводящие трубы с подвесным кремнебетонным газоотводящим стволом (в железобетонной оболочке)							
270	13,5	8762	1386	—	16,7	25384	1355
330	16,5	13920	1725	—	18,0	33131	2159
Газоотводящие трубы с подвесными металлическими газоотводящими стволами (в железобетонной оболочке)							
320	16,2	9180	1836	—	18,0	29948	1417
330	15,9	13920	1949	—	18,0	37790	2095

* Совместные данные по железобетонному стволу и монолитной футеровке.

** В числителе данные по железобетонному стволу, в знаменателе — по футеровке.

Для газоотводящих труб с кирпичной футеровкой удельная выработка по бетону ниже, и приближенно может быть найдена по выражению

$$\Delta_6 = 0{,}40\left(\frac{H}{240}\right)^{0{,}5}. \qquad (10.8)$$

Зная суммарные объемы работ по нулевому циклу и оболочке трубы и пользуясь приведенными значениями и соотношениями по удельной выработке, можно определить трудозатраты по видам работ. Из представленных в табл. 10.3 данных видно, что наилучшими технико-экономическими показателями по возведению обладают дымовые трубы с монолитной футеровкой (двухслойное бетонирование). Средневзвешенная доля объема этой футеровки по отношению к объему железобетонного ствола составляет 0,3, в то время как для газоотводящих труб с противодавлением аналогичная доля кирпичной футеровки равна 0,66, т.е. в 2,2 раза больше. Кладка кирпичной футеровки ведется вручную, и продолжительность ее составляет 65–75 % от продолжительности возведения железобетонного ствола.

Глава 11 ЭКСПЛУАТАЦИЯ И НАДЕЖНОСТЬ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ

11.1. Общие положения

При сооружении газоотводящих труб предъявляются требования повышенной надежности к их конструкциям, так как аварийный выход из работы одной трубы может привести к огромному материальному ущербу народному хозяйству. Под надежностью понимают свойство машины или сооружения выполнять функции, сохраняя эксплуатационные показатели в заданных пределах в течение требуемого промежутка времени.

Надежность работы энергоблока характеризуется [11.1] в первом приближении коэффициентом готовности

$$P = \frac{T_{\text{гот}}}{T_{\text{гот}} + T_{\text{а.р}}}, \qquad (11.1)$$

где $T_{\text{гот}} = T_{\text{раб}} + T_{\text{рез}}$ — время нахождения агрегата в состоянии готовности, складывающееся из времени работы $T_{\text{раб}}$ и времени резерва $T_{\text{рез}}$; $T_{\text{а.р}}$ — продолжительность состояний аварии и послеаварийного ремонта (обычно ч/год).

Коэффициент аварийности q определяется из выражения

$$q = 1 - P. \qquad (11.2)$$

Если предположить, что к трубе подключено n энергоблоков, то вероятность готовности определенного числа их к работе или вынужденного простоя определяется математически членами разложения бинома Ньютона:

$$(p+q)^n = p^n + np^{n-1}q + \frac{n(n-1)}{1\cdot 2}p^{n-2}q^2 + \frac{n(n-1)\ldots(n-m+1)}{1\cdot 2\ldots m}p^{n-m}q^m +$$

$$+\frac{n(n-1)^2}{1\cdot 2}pq^{n-2} + npq^{n-1} + q^n. \qquad (11.3)$$

Приняв, например, для одной газоотводящей трубы количество подключенных энергоблоков не более $n = 4$, а для энергоблоков $P = 0{,}9$, $q = 0{,}1$, получим, что вероятность одновременных аварий энергоблоков равна не более 0,0001.

Таким образом, учитывая довольно низкую вероятность одновременной аварии всех четырех блоков, можно заключить, что возможность предоставления времени на ремонт трубы минимальна, и к трубе предъявляются требования повышенной надежности — сохранять эксплуатационные показатели на весь срок службы — до 50 лет.

Примером того, как важно сохранять эксплуатационную надежность газоотводящей трубы, является случай останова дымовой трубы № 1 Костромской ГРЭС. Вынужденная реконструкция дымовой трубы высотой 250 м вызвала останов трех блоков по 300 МВт на 2 года и сопровождалась затратами многократно превышающими строительство новой газоотводящей трубы.

Важнейшей проблемой при решении вопроса повышении надежности и долговечности работы газоотводящих труб является защита газоотводящих и несущих железобетонных стволов от сернокислотной и гидратной коррозии, которая реализуется на стадии проектирования и строительства трубы.

Если в проекте в неполном объеме учтены конкретные условия режима эксплуатации трубы, то ее ресурс может оказаться значительно меньшим по сравнению с расчетным. Несоблюдение технологии строительства, отступления от проектных решений при проведении строительно-монтажных работ без согласования с проектной организацией, приемка труб с недоделками и дефектами из-за отсутствия квалифицированного контроля за качеством строительства являются в ряде случаев причинами потери надежности газоотводящих труб в первые годы после ввода их в эксплуатацию. Не менее важно соблюдать также требования, обеспечивающие надежную работу трубы в процессе ее эксплуатации, начиная с пуска в работу.

11.2. Ввод газоотводящих труб в эксплуатацию

При первом нагреве тепловых агрегатов, в том числе и трубы, изготовленной из капиллярно-пористых тел (бетона, кирпича и других строительных материалов), в конструкции появляются напряжения под действием следующих факторов:

1) давления паров воды в порах;

2) фильтрации пара из зоны фазового перехода к горячей поверхности элемента;

3) различия температурных коэффициентов линейного расширения раствора и заполнителей в бетоне, или кирпича и раствора в кладке;

4) различия температурных и влажностных деформаций слоев материала.

Напряжения, вызванные тремя первыми факторами, называются структурными, а последним (четвертым) — собственными напряжениями. Все эти виды напряжений могут суммироваться с напряжениями от внешней нагрузки. Возникающие напряжения в результате всех указанных факторов могут при первом же нагреве газоотводящей трубы привести к нежелательным явлениям — нарушению структуры материала, образованию трещин и отколов.

Физические основы этих явлений заключаются в следующем. При первом нагреве влажный материал подвергается интенсивному прогреву со стороны дымовых газов. При повышении температуры на нагреваемой поверхности и внутри материала выше 100 °С по толщине конструкции появляются взаимосвязанные поля температуры, порового давления и влажности, определяемые законами переноса теплоты и массы в капиллярно-пористом теле. При этом вода превращается в пар.

При фазовом переходе жидкости в пар парциальное давление последнего в порах материала ("поровое" давление) становится больше барометрического давления воздуха в окружающей среде и давления дымовых газов в трубе. Возникает градиент давления, под действием которого происходит фильтрационный перенос пара и жидкости к нагреваемой и холодной поверхностям. Градиент давления релаксируется вследствие фильтрации пара по системе открытых переходных капилляров, но из-за наличия гидродинамического сопротивления скелета и интенсивного парообразования при первом нагреве в материалах трубы градиент давления остается больше нуля. Наличие градиента давления внутри материала вызывает молярный перенос пара. Кроме фильтрации пара при интенсивном нагреве капиллярно-пористого тела может происходить молярный перенос жидкости под действием порового давления. Интенсивность молярного переноса массы (воды и пара) во много раз больше влагопереноса под действием диффузионных и капиллярных сил.

Для определения полей температуры, порового давления и влажности в общем случае необходимо решить систему дифференциальных уравнений фильтрационного переноса:

$$c\rho\frac{\partial t}{\partial \tau}=\nabla(\lambda\nabla t)+\varepsilon r\nabla(k_{\text{р}}\nabla p);\ c_{\text{р}}\rho\frac{\partial p}{\partial \tau}=\nabla(k_{\text{р}}\nabla p)-\varepsilon\nabla(k_{\text{р}}\nabla p);\ \rho\frac{\partial w}{\partial \tau}=\nabla(k_{\text{р}}\nabla p),\quad (11.4)$$

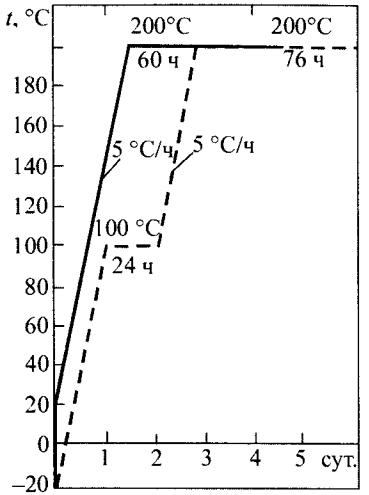


Рис. 11.1. График сушки дымовых труб с футеровкой: —— — летом; – – – — зимой

где $k_{\text{р}}$ — коэффициент фильтрационного переноса влаги; c — удельная теплоемкость; c_p — коэффициент удельной пароемкости материала; λ — теплопроводность; c_p — скрытая теплота парообразования; ε — критерий фазового перехода; t, w — температура и влажность материала.

Система уравнений (11.4) аналитическому решению не поддается, и для практических расчетов она приводится к упрощенному виду, в результате чего определяются p, w и t, а затем зависящие от них напряжения в материалах газоотводящей трубы.

Чтобы напряжения в материалах трубы при первом нагреве не превысили допустимых, перед вводом в эксплуатацию для труб кирпичных с футеровкой и без футеровки, железобетонных с футеровкой и стальных необходимо после приемки предусматривать сушку и разогрев.

Сушка газоотводящих труб осуществляется до ввода или в процессе ввода в эксплуатацию одновременно с сушкой обмуровки котлов. При этом температурный режим — подъем температуры газов не должен превышать скорости 5 °С/ч, а в зимнее время должна быть выдержка в стационарном режиме в течение суток при температуре 100 °С (рис. 11.1). Только проведя сушку трубы, приступают к ее эксплуатации.

11.3. Эксплуатация газоотводящих труб с прижимной футеровкой

Газоотводящие трубы с кирпичной футеровкой

Газоотводящие трубы рассматривались только как строительные сооружения, создающие тягу для отвода дымовых газов и летучей золы. С появлением крупных котельных установок, ужесточением требований к качеству атмосферного воздуха дымовые трубы стали все более приобретать характеристики технологического элемента ТЭС, оптимальные параметры которого: высота, диаметр, температура уходящих газов — должны выбираться во взаимосвязи с параметрами котла и, более того, электростанции в целом.

Надежная работа газоотводящей трубы в значительной мере определяется уровнем возникающих в ней термических напряжений, которые, в свою оче-

редь, зависят от температур газовой и воздушной сред, физико-механических свойств материалов и конструктивных особенностей.

Под воздействием температурного поля в элементах конструкции трубы возникают совместные кольцевые и осевые деформации, приводящие в отдельных случаях к образованию горизонтальных и вертикальных трещин. Раскрытие трещин в материале отдельных конструктивных элементов определяется не только перепадами температур, но также ветровой нагрузкой и массой самой трубы.

Образование трещин в растянутом бетоне нарушает плотность его контакта с арматурой, в результате чего арматура в зоне трещины получает дополнительное растягивающее усилие, которое до образования трещины воспринималось бетоном. Трещины с раскрытием менее 0,05 мм не доходят до арматуры и опасности не представляют. Через трещины с раскрытием 0,05 мм и более может происходить интенсивное увлажнение материалов футеровки или несущего ствола и развитие процессов коррозии.

Термические напряжения в конструктивных элементах трубы принято определять для наибольшей температуры газов и средней температуры наиболее холодной пятидневки года.

Параметром, определяющим термические напряжения, является перепад температур по толщине стенки рассматриваемого элемента ограждений или несущего ствола. На более нагретой поверхности действуют термические напряжения сжатия, а на менее нагретой — растягивающие напряжения.

Существенное влияние на термические напряжения оказывает многослойность футеровки. При этом в каждом из слоев возни кают разнонаправленные термические напряжения.

Дополнительное воздействие на напряжения может оказывать, кроме того, набухание футеровочных материалов совместно с изменением физико-механических свойств под воздействием агрессивных компонентов дымовых газов. Влияние этих компонентов незначительно, так как набухание основного футеровочного материала — кислотоупорного кирпича — в растворах серной кислоты снижается при повышении их концентрации; так, в 30%-ной серной кислоте при 100 °С набухание не превышает 0,05 %. Процесс набухания, лимитируемый диффузией, протекает медленно, и вызываемые им изменения напряжений действуют постоянно. Благодаря наличию температурных швов и зазоров при разогреве трубы не происходит защемлений, отсутствуют и соответствующие им термические напряжения.

Все сказанное позволяет заменить в первом приближении чрезвычайно сложный расчет термических напряжений рассмотрением обусловливающих их перепадов температур. При установлении уровня рабочей температуры газов

в дымовой трубе назначается допустимый перепад температур для примененных в ней материалов. Ранее при проектировании дымовых труб устанавливался нормативный перепад температур по толщине футеровки из кислотоупорного кирпича на уровне 40–50 °С. В настоящее время при разработке проектов дымовых труб перепад температур по футеровке из кислотоупорного кирпича институтом Теплопроект рекомендуется принимать равным 80 °С.

Согласно инструктивным материалам температура внутренней поверхности железобетонного ствола не должна превышать 100 °С. Для железобетонных дымовых труб, строящихся по типовым проектам, вводятся ограничения по рабочим температурам. При этом установленные при разработке таких проектов уровни допустимых температур дымовых газов не всегда уточняются при изменениях материалов футеровки или их теплофизических свойств.

Выполненный сравнительный анализ ряда типовых и индивидуальных проектов показал, что для одинаковых типоразмеров труб при несущественном различии их стоимости в ряде случаев наблюдаются значительные расхождения температурного режима. Эти расхождения, на наш взгляд, частично могут быть объяснены разработкой типовых проектов труб для перепадов температур, отличающихся от принимаемых в настоящее время.

Цель анализа — выяснение в типовых проектах дымовых труб соответствия указанных рабочих температур расчетным значениям. Расчеты были выполнены применительно к трубе высотой 180 м с диаметром устья 7,2 м и рабочей температурой газов 120 °С. Железобетонный ствол футерован кислотоупорным кирпичом с теплоизолирующим слоем из красного кирпича; вентиляционный зазор отсутствует. Согласно методике труба по высоте делилась на шесть зон, в пределах каждой из которых ее конструктивные и режимные параметры усреднялись. Принимались следующие значения варьируемых параметров: скорость дымовых газов $w_г$ = 5,22 и 42 м/с; температура наружного воздуха соответственно $t_{н.в}$ = 40, 20, 0, –20 и –40°С; температура дымовых газов $t_г$ = 90, 120, 150, 180 и 210 °С.

Результаты расчетов для трех уровней температуры уходящих газов (120, 150 и 180 °С) и двух значений их скорости (22 и 42 м/с) при постоянной температуре воздуха (–40 °С) графически представлены на рис. 11.2.

Как видно из графиков, перепад температур в футеровке $\Delta t_{ср1}$ увеличивается вместе с высотой на 40–50 °С, в слое теплоизоляции перепад температур с высотой падает на 35–45 °С. Меньшие перепады относятся к температуре газов 120 °С, большие — к температуре газов 180 °С. Во всех случаях перепады температур оказались ниже (80 °С) допускаемых последними нормами.

Температура внутренней поверхности железобетонного ствола изменяется с высотой трубы незначительно и остается ниже нормируемого значения (100 °С).

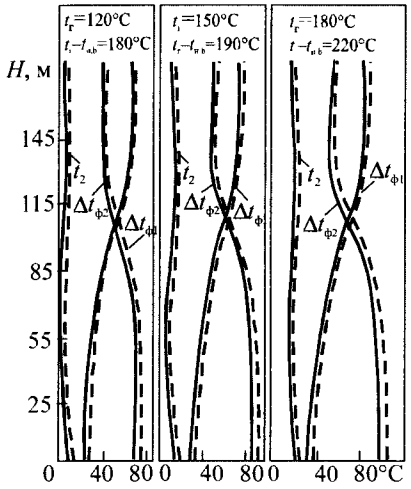


Рис. 11.2. Графики изменения отдельных параметров теплового состояния трубы по высоте при некоторых режимных и климатологических факторах. Обозначения: сплошные и пунктирные линии — для скоростей дымовых газов соответственно 22 и 42 м/с. Температуры: $t_г$ — дымовых газов; t_2 — внутренней поверхности железобетонного ствола; $t_{н.в}$ — наружного воздуха. Перепады температур: $\Delta t_{ф1}$ — футеровки из кислотоупорного кирпича; $\Delta t_{ф2}$ — теплоизоляции из красного кирпича

Изменение перепадов температур по высоте трубы объясняется изменением толщины стен железобетонного ствола и теплоизоляции. Футеровка из кислотоупорного кирпича выполнена толщиной 230 мм по всей высоте трубы. Толщина теплоизолирующего слоя красного кирпича меняется от 345 до 65 мм у устья. Несущий железобетонный ствол имеет толщину 800 мм внизу и 250 мм вверху. Вследствие этого термические сопротивления ствола и теплоизолирующего слоя уменьшаются по высоте трубы, а кислотостойкой футеровки остаются постоянными.

Наряду со снижением термического сопротивления железобетона и теплоизоляции в верхней части трубы повышаются коэффициенты теплоотдачи по газам и воздуху вследствие роста скорости газов. В целом перепад температур между внутренней и наружной поверхностями трубы несколько больше, чем внизу.

Под воздействием всех названных факторов происходит абсолютный рост перепада температур в футеровке и его уменьшение в слоях теплоизоляции и железобетоне по направлению движения дымовых газов. Следует оговориться, что толщина теплоизоляции меняется скачкообразно и плавный характер зависимостей (рис. 11.3) условен.

Значение перепадов температур, приведенные на рис. 11.3, являются функцией разности температур газов и воздуха, которая составляет соответственно 160, 190 и 220 °C, и в этом смысле указанные перепады универсальны, т.е. не зависят отдельно от температуры воздуха и газов. В противоположность этому температура внутренней поверхности железобетона зависит от абсолютных значений температуры воздуха и газов.

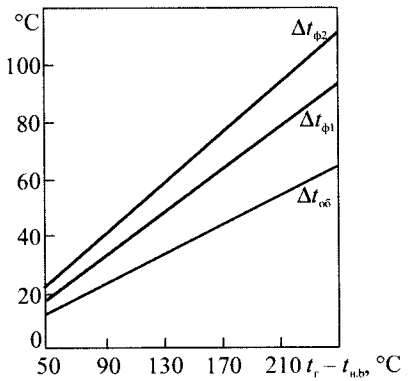


Рис. 11.3. Номограмма для определения максимальных перепадов температур в футеровке ($\Delta t_{ф1}$), теплоизоляции ($\Delta t_{ф2}$) и железобетонного ствола ($\Delta t_{об}$)

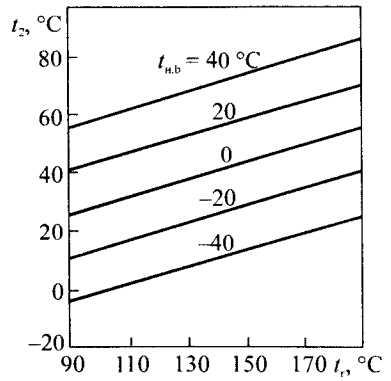


Рис. 11.4. Номограмма для определения максимальной температуры внутренней поверхности железобетонного ствола

Изложенные предпосылки позволили выразить перепады температур в железобетоне $\Delta t_{об}$, теплоизоляции $\Delta t_{ф2}$, и футеровке $\Delta t_{ф1}$ в функции разности температур газов и воздуха (рис. 11.3). Как было показано ранее (рис. 11.3), максимальные перепады температур отдельных слоев относятся к разным отметкам.

Номограмма (рис. 11.4) дает возможность по заданному уровню перепада температур в каждом из элементов трубы определять допустимую температуру уходящих газов в ней в зависимости от температуры наружного воздуха.

По аналогии построена номограмма для определения максимальной температуры внутренней поверхности железобетонного ствола в зависимости от текущей температуры отводимых газов и наружного воздуха (рис. 11.4).

Из двух последних номограмм видно, что для рассмотренной конструкции трубы при $t_{н.в} = -40$°C можно назначать рабочую температуру отводимых газов в трубе 130°C вместо 120°C, указанных в паспорте. При $t_{н.в} = 30$°C температура газов в стволе трубы может быть принята на уровне 140°C. Таким образом, здесь имеет место несоответствие расчетных рабочих температур температурам, указанным в типовом проекте.

При привязке типовых проектов газоотводящих труб необходимо в каждом конкретном случае выполнять поверочные тепловые расчеты, в ходе которых должны учитываться изменения нормативных перепадов температур, отклонения климатических условий местности, где будет устанавливаться труба, от условий, предусмотренных типовым проектом, замена материалов или изменение их теплофизических свойств.

В ряде случаев учет перечисленных факторов позволяет без ущерба для надежности трубы повысить температуру уходящих газов, что расширяет диапазон привязки типовых проектов газоотводящих труб.

Большое значение для надежной работы трубы, как отмечалось в гл. 1, имеет статическое давление в газоотводящем стволе трубы. Поэтому требование обязательного разрежения в трубах с прижимной футеровкой является важнейшим с точки зрении обеспечения надежной эксплуатации трубы.

Газоотводящие трубы с монолитной футеровкой

Железобетонные дымовые трубы с монолитной футеровкой начали строить с 1970 г. К тому времени в связи с экологическими условиями и отсутствием эффективных способов очистки дымовых газов от оксидов серы и азота на многих объектах потребовалось возводить газоотводящие трубы высотой 250, 320, 370 и 420 м.

Поиск более индустриальных методов футерования труб привел к разработке двухслойных монолитных труб. Наружная оболочка выполнялась из тяжелого бетона, внутренний монолитный слой из легкого полимербетона или полимерсиликатбетона в зависимости от вида топлива и степени агрессивности удаляемых газов.

Предусматривался, при этом, более высокий уровень армирования наружной оболочки для повышения трещиностойкости ствола, так как при нагреве внутреннего слоя легкого бетона температурные напряжения должны восприниматься железобетонным стволом. Так как бетонирование выполнялось одновременно в переставной опалубке, то предусматривалась установка мелкоячеистой металлической сетки, разделяющей разнородные бетоны. Смещение по высоте швов бетонирования должно было повысить газоплотность двуслойной конструкции газоотводящей трубы в случае неплотностей в швах бетонирования.

Тридцатилетний опыт эксплуатации двухслойных железобетонных труб показал их высокую эксплуатационную надежность. За двадцать лет эксплуатации, например, на Волжской ТЭЦ-2, работавшей значительную часть времени на мазутном топливе полимерцементбетонная футеровка дымовой трубы высотой 270 м имела снижение прочности со стороны контактирующей с дымовыми газами на глубину 2–5 мм.

На Ново-Рязанской ТЭЦ, работающей в нестабильном режиме на мазутном и газовом топливе глубина коррозии после 10 лет эксплуатации не превышала 15 мм при толщине монолитной футеровки 200 мм и более.

Нарушение технологии укладки и уплотнения полимерсиликатбетона приводит к неоднородности материала из-за расслоения смеси и появлению горизонтальных трещин. На нескольких дымовых трубах по этой причине был отмечен выход конденсата дымовых газов на верхних отметках ствола трубы.

Ремонтное обслуживание дымовых труб с монолитной футеровкой до последнего времени ограничивается наружными работами по восстановлению антикоррозионной защиты металлоконструкций, маркировке ствола, восстановлению и ремонту, молниезащиты. В тех случаях, когда из-за изменения вида топлива дымовые трубы с полимербетонной футеровкой обслуживают котлы, работающие на сернистых мазутах, скорость сульфатной коррозии может достигать 10 мм/год и более при "мокром" режиме эксплуатации дымовой трубы. Для повышения коррозионной стойкости полимербетона был применен кремнийорганический материал "ГЭКОС" в виде трехслойного покрытия по внутренней поверхности полимербетона. Долговечность защиты будет определена при последующих обследованиях труб.

Более перспективным материалом для защиты полимербетона в таких случаях может быть полимерный материал ГЭК-1 (грунтовочный слой), ПЭК-1 (покровный слой) стойкий как в кислых, так и в щелочных средах, обладающий термостойкостью до +270 °С, трещиностойкостью и хорошей адгезией к бетону, кирпичу и металлу.

11.4. Эксплуатация газоотводящих труб с противодавлением

Как известно, основным преимуществом труб с вентилируемым зазором и противодавлением в нем является высокая надежность и долговечность за счет отсутствия диффузии и фильтрации дымовых газов через кирпичную футеровку к тепловой изоляции и к бетону ствола. Поэтому статическое давление в воздушном зазоре в каждом сечении трубы должно быть больше, чем в газоотводящем стволе. На большинстве находящихся в эксплуатации труб с вентилируемым зазором противодавление должно создаваться работающим вентилятором и этим исключается проникновение дымовых газов, содержащих агрессивные компоненты газа, в воздушный зазор и воздействие их на бетон ствола. На некоторых трубах противодавление должно создаваться за счет естественной вентиляции зазора при соответствующих расчетных параметрах. Воздух, нагнетаемый в зазор, должен подогреваться в калориферах до температуры, обеспечивающей трещиностойкость кирпичной футеровки. Контроль за обеспечением противодавления в зазоре и необходимой температурой должен осуществляться с помощью системы КИП. Контролируемые параметры устанавливаются для каждой трубы проектом, а при изменении условий эксплуатации могут быть рассчитаны. Резервная установка должна обеспечивать

непрерывность процесса нагнетания и подогрева воздуха, поступающего в вентилируемый зазор. На некоторых ТЭС службой эксплуатации зданий и сооружений составлены и выдерживаются графики поочередной работы основной и резервной вентиляционной установки, чем повышается их надежность.

В процессе эксплуатации газоотводящей трубы важна также оценка фильтрационных свойств футеровки. По истечении определенного срока службы трубы (можно и ежегодно) целесообразно определить коэффициент фильтрации футеровки $k_ф$ и сравнить его с ранее полученными значениями, что позволяет судить о состоянии футеровки, тампонаже золой или, наоборот, о раскрытии трещин.

Для сохранения высокой надежности и долговечности железобетонных газоотводящих труб с противодавлением необходимо выполнить следующие мероприятия:

- поддержание в исправном, работающем состоянии вентиляционного оборудования и системы КИП;
- своевременный ремонт и профилактическое техническое обслуживание электродвигателей и крыльчаток вентиляторов, калориферов и теплоизоляции паропроводов, элементов автоматики, освещения и КИП, установленных в цокольном помещении трубы, а также КИП, установленных на различных отметках по высоте трубы;
- составление и выдерживание графиков поочередной работы основной и резервной вентустановок;
- постоянный контроль эксплуатационных параметров подогреваемого воздуха в вентилируемом зазоре и дымовых газов;
- периодическая продувка импульсных линий (не реже 1 раза в неделю в зависимости от вида сжигаемого на ТЭС топлива);
- периодическая наладка системы КИП;
- поддержание оптимальных режимов работы, исходя из действительных эксплуатационных параметров, на основе рекомендуемых ниже материалов.

Проведенные ВНИПИ Теплопроект исследования показали, что на ряде эксплуатируемых труб с принудительной вентиляцией противодавление в воздушном канале может быть обеспечено при естественной вентиляции канала, а исследования НИИЖБ Госстроя СССР, как отмечалось, позволили рекомендовать допустимый температурный перепад на футеровке в размере до 80 °С вместо ранее принимавшегося перепада, равного 50 °С.

На основе этих положений ВНИПИ Теплопроект выполнен анализ возможности оптимизации режимов эксплуатации газоотводящих труб тепловых электростанций путем проведения на ЭВМ серии расчетов для всех типоразмеров, климатических и эксплуатационных условий работы труб [11.2, 11.3].

Суть оптимизации заключается в установлении режима эксплуатации газоотводящей трубы с противодавлением при естественной вентиляции воздушного канала, т.е. в исключении эксплуатации вентиляционной установки на трубе и снижении уровня подогрева поступающего в воздушный канал воздуха, а в отдельных случаях и полного его исключения. При этом надежность и долговечность трубы не снижается, так как сохраняются предъявляемые к ее эксплуатации требования: обеспечение противодавления в воздушном канале и допустимого перепада температур на футеровке (80 °С). Вместе с тем достигается экономия годовых затрат на электроэнергию из-за отказа от эксплуатации вентиляционной установки и снижения подогрева вентилируемого воздуха в калориферах.

Результаты оптимизации сведены в графики (рис. 11.5–11.7).

На рис. 11.5 представлен график допустимой нагрузки на трубу, при которой противодавление в канале обеспечивается при естественной вентиляции, в зависимости от температуры наружного воздуха и диаметра устья трубы.

На рис. 11.6 представлен график требуемой максимальной температуры подогрева воздуха в калориферах в зависимости от температуры дымовых газов в трубе и температуры наружного воздуха.

На рис. 11.7 показана достигаемая экономия затрат на теплоту и электроэнергию. Оптимизация проведена для труб высотой от 90 до 270 м.

Установление оптимальных режимов эксплуатации трубы на ТЭС осуществляется следующим образом. Для конкретной трубы устанавливается период эксплуатации (зимний или летний) с максимальной нагрузкой (максимальным объемом дымовых газов). Для данного периода эксплуатации определяется температура наружного воздуха, и в зависимости от нее для конкретных геометрических параметров трубы (диаметра устья) определяется допустимая нагрузка, при которой возможно обеспечение противодавления при естественной вентиляции воздушного канала, и оно сравнивается с фактической максимальной нагрузкой на газоотводящую трубу. Если фактическая нагрузка на трубу

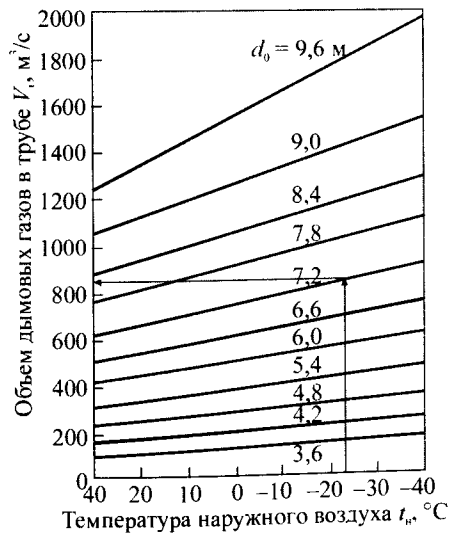


Рис. 11.5. Допустимый объем дымовых газов в трубе в зависимости от диаметра устья и температуры наружного воздуха

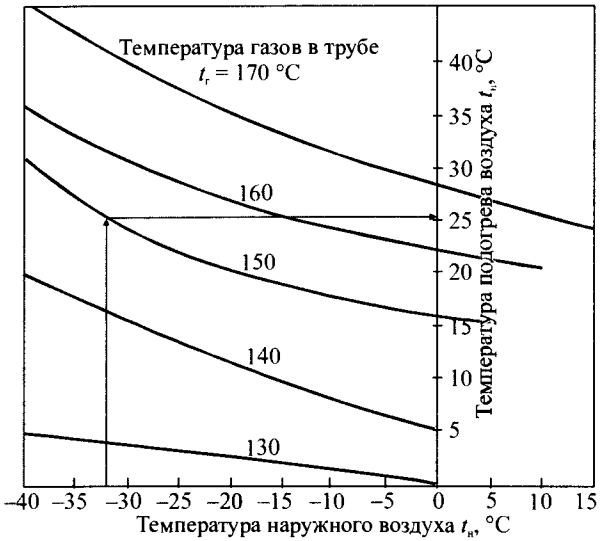


Рис. 11.6. Максимальная температура подогрева подаваемого в вентилируемый канал воздуха в зависимости от температуры газов в трубе и температуры наружного воздуха

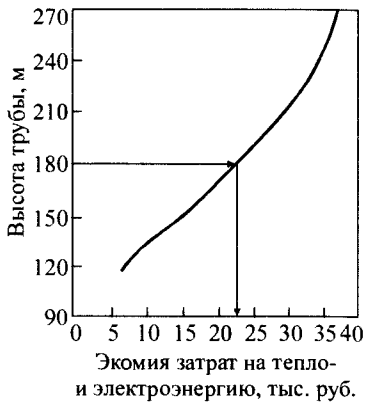


Рис. 11.7. Экономический годовой эффект при внедрении мероприятий по оптимизации режимов эксплуатации газоотводящих труб с противодавлением различной высоты

меньше определенной по графику, то противодавление в трубе обеспечивается за счет естественной вентиляции, и эксплуатация установки отменяется. Если фактическая нагрузка больше, то необходима эксплуатация вентиляционной установки.

Пример использования данного предложения приведен на графиках. На газоотводящей трубе высотой 180 м и диаметром устья 7,2 м максимальная нагрузка приходится на зимний период (средняя температура самого холодного месяца составляет –22 °С) и равна 800 м^3/с. Из графика (рис. 11.5) видим, что для указанных условий допустимая нагрузка составляет около 825 м^3/с. Так как фактическая нагрузка на трубу (800 м^3/с) меньше допустимой (825 м^3/с), то в данном конкретном случае эксплуатация вентиляционной установки не требуется. Также известно, что данная газоотводящая труба эксплуатируется в районе с температурой самой холодной пятидневки –32 °С, а максимальная температура дымовых газов в трубе составляет 150 °С. Тогда из графика рис. 11.6 определяем, что максимальная температура подогрева поступающего в канал воздуха составляет около 25°С, а по графику рис. 11.7 определяем экономию годовых затрат на теплоту и электроэнергию для данной трубы (высотой 180 м), которые составят 23 тыс. руб./год.

Как видим, оптимизация режимов эксплуатации на железобетонных газоотводящих трубах с противодавлением дает ощутимый годовой экономический эффект для тепловой электростанции благодаря экономии теплоты на подогрев воздуха при снижении его объема и электроэнергии при отказе от эксплуатации вентиляторов.

Таким образом, исходя из действительных эксплуатационных параметров на основе рекомендованных графиков (рис. 11.5–11.7) можно установить оптимальные режимы работы газоотводящей трубы с противодавлением.

Вместе с тем при переводе труб с противодавлением в принудительно-вентилируемом канале на естественную вентиляцию представляется целесообразным вентиляционные установки под трубой оставить в рабочем состоянии — не демонтировать, так как в ряде случаев на тепловых электростанциях могут непредвиденно меняться условия эксплуатации. Такие ситуации возможны при увеличении нагрузки на трубу сверх проектной из-за переключения части или всех котлов с соседней трубы во время ее останова на ремонт, при расширении электростанции, изменении вида сжигаемого топлива и т.д.

С учетом ожидаемой высокой надежности вентилируемых труб представилось возможным к газоотводящим трубам с противодавлением подключать более высокие мощности энергоблоков. При этом оптимальная выходная скорость в устье трубы достигает на отдельных трубах до 30–40 м/с, что снижает капитальные затраты на трубу и увеличивает эффективность рассеивания вредных примесей в атмосфере.

Последующая проверка уровня эксплуатации газоотводящих труб с противодавлением на тепловых электростанциях показала, что в эксплуатации железобетонных труб с принудительной и естественной вентиляцией зазора между футеровкой и стволом на тепловых электростанциях имеют место значительные нарушения проектных решений и эксплуатационных инструкций, в результате чего надежность и долговечность труб с противодавлением может быть снижена. На ряде ГРЭС не смонтированы вентиляционные установки, на некоторых ТЭС смонтированные вентиляционные установки не работают. Не менее важно поддержание на трубе работоспособного состояния систем и контрольно-измерительных приборов. Однако свыше 80 % комплектов КИП на газоотводящих трубах не смонтированы или находятся в неисправном состоянии.

На тепловых электростанциях, где имеются отступления от проектного решения эксплуатации труб с вентилируемым зазором, как правило, отсутствуют представления о назначении и роли вентилируемого зазора и противодавления в нем.

На многих дымовых трубах с вентилируемым зазором, исходя из предположения, что система вентиляции будет работать в соответствии с проектными требованиями, в процессе строительства труб были внесены изменения в проектные решения в части уменьшения объема теплоизоляции, отказа от прижимной стенки из глинистого кирпича. В дальнейшем, следствием таких изменений стало появление в зимний период наледей на наружной поверхности стволов дымовых труб, размораживание и выщелачивание бетона из-за диффузии парогазовой среды через ограждающие конструкции трубы. При неработающей системе вентиляции с подогревом подаваемого в зазор воздуха, в нижних звеньях футеровки из-за высоких температурных напряжений образовались вертикальные трещины длиной до 7–10 м. При нестабильных тепловых нагрузках раскрытие трещин прогрессировало и на многих трубах за 15–20 лет эксплуатации достигла 50–70 мм. Потеря газоплотности футеровки, при работе котлов на мазутном топливе, сопровождалось сернокислотной коррозией бетона ствола с внутренней стороны, деформацией кладки футеровки из-за сульфатной коррозии локальными и опоясывающими выпуклостями и впадинами с выходом из плоскости кладки до 300 мм и более.

Из-за неремонтнопригодного состояния футеровки, опасности потери несущей способности железобетонного ствола трубы на ряде энергообъектов были реализованы решения по установке внутреннего металлического газоотводящего ствола. На объектах, где футеровка не подверглась деформации и сульфатации, но оказалась недостаточно газоплотной выполняется с 1993 г. заполнение вентилируемого зазора сыпучим или вспенивающимся теплоизоляционным материалом: смесями на основе вермикулита, консилом, пенополиуретаном и др., эффективность которых в зависимости от состояния футеровки, тепловой нагрузки, температуры удаляемых газов, будет определена в процессе дальнейшей эксплуатации.

Вызывает сомнение рекомендация НИИЖБ Госстроя в семидесятых годах о повышении допустимого температурного перепада на футеровке с 50 до 80 °С. Повреждение кирпичных футеровок трещинами в дымовых трубах с вентилируемым зазором может быть следствием завышения допуска на трещиностойкость кирпичной футеровки, учитывая качество кладки.

11.5. Повышение газоплотности и коррозионной стойкости газоотводящих труб методом управляемых золовых отложений

Обеспечение надежности и долговечности работы газоотводящих труб непросто в решении из-за сложных условий эксплуатации (химическая агрессивность, температура отводимых газов с внутренней стороны до 200 °С и воздействие климатических условий с внешней стороны трубы).

Анализируя опыт Мосэнерго, проведенных осмотров и ремонтов газоотводящих труб, следует отметить, что большинство разрушений происходило из-за недостаточной коррозионной стойкости и газоплотности футеровок дымовых труб. В основном ремонта требовали трубы, отводящие дымовые газы после сжигания высокосернистого мазута. Два характерных примера разрушений футеровки дымовых труб приводятся далее.

Вторая труба ТЭЦ-23 высотой 120 м и диаметром устья 7,0 м представляет железобетонный ствол с прижимной футеровкой из кислотоупорного кирпича на цементном растворе и теплоизоляцией из шлаковаты. Труба отводит дымовые газы от двух энергетических газомазутных (ТГМ-96) котлов и двух водогрейных котлов (ПТВМ-180). Температура дымовых газов на входе в трубу 130–170 °С, в результате обследования установлены дефекты футеровки: наличие выпуклостей и впадин, существенный "рост" футеровки, падение кирпичей, наличие трещин. Глубина коррозии раствора кладки достигла 40 мм, в то время как кирпич фактически не пострадал. Футеровка находилась в аварийном состоянии и требовала замены на 50 %. Был произведен ремонт трубы, стоимость которого составила 96,6 тыс. руб.

Труба ТЭЦ-21 высотой 120 м и диаметром устья 7,0 м построена в 1968 г. Конструкция трубы отличается от конструкции второй трубы ТЭЦ-23 тем, что между стволом и футеровкой из кислотоупорного кирпича на цементном растворе имеется вентилируемый воздушный зазор, в который поступает воздух без подогрева, под действием естественной тяги. В качестве антикоррозионного материала применялся торкрет, который наносился с помощью торкретпушки на внутреннюю поверхность футеровки. Труба эксплуатировалась примерно в таких же условиях, к 1976 г. торкрет полностью обрушился, кислотной коррозии подвергся кирпич на глубину до 10 мм, а раствор на глубину 50–60 мм.

Наблюдался заметный "рост" футеровки, который вызвал возникновение множества вертикальных и горизонтальных трещин шириной раскрытия до 40 мм. Расширение футеровки и, как следствие, образование выпуклостей и впадин привело к значительному уменьшению воздушного зазора между стволом и футеровкой. На основании рекомендаций МЭИ футеровка была заменена. Сметная стоимость ремонта составила 128 тыс. руб.

Приведенные случаи капитальных ремонтов газоотводящих труб с заменой футеровки нечасты в практике эксплуатации станций Мосэнерго, однако причины, вызвавшие эти ремонты, характерны для большинства железобетонных газоотводящих труб системы Минэнерго СССР.

Механизм разрушения в обоих случаях одинаков и схематично представляется следующим образом. Агрессивные дымовые газы, содержащие сернистый ангидрид, водяные и сернокислотные пары и их сконденсированные капли, проходя в газоотводящем стволе, вступают в тепло- и массообмен с поверхностью футеровки. При температуре поверхности футеровки ниже точки росы дымовых газов происходит конденсация прежде всего сернокислотных паров (термодинамическая точка росы их достигает 150 °С). Образовавшаяся серная кислота вступает в реакцию, а непрореагировавшая часть ее под действием капиллярного и термоградиентного потенциалов в жидкой фазе проникает в глубь футеровки, все виды материалов которой относятся к капиллярно-пористым.

При температуре поверхности футеровки выше точки росы и отсутствии конденсации на поверхности коррозия футеровки тем не менее не исключается. В этом случае перенос внутри пористого тела может происходить на молекулярном уровне в виде диффузии газа и на молярном уровне в виде фильтрации при избыточном давлении газов. Так как температура по толщине футеровки понижается, то газы, проходя внутри ее, достигают той зоны, в которой возможна их конденсация. Дальнейший ход процессов аналогичен рассмотренному ранее.

Согласно изложенному механизму можно объяснить причины, вызвавшие разрушение газоотводящих труб на ТЭЦ-21 и ТЭЦ-23. Так как обе трубы работали под разрежением, фильтрационный массоперенос газовой среды исключался; однако поскольку расчетная температура поверхности футеровки в эксплуатационном режиме была, как правило, ниже 130°С, конденсация на ней паров серной кислоты могла иметь место. Причиной дополнительного понижения температуры поверхности футеровки на ТЭЦ-21 явилось недопустимое в данном случае устройство вентилируемого холодным воздухом зазора. Сконденсированная серная кислота вступала в реакцию с материалом швов кладки — раствором на клинкерном цементе, а непрореагировавшая ее часть под действием термовлагопроводности поступала в глубь кладки, в основном, по ее швам. На второй трубе ТЭЦ-23 этот процесс интенсифицировался из-за некачественного выполнения кладки. Сконденсированная серная кислота взаимодействует прежде всего с гидратом оксида кальция, образуя сульфат кальция:

$$Ca(OH)_2 + H_2SO_4 \rightarrow CaSO_4 + 2H_2O.$$

Процесс образования в швах кладки сульфата кальция вначале сопровождается ее уплотнением, так как к $CaSO_4$ присоединяются две молекулы воды, увеличивающие объем твердой фазы, что и приводит к росту футеровки. После накопления в растворе кладки большого количества гипса в стенах пор и

капилляров возникают значительные внутренние напряжения и появляются трещины, которые приводят к аварийному состоянию футеровки. Наблюдавшиеся разрушения на других газоотводящих трубах, требующие проведения мелких ремонтов и восстановительных работ, как правило, вызваны теми же причинами, что и для двух ранее описанных случаев. Поэтому вопросы повышения надежности и долговечности труб, непосредственно связанные с газоплотностью и коррозионной стойкостью футеровки, в настоящее время достаточно актуальны.

В этой связи интересен вопрос влияния на газоплотность, коррозионную стойкость футеровки и работу газоотводящей трубы в целом, наличия золовых отложений, которые, как показывают результаты обследовании, имеют место в некоторых трубах.

Можно выделить плотные, липкие и сыпучие отложения.

Наиболее часто встречаются сыпучие отложения. Такие отложения наблюдались в пятой трубе ТЭЦ-22, во второй трубе ТЭЦ-12, во второй трубе ТЭЦ-16 РЭУ Мосэнерго и др. Все указанные электростанции работают на смеси кузнецкого и донецкого углей. Внутренняя поверхность труб вся покрыта слоем золы уноса до 10 мм, реже до 20 мм. Цвет золы светло-серый, зола сухая. Под золой — кирпич без видимых изменений, прочный, без следов сульфатов. Сыпучие отложения для указанных случаев образуются только за счет сил адгезии, а толщина их зависит в основном от скорости газов, фракционного состава золы и шероховатости поверхности футеровки. Химического взаимодействия между частицами золы и материалом футеровки, а также частиц золы между собой не происходит.

Липкие или влажные отложения образуются в газоотводящем стволе при работе котла на мазуте при достаточно низких (ниже точки росы) температурах. В дальнейшем при повышении температуры до 100–170 °С отложения остаются влажными. Липкие отложения обычно черного цвета и достигают значительной толщины. Так, вторая труба Новорязанской ТЭЦ покрыта слоем золы толщиной до 20 мм, причем на слезниковых поясах отложения достигают высоты 20–30 см. Такие золовые отложения чрезвычайно агрессивны, кирпич под ними сульфатизирован и легко разрушается.

Наиболее интересны с точки зрения увеличения коррозионной стойкости и газоплотности футеровки плотные золовые отложения, характерные для труб электростанций, работающих на эстонских сланцах. Однако и в трубах некоторых электростанций Мосэнерго отмечены эти отложения. Это — вторая труба ТЭЦ-11, третья труба ТЭЦ-12, первая труба ТЭЦ-20, первая труба ГРЭС-5. Плотные отложения имеют светло-серый или светло-желтый (при работе на торфе) цвет, плотно сцеплены с кирпичом и представляют собой однородную

массу, похожую на затвердевший гипс. Под слоем отложений футеровка находится в хорошем состоянии, имеется незначительный слой прокорродировавшей футеровки толщиной не более 1 см. Последовательно проведенные (через 5 лет) обследования первой трубы ТЭЦ-16 показали, что коррозия с течением времени не прогрессирует, и толщина слоя сульфатов остается той же.

Исследованиями ВНИПИ Теплопроект показано, что плотные золовые отложения существенно увеличивают газоплотность и коррозионную стойкость футеровки, повышая долговечность трубы. При этом механизм образования плотных золовых отложений представляется следующим. При достижении температуры точки росы паров серной кислоты образуется ее конденсат, который, попадая на футеровку, реагирует с окислами щелочных компонентов золы, ранее осевшей на футеровку. Так, при реакции оксида кальция CaO с серной кислотой H_2SO_4 в присутствии водяных паров при температуре от 100 до 160 °С образуется полуводный гипс $CaSO_4 \cdot 0{,}5H_2O$ или при более низкой температуре двуводный гипс $CaSO_4 \cdot 2H_2O$, твердость которого по Бринеллю равна 2.

Предложенный механизм образования плотных золовых отложений хорошо согласуется с результатами осмотров газоотводящих труб тепловых электростанций Мосэнерго.

Трубы, в которых обнаружены плотные золовые отложения, отводили высокоагрессивные дымовые газы от котлов, где некоторое время в году сжигались твердое топливо и мазут. Так, в первую трубу ТЭЦ-20 выбрасывались дымовые газы от двух пылеугольных котлов, работающих на донецком тощем угле, и одного котла, работающего часть времени на мазуте. На третьей трубе той же ТЭЦ-20, отводящей дымовые газы только от пылеугольных котлов, отложения сыпучие. Аналогичные причины образования прочных золовых отложений и на первой трубе ГРЭС-5, отводящей дымовые газы от котлов, сжигающих 55 % фрезерного торфа, 15 % бурого угля и 30 % мазута марки 100. При осмотре третьей трубы ТЭЦ-12 отмечен слой сухих золовых отложений толщиной 3–5 мм, а под золой — слой прокорродировавшего материала кладки толщиной 5–10 мм. Ранее электростанция работала на донецком угле марки АШ, имеющем сернокислотную точку росы 107 °С. Затем осуществлен перевод электростанции на донецкий тощий уголь, температура точки росы дымовых газов которого 125 °С, что говорит о более высокой их агрессивности по сравнению с дымовыми газами АШ. Средняя температура дымовых газов в трубе в обоих вариантах не выше 125 °С. Можно было бы ожидать усиленного развития коррозионных процессов, однако этого не произошло. Внутренний осмотр трубы, проведенный через 5 лет, показал, что слой коррозионных разрушений толщиной 5–10 мм сохранился, но в глубь кладки коррозия не распространилась. Это свидетельствует о том, что футеровка надежно защищена сплошными плотными золовыми отложениями толщиной до 25 мм. Отложения с трудом счищались с поверхности футеровки с помощью молотка и зубила.

Можно назвать три основные причины, за счет которых плотный слой золовых отложений повышает коррозионную стойкость футеровки.

Во-первых, зола представляет собой щелочную среду, которая, вступая в реакцию с агрессивными компонентами дымовых газов, нейтрализует их. Во-вторых, благодаря слою плотных отложений повышается газоплотность и сопротивление массопереносу агрессивных компонентов в глубь футеровки. И, наконец, в-третьих, за счет увеличения толщины золовых отложений создается дополнительное термическое сопротивление, что вызывает повышение температуры поверхности и снижает вероятность конденсации паров серной кислоты.

Приведенные данные подтверждают гипотезу о положительном влиянии плотных золовых отложений на работу футеровки и открывают перспективы для сознательного их использования.

Однако при этом необходимо рассмотреть механизм образования, свойства золовых отложений и их влияние на повышение коррозионной стойкости футеровки газоотводящих труб. Изучение этих факторов проводилось в лаборатории теплофизических исследований ВНИПИ Теплопроект и изложено в [79, 97].

Золы тощих углей (количество CaO до 4,8 %) были изучены с различным содержанием железа (от 3,4 до 18,8 %) и оксида алюминия (от 21 до 27 %), а также изучены две партии высококальциевых зол углей Канско-Ачинского месторождения. Химические составы зол отдельных видов углей приведены в табл. 11.1.

Пробы зол тощих углей, затворенные серной кислотой, в зависимости от химического состава обнаруживают различия в фазовом составе новообразований. При этом минералогический состав исходных зол тощих углей довольно близок. Данные по фазовому составу зол, исходных и обработанных кислотой, и данные по прочности приведены в табл. 11.2.

В пробах золы кузнецкого (ТЭЦ-20) и экибастузского углей под действием серной кислоты образуется безводный сульфат алюминия $Al_2(SO_4)_3$.

Рефлекс на рентгенограмме золы с ТЭЦ-20, обработанной серной кислотой, позволяет предположить наличие в этом образце небольшого количества $Fe_2(SO_4)_3$.

При более высоком содержании оксидов железа в золах тощих углей (до 15–20 %) под действием серной кислоты происходит кристаллизация сульфата железа. Дериватографический анализ показал наличие эндоэффекта в области 590–610 °С, сопровождающегося потерей веса. Сравнительный анализ дериватограмм и рентгенограмм, анализ проб золы, полученных после съемки на

Таблица 11.1

Химический состав зол отдельных видов углей

Уголь	Место отбора пробы золы	Химический состав золы, %								
		П.п.п.	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	FeO	CaO	MgO	K_2O	Na_2O	SO_3
Кузнецкий	Зола-унос ТЭЦ- 12	30,9	50,7	24,5	15,8	3,1	2,5	1,8	2,3	0,5	1,5
	ТЭЦ-22	22,7	47,5	21,4	18,8	7,9	4,7	2,4	2,1	0,7	2,3
Кузнецкий и донецкий (смесь)	То же ТЭЦ- 11	10,42	50,52	21,04	10,88	1,79	6,14	3,07	2,38	0,74	4,87
Кузнецкий	То же ТЭЦ-20 (с большим недожогом)	61,6	59,8	22,2	9,2	1,4	3,7	1,7	1,2	0,4	2,2
	Отложения на футеровке ТЭЦ-20	30,1	55,1	11,8	9,4	—	9,3	1,6	1,2	0,7	11,2
	Зола-унос с ТЭЦ-20 (с нормальным недожогом)	32,97	45,88	21,35	19,61	0,86	3,43	1,82	2,19	0,58,	4,94
Экибастузский	Ермаковская ГРЭС	2,7	64,6	27,3	3,4	—	1,0	1,0	0,5	0,3	1,0
Назаровский	Назаровская ГРЭС	5,0	26,1	8,2	13,8	—	40,7	4,4	0,2	0,3	3,6
Ирша-бородинский	Красноярская ГРЭС	6,3	57,8	5,4	8,5	1,9	23,9	2,3	0,4	0,2	0,8

*П.п.п. — потери после прокаливания.

Таблица 11.2

Фазовый состав зол исходных и обработанных кислотой

Уголь	Фазовый состав золы		Прочность, $\cdot 10^{-5}$ Па
	исходной	обработанной H_2SO_4	
Кузнецкий (ТЭЦ-20)	α-кварц Муллит Гематит Магнетит Кальцит	α-кварц Муллит Сульфат алюминия Следы сульфата железа	19,4
Экибастузский	α-кварц Муллит Гематит	α-кварц Муллит Сульфат алюминия	2,34
Кузиецкий (ТЭЦ-12)	α-кварц Муллит Гематит Кальцит	α-кварц Муллит Сульфат железа Следы аигидрида	25,5
Кузиецкий (ТЭЦ-22)	α-кварц Муллит Гематит Магнетит Кальцит	α-кварц Муллит Сульфат железа Ангидрид	22,7
Каиско-ачииский (Назаровского месторождения)	α-кварц Гематит Кальцит Ангидрид CaO·FeO $^1/_3(6CaO{\cdot}2Al_2O_3{\cdot}Fe_2O_3)$ Следы	α-кварц Ангидрид	30,6
Канско-ачииский (Ирша-Бородинского месторождения)	α-кварц Гематит Кальцит Следы C_2S, C_3A	α-кварц Ангидрид	27,5

дериватографе, до 650 °С позволяет отнести этот эндоэффект к разложению сульфата железа.

Дополнительно в пробах золы тощих углей под действием серной кислоты образуется небольшое количество ангидрида. Присутствие сульфата алюминия не отмечается, несмотря на значительное количество Al_2O_3 в исходных золах по данным химического анализа.

Оптические исследования проб золы тощих углей, затворенных серной кислотой, показали наличие пористой мелкозернистой массы, армированной вытянутыми (игольчатыми) кристаллами, характеризующимися косым погасанием, относящимся к сульфатам алюминия и железа. Отмечаются также зерна

кварца и темные углистые частицы. Основная масса — сульфаты, которые могут иметь различную морфологию в зависимости от условий роста (в частности, от состава жидкой фазы), а также остатки зольных частиц в кремнезернистые продукты.

В пробах высококальциевых зол Канско-Ачинского бассейна, в отличие от рассмотренных выше зол тощих углей, под действием серной кислоты происходит преимущественное образование безводного сульфата кальция. В пробе золы назаровского угля отмечено также небольшое количество полуводного гипса.

Для получения дополнительных данных о процессе взаимодействия золы с серной кислотой назаровская зола была затворена на предметном стекле и периодически исследовалась под микроскопом; тот же участок образца анализировался рентгенографическим методом. В первые же часы в затворенном образце обнаружены выкристаллизовавшиеся из раствора мелкие частицы (1 мкм), относящиеся по результатам рентгенофазового анализа к ангидриду. По рентгеновским данным, в образце отмечалось также небольшое количество промежуточной фазы водного сульфата алюминия. Полуводный и двуводный гипсы не обнаружены. Со временем наблюдалось уменьшение размеров зольных частиц и увеличение количества продуктов реакции, составляющих мелкозернистую массу, цементирующую остатки зольных частиц.

Для проб золы ирша-бородинского угля, кроме ангидрида, по данным дериватографического анализа, характерно наличие сульфата алюминия, образующегося в рентгеноаморфном состоянии (эндоэффект при 800 °С сопровождался потерей массы).

Наряду с исследованиями проб золы тощих и высококальциевых углей изучены золовые отложения, взятые с футеровки газоотводящей трубы № 1 ТЭЦ-20 Мосэнерго, работающей на кузнецком угле, и золовые отложения ирша-бородинского угля на установке по исследованию механизма образования золовых отложений. Установлено, что золовые отложения с футеровки трубы ТЭЦ значительно обогащены оксидом кальция и серой. Если содержание CaO в золе уноса ТЭЦ-20 составляет 3,7 %, то в золовых отложениях на футеровке трубы — 9,3 %. Соответственно, кристаллическая фаза образца, в отличие от образца золовых отложений, полученных в лабораторных условиях, представлена в основном ангидридом. Количество сульфата алюминия, преобладающего в лабораторных образцах, в золовых отложениях значительно меньше. На дериватограмме этого образца присутствует эндоэффект при 300 °С, свидетельствующий о неполном связывании серной кислоты в натрубных золовых отложениях ТЭЦ-20, и эндоэффект при 780 °С, относящийся к разложению сульфата алюминия.

Кристаллическая фаза новообразований верхнего слоя золового отложения золы ирша-бородинского угля так же, как и образец из этой золы, полученный при затворении кислотой в форме, представлена преимущественно ангидридом. В небольшом количестве отмечается полуводный гипс.

Таким образом, фазовый состав новообразований в пробах золы, затворенных серной кислотой, и золовых отложений в значительной мере определяется их химическим составом. При содержании Al_2O_3 = 21–27 % и Fe_2O_3 до 9 % воздействие серной кислоты приводит к образованию преимущественно сульфата алюминия. При увеличении содержания Fe_2O_3 до 16–19 % (при сохранении того же количества Al_2O_3) образуется преимущественно сульфат железа; при повышенном содержании оксида кальция выкристаллизовывается преимущественно безводный сульфат кальция. Процесс образования сульфата кальция из свободного и химически связанного оксида кальция, как процесс термодинамически наиболее вероятный, протекает, по-видимому, во всех случаях, но при малых содержаниях оксида кальция не идентифицируется рентгенографически.

Избирательная сульфатизация компонентов золы под действием серной кислоты может объясняться различием в скорости удаления кислотой катионов кальция, алюминия, железа из кристаллических и стекловидных фаз. Известно, что механизм действия кислоты на кристаллические силикаты и аморфные стекла и, соответственно, продукты этого взаимодействия, определяется не только химическим составом фаз, но также и их структурой. Поэтому в случае зол с их многокомпонентным, сложным минералогическим составом и неоднородностью в составе и структуре стекловидных фаз, нельзя установить четкую корреляцию между химическим составом золы и продуктами взаимодействия с кислотой.

Кристаллизация сульфатов кальция, алюминия и железа при взаимодействии зол с серной кислотой обусловливает образование конденсационно-кристаллизационной структуры, которая обеспечивает прочность образцов. Принимая за основу вышеуказанный механизм упрочнения образцов, можно, исходя из полученных данных по фазовому составу и прочности, сделать вывод, что как $CaSO_4$, так и $Al_2(SO_4)_3$ и $Fe_2(SO_4)_3$ могут обеспечить достаточно высокую прочность. Это подтверждается также дополнительными опытами по затворению кислотой оксидов железа и алюминия.

Полученные образцы, характеризующиеся новообразованиями в виде индивидуальных кристаллических фаз сульфата железа и алюминия, имели достаточно высокую прочность.

Наряду с механизмом упрочнения образцов, затворенных кислотой, в основе которого лежит образование конденсационно-кристаллизационной струк-

туры, можно предположить также действие механизма гелеобразования, вносящего вклад в прочность.

Известно [11.4], что некоторые минералы, а также стекловидные фазы, в зависимости от их химического состава и структуры, при воздействии кислоты образуют гель кремниевой кислоты. При контакте различных гелевых частиц кремниевой кислоты между их гидроксильными группами могут завязываться слабые водородные связи. При высушивании геля вода удаляется, и в ряде случаев образуются ковалентные связи между отдельными коллоидными частицами, что определяет довольно высокую прочность жесткой пространственной структуры геля. О существовании гелевой структуры в плотносвязанных золовых отложениях косвенно может говорить тот факт, что во всех исследованных образцах золы, обработанных серной кислотой, обнаружено присутствие свободной кремниевой кислоты.

Отмечено отрицательное влияние большого количества несгоревших частиц угля на прочность золовых отложений. Так, например, прочность образца на основе золы ТЭЦ-20 (П.п.п. = 9 %) составляет $15{,}6 \cdot 10^{+5}$ Па, тогда как образец, приготовленный на основе золы той же ТЭЦ, но взятой с котла, работающего с большим недожогом (П.п.п. = 60 %), рассыпается при небольших нагрузках.

На основе изложенного механизма образования плотных золовых отложений проведена классификация зол по их склонности к образованию плотных золовых отложений сульфатного твердения (табл. 11.3).

При этом золы углей, сжигаемые на ТЭС, разделены на четыре группы.

К первой группе относятся золы, основную роль в структуре образовании которых под действием серной кислоты играет сульфат железа (золы донецкого Т, подмосковного, кузнецкого СС, волынского и других углей). Отложения из этих зол обладают наибольшей прочностью и защитными свойствами. Химический состав в этом случае характеризуется повышенным содержанием оксида железа ($Fe_2O_3 > 15$ %), умеренным содержанием оксида кальция и магния ($CaO + MgO = 3 \div 10$ %) и пониженным содержанием оксидов кремния ($SiO_2 < 55$ %).

Структурообразование второй группы зол определяется сульфатом алюминия в присутствии некоторого количества сульфата кальция (золы кузнецкого Т, челябинского, донецкого Д, карагандинского и других углей). Прочность и защитные свойства в этом случае ниже, чем в первом, однако в ряде случаев являются достаточными для существенного повышения газоплотности и коррозионной стойкости дымовой трубы. Химический состав исходной золы характеризуется повышенным содержанием оксида алюминия ($Al_2O_3 > 20$ %), умеренным содержанием оксида железа (5–15 %) и оксидов кальция и магния

Таблица 11.3

Классификация зол по их склонности к образованию плотных золовых отложений сульфатного твердения

Новообразования, определяющие прочность отложений	Содержание основных компонентов в исходной золе, %				Предел прочности золовых отложений при сжатии, МПа (кгс/см^2)	Наименование сортов угля
	Fe_2O_3	$CaO + MgO$	Al_2O_3	SiO_2		
Сульфат железа, следы сульфата кальция	>15	3–10	Не нормируется	<55	2,5–3,0 (25–30)	Донецкий Т, АШ; подмосковный: кузнецкий СС; волынский; райчихинский
Сульфат алюминия, следы сульфата кальция и железа	5–15	3–10	>20	>55	1,5–2,0 (15–20)	Кузнецкий Т, Д; челябинский; донецкий Д, Г; карагандинский; печорский; волчанский; ткварчельский; черемховский; азейский
Сульфат кальция	Не нормируется	>20	Не нормируется	Не нормируется	0,5–1,0 (5–10)	Назаровский; ирша-бородинский; березовский; ангренский; боготольский; абанский; итатский; барандатский; эстонский сланец
Сульфат алюминия	<5	<3	<20	Не нормируется	0–0,3 (0–3)	Экибастузский; липовецкий; ургальский; таврический

(CaO + MgO = 3÷10 %) и повышенным содержанием оксида кремния (SiO_2 > 55 %).

Третью группу образуют высококальциевые золы (CaO > 20 %), структурообразование которых при воздействии серной кислоты определяет сульфат кальция (золы назаровского, ирша-бородинского, березовского и других углей). В этом случае значительной прочности отложениями не достигается.

Структурообразование четвертой группы зол определяется сульфатом алюминия без образования в значительном количестве других сульфатов (зола экибастузского, липовецкого, ургальского и других углей). Прочность и защитные свойства в этом случае незначительны. Этот случай характерен для зол с повышенным содержанием оксида алюминия (Al_2O_3 > 20 %), пониженным содержанием оксида железа (Fe_2O_3 < 5 %) и оксидов магния и кальция (MgO + + CaO < 3 %).

Настоящая классификация охватывает основные сорта углей СССР, и можно ориентировочно оценивать возможность использования золы того или иного угля для повышения надежности работы футеровки. Однако, учитывая, что химический состав летучей золы для определенного топлива изменяется в довольно широких пределах, перед принятием конкретного решения необходимо в лабораторных условиях предварительно исследовать золу.

Приведенная классификация зол по их склонности к образованию плотных золовых отложений относится к топливам, золы которых характеризуются сульфатным структурообразованием. Однако третья группа топлив, характеризующаяся повышенным содержанием оксида кальция (более 20 %), может давать более плотные золовые отложения гидратного структурообразования, но менее коррозионностойкие в сравнении с золовыми отложениями сульфатного структурообразования.

Исследования [7.11, 7.13, 11.5] показали, что образование плотных золовых отложений проходит три этапа. На первом этапе образование первоначального слоя сыпучих отложений определяется скоростью дымовых газов, а также физическими свойствами золы и шероховатостью поверхности футеровки. На втором этапе (упрочение первоначальных отложений) должна произойти реакция нейтрализации между щелочными компонентами золы и агрессивными компонентами дымовых газов. При сравнительно низких температурах (100–200 °С), какие имеют место в газоотводящих трубах, протекание реакции сульфатизации под воздействием газообразных компонентов (серного ангидрида или паров серной кислоты) практически невозможно, так как эти реакции протекают медленно. Поэтому для конденсации паров серной кислоты на поверхности рыхлых золовых отложений необходимо понизить температуру дымовых газов не менее чем на 5–10 °С ниже температуры точки росы. На третьем

этапе обеспечивается сушка золовых отложений при температуре дымовых газов 150–180 °С. Положительную роль здесь может сыграть избыточное статическое давление.

Исследовалось влияние золовых отложений на защиту футеровки от агрессивных дымовых газов, для чего использовалась летучая зола донецкого тощего угля, отобранная из дымовой трубы ТЭЦ-11 Мосэнерго, следующего состава (масса, %): SiO_2 — 51,46; Al_2O_3 — 21,43; Fe_2O_3 — 18,45; FeO — 2,87; CaO — 3,34, MgO — 2,53; SO_3 — 0,56; K_2O — 1,30; Na_2O — 0,63; П.п.п. — 13,84 %.

Поскольку при эксплуатации дымовых труб в зависимости от вида топлива, его химического состава, режима горения, температуры отходящих газов на футеровке возможна конденсация воды или серной кислоты различной концентрации, изучены физико-механические свойства золовых образцов, приготовленных из золы, затворенной водой или 30%-ной либо 70%-ной серной кислотой Изучение таких свойств золовых отложений, как скорость твердения золовых смесей, плотность, величина адгезии к поверхности, позволяет оценить их защитные свойства.

Скорость процесса твердения золовой смеси (зола–электролит 1:2) изучалась методом измерения емкостно-омических характеристик на приборе Р-568 при частоте тока 1500 Гц. Установлено, что процесс твердения интенсивно происходит в составе: зола – 70 % H_2SO_4. Через 1 ч твердения сопротивление образца этого состава в 3 раза больше, чем составов: зола – 30 % H_2SO_4 и зола – вода.

Прилипшие к твердой поверхности (субстрату) золовые отложения (адгезив) выполняют экранирующую роль — защищают газоотводящий ствол от коррозионного воздействия агрессивных газов. По величине адгезии можно судить о прочности связей между адгезивом и субстратом в зависимости от границы отрыва и о защитных свойствах золовых отложений. Результаты, полученные при определении адгезии золовых отложений на портландцементном и кислотоупорном бетонах, а также на кирпиче, приведены в табл. 11.4.

Таким образом, величина адгезии зависит от материала футеровки. Чем больше адгезия, тем определеннее должны проявляться защитные свойства золовых отложений.

Изучение защитных свойств золовых отложений проводилось на портландцементных образцах (массовые части): портландцемент – песок – вода (1:3:0,4) и кислотоупорных образцах (массовые части): жидкое стекло – кремнефторид натрия – диабазовая мука – песок (1:0,12:2,06:2,06). На одной из поверхностей образцов в специальном стенде были сформированы золовые отложении толщиной 5, 10, 15 мм. В процессе эксперимента отложения постоянно подпиты-

Таблица 11.4

Адгезия золовых отложений на портландцементном и кислотоупорном бетонах и кирпиче

Материал футеровки	Адгезия, МПа	Вид отрыва
Портландцементный бетон	0,5	Адгезионно-когезионный (адгезив – субстрат, субстрат – субстрат)
Кислотоупорный бетон	0,3	Адгезионный (адгезив – субстрат)
Кирпич	0,9	Когезионный (адгезив – адгезив)

вались 30%-ной серной кислотой, причем кислота подливалась в таком небольшом количестве, что образование статического давления столба жидкости было полностью исключено. Установлено, что скорость проникновения кислоты через слой золы обратно пропорциональна толщине слоя. Золовые отложения толщиной 5 мм и более защищают бетон от разрушения, особенно в начальный момент воздействия кислоты, замедляя процесс проникновения кислоты в 2–4 раза.

Для образования плотных золовых отложений в трубе необходимо обеспечить специальные условия, заключающиеся в обеспечении соответствующих температурных, аэродинамических и тепловлажностных режимов течения газов. Режим, обеспечивающий образование плотных золовых отложений, распространяется прежде всего на конструкции железобетонных газоотводящих труб с футеровкой из обыкновенного глиняного кирпича на цементном песчаном (не кислотоупорном) растворе, рассчитанных на отвод слабоагрессивных дымовых газов, образующихся при сжигании твердого топлива (например, донецкого тощего угля) и при замене этого топлива сернистым мазутом. При такой замене существенно повышается агрессивность отводимых газов и вероятность интенсификации коррозионных процессов в дымовых трубах. Приводимые разработки могут быть также применены для труб, отводящих дымовые газы от котлов, часть которых работает на слабоагрессивном твердом топливе, а остальные — на сернистом мазуте.

Описываемый режим прошел лабораторные, полупромышленные и промышленные исследования, и внедрен на ТЭЦ-20 и ТЭЦ-16 Мосэнерго, а также на Молдавской ГРЭС.

Предлагаемый способ защиты в отдельных благоприятных случаях позволяет повысить коррозионную стойкость и газоплотность футеровки без остановки энергетического оборудования и без изменения конструкции труб, т.е. без замены существующей футеровки кислотостойкой. Защитный слой также без остановки оборудования может быть при необходимости регенерирован через 3–5 лет.

Процесс образования плотных золовых отложений состоит из последовательно проводимых этапов:

- образование первоначальных рыхлых золовых отложений (продолжительность этапа не менее 120 ч);
- упрочнение золовых отложений под действием реакции сульфатизации (не менее 120 ч);
- сушка золовых отложений и набор ими конечной прочности (не менее 72 ч).

При толщине защитного слоя плотных золовых отложений 5–10 мм газоплотность кирпичной кладки возрастает на 30–40 %, коррозионная стойкость в 2–3 раза, долговечность без регенерации отложений не менее чем на 5 лет.

Мероприятия по нанесению отложений рекомендуется проводить при чистых конвективных поверхностях котлов и при наименьшей температуре уходящих газов.

До внедрения разработанного режима проводится подготовительная работа и на основании предварительных измерений определяется оптимальный режим образования плотных золовых отложений.

Следует предусмотреть возможность контроля за динамикой образования плотных золовых отложений. Для этого необходимо в монтажные проемы на двух отметках у светофорных площадок установить металлический кожух с ячейками для закладки образцов кирпича и контрольно-измерительной аппаратуры, обеспечивающей измерение температуры, скорости, статического давлении и точки росы дымовых газов.

Необходимым условием для образования плотных золовых отложений является осаждение на стенах труб первоначального сыпучего слоя золы. Для этого необходимо поддерживать запыленность потока не менее 2 г/м^3. При этом уголь должен иметь повышенное содержание серы (S^p более 2,0 %). Этому требованию удовлетворяет, например, тощий донецкий уголь, а тощий кузнецкий уголь по этому показателю непригоден. Повысить агрессивность дымовых газов можно путем временного сжигания некоторого количества сернистого мазута.

Процесс сульфатизации золы связан с конденсацией паром серной кислоты на поверхности слоя осевшей сыпучей золы, для чего температура дымовых газов должна поддерживаться ниже температуры точки росы этих газов как минимум на 10–15 °С, т.е. в пределах 100–120 °С.

Снижение температуры газов может быть обеспечено за счет снижения нагрузки подключенных к дымовой трубе котлов, ввода во внешние газоходы холодного воздуха или распыленной воды.

Сушка золовых отложений и повышение их прочности происходит при температуре 140–180 °С, т.е. при работе котлов на номинальной нагрузке.

На первом этапе, при образовании первоначальных рыхлых золовых отложений, следует поддерживать такие скорости газового потока в дымовой трубе, при которых обеспечивается наибольшая скорость осаждения золы. Нижняя граница скорости потока $w_{мин}$, м/с, определяется из уравнения

$$w_{мин} = 0{,}1\frac{\bar{d}_2}{\nu_г \, Re^{\frac{1}{2}}}\sqrt{\frac{\rho_ч}{\rho_г}},$$

где $\bar{d}_2$ — среднеквадратичный диаметр, находимый из фракционного состава золы, м; $\nu_г$ — вязкость газов, м^2/с; Re — число Рейнольдса; $\rho_ч$ — плотность золы, кг/м^3; $\rho_г$ — плотность газов, кг/м^3.

Верхняя граница скорости потока $w_{макс} = 2{,}25w_{мин}$.

Расчетная скорость осаждения золы, кг/(м^2·ч), находится по уравнению

$$w_1 = 2{,}52\mu_0(w_г^р - w_{мин}),$$

где μ_0 — запыленность газового потока, г/м^3; $w_г^р$ — расчетная скорость газов, м/с, определяемая по формуле

$$w_г^р = 0{,}55\frac{\bar{d}_2}{\nu_г \, Re^{\frac{1}{2}}}\sqrt{\frac{\rho_ч}{\rho_г}}.$$

Скорость дымовых газов, м/с, рассчитывается по формуле

$$w_г = V_г/F,$$

где F — площадь живого сечения газоотводящего ствола, м^2.

В конических дымовых трубах скорость газов существенно меняется по высоте трубы. Возможность образования равномерных рыхлых золовых отложений по всему участку осаждения оценивается критерием равномерности

$$A = H_i/d_0 i,$$

где H_i — длина участка осаждения, равная в среднем $^3/_4$ высоты трубы, м; d_0 — диаметр устья трубы, м; i —угол наклона стен трубы, град.

Если $A \le 0{,}25$, рыхлые золовые отложения можно образовать по всей длине участка осаждения; если $A > 0{,}25$, образование отложений следует производить отдельно для верхнего и нижнего участков трубы.

Как правило, реальные скорости газов в устье труб ТЭС при работе подключенных котлов на номинальной нагрузке несколько выше (до 30 м/с). В этом

случае следует уменьшать скорость дымовых газов временным, на 2–3 сут., снижением нагрузки отдельных котлов или остановом одного из них.

Второй этап — упрочнение золовых отложений под действием реакции сульфатизации, где главной задачей является обеспечение конденсации паров H_2SO_4 в объеме дымовых газов и осаждение их на футеровку в виде тумана. При этом оптимальное соотношение осевшей золы и 80%-ной H_2SO_4 составляет 2:1.

Массовая концентрация тумана, г/м^3 (при 80%-ной концентрации серной кислоты), рассчитывается по формуле

$$\mu_0^{H_2SO_4} = \frac{78{,}5\cdot 10^3[p - p_\infty(T)]\cdot 273}{RT^2},$$

где p, $p_\infty(T)$ — давление паров H_2SO_4 в начале процесса и насыщенного пара при конечной температуре T, Па; R — универсальная газовая постоянная, Дж/(кмоль·К).

Скорость осаждения кислоты, кг/(см^2·ч), рассчитывается аналогично скорости осаждения золы, так как принято, что вся сконденсировавшаяся кислота оседает на частички золы. В этом случае

$$w_1^{H_2SO_4} = 2{,}52\mu_0^{H_2SO_4}(w_г^р - w_{мин}),$$

При расчете $w_г^р$ и $w_{мин}$ принимается среднеквадратичный диаметр частичек летучей золы.

Если температура дымовых газов в трубе выше температуры точки росы, следует либо поднять агрессивность газов и тем самым повысить температуру точки росы, либо искусственно снизить температуру дымовых газов. В некоторых случаях требуется оба мероприятия проводить одновременно.

Повышение агрессивности дымовых газов достигается путем перевода котлов с малосернистого топлива на сжигание высокосернистого. Так, газомазутные котлы следует перевести на сжигание сернистого или высокосернистого мазута с температурой точки росы $t_{т.р}$ = 130÷150 °С, а пылеугольные котлы, работающие на низкосернистом угле ($t_{т.р}$ = 60÷70 °С), перевести на высокосернистый уголь ($t_{т.р}$ = 120÷125 °С). В некоторых случаях целесообразен перевод части пылеугольных котлов на сжигание мазута.

Для снижения температуры уходящих газов на 10–20 °С можно снизить нагрузку подключенных котлов на 30–40 %. Дальнейшее снижение нагрузки и температуры практически невозможно по условиям устойчивой эксплуатации котла.

Дополнительного снижения температуры уходящих газов на 7–10 °С можно добиться путем ввода в подводящие к трубе газоходы некоторого количества холодного воздуха. Однако воздух, попадая в газоход, существенно увеличивает объем уходящих газов, что ограничивает возможность использования этого метода для значительного снижения температуры. Воздух следует вводить за счет разрежения, создаваемого дымососом, через лючки электрофильтров или газоходов.

Значительное снижение температуры уходящих газов — со 140–150 °С до 100 °С — можно обеспечить принудительной подачей воды в газоход в мелкодисперсном состоянии. Главное преимущество этого метода заключается в том, что (в отличие от ввода холодного воздуха) вводимая вода, испаряясь, не только не увеличивает объем отводимых газов, но и несколько снижает его за счет охлаждения газов. Необходимое количество подаваемой воды зависит от количества тепла, отнятого водой у дымовых газов, в основном при испарении капелек. Относительное количество воды (кг воды/кг газов) рассчитывается по приближенной формуле

$$g_{H_2O} = \frac{t_1 - t_2}{2422 + 2{,}6t_2 - 5{,}8t_в},$$

где t_1 — начальная температура дымовых газов, °С; t_2 — конечная температура дымовых газов, °С; $t_в$ — температура воды, °С.

Суммарное количество вводимой воды $G_в$, т/ч, рассчитывается по формуле

$$G_в = 3{,}6G_{ух}g_{H_2O},$$

где $G_{ух}$ — масса уходящих газов, кг/с:

$$G_{ух} = V_г\rho_г.$$

Распыливание воды можно осуществить через центробежные форсунки. Количество форсунок n рассчитывается по формуле

$$n = G_в/g_{ср},$$

где $g_{ср}$ — производительность форсунки, т/ч.

Производительность форсунки не лимитируется, однако диаметр выходного сопла не должен превышать $6{,}5\cdot10^{-3}$ м, что обеспечивает средний диаметр капель не выше 0,13 мм. При этом скорость истечения воды из сопла должна быть не менее 17 м/с, а давление воды в линии должно быть не менее 1,2–1,5 МПа (12–15 кгс/см^2).

Температура воды не играет существенной роли, так как снижение температуры дымовых газов за счет нагрева капель воды до температуры начала парообразования составляет 10–15 % снижения температуры за счет парообразования. Исходя из вышесказанного, воду можно брать из линии пожаротушения котла [$t_в$ = 50÷70 °С, p = 1,2÷1,5 МПа (12–15 кгс/см^2)].

Подвод воды к газоходам осуществляется по трубам ∅40–60 мм, от которых к каждой форсунке подходит труба ∅20–30 мм. Каждая форсунка имеет индивидуальный вентиль. Расход воды изменяется путем включения определенного количества форсунок заданной производительности. Предварительно все форсунки должны быть оттарированы на воде. Вся система подвода воды должна быть дренируемой.

Вода должна подаваться на горизонтальном участке газохода за дымососами, непосредственно перед газоотводящей трубой; следует опасаться стекания некоторого количества воды к дымососам или на под трубы. Для этого следует обеспечить надежную систему отвода неиспарившейся воды через дренажные щели, пробиваемые на нижней стенке газохода до и после места ввода воды. Ввод воды должен находиться на некотором расстоянии от входа в трубу, чтобы распыленная вода успела испариться до входа в трубу. Длина участка испарения рассчитывается и зависит от среднего размера капель, конечной температуры дымовых газов, разности между начальной и конечной температурами газов, скорости газов в газоходе.

Третий этап — сушка золовых отложений. Оптимальная температура сушки золовых отложений находится в пределах 110–180 °С. На ТЭС температура 140–160 °С является обычной для уходящих газов при работе котлов в номинальном режиме, поэтому в этот период не требуется проведения каких-то специальных мероприятий. Повышение скорости дымовых газов в газоотводящем стволе на данном этапе не ведет к разрушению золовых отложений, так как после второго этапа отложения достаточно крепко связаны с материалом футеровки.

За один цикл, состоящий из трех последовательно проводимых этапов, создается слой толщиной приблизительно 5–10 мм. Для увеличения толщины слоя следует повторить все мероприятия в той же последовательности.

Общая продолжительность мероприятий составляет в среднем 26 сут.

Область применения управляемых золовых отложений распространяется также для повышения коррозионной стойкости и газоплотности вновь строящихся дымовых труб. Наибольшая эффективность их использования может быть достигнута в трубах с противодавлением, так как к футеровкам этих труб предъявляются повышенные требования к газоплотности.

11.6. Оценка надежности газоотводящих труб с проходным зазором

Газоотводящие трубы с металлическими газоотводящими стволами (МГС)

Высокие темпы ввода новых энергетических мощностей на тепловых электростанциях в 70-ые годы потребовали разработки принципиально новых типов дымовых труб, которые бы обеспечили сокращение трудозатрат и сроков их возведения, повышения надежности и долговечности.

Железобетонные трубы с внутренними металлическими стволами (МГС) позволяли решить эту задачу с максимальной эффективностью. В отличие от кирпичной футеровки, не обеспечивающей защиту железобетонного ствола от воздействия агрессивных сернистых соединений из-за газопроницаемости футеровки, металлические стволы, не обладающие таким недостатком, установленные в одной железобетонной оболочке, позволяют обслуживать 3–4 энергоблока с индивидуальным подключением на отдельный ствол. При выводе из строя одного ствола нет необходимости выводить из работы остальные энергоблоки, подключенные к другим стволам данной трубы. Увеличивается надежность работы электростанции по сравнению с дымовой трубой с кирпичной футеровкой, что особенно важно для ТЭЦ. Улучшаются также условия для эксплуатационно-ремонтного обслуживания многоствольной трубы в части осмотров, обследования и текущих ремонтов.

Ко времени разработки первого проекта дымовой трубы с внутренними стволами имелся научно-технический задел в части защиты металлических стволов от коррозии. Был принят, из-за отсутствия эффективных долговечных антикоррозионных покрытий, пассивный метод защиты — "тепловая защита" в виде теплоизоляции наружной поверхности металлического ствола минераловатными плитами. Толщина теплоизоляции принималась из расчета обеспечения разности температур между стенкой ствола и дымовым газом не более 2–3 °С. Предполагалось, что при соблюдении данного условия скорость коррозии стали Ст3сп5 не превысит 0,1 мм. Вместе с тем, в первом проекте дымовой трубы с 4-мя МГС для Лукомльской ГРЭС запас на коррозию был принят равным 6 мм, при нормативной долговечности газоотводящего ствола 25 лет, т.е. с большим запасом.

В дальнейшем для большинства дымовых труб с МГС предусматривалось применение сталей 10ХНДП, 10ХСНД, 15ХСНД, 09Г2С12 и др. Для оголовков труб было предложено использовать высоколегированную сталь ЭИ-943 (ОХ23Н28М3Д3Т), которая применяется для изготовления оборудования и

трубопроводов производства серной кислоты. В дальнейшем для оголовков применялись и другие марки сталей, близкие по легированию к стали ЭИ-943.

В зависимости от высоты, МГС выполнены самонесущими (до 250 м) и с подвесными секциями, герметичность ствола в этом случае обеспечивается компенсаторами. В горизонтальной плоскости ствол относительно железобетонной оболочки фиксируется на уровне опорных площадок горизонтальными скользящими упорами, не препятствующими вертикальным перемещениям МГС при его тепловом росте. В табл. 11.5 приведены проектные характеристики и некоторые эксплуатационные данные 10 дымовых труб, введенных в эксплуатацию с 1971 по 1987 г. на 8 ТЭС. Далее приводится информация, касающаяся надежности и причин приведших к снижению надежности только самих металлических газоотводящих стволов, полученная в результате обследования их состояния фирмой ОРГРЭС и другими специализированными организациями ("Спецремэнерго", "Инжтехремэнерго", ИЦ "Союзтеплострой" и др.) на протяжении последних 25 лет.

Выявлен ряд недостатков проектных решений монтажа МГС и влияния режима эксплуатации на надежность и долговечность МГС.

Отказ от теплоизоляции оголовков МГС, изготовленных из стали Э-943 оказался ошибочным. Сталь ЭИ-943, коррозионностойкая к раствору серной кислоты выше 75 % концентрации, фактически подверглась воздействию раствора серной кислоты 30 % и меньшей концентрации, выпадающей на внутренней поверхности оголовка. Износ стенки оголовка на дымовой трубе Ново-Стерлитамакской ТЭЦ, ТЭЦ-23 Мосэнерго достигал 0,5–1,0 мм/год как по сварочным швам, так и по всей поверхности оголовка в виде образования локальных сквозных разрушений оголовка. Оголовки были заменены на трубах Волгоградской ТЭЦ-3, Омской ТЭЦ-4, ТЭЦ-23 Мосэнерго, Ново-Стерлитамакской ТЭЦ и других электростанциях.

После теплоизоляции оголовков был отмечен повышенный коррозионный износ ствола с образованием сквозных опоясывающих отверстий ниже оголовка из-за сварки сталей с разными электродными потенциалами.

На ряде электростанций эксплуатационным персоналом было обращено внимание на вибрацию подвесных секций газоотводящих стволов, в результате которой происходила деформация и отрыв направляющих горизонтальных скользящих упоров и повышенный коррозионный износ ствола со скоростью до 0,5 мм/год и более по всему периметру ствола, с образованием сквозных протяженных отверстий (Киришская ГРЭС, ТЭЦ-23, ТЭЦ-26 Мосэнерго и др.). Измерения вибраций МГС, проведенные фирмой ОРГРЭС на Киришской ГРЭС и ТЭЦ-23 Мосэнерго показали, что наблюдается частота колебаний 0,5–1,0 Гц с максимальной амплитудой колебаний на уровне горизонтальных упоров до

Таблица 11.5

Проектные и эксплуатационны

даиные МГС дымовых труб ТЭС

№ п/п	Наименование, характеристики	Лукомльская ГРЭС	Костромская ГРЭС	ТЭЦ-25 Мосэнерго		ТЭЦ-23 Мосэнерго		ТЭЦ-26 Мосэнерго		Ново-Стерлитамаксая ТЭЦ	Киришская ГРЭС
		Труба № 3	Труба № 2	Труба № 1	Труба № 2	Труба № 3	Труба № 4	Труба № 1	Труба № 2	Труба № 1	Труба № 4
1	Год ввода в эксплуатацию	1973	1971–1973	1974–1979	1980–1986	1975–1977	1981	1979	1987	1979–1980	1983–1986
2	Высота трубы (МГС), м	255,73	255,73	180,0	180,0	250,0	250,0	150	150	250	320
3	Количество МГС	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3
4	Диаметр МГС, м	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5 — МГС-1, 2 4,2 — МГС-3, 4	4,5	6,6	6,6	4,0 — № 1, 2 5,0 — № 3	5,6
5	Наличие диффузора, до, м							7,4	7,4		6,8
6	Марка стали:										
	МГС-1	ВСт3сп5	ВСт3сп5	10ХНДП	10ХНДП	10ХНДП	10ХНДП	09Г2С12	15ХСНД	10ХНДП	10ХСНД
	МГС-2	ВСт3сп5	ВСт3сп5	ВСт3сп5	10ХНДП	10ХНДП	10ХНДП	10Г2С1-12	15ХСНД	10ХНДП	10ХНДП
	МГС-3	ВСт3сп5	ВСт3сп5	10ХНДП	10ХНДП	ВСт3сп5	ВСт3сп5	разные	15ХСНД	10ХНДП	10ХНДП
	МГС-4	ВСт3сп5	ВСт3сп5	ВСт3сп5	15ХСНД	ВСт3сп5	ВСт3сп5	—	—	—	—
	оголовка		ВСт3сп5	ЭИ-943 № 1, 4 10ХНДП № 2, 3	ЭИ-932 № 1, 2 ЭИ-448 № 3, 4	Х18Н12Г № 1		ЭИ-943	ЭИ-943	Х1810Г	ЭИ-943
7	Толщина стенки МГС, мм	16 низ 10 верх	16 низ 10 верх	10	8 до 8,5 м 6 — выше	12 низ — № 1, 2 10 верх — № 1, 2 10 низ — № 3, 4 8 верх — № 3, 4		14 — низ 10 — верх	8–6	12, 10, 6 — № 1, 2 12, 6 — № 3	10, 6, 8
8	Толщина оголовка, мм	10	10	12 — № 2, 3	6	10				10	
9	Наличие компенсаторов, отм., м	—	—	85,0	85,0			102,5	102,5		137,227
10	Запас на коррозию, мм	6	5	МГС-1 — 4 МГС-2 — 6 МГС-3 — 2 МГС-4 — 2		МГС-1, 2 — 6 МГС-3, 4 — 2					
11	Скорость коррозии МГС, мм/год		0,02	0,02–0,08	0,02–0,08	0,05–0,08 — № 1, 2 0,02 — № 3, 4	0,05 — № 1 0,0–0,08 — № 3, 4	>0,1 0,4 у компеиса-торов	0,02–0,10	0,02–0,08	0,05–0,08 0,5–1,0 локальные зоны
12	Скорость коррозии оголовка, мм/год		До 1,0–1,5	1,0–1,5	До 0,5	0,5–1,0		Сквозиые прогары до 1993 г. ниже оголовка	0,5–1,0	0,8–1,2	0,05–0,08 0,5–1,0 локальные зоны
13	Вид топлива	Мазут	Мазут, газ	Мазут, газ	Мазут, газ	Мазут, газ	Мазут, газ	Газ, мазут	Газ, мазут	Мазут, газ	Мазут, газ
14	Температура удаляемых дымовых газов, °С	>160	155	120–150	120–150	160	150–160	105–175	115–144	148–180	145–164

3–5 мм. Амплитуда и частота колебаний зависят от массы секции МГС, ее жесткости, скорости дымовых газов и других факторов, и вызываются аэродинамикой газового потока. Колебания МГС наблюдаются и на самонесущих МГС с аналогичными последствиями. На дымовой трубе аглофабрики г. Темир-Тау (Казахстан) высотой 250 м один из трех самонесущих МГС был в 1999 г. разрушен на отм. 122,5 м, в месте расположения горизонтальных ребер жесткости и пояса усиления МГС. После просадки верхней части поврежденного МГС, при обследовании двух других МГС, был обнаружен коррозионный износ на той же отметке до 60–80 % сечения стенки по всему периметру стволов.

Коррозионный износ всех трех МГС на всей остальной поверхности в то же время не превышал 0,2–0,8 мм за весь период эксплуатации.

На Киришской ГРЭС коррозионный износ до появления сквозных отверстий в местах расположения горизонтальных скользящих упоров на отм. 132, 137, 182, 222, 227, 308 и 312 м был обнаружен через 5–10 лет после ввода стволов в эксплуатацию. Были обнаружены сквозные щелевые отверстия вдоль закладных крепления подвесок второй и третьей секций. Для предотвращения обрушения стволов был выполнен ремонт ствола и установка к каждой из 12 существующих подвесок дополнительно по две страхующие подвески. Было выполнено усиление стволов в объеме более 500 м^2 навариванием пластин в местах недопустимого износа по всему периметру стволов.

Вибрация стволов является одной из причин ускоренного разрушения уплотнений компенсаторов, которые весьма недолговечны и в случае отсутствия вибраций стволов, как это было отмечено на многих трубах.

Не исключено снижение теплозащитных качеств теплоизоляции из минераловатных матов, из-за нарушения структуры минеральной ваты и ее уплотнения под воздействием динамики стволов. Следует отметить, что на большинстве труб после ввода в эксплуатацию теплоизоляция отсутствовала на 10–30 % поверхности МГС и, как правило, в неисправном состоянии находилась в местах расположения горизонтальных скользящих упоров, поясов усиления, подвесок, что создавало условия для повышенной коррозии.

На многих железобетонных оболочках монтажные проемы были оставлены не уплотненными предусмотренными проектом дверьми, что приводило к поступлению холодного воздуха в зимний период в межтрубное пространство, ухудшению состояния теплоизоляции и деформациям МГС, сопровождавшихся заклиниванием шпонок в направляющих горизонтальных упорах.

Обследование состояния МГС производилось, за редким исключением, из межтрубного пространства, в фиксированных местах на уровне площадок из предположения, что коррозионный износ носит достаточно равномерный характер. При фактической скорости коррозии внутренних металлических ствопов из сталей ВСт3сп5, 10ХНДП, 10ХСНД, 15ХСНД и др., составляющей по многолетним наблюдениям 0,02–0,08 мм, не исключена потеря несущей способности МГС из-за локальной коррозии, скорость которой может достигать 0,5–1,0 мм в каком-либо сечении ствола. Наличие таких участков, к сожалению, до последнего времени устанавливалась только при появлении сквозных отверстий, если в этом месте отсутствует или разрушена теплоизоляция. Обследование МГС-3 дымовой трубы Киришской ГРЭС, выполненное фирмой ОРГРЭС в 2003 г. со специальной подвесной площадки, перемещаемой внутри МГС, позволило обнаружить несколько десятков сквозных отверстий площадью от нескольких квадратных сантиметров до квадратного метра в двух верхних секциях МГС вне зон, доступных для измерений с наружной стороны. По периметру сквозных отверстий толщина стенки ствола, с удалением от края отверстия на 300–400 мм, плавно возрастает до 4–5 мм, характерной для всей остальной поверхности ствола. Так как данный ствол выполнен из слаболегированной стали 10ХСНД, то образование сквозных отверстий может быть объяснено электрохимической коррозией. В последние годы котлы ГРЭС, подключенные к МГС трубы № 4, работают, в основном, на газовом топливе. При обследовании ствола в 1996 г. упомянутых сквозных отверстий не было отмечено.

В числе факторов, влияющих на неравномерность химической коррозии и развитие электрохимической коррозии металлических газоотводящих дымовых труб можно назвать тепловые аномалии, которые имеют максимальную величину по периметру не теплоизолированного участка. Только этим можно объяснить характер коррозионного износа металлической дымовой трубы из стали 09Г2С12 высотой 60 м Якутской ТЭЦ, имеющих теплоизоляцию только до отм. 12м. При проверке коррозионного износа дымовой трубы в 2000 г. при толщине ствола 11 мм максимальный коррозионный износ до 5–6 мм по периметру ствола отмечен на отм. 12 м, то есть в зоне перехода от теплоизолированной части ствола к неизолированной части. Ниже и выше отм. 12 м по всей высоте ствола трубы коррозионный износ составлял 1–1,5 мм.

Вызывает сомнение выбор слаболегированных сталей для металлических газоотводящих стволов дымовых труб из предположения, что коррозия тешюизолированных стволов при работе котлов на мазутном топливе будет менее значительной по сравнению с коррозией стволов из углеродистой стали. На Костромской ГРЭС за 20 лет эксплуатации дымовой трубы № 2 с четырьмя МГС из стали ВСт3сп5 при работе котлов на мазуте коррозионный износ стволов до отм. 197 м составил 0,1–0,3 мм, т.е. 0,01–0,02 мм/год.

Нужна разработка новых технических решений по уплотнению компенсаторов МГС, с учетом реальных эксплуатационных условий. Очевидна необходи-

мость замены в новых конструкциях МГС теплоизоляции из минераловатных матов на более жесткие теплоизоляционные материалы. На эксплуатируемых дымовых трубах с МГС для предотвращения коррозионного износа металлических стволов могут применяться новые разработанные полимерные покрытия на внутренней поверхности металла, обладающие кислотостойкостью, трещиностойкостью, термостойкостью и хорошей адгезией с металлом.

Для предотвращения аварийных ситуаций вследствие потери несущей способности МГС, из-за локального коррозионного износа целесообразно проводить обследование всех находящихся в эксплуатации МГС с внутренней стороны для получения более полных данных коррозионного износа стволов и своевременного их усиления.

Газоотводящие трубы с кремнебетонным газоотводящим стволом

Газоотводящие трубы с кремнебетонным газоотводящим стволом были возведены на ряде тепловых электростанций, работающих на высокосернистых углях и мазутах. Считается [11.6, 11.7], что кремнебетон является надежным противокоррозионным материалом, и поэтому подобные трубы надежно будут работать в случае сжигания высокосернистого мазута и угля в течение полного срока эксплуатации ТЭС.

При сжигании мазута с содержанием серы в топливе до 3,5 % объемная концентрация серного ангидрида в дымовых газах составляет 0,005–0,01 %, а термодинамическая температура насыщения паров серной кислоты достигает 150 °С. Для большинства случаев эксплуатации температура газов в трубе близка к температуре насыщения паров серной кислоты, и происходит их конденсация на внутренней поверхности газоотводящего ствола. Когда же температура газов в трубе ниже температуры насыщения, то в дополнение к указанному происходит также конденсация паров серной кислоты в объеме дымовых газов, и при температуре газов 110–120 °С поток серной кислоты на поверхности газоотводящего ствола достигает $1–1{,}5\cdot10^3$ кг/(м^2·ч). При этом концентрация конденсата серной кислоты составляет 70–75 %.

Дальнейшее влияние образовавшегося конденсата серной кислоты на надежность трубы определяется свойствами кремнебетона и конструкцией газоотводящего ствола.

Кремнебетон, как всякий строительный материал, обладает капиллярной системой, способной перемещать сконденсированную жидкость внутрь своего тела. Такое перемещение, если оно возможно в кремнебетоне, вызывает опасение за надежность конструкции дымовой трубы из-за двух причин: если кремнебетонная плита армирована, то это может привести к коррозии арматуры и ослаблению прочности плиты; выход же конденсата на наружную поверхность плиты (в межтрубное пространство) может повлечь за собой коррозию металлоконструкций газоотводящего ствола.

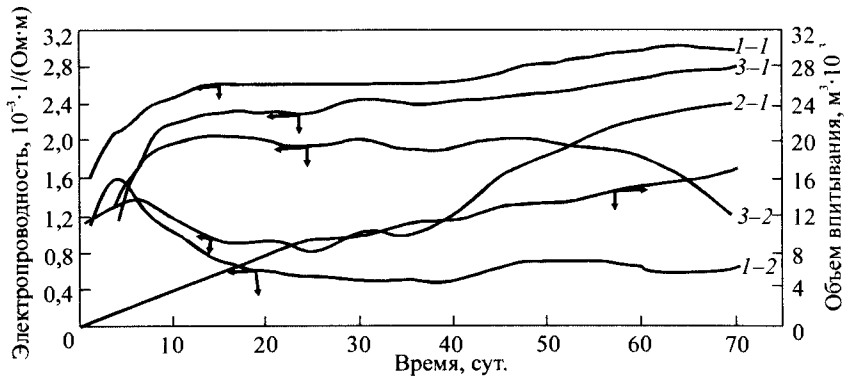


Рис. 11.8. Кинетика впитывания и электропроводности образцов из кремнебетона при контакте с водой. Здесь и далее первая цифра — номер образца, вторая — номер слоя

На рис. 11.8 приведены кривые кинетики впитывания и электрической проводимости для кремнебетонных образцов, подвергшихся испытанию на дистиллированной воде в опытах, проведенных ВНИПИ Теплопроект. Образцы всех составов между собой практически не отличаются интенсивностью впитывания — удельный поток влаги изменяется в пределах $j_m = (1{,}39\div1{,}54)\cdot10^{-3}$ кг/(м^2·ч).

Электрическая проводимость в образцах отмечена как в первой, так и во второй точках по высоте, т.е. на высоте до 4–5 см. Известно, что проводимость в обычных бетонных образцах появляется при их увлажнении до 3–14 %, что соответствует заполнению пор и капилляров материала капиллярной влагой.

На рис. 11.9 представлено изменение влагосодержания по высоте образцов, из которого видно, что влагосодержание 3–4 % соответствует высоте образцов от 2 до 4 см.

Таким образом, проведенные измерения электрической проводимости и анализ послойного влагосодержания показывают, что подъем влаги в кремнебетонных образцах за счет капиллярного потенциала может достигать 4–5 см, а дальнейший перенос осуществляется в паровой фазе. К этому следует также добавить, что в образце высотой 120 мм распределение влажности до высоты 50 мм соответствует распределению в образцах высотой 60 мм (уменьшается от 6 до 1,25 %), а затем остается примерно постоянным (на высоте 7 и 9 см соответственно 1,27 и 1,30 %) и соответствует сорбционному увлажнению верхней части образцов из окружающего воздуха.

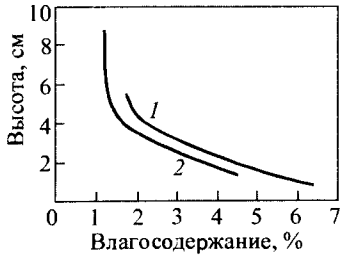


Рис. 11.9. Распределение влажности по высоте образца при испытании на дистиллированной воде: *1*, *2* — образцы высотой соответственно 6 и 12 см

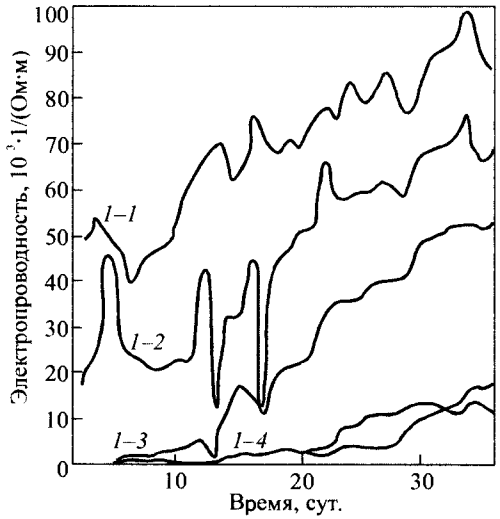


Рис. 11.10. Изменение электрической проводимости в слоях кремнебетонных образцов при контакте с серной кислотой

Аналогичные эксперименты на образцах из кремнебетона проведены на серной кислоте (30 и 70 %). Кроме замеров электропроводности и определении послойного влагосодержания, в данных экспериментах определялось также послойное содержание сульфат-иона.

Из рис. 11.10 видно, что электрическая проводимость отмечена почти на два порядка выше, чем в образцах с водой, что объясняется большей проводимостью серной кислоты.

Характерно, что как электрическая проводимость, так и сульфат-ион обнаружены по всей высоте образцов, а так как перенос серной кислоты при температуре 20 °С в паровой фазе по капиллярам исключался, то их наличие свидетельствует о капиллярном переносе на всю высоту образца. Также визуально отмечено наличие кислоты на верхней поверхности образцов.

Проведенные на стенде испытания, имитирующие условия эксплуатации кремнебетонной панели с воздействием температуры и агрессивной жидкости (серной кислоты, образующейся на поверхности при конденсации ее паров) также показали, что внутри него имеет место перенос жидкости под действием капиллярных сил и термомассопроводности на всю толщину испытуемой панели (8 см).

Натурные обследования внутренней поверхности газоотводящих стволов дымовых труб № 2, проведенные на Углегорской и Запорожской ГРЭС и ряде других ГРЭС со стороны дымовых газов через 6 лет после начала эксплуатации показали, что на многих панелях со стороны дымовых газов имеются ого-

ления закладных деталей, на которых они держатся. Металл арматуры и закладных деталей подвергался коррозии и разрушался.

Вертикальные и горизонтальные уплотнения, выполненные в виде асбестовых шнуров, обернутых во фторопластовую пленку, деформированы и требовали замены.

Гибкие компенсаторы, устанавливаемые по высоте ствола через каждые 50 м, служащие для восприятия температурных и иных деформаций, корродировали частично и разрушены, образовав при этом кольцевые щели больших размеров, через которые непрерывно происходил подсос холодного воздуха из межтрубного пространства.

Отмечено неудовлетворительное качество изготовления кремнебетонных панелей (наличие сколов, трещин, недостаточная глубина заложения арматуры), а также неудовлетворительное качество монтажных работ (плохое крепление диффузорных панелей, карнизных плит, некачественное выполнение антикоррозионных работ, вертикальных и горизонтальных уплотнений и компенсаторов, отступления от проекта).

После проведения комплекса лабораторных исследований, натурных обследований и накопления опыта эксплуатации дымовых железобетонных труб с кремнебетонными газоотводящими стволами представляется возможным сделать заключение об их низкой надежности в условиях отвода высокоагрессивных дымовых газов.

Наряду с неоспоримым преимуществом использования кремнебетонных панелей для индустриального возведения газоотводящих стволов дымовых труб следует отметить присущие ему существенные недостатки.

1. Наблюдается неоднородность материала по физико-механическим и теплофизическим свойствам. Прочность, пористость, газоплотность и другие характеристики имеют существенное различие в зависимости от условий изготовления. Очевидно, процесс изготовления кремнебетонных изделий требует тщательного соблюдения всех технологических параметров и, судя по результатам испытанных образцов, не всегда легко выполнимого.

2. Недостатки проектирования, заключающиеся в неудачном выборе конструктивных решений кремнебетонного ствола, также служат причиной неудовлетворительного состояния некоторых кремнебетонных труб.

Из-за того, что труба собрана из отдельных панелей, а их около 400 шт. для трубы высотой 320 м, длина уплотнений между стыками кремнебетонных панелей достигает нескольких тысяч метров. При такой протяженности уплотнений практически невозможно обеспечить необходимую газоплотность, в результате чего имеется подсос воздуха и снижение температуры уходящих газов.

Кроме того, кремнебетонные панели склонны к образованию трещин из-за большой их длины (10 м) и малой толщины (80 мм), что затрудняет их транспортировку к месту строительства. Через трещины, образующиеся в теле панелей, серная кислота поступает на наружную поверхность и служит причиной интенсивной коррозии металлических частей ствола и закладных деталей крепления, вследствие чего происходит деформация и разрушение панелей.

Ввиду изготовления кремнебетонных панелей с низким качеством в некоторых случаях перенос массы серной кислоты, как отмечалось в [11.8, 11.9], наблюдается на всю глубину кремнебетонной панели. В этом случае серная кислота, сконденсированная на контактной поверхности, проникает по капиллярам до глубины заложения арматуры и вызывает ее коррозию. Продукты коррозии, увеличиваясь в объеме, вызывают разрушение защитного слоя. На отдельных панелях наблюдается полное или частичное разрушение защитного слоя с обнажением арматуры.

При этом, если обратиться к табл. 11.6, становится понятным, почему при обследованиях дымовых труб на кремнебетонных панелях обнаружены разрушения собственно кремнебетона в виде наростов площадью до 10 дм^2 толщиной до 30 мм после отторжения которых остаются раковины глубиной до 20 мм.

По результатам химического анализа образцов кремнебетонных панелей, отобранных из газоотводящего ствола дымовой трубы № 2 Углегорской ГРЭС, и новых панелей, не бывших в эксплуатации, видно, что в его состав входят оксиды алюминия (до 1,7 %), железа (до 1,0 %), кальция (до 1,7 %) и натрия (до 3 %). Все эти компоненты, реагируя с серной кислотой, образуют сульфаты, приводящие к набуханию материала, внутренним напряжениям и последующему его растрескиванию аналогично явлению набухания всех кислотоупоров. Керамические кислотоупорные изделия по химическому составу близки к кремнебетону. Известно [11.10], что наиболее агрессивной по отношению к кислотоупорным изделиям является серная кислота 70%-ной концентрации при температуре 80–100 °С. При этом происходит набухание материала до 0,4 % по объему.

Таблица 11.6

Результаты химического анализа образцов кремнебетонных панелей, отобранных из газоотводящего ствола трубы № 2 Углегорской ГРЭС, и новых панелей, не бывших в употреблении

Наименование образцов	Химический состав, %								
	Номер слоя	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	SO_3	K_2O	Na_2O
Образцы, не бывшие в употреблении	—	88,14	1,71	0,51	1,75	0,50	1,02	Следы	3,00
		88,18	1,71	0,51	1,40	0,50	1,02	Следы	3,28
		87,48	1,42	0,51	1,23	0,76	1,15	Следы	3,78
Образцы из дымовой трубы	1	90,60	1,42	1,01	1,58	0,76	2,17	0,08	0,40
	2	92,50	1,42	0,76	1,05	0,50	1,75	0,08	0,39
	3	92,06	1,32	0,61	1,05	0,50	2,44	0,06	0,46

Примечание. Нумерация слоев соответствует их расположению в трубе, а именно: *1* — со стороны межтрубного пространства; *2* — середина; *3* — со стороны дымовых газов.

Отмечается также, что в отдельных случаях наблюдается низкая кислотостойкость огнеупоров, связанная с присутствием в них оксида кальция. При этом повышенным содержанием CaO считается величина 0,85 %. В кремнебетоне же его в 2 раза больше. Изложенные выше соображения объясняют причину разрушения отдельных кремнебетонных плит и указывают на то обстоятельство, что кремнебетон может быть также подвержен коррозии в среде агрессивных дымовых газов.

К 1982 г. строительство дымовых труб с кремнебетонными стволами было прекращено, а с 1987 г. была начата реконструкция труб на Углегорской и Запорожской ГРЭС по замене кремнебетонных стволов металлическими внутренними стволами. К этому времени кремнебетонные стволы на этих ГРЭС находились в аварийном состоянии из-за массового обрушения кремнебетонных панелей. Перевод электростанций на газовое топливо привел к замедлению процессов коррозионного разрушения кремнебетонных стволов на Костромской, Ставропольской, Рязанской ГРЭС, Северо-Двинской ТЭЦ.

Композитные газоотводящие трубы

Композитные газоотводящие трубы находят все большее применение при реконструкции железобетонных и кирпичных труб. Установка внутреннего стеклопластикового или стеклофаолитового ствола, обладающего незначительной массой и полностью исключающего воздействия на кирпичный или железобетонный ствол парогазовой среды позволяет предотвратить дальнейшее снижение несущей способности ствола трубы и продлить его эксплуатационный ресурс.

По сравнению с металлическими внутренними стволами стволы из композитных материалов не нуждаются в наружной теплоизоляции.

По данным обследований композитных труб, находившихся в эксплуатации 8–10 лет, не были отмечены коррозия и трещинообразование на внутренней поверхности труб. По данным лабораторных исследований образцов, отобранных на эксплуатируемых трубах, изменения физико-механических характеристик материала близки к точности определения характеристик. Более высокая стоимость композитных труб по сравнению с металлическими трубами ком-

пенсируется значительно меньшим объемом затрат на их эксплуатационно-ремонтное обслуживание.

11.7. Эксплуатация кирпичных дымовых труб

Наиболее распространенными для котельных являются кирпичные дымовые трубы, большинство из которых имеют высоту до 60 м и предназначены для небольших котельных. Необходимая долговечность кирпичных дымовых труб может быть обеспечена только при правильном их конструктивном решении, при соблюдении установленных требований к материалам и выполнению строительных работ. Материалы, применяемые для ствола трубы, толщина футеровки и тепловой изоляции должны соответствовать температурному режиму отводимых газов. При агрессивных дымовых газах в конструкции трубы предусматриваются кислотостойкая футеровка и противокоррозионная защита ствола. Несоблюдение этих требований может привести к серьезным повреждениям и разрушениям труб.

При проектировании или привязке типовых проектов кирпичных дымовых труб к местным условиям неспециализированные проектные организации часто допускают серьезные ошибки. Анализ ряда проектов кирпичных дымовых труб, разработанных неспециализированными проектными организациями, показал, что допускаются решения, противоречащие действующим нормам.

До 1960–1962 гг. промышленные и отопительные котельные установки в СССР работали на твердом или жидком топливе. Для них строили дымовые трубы со стволом из глиняного обыкновенного кирпича пластического прессования марки не ниже 100 на сложном растворе с футеровкой на всю трубу или на $^1/_3$ ее высоты из того же материала, что и ствол. Между стволом и футеровкой оставляли воздушный зазор, который при необходимости заполняли теплоизоляционным материалом в зависимости от температуры дымовых газов и термического сопротивления стенки ствола трубы. Температура дымовых газов, поступающих в трубу, как правило, была высокой и составляла 200-350 °С. Значительных разрушения стволов дымовых труб при таких режимах эксплуатации, как правило, не наблюдалось.

В 1961–1962 гг. начался массовый перевод промышленных котельных на газовое топливо. При этом кирпичная кладка отдельных дымовых труб стала интенсивно разрушаться, и через 3–4 года эти трубы приходили в аварийное состояние.

Из тепловых расчетов, проводившихся для дымовых труб котельных с газовым топливом, получено, что при низкой температуре (до 100 °С) поступающих в трубу дымовых газов и низкой скорости (до 6 м/с) температура внутренней поверхности трубы становится ниже температуры точки росы. При этих условиях происходит образование конденсата внутри трубы. Конденсат фильтруется через швы футеровки и кладки ствола и полностью насыщает кирпичную кладку. В зимний период происходит замерзание влаги в швах, трещинах и порах кирпича, а также кладки, что вызывает разрушение ствола трубы и через 3–4 года труба приходит в аварийное состояние. Кроме того, при низкой скорости дымовых газов возникает опасность попадания в верхнюю часть трубы наружного холодного воздуха, что приводит к значительному охлаждению внутренней поверхности кирпичной кладки. Для того чтобы избежать этого явления, скорость на выходе из трубы должна быть в 1,3–1,5 раза выше скорости ветра. Поэтому минимальную скорость дымовых газов на выходе из трубы рекомендуется принимать не ниже 6 м/с.

При больших скоростях дымовых газов в трубе создается избыточное статическое давление. В связи с этим дымовые газы проникают через швы футеровки в зону холодных температур, где происходит образование конденсата. Это приводит к интенсивному намоканию и разрушению кладки ствола. Величина статического давления в дымовом канале зависит от скорости дымовых газов, температуры дымовых газов и наружного воздуха, высоты и формы дымовой трубы. Таким образом, следует избегать как низких, так и высоких скоростей дымовых газов в кирпичных трубах. Оптимальными скоростями дымовых газов на выходе из трубы следует считать скорости около 6–18 м/с, которые должны быть подтверждены расчетом.

В продуктах сгорания газового топлива содержится незначительное количество сернистых соединений, поэтому разрушение кладки ствола при образовании конденсата носит физико-механический характер в результате попеременного замораживания и оттаивания увлажненной кладки. При образовании в трубе неагрессивного конденсата для предохранения от разрушения внутреннюю поверхность несущего кирпичного ствола защищают слоем гидроизоляции, а при образовании агрессивного конденсата -противокоррозионным химически стойким покрытием. Производство работ при кладке труб малых диаметров ведут изнутри трубы в стесненных условиях, что крайне затрудняет контроль качества при нанесении противокоррозионного или гидроизоляционного покрытия. В связи с этим при проектировании кирпичных дымовых труб с выходным диаметром менее 2,5 м или привязке типовых проектов необходимо рассчитывать газоотводящий тракт так, чтобы в стволе трубы не было образования конденсата при различных режимах работы котельной, т.е. температура внутренней поверхности трубы без гидроизоляции или противокор-

розионного покрытия должна быть не менее чем на 5 °С выше температуры точки росы.

Для различных режимов работы котельной с четырьмя котлами ДКВР-10/13, работающими на газе, были вычислены температуры внутренней поверхности кирпичной дымовой трубы в верхней ее части. Для расчетов была принята условная дымовая труба без футеровки высотой 40 м с постоянным внутренним диаметром, равным 1 м. Толщина ствола равномерно уменьшается от 500 до 200 мм, а скорость дымовых газов в трубе принята 20 м/с. Температура уходящих газов при номинальной нагрузке 120 °С, коэффициент избытка воздуха за экономайзером 1,5. Подсосы воздуха в газоходе от экономайзера до дымососа при номинальной нагрузке — 0,1. Падение температуры в тракте от дымососа до дымовой трубы определено для наземного кирпичного газохода протяженностью 10 м.

При принятых исходных данных, которые обычны для вновь строящихся котельных, выпадение конденсата внутри трубы возможно при малых нагрузках котельной в целом и особенно при недогрузке работающих котлов. На практике большинство новых котельных длительное время работают с большой нагрузкой по различным причинам. Таким образом, даже при нормальной эксплуатации (расчетная температура дымовых газов, хорошая тепловая изоляция и плотность газоходов на участке от экономайзера до дымовой трубы) котельных, работающих на газовом топливе, внутри кирпичных труб выпадает конденсат, что ведет к разрушению дымовых труб, в которых не предусмотрена гидроизоляция.

Для предотвращения этого явления в действующих дымовых трубах рекомендуется поднять температуру дымовых газов на входе в трубу до 100–120 °С и поддерживать наиболее полной загрузку работающих котлов, т.е. использовать наибольшее возможное их количество.

Особенно остро стоит проблема защиты кирпичных дымовых труб при эксплуатации котельных с контактными экономайзерами. При установке контактных экономайзеров за котлами дымовые газы охлаждаются до 30–50 °С и частично осушаются со 100–130 г влаги на 1 кг сухих газов до 30–60 г влаги на 1 кг сухих газов, а их температура точки росы снижается с 50–60 до 30–40 °С. Однако вероятность конденсации водяных паров на внутренних стенках боровов и дымовой трубы в случае установки контактных экономайзеров больше, чем в котельных без них. Расчеты показывают, что температура внутренней поверхности трубы ниже температуры газового потока, т.е. равна или ниже температуры точки росы. При неполной нагрузке котельной и низкой скорости дымовых газов перепад между температурой стенки и температурой газового потока достигает значительной величины, поэтому на внутренней поверхности трубы происходит конденсация водяных паров. Отсюда следует, что при установке в котельных за котлами контактных экономайзеров совершенно необходимо устройство надежной гидроизоляции по внутренней поверхности ствола кирпичной дымовой трубы и отводного устройства для конденсата в нижней части трубы. Для обслуживания вновь проектируемых котельных с контактными экономайзерами за котлами необходимо предусматривать стальные дымовые трубы.

Глава 12 ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ НА ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБАХ

12.1. Наблюдение за состоянием газоотводящей трубы

Наблюдение за правильной эксплуатацией и состоянием газоотводящих труб и газоходов тепловых электростанций осуществляется с начала их приемки и в последующем в течение всего периода эксплуатации.

Анализ накопленного опыта эксплуатации и ремонта труб позволяет сделать вывод, что основные дефекты являются результатом некачественного строительства и неправильной эксплуатации труб. В частности, в результате снижения температуры дымовых газов ниже температуры точки росы из-за неплотностей наружных газоходов, разрушения или отсутствия теплоизоляции газоходов и присосов воздуха по газоотводящему тракту на поверхности и внутри футеровки происходит конденсация из дымовых газов коррозионно-активных агентов, ствол трубы получает повреждения из-за коррозии бетона и, как следствие, снижается надежность труб, находящихся в эксплуатации.

По этим причинам все более важное значение в настоящее время приобретает контроль технического состояния газоотводящих трактов (труб и газоходов).

При своевременном выявлении дефектов их устранение требует существенно меньших затрат, чем в случае, когда развитие дефекта достигло стадии, угрожающей разрушением сооружения. Объективная оценка технического состояния труб может быть осуществлена на основе температурных, влажностных, аэродинамических, газовых и коррозионных характеристик.

Получение таких характеристик производится при комплексных обследованиях по специально разработанной методике и представляет существенные трудности, так как почти все конструкции труб не оснащены эксплуатационными системами контроля. Более того, до сих пор не разработаны принципы методического подхода к выбору контролируемых параметров, на основе которых можно было бы судить о надежности трубы в процессе ее эксплуатации.

В 2002 г. впервые Госгортехнадзором были введены "Правила безопасности при эксплуатации дымовых и вентиляционных промышленных труб" ПБ 03-445–02 в которых на основе опыта организации эксплуатационно-ремонтного обслуживания труб, имевшегося в отдельных отраслях промышленности регламентированы сроки обследований, объем и содержание работ по систематическим наблюдениям, периодическим, внеочередным осмотрам наружных и внутренних конструкций и комплексным обследованиям.

Первостепенное внимание уделено периодическим, два раза в год (весной и осенью) наружным осмотрам службой надзора предприятия, эксплуатирующего газоотводящую трубу.

Внеочередные осмотры должны выполнятся немедленно после стихийных бедствий (ураганов, землетрясений, пожаров, "хлопков"), а также по требованию экспертной организации.

По каждой газоотводящей трубе должен быть заверен технический паспорт трубы, в котором должны быть приведены:

– проектные данные газоотводящей трубы;
– данные о сроках строительства и вводе трубы в эксплуатацию;
– характеристика подключаемых теплоагрегатов по проекту и фактически;
– вид топлива, объем и температура удаляемых газов;
– точка росы дымовых газов;
– сведения об осмотрах, обследованиях и ремонтах трубы;
– сведения об авариях, повреждениях и реконструкциях трубы.

Специалист предприятия ответственной по надзору за техническим состоянием газоотводящей трубы должен быть аттестован на знание "Правил безопасности при эксплуатации дымовых и вентиляционных труб".

Обследования труб должны включать:

– визуальный осмотр наружной поверхности железобетонной трубы и газоходов с ходовой лестницы и светофорных площадок, а в некоторых случаях и с помощью подвесных приспособлений;
– визуальный осмотр внутренней поверхности газоотводящего ствола (футеровки) по всей ее высоте снизу вверх с помощью подвесных люлек и межтрубного пространства с ходовой лестницы и промежуточных площадок;
– определение фактической прочности бетона и кирпича на сжатие, его поверхностной твердости, ударным методом;

– отбор, в случае необходимости, проб бетона-е-кернов диаметром 70–150 мм на всю толщину ствола и кладки футеровки с раствором и их испытание, определение структуры бетона;

– определение крена газоотводящей трубы;

– исследование изменений характеристик грунтов основания и гидрогеологических характеристик при недопустимой величине и отсутствии стабилизации крена;

– расчет несущей способности ствола и конструкций трубы в случае обнаружения повреждений основных несущих конструкций трубы, представляющих непосредственную опасность их разрушения (недопустимые по нормам крены и искривления стволов, выкол и отслоение защитного слоя бетона с выгибом стержней вертикальной арматуры на участках более 1 м по окружности, снижение прочности бетона более 30 %, разрушения (расслоения) кирпича кладки ствола на глубину более 15 % сечения стенки на участке более четверти периметра ствола, обрушение участков футеровки более 1 м и др.);

– составление карты дефектов и фиксация картины трещинообразования в кирпичном стволе, железобетонной оболочке, футеровке и газоотводящем стволе (расположение и ширина раскрытия трещин);

– установление вероятных причин повреждений;

– оформление заключения.

Работам по наружному и внутреннему обследованию газоотводящей трубы должны предшествовать:

– изучение проектной и исполнительной документации;

– изучение материалов проводимых ранее работ по обследованию, ремонту, реконструкции трубы.

В случае отсутствия проектной и исполнительной документации, в объем работ по обследованию трубы должны быть включены обмерные работы для установления геометрических параметров газоотводящей трубы, а также определение физико-механических и физико-химических параметров материалов несущих и ограждающий конструкций неразрушающими методами контроля непосредственно на объекте и путем лабораторных испытаний отобранных образцов материалов.

С целью оценки правильности принципиально новых конструктивных решений, принятых при разработке высотных газоотводящих труб, предназначаемых для массового строительства, на головных образцах новых конструкций трубообследование проводится по специальной программе работ.

При наружном осмотре железобетонных труб выявляются состояние бетона (его прочность и плотность), места оголения арматуры и прогибов вертикальной арматуры, вертикальные и горизонтальные трещины несущего ствола с

частичным или полным раскрытием, выпученные места в защитном слое бетона, разрушения бетона, отслаивания и сколы бетона, отслоения крупного заполнителя или арматуры от цементного камня, наличие крупнопористого бетона, места течей и отложений солей и прочие дефекты.

При наружном осмотре кирпичных труб определяется наличие вертикальных и горизонтальных трещин, разрушение кирпича лещадкой, степень выветривания швов кладки, места увлажнения поверхности ствола конденсатом дымовых газов, наличие торообразной деформации ствола между стяжными кольцами под воздействием сульфатной коррозии, искривление ствола трубы.

Устанавливаются степень и размеры повреждений, предполагаемые причины их возникновения, а также ориентировочно начало и скорость их развития. Составляется схема развернутой поверхности ствола трубы с нанесением обнаруженных повреждений и их размеров.

Целью внутреннего осмотра является выявление состояния недоступных для наружного осмотра конструкций и элементов трубы (футеровки, теплоизоляции и бетонного ствола со стороны газоотводящего ствола, материалов и конструкций газоотводящего ствола с проходным зазором).

При аварийном состоянии футеровки или газоотводящего ствола его осмотр со стороны дымовых газов традиционным методом с помощью подвесного приспособления, запрещается по техническим условиям техники безопасности. В этом случае можно воспользоваться фотографическим методом обследования, заключающимся в том, что через монтажные проемы, оголовок трубы, отверстия для размещения контрольно-измерительных приборов и другие сквозные отверстия, в том числе сквозные разрушения и специально проделанные отверстия небольших размеров для установки фотокамеры, фотографируется внутренняя поверхность футеровки или газоотводящего ствола, и по полученным снимкам составляется развертка внутренней поверхности ствола, по которой судят о его состоянии. Впервые этот метод был применен при обследовании кремнебетонного газоотводящего ствола дымовой трубы, аварийное состояние которой исключало проведение обследования известными методами.

В настоящее время широко применяется тепловизионный метод обследования дымовых труб и газоходов, не требующий остановки энергоблоков, изготовления и монтажа специальных приспособлений для подъема внутри ствола. Более подробно тепловизионный метод обследования будет описан ниже. Разработан и освоен способ осмотра футеровки без останова обслуживаемых трубой теплоагрегатов с помощью спускаемой внутрь трубы специальной аппаратуры для видеосъемки с применением лазерного сканера и видеокамеры.

С внутренней стороны газоотводящий ствол осматривается с использованием специальных люлек, оснащенных телефонной связью и освещением. При внутреннем осмотре выявляется прочность материалов газоотводящего ствола, наличие горизонтальных и вертикальных трещин и ширина их раскрытия, глубина разрушенного коррозией слоя, толщина золовых отложений, плотность швов, наличие пустошовки и деформаций в виде выпучин.

В трубах с кирпичной футеровкой особое внимание обращается на наличие местных разрушений, сквозных отверстий и щелей, компенсационных зазоров в узлах сопряжения отдельных звеньев, состояние слезников.

При неудовлетворительном состоянии футеровки осмотр производится сверху вниз. При частичном отключении подсоединенных к дымовой трубе котлов футеровка осматривается из отключенного газохода. Наличие кирпичей на перекрытиях может свидетельствовать о наличии местных разрушений футеровки, а изменение положения чугунного колпака на оголовке трубы — о возможном разрушении футеровки от коррозии.

Обследования труб должны производиться специализированными организациями, имеющими лицензию на указанный вид деятельности.

Специализированная организация должна иметь аттестованных в установленном порядке экспертов, необходимую для проведения обследования нормативно-техническую документацию, приборную и инструментальную базу.

Отсутствие квалифицированного контроля в процессе строительства газоотводящих труб приводит к нарушениям требований СНиП, проектных решений, технологии производства работ. При последующих обследованиях обнаруживаются на многих трубах пониженная прочность бетона, незаложенные монтажные проемы в железобетонных стволах, незаложенные ниши в кирпичных футеровках, большое количество раковин и пустот в швах бетонирования, неплотности в примыканиях газоходов, отсутствие предусмотренной проектом теплоизоляции и другие нарушения. Обрушение железобетонных труб через 5–7 лет после ввода в эксплуатацию (на Аргаяшской ТЭЦ в 1959 г., Руставском металлургическом комбинате в 1966 г., на Уфимском нефтеперерабатывающем заводе в 1991 г., на Кузнецкой ТЭЦ ОАО Пензаэнерго в 1996 г. и других объектах) подтверждают необходимость установления периодичности комплексных обследований газоотводящих труб один раз в 5 лет как наиболее оптимальной для получения объективной информации о степени надежности сооружений.

До последнего времени не уделялось должного внимания, при проведении обследований, проверке прочности бетона ствола трубы. Наиболее часто применяемый неразрушающий способ контроля прибором ОМШ-1 позволяет получить данные о прочности только защитного слоя бетона, которая может значительно отличаться от прочности бетона по всему сечению стенки ствола.

Показательно в этом отношении обрушение железобетонной трубы высотой 100 м котельной в Кузнецких электросетях ОАО "Пензаэнерго".

Дымовая труба была возведена в 1977 г., введена в эксплуатацию в 1980 г. До 1992 г. котлы работали на мазуте, с 1993 г. — на газе. Максимальная нагрузка не превышала 50 %. Температура удаляемых дымовых газов составляла 190–200 °С. В 1994 г. при очередном обследовании трубы было отмечено разрушение защитного слоя бетона в четырех поясах бетонирования с отм. 22 м до отм. 35 м с обнажением арматуры в отдельных поясах до 4–8 м протяженностью по периметру. В сентябре 1995 г. предприятием "Вертикаль" (г. Самара) был выполнен ремонт трубы, состоявший в штукатурке поверхности ствола трубы в местах обнажения арматуры с применением специальных смесей, обеспечивающих высокую плотность защитного слоя. Через 3 мес. после ремонта было замечено отслоение нанесенной штукатурки в местах ремонта. Дымовая труба обрушилась в 3 часа ночи 30 декабря в тихую погоду при резком понижении наружной температуры с –10 °С (днем) до –34 °С (ночью). Во время аварии в работе находился один котел водогрейный производительностью 50 Гкал.

Прочность бетона в сохранившейся части ствола трубы (отм. 15–30 м) оказалась ниже 100 кг/см^2 при проектной 300 кг/см^2 . В обломках рухнувшей части трубы содержание крупного заполнителя в бетоне было ниже нормы, с примесью известнякового камня низкой прочности. Арматура легко отделялась от бетона. Видимых признаков сульфатации ни в футеровке ни в бетоне отмечено не было, что объясняется высокой температурой удаляемых дымовых газов.

Низкая марка бетона рухнувшей части трубы подтверждалась характером обрушения трубы: с отм. 15–30 м до отм. 60 м бетон рассыпался на мелкие куски под весом вышерасположенной части, отделившись при обрушении от арматуры, а верхние 40 м упали с удалением до 45 м от центра трубы и при ударе разделились на отдельные крупные сегменты, которые потом при уборке территории легко были раздроблены.

До обрушения трубы при ее обследованиях никто ни разу прочность не проверял. Причиной аварии в данном случае являлся брак строительства. Когда выяснилось, что вторую дымовую трубу котельной возводил тот же подрядчик, было проведено ее обследование, после которого из-за такой же обнаруженной низкой прочности бетона ствола, не дожидаясь очередного обрушения, труба была демонтирована до отм. 40 м и внутрь остатка ствола установлен с отм. 5 м металлический газоотводящий ствол.

Большой неожиданностью были данные проверки в 2002 г. прочности бетона разрушающим методом по испытанию 82 кернов, отобранными в каждом поясе бетонирования ствола газоотводящей трубы высотой 220 м Астраханской ТЭЦ-2. При проектной прочности бетона 300 кг/см^2, 13 кернов показали прочность ниже 150 кг/см^2 остальные 150–250 кг/см^2 и только 3 керна 300 кг/см^2 .

Разгадку удалось найти через 2 года, когда повторно было отобрано и испытано 30 образцов, показавших в ряде мест еще более низкую прочность и плотность бетона. Судя по структуре бетона, причиной понижения прочности было недовложение цемента.

При длительном снижении тепловых нагрузок по сравнению с расчетными в зимний период на многих трубах наблюдается выход на наружную поверхность конденсата дымовых газов, образование наледей и размораживание бетона или кирпичной кладки ствола трубы. Эксплуатация труб с нагрузкой 10–12 % в зимний период приводит к образованию конденсата на внутренней поверхности футеровки, развитию пустошовки в кирпичной кладке, из-за растворения конденсатом натриевого стекла, являющегося связующим в растворе кладки. Если в начальный период эксплуатации котлы работали на мазутном топливе, а потом были переведены на газ, то футеровка подвергается сульфатации, проявляющейся в виде деформации кладки выпуклостями, "ростом" звеньев футеровки, приводящим к опрокидыванию чугунного оголовка трубы, разрушению слезниковых поясов, локальными обрушениями футеровки.

12.2. Тепловой и аэродинамический контроль на газоотводящих трубах

Необходимость повышения надежности и долговечности газоотводящих труб требует не только более совершенных решений по конструкциям газоотводящего ствола, но и организации контроля эксплуатационных режимов их работы. Примером такого комплексного решения могут служить конструкции дымовых труб с противодавлением.

Установка в нижней части трубы приточной камеры с паровым калорифером, а в отдельных случаях и центробежного вентилятора (на трубах с принудительной вентиляцией) позволяет создавать и регулировать требуемые гидродинамический и тепловой режимы. Наиболее важным обстоятельством является обеспечение режима противодавления, когда статическое давление воздушной среды по всей высоте трубы превышает статическое давление газовой среды в стволе. В этом случае даже при самых неблагоприятных гидродинамических газовых режимах в газоотводящей трубе фильтрация и диффузия агрессивной среды к железобетонному стволу исключается.

Не менее важно также соблюдение в трубе любой конструкции требуемого температурного режима. Поэтому для контроля эксплуатационных режимов на железобетонных трубах должен предусматриваться тепловой контроль. При этом устанавливаемый объем контрольно-измерительной аппаратуры выбирается в соответствии с типом конструкции трубы, но не менее чем на двух отметках по высоте (как правило, на уровне нижней светофорной площадки и на уровне $^1/_3$ высоты трубы от ее устья) [12.1].

На газоотводящих трубах с противодавлением в принудительно вентилируемом канале предусматривается контроль следующих параметров (рис. 12.1):

- температуры дымовых газов и воздуха в зазоре (регистрация);
- температуры воздуха на входе в воздушный зазор (регистрация и сигнализация повышения или понижения температуры),
- перепада давлений между воздушным зазором и газоотводящим стволом (регистрация и сигнализация перепада ниже установленного предела);
- давления воздуха после вентиляторов (измерение);
- давления пара перед калорифером и сжатого воздуха дли продувки импульсных линий (измерение).

Для измерения и регистрации температуры газов в газоотводящем стволе и воздуха в зазоре и на входе в зазор используются термометры сопротивления, включенные по трехпроводной схеме, в комплекте с самопишущими автоматическими уравновешенными мостами. Шеститочечный мост, с помощью которого контролируется температура горячего воздуха в четырех коробах на входе в подвесной потолок, имеет позиционное регулирующее устройство с раздельной задачей по каждому каналу. Максимальные и минимальные контакты этого регулирующего устройства используются в схеме сигнализации, предусматривающей подачу звукового и светового сигналов в следующих случаях:

– при повышении и понижении температуры горячего воздуха на входе в воздушный зазор выше установленного значения (четыре точки измерения);

– при уменьшении перепада давлений между воздушным зазором и газоотводящим стволом на обеих отметках ниже 50 Па;

– при остановке вентиляторов.

Световые сигналы в виде табло устанавливаются на щите теплового контроля и дублирующие сигналы — на местном щитке сигнализации, который устанавливается в помещении блочного щита котельной.

Звуковые сигналы (гудки) устанавливаются: один в помещении щита теплового контроля и второй дублирующий — в помещении котельной, вблизи местного щита сигнализации.

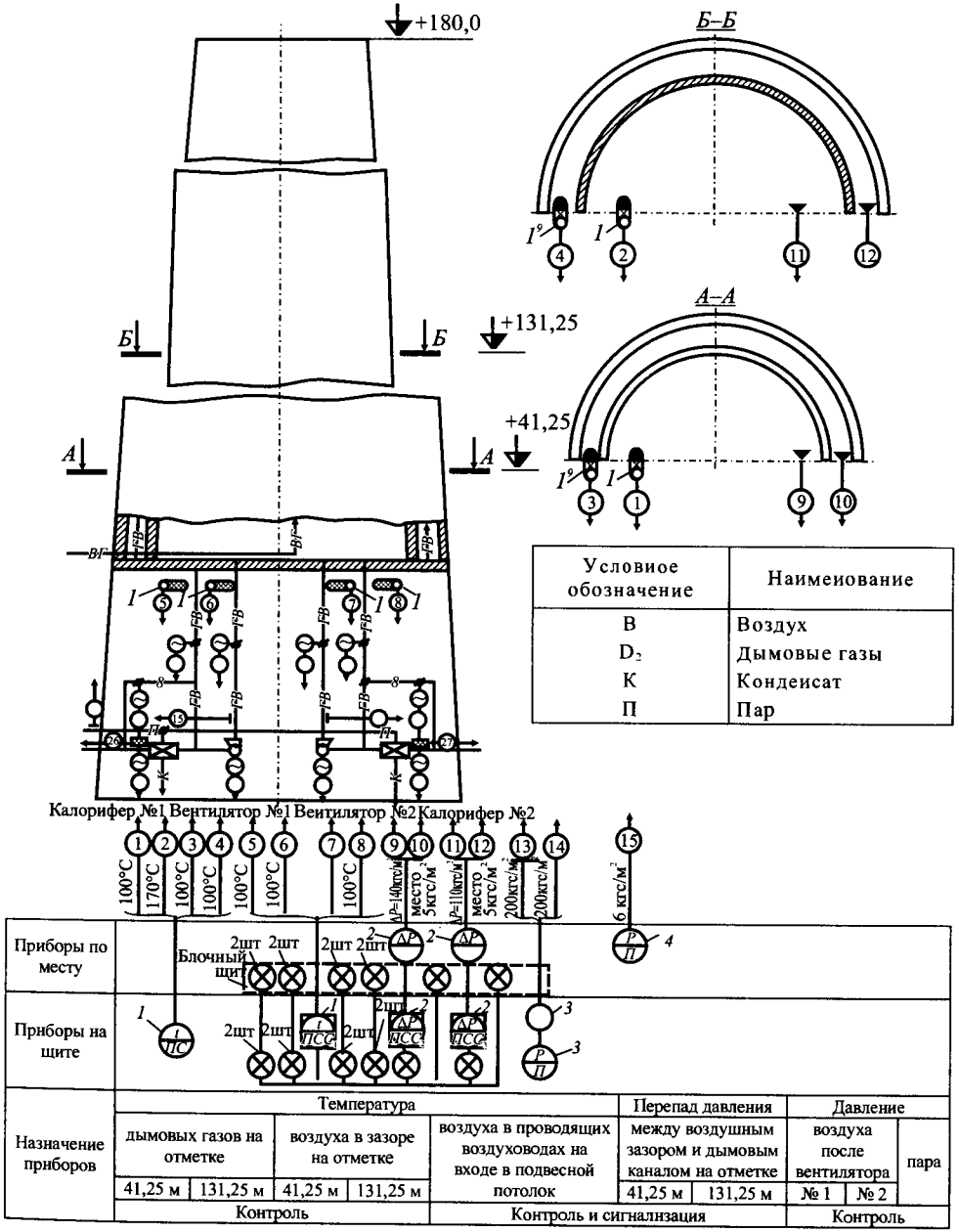


Рис. 12.1. Тепловой контроль типовой железобетонной дымовой трубы высотой 180 м: *1* — самопишущий мост; *2* — дифманометр; *3* — тягонапоромер; *4* — напоромер

Кнопки проверки и съема звукового сигнала, а также проверки сигнальных ламп устанавливаются как на щите теплового контроля, так и на местном щитке сигнализации.

Все заслонки вентиляционной системы приводятся в действие исполнительными механизмами М300-10/100. Исполнительные механизмы включаются с помощью магнитных пускателей МКР-0-58, установленных на щите магнитных пускателей. Каждый исполнительный механизм может включаться с двух мест: щита теплового контроля и по месту.

В целях безопасности вблизи каждого исполнительного механизма, рядом с местной кнопкой, устанавливается пакетный выключатель. При его выключенном состоянии включение соответствующего исполнительного механизма со щита теплового контроля невозможно.

Заслонки на воздуховодах перед калориферами (забор холодного воздуха) оборудованы электронагревателями, которые соединены по параллельной схеме. Включение электронагревателей производится только в зимнее время перед поворотом заслонки. Прогрев должен производиться в течение нескольких минут перед поворотом заслонки. Включение электронагревателей производится кнопкой по месту.

Все приборы теплового контроля, за исключением дифманометров, монтируются на щите теплового контроля, состоящем из отдельных панелей.

Щит устанавливается в специальном помещении для щита, которое находится в нижней части трубы под перекрытием.

В помещении для щита устанавливаются также первичные приборы — дифманометры для измерения перепада давления в воздушном зазоре и газоотводящем стволе. К первичным приборам подводятся импульсные линии с отметок трубы, на которых установлены отборные устройства и термометры сопротивления в специальных блоках.

Для продувки импульсных линий к каждой из них подводится сжатый воздух из котельной.

Питание электродвигателей вентиляторов и щита теплового контроля производится от блочного щита котельной напряжением 380/220 В.

Для защиты силовых цепей предусматриваются ящики в защищенном исполнении с трехполюсными автоматами. Питание щита теплового контроля электроэнергией возможно как от одного, так и от другого ввода через двухполюсный переключатель, который устанавливается на щите реле и автоматов. От термометров сопротивления, устанавливаемых в блоках СИП на соответствующих отметках трубы, к щиту теплового контроля проводки выполняются многожильным контрольным кабелем с медными жилами. Все кабели прокладываются в одной водогазопроводной трубе D_y = 40 мм. По высоте этой

линии устанавливаются три протяжные коробки, где каждый кабель закрепляется скобами во избежание обрыва от собственного веса.

Контрольные кабели в трубе и импульсные трубы прокладываются по металлоконструкциям лестницы и закрепляются на них специальными хомутами.

Предусматривается также подключение к электросети для обогрева помещения щита теплового контроля.

В нижней части каждой импульсной трубы должен быть установлен конденсатосборник. Спускные вентили на линиях слива конденсата должны быть установлены по высоте ниже приборов, к которым подводятся соответствующие импульсные линии.

Тепловой контроль железобетонных труб с противодавлением в естественно вентилируемом канале выполняется почти в том же объеме, как и на трубах с принудительной вентиляцией, за исключением измерения давления воздуха после "вентиляторов" и "сигнализации при остановке вентиляторов" ввиду их отсутствия.

На трубах с проходным зазором тепловой контроль заключается только в измерении температуры дымовых газов, воздуха в межтрубном пространстве и температуры наружной поверхности газоотводящего ствола.

12.3. Контроль состояния газоотводящей трубы с помощью тепловизионной техники без отключения подключенных к ней тепловых агрегатов

Основные недостатки существующих в настоящее время методов обследований дымовых труб состоят в следующем:

- необходимость обязательного останова котлов для обследования поверхности ствола (футеровки) со стороны дымовых газов;
- необходимость изготовления и монтажа оснастки для внутреннего обследования;
- трудность, а порой и невозможность выявления скрытых дефектов на разных стадиях их возникновения;
- повышенная опасность для лиц, проводящих обследование трубы на высоте (до 360 м);
- высокая трудоемкость.

Кроме того, следует отметить, что большинство ТЭЦ обслуживает предприятия с непрерывным процессом, и поэтому для обследования труб ТЭЦ необходимо предварительно до останова построить временные газоотводящие тракты и переключать на них котлы на время проведения обследования, что связано с большими затратами.

Применение современных методов неразрушающего контроля, в данном случае инфракрасной техники, для определения технического состояния газоотводящих трактов и других сооружений тепловых агрегатов позволяет оценить состояние сооружений во время нормальной эксплуатации [12.7].

Метод основан на визуализации теплового (инфракрасного) излучения нагретого объекта с помощью специальной оптики и получения изображения на экране электронно-лучевой трубки. Дефектоскопия объекта обеспечивается расшифровкой теплового изображения, так как целый ряд повреждений проявляется в виде изменений температурного поля.

Тепловизионные обследования позволяют определять местные температурные аномалии ствола трубы, участки с повышенной влажностью, участки присосов воздуха или выбросов газа в дымовых трубах и прилегающих газоходах, места золоотложений.

Тепловизионное обследование проводится при отсутствии солнечного излучения либо через 2–3 ч после захода солнца, желательно в сухую безветренную погоду.

При проведении обследования могут быть выявлены следующие дефекты: дефектные швы бетонирования; трещины несущего ствола с частичным или полным раскрытием; понижение сопротивления газопроницанию материала несущего ствола; разрушение несущего ствола; разрушение в виде сквозных трещин и вывалов футеровки; отсутствие или неисправность теплоизоляции в прослойке между стволом и футеровкой и некоторые другие повреждения.

Кроме того, может быть выявлено наличие золовых отложений на поверхности футеровки дымовой трубы.

Обследование проводится с использованием тепловизора (рис. 12.2), представляющего собой оптико-электронную систему, преобразующую тепловое излучение (определенного спектрального состава) поверхности в видимое термальное изображение, называемое термограммой.

На термограмме участкам поверхности объекта с определенной температурой соответствует определенная интенсивность цветных полутонов.

Для проведения тепловизионных обследований дымовых труб могут быть использованы тепловизоры, имеющие следующие технические характеристики:

– диапазон измеряемых температур в пределах от 0 до 200 °С; разрешающая способность по температуре не ниже 0,5 °С; угол зрения от 3,5 до 20°;

– количество элементов разрешения в кадре 100×100 = 10000; расстояние до обследуемого объекта от 10 до 300 м; возможность регистрации термоизобра-

Температуры, соответствующие изотермам на термоизображении, определяются по градуировочным кривым в соответствии с руководством по применению тепловизора.

В качестве входной информации для счета по программе используются следующие данные: уровень изотермы; температура в реперной точке; уровень изотермы в реперной точке; температурный диапазон; коэффициент излучения поверхности; коэффициент затухания (либо расстояние до объекта).

Изотермы с указанием соответствующих температур наносятся на план трубы.

Для анализа температурных аномалий следует выяснить на основе полученных на ТЭС данных, работает ли вся труба под разрежением, или некоторые участки находятся под избыточным давлением.

Проводится теплоаэродинамический расчет дымовой трубы. В качестве исходных данных применяются параметры, полученные в период съемки: температура и объем дымовых газов в трубе; температура и скорость наружного воздуха.

Расчеты проводятся для различных конструктивных вариантов трубы, а именно: проектной конструкции; в предположении отсутствия изоляции между футеровкой и железобетонным стволом; в предположении отсутствия изоляции и футеровки. Могут быть приняты для расчета и другие варианты дефектов и повреждений в трубе. Полученные результаты расчетов по температуре наружной поверхности трубы сравниваются с термограммами тепловизионных съемок. Аномалии на термограммах должны соответствовать результатам теплоаэродинамических расчетов при гипотетических дефектах в конструкции дымовой трубы.

Температура наружной поверхности τ в таких трубах при стационарном режиме для нормального (проектного) технического состояния ввиду значения отношения наружного диаметра к внутреннему, близкого к 1 [12.8], определяется по формуле плоской стенки [12.8]

$$\tau = t_н + (t_г - t_н)R_н/R_0, \qquad (12.1)$$

где $t_г$, $t_н$ — соответственно температура дымовых газов в трубе и наружного воздуха; R_0 — общее термическое сопротивление теплопередаче дымовых газов к наружному воздуху, (м^2·с)/Вт:

$$R_0 = R_г + \Sigma R_i + R_н;$$

$R_г$, $R_н$ — термическое сопротивление теплоотдаче дымовых газов и наружного воздуха, (м^2·с)/Вт; ΣR_i — суммарное термическое сопротивление конструктивных слоев дымовой трубы проектного состояния, (м^2·°С)/Вт.

В случае появления дефекта в дымовой трубе, проявляющегося в виде выпадения кирпичей футеровки, изоляции, в уменьшении толщины бетона и др., ее термическое сопротивление в месте дефекта снижается, а температура наружной поверхности бетона соответственно повышается в сравнении с нормальным состоянием и будет равна

$$\tau' = t_н + (t_г - t_н)R_н/R_0', \qquad (12.2)$$

где τ', R_0' — то же, что и в выражении (12.1) для дефектного состояния дымовой трубы.

Вычитая выражение (12.1) из выражения (12.2) получим избыточную температуру наружной поверхности в дефектном сечении дымовой трубы в сравнении с ее нормальным состоянием $\Delta\tau$, которая выражается формулой

$$\Delta\tau = \frac{\Delta t \cdot \Delta R \cdot R_н}{R_0(R_0 - \Delta R)}, \qquad (12.3)$$

где ΔR — термическое сопротивление отсутствующих в месте дефекта конструктивных слоев, характеризующее степень дефектности дымовой трубы, (м^2·с)/Вт; $\Delta t = t_г - t_н$.

Из выражения (12.3) следует, что избыточная температура определяется температурными условиями внутри и снаружи дымовой трубы в момент съемки ($t_г$, $R_г$) и ($t_н$, $R_н$), ее общим термическим сопротивлением теплопередаче R_0 и техническим состоянием (величиной ΔR). При отсутствии дефектов в дымовой трубе, когда $\Delta R = 0$ избыточная температура также равна 0.

Используя данные табл. 12.1 в которой определены значения термических сопротивлений различных конструктивных слоев трубостроительных материалов, включая сопротивления теплообмену на поверхностях, по формуле (12.3) может быть рассчитана избыточная температура при известных режимах эксплуатации дымовой трубы (температуре и скорости газов в трубе и наружного воздуха).

Задавшись температурным перепадом Δt = 100 °С можно рассчитать избыточную температуру $\Delta\tau$ для всех возможных вариантов дефектов в дымовой трубе любой конструкции и режимов эксплуатации, зависимость которой от указанных параметров представлена на рис. 12.3. Используя прямую зависимость между $\Delta\tau$ и Δt согласно выражению (12.3) и пользуясь графиками рис. 12.3 можно определить избыточную температуру для любых других температурных условий ТВ-съемки дымовой трубы, характеризуемых значением Δt, по выражению

Таблица 12.1

Теплофизические параметры конструктивных слоев дымовой трубы

Слой термического сопротивления теплопередаче в дымовой трубе	Толщина δ, м	Скорость w, м/с	Коэффициент теплопроводности λ, Вт/(м·°С)	Коэффициент теплоотдачи α, Вт/(м²·°С)	Термическое сопротивление R, (м²·°С)/Вт
Железобетон	0,80	—	1,914	—	0,418
	0,55	—			0,287
	0,26	—			0,136
	0,16	—			0,083
Футеровка из кирпича:					
красного	0,25	—	0,928	—	0,269
	0,12	—			0,129
диатомового	0,23	—	0,464	—	0,496
	0,113	—			0,243
легковесного	0,25	—	0,754	—	0,331
	0,12	—			0,159
кислотоупорного	0,23	—	1,392	—	0,165
	0,113	—			0,081
Тепловая изоляция из плит минераловатных М200	0,08	—	0,075	—	1,067
	0,05	—			0,67
Котельный шлак	0,08	—	0,299	—	0,276
	0,05	—			0,167
Воздушный невентилируемый зазор	0,05	—	0,030	—	1,667
Дымовые газы	—	5	—	11,48	0,087
	—	10	—	18,56	0,054
	—	15	—	25,29	0,039
Наружный воздух	—	3	—	15,08	0,066
	—	4	—	18,21	0,055
	—	5	—	21,11	0,047

$$\Delta\tau_д = \Delta\tau_{100}\Delta t_д/100, \qquad (12.4)$$

где $\Delta\tau_{100}$ — избыточная температура, определяемая по рис. 12.3 (при Δt = = 100 °С); $\Delta\tau_д$ — избыточная температура, соответствующая действительному перепаду температур $\Delta t_д$.

Получаемые методом ТВ-съемки термограммы наружной поверхности дымовой трубы представляют собой также уровень избыточных температур, причина появления которых должна анализироваться с помощью приведенных ранее табл. 12.1, рис. 12.1 и выражения (12.4).

Так, например, по данным ТВ-съемки дымовой трубы на отметках 14–24 м избыточная температура составила $\Delta\tau$ = 8–9 °С (рис. 12.4). Здесь же дымовая труба имеет слой бетона толщиной $\delta_б$ = 0,26 м, кладку из кислотоупорного кирпича $\delta_к$ = 0,12 м и между ними тепловую изоляцию из минераловатных плит толщиной $\delta_п$ = 0,08 м, что согласно приведенной таблице соответствует

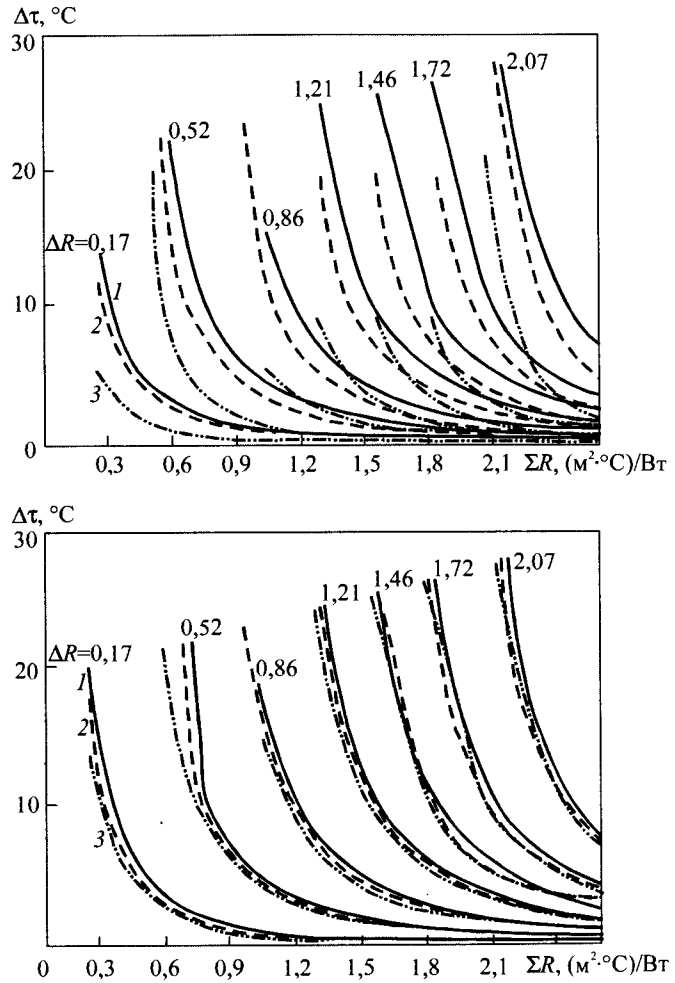


Рис. 12.3. Изменение избыточной температуры на наружной поверхности дымовой трубы без вентилируемого канала при разности температуры газов и наружного воздуха 100 °С в зависимости от степени дефектности: *а* — при скорости дымовых газов 10 м/с и различной скорости наружного воздуха; *б* — при скорости наружного воздуха 3 м/с и различной скорости дымовых газов: *1* — $w_н$ = = 3 м/с; $w_г$ > 30 м/с; *2* — $w_н$ = 5 м/с; $w_г$ = 15 м/с; *3* — $w_н$ > 20 м/с; $w_г$ = 10 м/с

сумме термических сопротивлений ΣR_i = 0,14 + 1,067 + 0,08 = 1,287 (м²·°С)/Вт. Тепловизионная съемка дымовой трубы осуществлялась при скорости дымовых газов в устье трубы 9 м/с и ветра 5 м/с, что на отметке трубы 24 м соответствует $R_г$ = 0,06 (м²·°С)/Вт и $R_н$ = 0,047 (м²·°С)/Вт

Температура газов в трубе и наружного воздуха была: $t_г$ = 137 °С; $t_н$ = 20 °С ($\Delta t_д$ = 117 °С). Из выражения (12.4) при $\Delta t_д$ = 117 °С и $\Delta t_д$ = 8 °С получим $\Delta\tau_{100}$ =

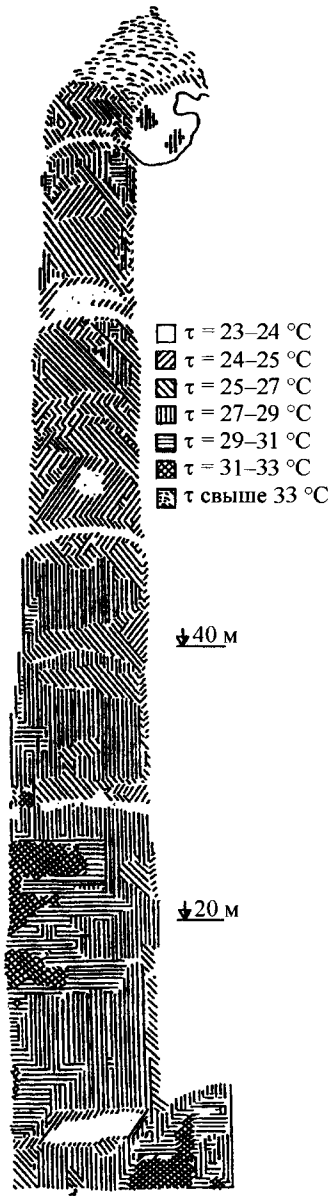


Рис. 12.4. Тепловизионная термограмма наружной поверхности дымовой трубы

= 6,8 °С. Тогда, пользуясь рис. 12.3, *а* при $\Delta\tau_{100}$ = = 6,8 °С и ΣR_i = 1,287 (м²·°С)/Вт, получим ΔR = = 1,083 (м²·°С)/Вт, что для данной трубы наиболее вероятно характеризует отсутствие слоя тепловой изоляции, имеющей термическое сопротивление $R_и$ = 1,067 (м²·°С)/Вт.

В приведенном примере имеются три конструктивных слоя — железобетон, тепловая изоляции и футеровка. Термическое сопротивление тепловой изоляции из минераловатных плит в зависимости от ее увлажнения, уплотнения (температуры) и других факторов может отличаться от ее исходного (проектного) состояния на 10–15 %, что в абсолютных величинах составляет около 0,1 (м²·°С)/Вт и сравнимо со значениями термических сопротивлений железобетона и футеровки. Поэтому при наличии в дымовой трубе тепловой изоляции из минеральной ваты обнаружение других дефектов, кроме тепловой изоляции, затруднено из-за относительно малых значений термических сопротивлений других конструктивных слоев. Если в дымовой трубе тепловая изоляция из минеральной ваты отсутствует, как, например, в новых конструкциях с футеровкой из полимерцементного и полимерсиликатного бетона, то ТВ-дефектоскопия упрощается благодаря соизмеримости между собой термических сопротивлений всех конструктивных слоев.

Как видно из приведенного примера, для правильной дефектоскопии дымовой трубы с помощью инфракрасной техники важно как можно более точно обеспечить получение действительной термограммы на тепловизоре и установить температурные условия съемки.

С этой целью при выборе места установки тепловизора в поле визирования необходимо обеспечить исключение восходящих потоков теплового воздуха и пара от вентиляционных

систем, от промышленного оборудования, котлов и открытых водоемов. Так как выражения (12.1)–(12.4) составлены для стационарных условий работы трубы, то ТВ-измерения должны проводиться при квазистационарных условиях работы, которые характеризуются предельным колебанием температуры дымовых газов в трубе и наружного воздуха в течение суток, предшествующих съемке, не более 3–5 °С, а изменение нагрузки (расхода газа в трубе) не должно превышать 30 % от исходного (замеренного в начале суток). Для получения теплового потока через конструктивные слои дымовой трубы, обеспечивающего разность между температурой наружной поверхности и наружного воздуха более 5 °С, температура газов в трубе должна быть не ниже 70 °С, а скорость ветра при этом не более 3–5 м/с.

За расчетные температуры газов и наружного воздуха при анализе дефектов в трубе по рис. 12.1 принимаются среднесуточные значения предшествующих ТВ-съемкам суток.

Собственно ТВ-съемка дымовой трубы включает ТВ-съемку обзорной термограммы, градуировку тепловизора и ТВ-съемку детальных термограмм. Полученную на экране тепловизора обзорную термограмму сопоставляют с эскизом поверхности объекта и фиксируют расположение температурных аномалий. Обзорную термограмму фотографируют или записывают на видеомагнитофон. При выявлении температурных аномалий намечают участки для детальной ТВ-съемки.

Детальная термограмма служит основой для количественной оценки состояния обследуемого участка по распределению температурных полей на поверхности. ТВ-съемку начинают с высвечивания на экране участков с аномальной температурой поверхности с помощью изотермы.

Искомую температуру наружной поверхности ограждения в зависимости от значения выходного сигнала L по результатам градуировки определяют по формуле

$$\tau = \tau_1 + \frac{\tau_2 - \tau_1}{L_2 - L_1}(L - L_1), \qquad (12.5)$$

где τ_1, τ_2 — температуры реперных участков; L_1, L_2 — выходные сигналы тепловизора от реперных участков.

Таким образом, устанавливается возможный дефект в дымовой трубе по совпадению аномалий на термограммах тепловизионной съемки и результатов теплоаэродинамических расчетов. Определяется по масштабу съемки отметка расположения дефекта, его предполагаемый характер и размер.

Таблица 12.2

Дефекты и повреждения газоотводящих труб

Тип дефекта	Тепловое поле		Примечание
	труба под разрежением	труба под избыточным давлением	
Неплотный шов бетонирования Трещиа несущего ствола	Горизонтальная холодная линия Холодная линия	Горизонтальная теплая лииия Холодиая линия	Подтверждается при визуальном осмотре
Сквозная трещина несущего ствола	Холодная линия	Тепловая линия	
Понижение сопротивления газопроницанию материала иесущего ствола	Холодный участок	Теплый участок	
Разрушение несущего ствола	В зависимости от глубиины разрушения холодный либо теплый участок	Теплый участок	Устанавливается при визуальиом осмотре
Коррозия футеровки до 60% Обрушение футеровки Понижение сопротивления газопроницанию футеровки Отсутствие теплоизоляции в прослойке между стволом и футеровкой	Теплый участок		
Золовые отложения	Холодный участок	Холодный участок	Возможность возиикновения уточняется по проекту

Описание дефектов газоотводящих труб и соответствующих им тепловых полей приведено в табл. 12.2.

При определении типа дефектов следует уточнить, не вызвана ли аномалия на термограмме за счет различия в коэффициентах излучения участков поверхности, различия в коэффициентах теплообмена по высоте или других возможных обстоятельств, чтобы не допустить ложного толкования результатов съемки. Во всех этих случаях требуется внимательный, квалифицированный анализ, выполняемый подготовленными специалистами, владеющими как тепловизионной аппаратурой, ее методами съемки, так и методами проведения теплоаэродинамических расчетов в области газоотводящих труб.

Тепловизионный контроль вновь вводимых в эксплуатацию или введенных после ремонта газоотводящих труб дает возможность проводить качество строительных работ и выявить скрытые дефекты, а при последующих тепловизионных съемках проследить процесс старения труб и развитие дефектов.

Высокоэффективен тепловизионный контроль газоотводящих труб с вентилируемым зазором между железобетонным стволом и футеровкой. При проведении обследования таких труб тепловизионным методом производится съемка труб в двух режимах: при работающих, а потом при отключенных вентиляционных установках. По термограммам можно установить места засоренности зазора, его закрытие вследствие деформации футеровки, места поступления наружного воздуха через неплотности ствола и дымовых газов через футеровку.

Тепловизионный метод может быть использован для диагностики газоотводящих кирпичных и железобетонных труб, кроме труб с внутренними металлическими и кремнебетонными стволами.

При обследовании газоотводящих кирпичных и железобетонных труб большие затруднения возникают в определении состояния теплоизоляции, выполняемой из минераловатных плит. При нарушении газоплотности футеровки пустошовкой, сквозными трещинами под воздействием проникающей в зазор парогазовой среды происходит разрушение минеральной ваты, изменение термонапряженного состояния ствола трубы. Тепловизионная съемка позволяет с минимальными затратами установить наличие мест с разрушенной теплоизоляцией.

Незаменима роль тепловизионного контроля при производстве работ по восстановлению теплоизоляции методом засыпки сыпучим теплоизолирующим материалом или заливкой вспенивающим составом. По термограммам устанавливаются незаполненные теплоизоляцией зоны, а через год эксплуатации определяются места и объем дозасыпки теплоизоляции после ее усадки.

12.4. Обследование футеровки дымовой трубы без ее останова

Внутреннее обследование футеровки и газоотводящих стволов труб проводится, как правило, при остановленных обслуживаемых агрегатах и отключенных от них труб. В случае невозможности по технологическим причинам или экономической нецелесообразности остановки технологических процессов, связанных с дымовой трубой, производится обследование футеровки без остановки обслуживаемых агрегатов с помощью диагностического комплекса, включающего видеосканеры с системой термо- и аэростабилизации и подвижным механизмом.

В состав диагностического комплекса “Сканлайнер”, разработанного ООО “Центр исследований экстремальных ситуаций” (Москва) входят:

- сканирующий аппарат;
- подъемно-транспортный механизм;
- компьютерное и программное обеспечение для обработки результатов.

где $p_{ст}$ — статическое давление потока; $p_д$ — динамическое давление потока (скоростной напор).

В газоотводящей трубе измеряемыми параметрами являются статическое давление (разрежение) газов и воздуха в вентилируемом канале и их разность. Давления (разрежения) в газоотводящей трубе обычно не превышают 1000 Па, поэтому для измерения указанных параметров применяются напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры с упругими или вялыми мембранными чувствительными элементами. Измерение разности давлений осуществляется с помощью дифманометров. Дифманометры преобразуют сигнал разности давлений в электрический сигнал, фиксируемый показывающим прибором, который может располагаться на значительном расстоянии от дифманометра. Для измерений в газоотводящих трубах используются дифманометры с упругими чувствительными элементами — мембранные (типа ДМ) и сильфонные (типа ДС).

При измерении статического давления потока газа (воздуха) важно правильно произвести отбор давления (импульса) измеряемой среды, так как в противном случае возможны значительные погрешности измерения за счет влияния, оказываемого динамическим давлением (скоростным напором) потока.

Рациональными являются приемники статического давления, выполненные в виде изогнутых напорных трубок с закрытым наконечником, имеющих на боковой поверхности небольшие отверстия для замера давления.

При проведении испытаний на дымовых трубах для повышения точности измерений статических давлений следует к показаниям прибора вводить температурную поправку, учитывающую влияние разности температур между измеряемой средой в соединительной линии и окружающим прибор воздухом, и определяемую по формуле:

$$\Delta h = H\frac{\rho_в - \rho_г}{\rho_ж - \rho_г}, \qquad (12.7)$$

где H — разность отметок между точкой отбора импульса и положением верхнего уровня рабочей жидкости в приборе, м; $\rho_в$, $\rho_г$, $\rho_ж$ — плотность окружающего воздуха, измеряемой газовой среды в соединительной трубке и рабочей жидкости в приборе, кг/м^3. Температурная поправка имеет при определении давления положительный знак, и разрежения — отрицательный.

Измерение скорости газов

Скорость движения потока может быть определена с помощью напорной (пневмометрической) трубки, которой осуществляется измерение динамического давления (скоростного напора) потока в месте расположения их измерительной части (наконечника). Указанное давление согласно уравнению (12.6) является долей полного давления движущейся в трубе среды.

Динамическое давление потока связано со скоростью его движения, м/с, равенством:

$$w = \sqrt{\frac{2gp_д}{\rho_г}}, \qquad (12.8)$$

где w — скорость; g — ускорение силы тяжести.

Для практических условий формула (12.8) принимает вид:

$$w = 4{,}43k_{н.т}\sqrt{p'_д/\rho_г}, \qquad (12.9)$$

где $k_{и.т}$ — коэффициент напорной трубки. Для напорной трубки Прандтля при $Re \geq 3000$ $k_{н.т} \approx 1$; $p_д'$ — видимое динамическое давление потока по показанию вторичного прибора, кгс/м^2.

Определение расхода газа в газоотводящей трубе производится по формуле, в которую входит средняя скорость потока, учитывающая неравномерность распределения скоростей по сечению трубы.

Измерение скорости движения потока с помощью напорных трубок практически осуществимо в пределах скоростей 5–35 м/с, что допускает возможность измерения скоростей в газоотводящих стволах.

В воздушном вентилируемом канале трубы с противодавлением и в межтрубном пространстве труб с проходным зазором чаще всего скорости ниже 5 м/с, и в этом случае напорные трубки не пригодны. Для измерения малых расходов и скоростей используются анемометры: чашечные, крыльчатые и термоанемометры.

При измерении чашечным и крыльчатым анемометрами одновременно включаются механизм анемометра и секундомер и определяется разность между конечным и начальным показаниями анемометра в течение 1–2 мин. Определяется количество делений по показаниям анемометра, приходящееся на 1 с, а далее по градуировочному графику, прилагаемому к анемометру, определяется скорость.

Измерение скорости потока с помощью термоанемометра основано на зависимости теплообмена между набегающим потоком и нагретым теплом от скорости потока. Для измерений применяются термоанемометры с нагретой нитью [12.2].

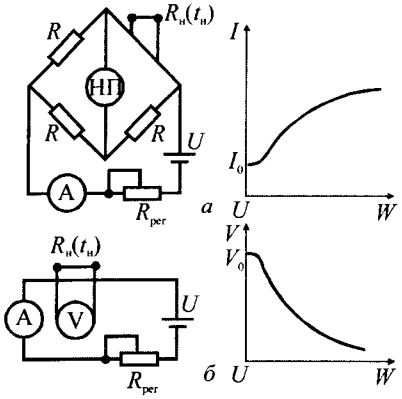


Рис. 12.11. Измерительные схемы и градуировочные кривые для термоанемометра с нагретой нитью: *а* — по методу $t_н$ = const; *б* — по методу I = const

В схеме измерений с постоянной температурой нити ($t_н$ = const) устанавливают некоторое значение $t_н$, и соответствующее ей значение сопротивления нити $R_н$, которое далее поддерживают неизменным. При изменении скорости потока изменяется теплоотдача, что ведет к изменению температуры нити. Постоянство $t_н$ достигается регулировкой силы греющего тока I, по которой определяют искомую скорость w. Схема и градуировочная характеристика термоанемометра с $t_н$ = const имеет вид, показанный на рис. 12.11, *а*.

Значение I_0 соответствует мощности, отводимой к среде при $w_0 = 0$. В схеме измерений с постоянным значением силы греющего тока I = const градуировочная характеристика термоанемометра имеет вид, показанный на рис. 12.11, *б*. Выходным сигналом является значение падения напряжения на нити U, по которому определяется скорость w.

При испытаниях на дымовых трубах используются два типа термоанемометров: ТА-8М (разработанный специальным конструкторским бюро Ленинградского Всесоюзного научно-исследовательского института охраны труда) и ЭА-5 (разработанный институтом УралпромстройНИИпроект). Оба типа приборов позволяют измерять скорость воздушного потока в диапазоне 0,1–5,0 м/с и температуру среды от 10 до 60 °С.

Измерение влажности и точки росы дымовых газов

Влажность газов, не содержащих повышающие точку росы примеси, чаще всего определяется с помощью психрометров или конденсационным методом.

При наличии в газе примесей (например, SO_3), способных значительно поднять температуру начала конденсации, т.е. точку росы, для определения последней используются приборы, основанные на принципе измерения температуры охлаждаемой поверхности в момент образования на ней росы [12.3].

1. Определение влажности газа с помощью психрометра. Психрометрический метод определения влажности газов основан на разности показаний температур сухого и увлажненного термометров. Сухой термометр показывает температуру окружающего ненасыщенного газа, а мокрый термометр, помещенный в той же среде, показывает меньшую температуру, так как с его поверхности происходит испарение воды, связанное с расходом тепла. Равновесная температура, которую приобретает поверхность воды, испаряющейся при адиабатических условиях (когда количество тепла, приходящего от газа к жидкости, равно скрытой теплоте парообразования), называется температурой влажного термометра. Чем ниже парциальное давление водяных паров в омывающем термометре газе, тем больше разность показаний сухого и мокрого термометров.

Давление водяных паров в условиях психрометра определяется по формуле:

$$p_{п.с}^{H_2O} = p_{нас}^{H_2O} - c(t_с - t_м)p_{п.с}, \qquad (12.10)$$

где $p_{нас}^{H_2O}$ — давление насыщенного водяного пара при температуре влажного термометра (принимается по таблицам насыщенного водяного пара); $t_с$ — температура сухого термометра, °С; $t_м$ — температура влажного термометра, °С; $p_{п.с}$ — давление в психрометре; c — коэффициент, величина которого зависит от скорости движения воздуха (газа) около шарика мокрого термометра. При скорости газа больше 5 м/с может быть принят равным 0,00066. Давление водяных паров в газоходе:

$$p_г^{H_2O} = \frac{p_{п.с}^{H_2O} - p_г}{p_{п.с}}, \qquad (12.11)$$

где $p_г$ — давление в газоходе.

Зная упругость водяных паров в газоходе, по таблицам можно определять точку росы и абсолютное влагосодержание газа.

Предложено большое число различных конструкций психрометров, в основном отличающихся только в деталях и материалом, из которого они изготовлены.

2. Определение влажности конденсационным методом. Этот метод определения влажности заключается в том, что газ, не насыщенный водяными парами, охлаждается ниже точки росы, и измеряются количество собранной, сконденсированной влаги, а также температура охлажденного газа.

Влажность определяется как сумма отнесенной к единице объема газа сконденсированной влаги и абсолютного влагосодержания насыщенного газа. Во время определения влажности не следует допускать уноса брызг из прибора и конденсации в подводящих трубках. Количество пропущенного через прибор

(предварительно отфильтрованного от пыли) газа измеряется с помощью реометра или другого расходомера.

Для более точного определения влажности газа этим методом можно измерять количество сконденсированной воды не объемным, а весовым методом. При этом для задержания брызг и тумана можно устанавливать ватный фильтр.

3. Определение влажности газа по наблюдению за образованием росы на охлаждаемой поверхности. Для непосредственного определения температуры точки росы может быть использован прибор, разработанный ВТИ. Основной деталью этого прибора является измерительный колпачок из молибденового стекла, на поверхности которого впаяны два платиновых электрода на расстоянии 7 мм друг от друга. К электродам подводится напряжение 12 В. Между ними в стекло впаяна платинородиевая термопара.

Прибор устанавливается в газоход перпендикулярно движению газов или слегка наклонно навстречу потоку так, чтобы колпачок хорошо омывался газами и не находился в аэродинамической тени. После прогрева прибора внутрь колпачка по центральной трубе подается охлаждающий воздух.

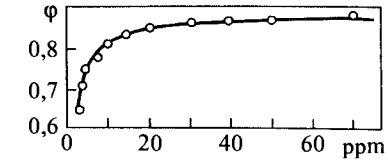
Когда температура колпачка снижается ниже точки росы, на его поверхности появляется пленка влаги, резко снижающая сопротивление участка между электродами. Изменения температуры и сопротивления записываются. Построенные на основе замеров графические зависимости позволяют наглядно судить о температуре точки росы.

Аналогично может быть определена точка росы дымовых газов в присутствии паров серной кислоты.

4. Измерение содержания SO_3 в дымовых газах. Серный ангидрид в дымовых газах является причиной низкотемпературной коррозии и загрязнения поверхностей нагрева. Знание его концентраций позволяет, с одной стороны, объяснить характер протекания этих процессов, с другой, вести их корректировку в желательном для эксплуатации направлении. Сумма парциальных давлений SO_3 и H_2SO_4 не зависит от их определяемого температурой соотношения и условно пересчитывается на SO_3. Главная сложность состоит в том, что в газах содержатся SO_2 и свободный кислород в количествах, в десятки раз больших, чем SO_3. При этом возможное в ходе измерений окисление всего нескольких процентов SO_2 вносит ошибку, соизмеримую с искомой концентрацией SO_3.

Однозначная термодинамическая связь между парциальным давлением $H_2SO_4 + SO_3$ и их температурой насыщения делает измерения этих величин равно информативными.

Рис. 12.12. Зависимость коэффициента кондеисации от концентрации паров кислоты в газах



Для измерения содержания SO_3 в дымовых газах А. К. Внуковым [12.4] предложен и разработан прибор, основанный на избирательной конденсации паров серной кислоты.

Пары, конденсируясь, образуют в приемнике прибора пленку кислоты, которая смывается дистиллированной водой или нейтральным конденсатом. Полученный раствор титруется. Концентрация серного ангидрида определяется по количеству кислоты и объему газов, пропущенных через прибор, по формуле:

$$P = \frac{49NV_1}{\varphi V_2 \tau \rho}, \qquad (12.12)$$

где N, V_1 — нормальность и объем раствора, пошедшего на титрование; V_2 — расход газов через приемник; ρ — плотность паров кислоты; τ — длительность прохождения исследуемых газов через приемник; 49 — г-экв серной кислоты. Коэффициент улавливания φ, входящий в формулу, в основном зависит от величины P и определяется из рис. 12.12.

Определение запыленности газов

Запыленность газов может быть определена прямым или косвенными методами. Прямой метод заключается в отборе пробы запыленного газа и взвешивании осажденной из нее пыли с последующим отнесением найденного веса к единице объема газа. Для определения запыленности газов косвенными методами используется зависимость физических свойств запыленного потока — степени поглощения световых и тепловых лучей, цвета, способности воспринимать электростатический заряд и т.п. — от концентрации пыли.

Запыленность газов может изменяться как по времени (из-за колебания нагрузок и режимов топливоиспользующих агрегатов), так и по сечениям газоходов. Неравномерность концентрации пыли в разных точках сечения связана с расслоением пылегазового потока под действием инерционных сил, возникающих при движении газов внутри коленьев, несимметричных участков и при других препятствиях. Повышение скорости газов вызывает соответствующее увеличение расслоения пылегазового потока, причем чем крупнее и тя-

желее частицы, тем в большей степени наблюдается их сегрегация на неровных участках газового тракта.

Важным фактором, влияющим на точность получаемых результатов, является скорость во входном отверстии носика используемого пробоотборного устройства, которая должна быть равна скорости запыленного потока в газоходе (так называемый изокинетический отбор газа). Если скорость отбора превышает скорость газового потока, более крупные частицы пыли из внешней части отбираемого объема газа, стремясь по инерции сохранить прежнее направление движения, пройдут мимо входного отверстия пробоотборного устройства. В результате полученное значение запыленности окажется заниженным, а отобранная пыль будет более мелкой. При отборе с пониженной скоростью произойдет обратное явление. Более крупные частицы пыли из внешней отклоняемой и не входящей в отбираемый объем части газового потока по инерции пройдут во входное отверстие пробоотборного устройства. В результате полученная величина запыленности окажется завышенной, а отобранная пыль будет более крупной. При отклонении входного отверстия от положения, перпендикулярного направлению газового потока, даже при соблюдении равенства скоростей будут получены заниженные результаты определения запыленности, а отобранная пыль будет более мелкой.

Приведенные рассуждения полностью справедливы для случая отбора газа через трубки с очень тонкими стенками. Практически же газ отбирается с помощью пробоотборных устройств, имеющих значительные размеры по сравнению с площадью входного отверстия, перед которым образуется зона застоя с пониженной скоростью и сильным искривлением линий потока.

Повышение скорости отбора способствует размыванию этой зоны и получению точных результатов определения запыленности газов. Поэтому скорость отбора газа несколько завышают, тем больше, чем больше возмущения газового потока способно вызвать применяемое пробоотборное устройство.

Аппаратура для определения запыленности газов прямым методом должна состоять из заборной трубки (при осаждении пыли вне газохода), устройства для осаждения пыли, устройства для измерения расхода отбираемых газов и средства для отсоса газов.

Более подробно описание установки для определения запыленности газов приведено в [12.5].

Дисперсный состав золовых частиц крупных фракций (более 30 мкм) определяется с помощью ситового анализа по методике, изложенной в [12.5].

Дисперсный состав мелких фракций золы (0–30 мкм) определяется с помощью многоступенчатого струйного сепаратора (импактора) по методике НИИОГАЗ.

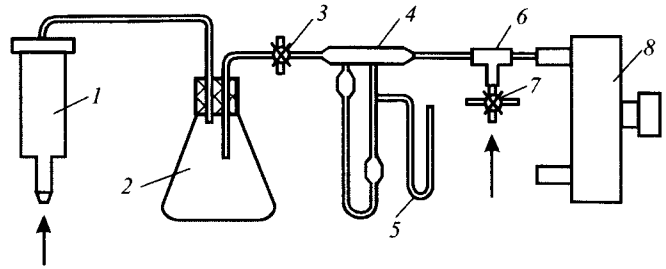


Рис. 12.13. Установка для определения фракционного состава золы с помощью прибора импактор

Для проведения измерений дисперсного состава пыли с помощью импактора собирается переносная установка по схеме, представленной на рис. 12.13.

Схема включает в себя следующие основные узлы, присоединяемые к импактору *1*, введенному в газоход:

– сборник конденсата *2* в виде колбы с вставленными в нее трубками для отбора конденсата перед измерительной диафрагмой в случае работы с влажными газами при точке росы последних выше 25°С;

– измеритель расхода газа через прибор, состоящий из реометра с диафрагмой *4* на расход газа 10 л/мин и стеклянного U-образного манометра *5*, позволяющего измерить разрежение до $4{,}65 \cdot 10^4$ Па;

– воздуходувка *8* с двигателем, обеспечивающая отсос 10 л/мин газа при разрежении до $2{,}32 \cdot 10^4$ Па;

– зажимы *3* и *7* с тройником *6*, позволяющие плавно регулировать расход газа через прибор.

Соединение элементов схемы выполняется с помощью резиновых шлангов.

Место установки импактора выбирается в соответствии с общими принципами выбора измерительных точек при пылевых замерах.

Перед забором пробы должны быть произведены расчеты диаметра носика сменного наконечника, показаний расхода по шкале реометра и времени проведения отбора. Кроме того, должны быть взвешены ступени прибора и фильтра.

Определение прочности бетона

Определение прочностных характеристик железобетонных конструкций сопряжено с разрушением образцов. При обследовании дымовых труб это создает сложности из-за необходимости отбора опытных образцов на большой высоте. Поэтому для определения прочности бетона в газоотводящих трубах применяются также неразрушающие методы.

Одним из наиболее распространенных является способ, основанный на зависимости механической прочности материала от его твердости. Использова-

ние различных индекторов позволяет определить прочность железобетонной конструкции без разрушения образцов. Однако из-за вносимых субъективных ошибок при выполнении ударов молотками с различной силой прочностные характеристики получаются ориентировочными.

В последнее время для определения прочностных характеристик материалов все большее применение находит ультразвуковой метод. В этом случае используются электроакустические преобразователи, из которых наиболее распространены пьезоэлектрические преобразователи, изготовленные в виде тел простой формы из пьезоэлектрического материала — кристалла кварца, пьезокерамики сегнетовой соли, пленочных полупроводниковых материалов и др. [12.6].

Принцип работы прибора основан на измерении с высокой точностью временного интервала между моментом ввода в исследуемый материал переднего фронта ультразвуковых колебаний, прошедших через материал. Конструктивно прибор выполнен из двух блоков, электронного и блока преобразователей: ультразвукового приемного и излучающего.

Ультразвуковой прибор позволяет производить определение прочности как путем сквозного измерения, так и поверхностным измерением. После измерения скорости прохождения ультразвуковой волны по тарировочному графику определяется прочность бетона (рис. 12.14).

Однако, как показал опыт работы на дымовых трубах, поверхностный метод определения прочности бетона не всегда позволяет оценивать истинную прочность сооружения по всей его толщине (наружный слой бетона, подвергшийся на первоначальной стадии карбонизации, может иметь повышенную прочность, имеет место также неравномерная степень коррозионного износа по толщине бетона и многие другие факторы).

Поэтому в большинстве случаев для определения технического состояния железобетонной оболочки промышленной дымовой трубы необходимо использовать метод выбуривания образцов бетона с последующим определением их физико-механических характеристик. В этом случае работа по определению прочности бетона железобетонной оболочки должна проводиться в следующей последовательности:

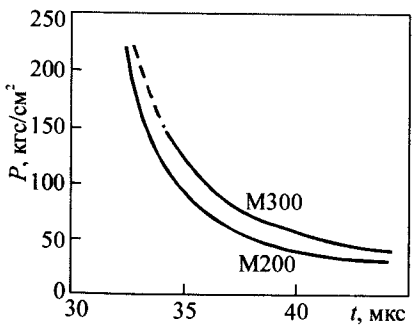


Рис. 12.14. Зависимость прочности бетона от времени прохождеиия ультразвуковых колебаний при поверхностном прозвучивании

Таблица 12.3

Перечень приборов и аппаратуры для проведения комплексных обследоваиий дымовой трубы (рекомендуемая иоменклатура)

№ п/п	Измеряемый параметр	Тип прибора и оборудования	Диапазон измерений	Кол-во
1	Прочность бетона при сжатии неразрушающим методом: – метод упругого отскока – ультразвуковой метод	Тестер 14-01 Склерометр ОМШ-1 "Бетон-12" ОНИКС-2,5	0–700 кгс/см^2 0–600 кгс/см^2 1–100 МПа	1 1
2	Плотность арматуры (расположение арматуры)	ИЗС-10Н	10–400 мм	1
3	Ширина раскрытия трещин в строительных материалах	Микроскоп МПБ-2×4 Ультразвуковой толщиномер УТ-93П	0–10 мм	1 1
4	Измерение длины	Рулетка Лазерный дальномер "Disto –Classic"	От 1 мм до 50 м От 0,2 м до 200 м	1
5	Отбор проб строительных материалов	Электрическая машина для сверления бетона (керноотборник), оснащенная коронками с алмазным напылением Склерометр ОМШ-1 Перфоратор Углошлифовальная машина Самоподъемная люлька Альпинисское снаряжение Установка алмазного бурения "Hilti"		1 1 1
6	Температура дымовых газов	Ртутный длинноxвостовой термометр, термопары, термометры, сопротивления со вторичными приборами Термометр контактный ТК-5 со сменными зондами Термометр цифровой ТЦЗ-МГ4	0–200 °С От –20 до +200 °С	2
7	Точка росы дымовых газов	Модель 200 (фирма "Ланком", Великобритания)	0–400 °С	1
8	Расход газов и статическое давление потока дымовых газов в газоотводящем стволе	Пневмометрическая трубка м икроманометр	5-85 м/с	2
9	Измеритель потерь теплоты в окружающую среду	Теплomер ИТП-2 ИТП-3	0–116 Вт/м^2 0–581 Вт/м^2 0–1163 Вт/м^2	1
10	Измерение крена	Теодолит 4Т15П Теодолит ДТ51 оА	Точность 15″ Точность 5″	

Продолжение табл. 12.3

№ п/п	Измеряемый параметр	Тип прибора и оборудования	Диапазон измерений	Кол-во
11	Анализ удаляемых газов	Универсальный переносный газоанализатор: УГ-2 ОРСа	 0–30 мг/м^3 0–200 мг/м^3	 1 1
12	Фотографирование дефектов и повреждений	Фотоаппарат "Зенит" Цифровой фотоаппарат "Олимпус" Цифровая видеокамера "SONY"		
13	Осмотр поверхности ствола дымовой трубы	Бинокль (не менее 7) Лазерная рулетка		
14	Тепловизионное обследование	Тепловизор "NEC" (Япония) Тепловизор AGA-720 (Швеция) Персональный компьютер Принтер HP FOTOSMART-1115 Анемометр АПР-2 Термометр контактный ТК-5 со сменными зондами Цифровая видеокамера Сосуд Дьюара Термометр контактный ТЦ3-МГ4	От –20 до +200 °С	
15	Контроль качества металла и сварных соединений при обследовании металлоконструкций труб: 1. Визуальный и измерительный контроль 2. Ультразвуковая толщинометрия 3. Ультразвуковая дефектоскопия 4. Капиллярный контроль (цветная дефектоскопия) для выявления трещин не менее 0,5 мм	Комплект ВИК для визуального контроля (НПК "Луч"), включающий в себя следующий инструмент: наборы шаблонов, щупов, луп (×2, ×6, ×10), штангенциркуль, линейка, миниатюрный фонарь, зеркало, бинокль, фотоаппарат) Компактные ультразвуковые толщиномеры: УТ-93П, А-1207, А-1208, ТУЗ-1, А-1209 Малогабаритные дефектоскопы: УД2-12, УД2-70, УДЦ-201П, А-1212, "СКАРУЧ" Комплект пенетрантов (ДР-51, Д-100, DR-60) в аэрозольной упаковке		

Продолжение табл. 12.3

№ п/п	Измеряемый параметр	Тип прибора и оборудования	Диапазон измерений	Кол-во
16	Проведение контроля и обследование дымовых труб: 1. Определение высотных отклонений (просадок) реперов фуидамента относительного контрольного репера объекта	 Нивелир Н-05 Нивелир с компенсатором аналитической точности Инварная рейка нивелирная 2-х м Теодолит 3Т2КП, 3Т5КП Оптический прибор вертикального проектирования FG-L 100 Лазерная рулетка "Disto"	 ×40-е увеличение, точность 0,4 мм на 1 км двойного хода Шкала 17А/19А (1 см), 15А (0,5 см) Точность 2″, 5″ 32 кратная точность 1 мм на 100 м	
17	Определение габаритов и глубины заложения фундаментов промышлеиных труб, состояние грунтов основаиия и уровня грунтовых вод без шурфования	Переносные импульсные радиолокаторы под поверхностного зондирования — георадары серии "Грот-Лоза"	Глубина зондирования — до 30 м, точность определения 5–20 см	

1) перед отбором кернов провести наружное обследование несущей железобетонной оболочки дымовой трубы с целью выявления предположительно наиболее поврежденных участков конструкции;

2) необходимо провести теплоаэродинамические и прочностные расчеты несущей железоботонной оболочки проектного варианта конструкции трубы на комплексное воздействие собственного веса, ветра и температуры с целью определения наиболее напряженных участков оболочки (с точки зрения величины сжимающих напряжений в бетоне и их соотношения с величинами допускаемых напряжений для принятой в проекте марки бетона);

3) на основании результатов работ по пп. 1 и 2, в процессе которых определяют потенциально опасные участки железобетонной оболочки, назначают места отбора кернов в пределах этих участков (расположение и количество мест отбора кернов в каждом конкретном случае назначают индивидуально);

4) помимо отбора кернов в пределах потенциально опасных участков необходимо получить данные о прочности бетона и в пределах "здоровых участков" железобетонной оболочки. Для этого, например, возможно провести отбор кернов по трем образующим (через 120° по периметру трубы) по всей ее высоте с шагом 10–15 м и составить развертку боковой поверхности несущей железобетонной оболочки трубы с указанием реальной прочности бетона;

5) на основании этой информации проводится расчет несущей железобетонной оболочки реальной конструкции (по упрощенной программе STVOL или более совершенной, например, комплекс SCAD).

Индивидуальные приборы и аппаратура при проведении обследований дымовых труб приведены в табл. 12.3.

Глава 13 ЭКСПЕРТИЗА ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ

В 1997 г. был принят Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ от 21.07.97 г., направленный на предупреждение аварий, защиту населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, экологической безопасности [13.1–13.2].

В 2002 г. были введены в действие, разработанные в соответствии с требованиями Федерального закона о промышленной безопасности "Правила безопасности при эксплуатации дымовых и вентиляционных промышленных труб" ПБ 03-445–02 Госгортехнадзора России [13.3].

В правилах впервые для всех промышленных объектов поднадзорных федеральному органу исполнительной власти, специально уполномоченному в области промышленной безопасности, были регламентированы процедура и нормативные сроки проведения осмотров, обследований, технического обслуживания и ремонта дымовых и вентиляционных промышленных труб, установлены формы и перечень технической документации, а также требования безопасности при эксплуатации.

Экспертизе промышленной безопасности подлежат трубы, а также проектная документация на строительство, реконструкцию, консервацию и ликвидацию промышленных газоотводящих труб на опасном производственном объекте.

Экспертиза труб проводится по результатам обследований, сроки которых регламентируются "Методическими указаниями по обследованию дымовых и вентиляционных промышленных труб" Госгортехнадзора России РД 03-610–03, 2003 г. [13.4].

Экспертизу труб могут проводить только организации, имеющие лицензию на указанный вид деятельности, выданную уполномоченным федеральным органом в вопросах промышленной безопасности.

Обследование газоотводящих труб является составной частью проведения экспертизы.

Организация, выполняющая обследование труб должна иметь в своем составе специализированное подразделение, укомплектованное аттестованными работниками соответствующей квалификации, прошедшими медицинскую комиссию на допуск к верхолазным работам и имеющими стаж практической работы в области трубостроения.

В каждой организации, использующей трубы, должна быть создана и действовать служба технического надзора за техническим обслуживанием, безопасной эксплуатацией и своевременным ремонтом труб, а в случае невозможности иметь собственную службу данные функции должны быть обеспечены силами привлеченных специализированных организаций.

Ответственные по надзору за техническим состоянием труб должны быть аттестованы территориальной аттестационной комиссией.

Работы по обследованию труб выполняются на основании технического задания на обследование труб, которое является основанием для разработки технической программы работ.

Порядок и процедуры проведения экспертизы приведены в "Правилах проведения экспертизы промышленной безопасности" ПБ 03-246–98 и для газоотводящих труб имеют следующие особенности:

Для проведения экспертизы заказчик должен предъявить дополнительно следующие данные по объекту экспертизы:

- проект объекта (рабочие чертежи, пояснительная записка, данные по проектным нагрузкам и воздействиям, характеристики принятых для строительных материалов;
- строительную документацию с изменениями и отступлениями от проекта, согласованными с проектной организацией, журналы работ, акты контрольного испытания примененных материалов, акт приемки объекта в эксплуатацию;
- данные по ремонту эксплуатации объекта с момента ввода его в эксплуатацию (тип и количество котлов, теплоагрегатов, последовательность их подключения, виды и количество сжигаемого топлива, температура и объем дымовых газов, их состав, температура точки росы, методы очистки дымовых газов);
- сведения о видах и объемах выполненных ремонтов;
- результаты ранее выполненных обследований технического состояния трубы;
- другие материалы, в зависимости от представляемого для экспертизы объекта экспертного исследования.

Представленные материалы должны соответствовать объекту экспертизы, а в случае их несоответствия экспертная организация уведомляет об этом заказчика. При не предоставлении запрашиваемых материалов в согласованной с заказчиком срок представленные на экспертизу материалы возвращаются и экспертиза не проводится.

Экспертизы назначаются приказом и полномочия их устанавливаются экспертной организацией. При проведении экспертизы группой экспертов, назначается ведущий эксперт, отвечающий за результаты работы группы экспертов.

Проведение экспертизы заключается в установлении полноты, достоверности и правильности представленной информации, соответствие ее стандартам, нормам и правилам промышленной безопасности, а также в подтверждении соответствия объекта экспертизы названным требованиям при их испытаниях и исследованиях.

Порядок и последовательность выполнения комплекса работ по определению технического состояния эксплуатируемых газоотводящих труб, объем технической документации, выдаваемой экспертной организацией, выполнившей обследование, изложены в "Методических указаниях по обследованию дымовых и вентиляционных промышленных труб" РД 03-610–03.

При проведении экспертизы промышленной безопасности труб по каждому объекту проверяется:

- соответствие строительных конструкций объекта экспертизы проекту;
- соответствие фактического температурно-влажностного режима, объема и состава отводимых газов проектным значениям;
- техническое состояние объекта экспертизы по результатам комплексного обследования технического состояния сооружения;
- результаты определения прочности и состояния материалов конструкций методами неразрушающего контроля или лабораторных испытаний;
- исследование изменений гидрогеологических характеристик грунтов основания труб при наличии зафиксированных воздействий;
- поверочные расчеты несущей способности ствола с учетом выявленных дефектов и повреждений, при классификации технического состояния объекта имеющего дефекты и повреждения, относящиеся к категории опасности "А". К таким дефектам и повреждениям относятся дефекты и повреждения основных несущих конструкций труб, представляющие непосредственную опасность их разрушения (недопустимые крены и искривления стволов, отслоение защитного слоя бетона и обнажением и выгибом вертикальных стержней арматуры на значительной более 15 % части периметра, обрушение участков футеровки и др.;

• правильность определения категории опасности дефектов и повреждений конструкций, выявленных при обследовании технического состояния трубы;

• соответствия рекомендаций, разработанных по результатам обследования технического состояния трубы, требованиям промышленной безопасности и необходимость этих рекомендаций;

• соответствие представленной эксплуатационно-технической документации требованиям с ПБ 03-445–02 и действующим нормативным документам.

По результатам проведенной экспертизы составляется заключение о соответствии (не соответствии) состояния трубы требованиям промышленной безопасности, и, при необходимости, даются рекомендации по техническим решениям и проведению компенсирующих мероприятий по повышению эксплуатационной надежности и промышленной безопасности газоотводящей трубы.

Состав и оформление Заключения промышленной безопасности на объект экспертизы, порядок ее представления в орган исполнительной власти уполномоченным в области промышленной безопасности или территориальным органам для рассмотрения и утверждения определены "Правила проведения экспертизы промышленной безопасности" ПБ 03-246–98 и "Положением о порядке утверждения экспертизы промышленной безопасности" РД 03-298–99.

Заключение экспертизы должно содержать:

– наименование заключения экспертизы;

– вводную часть, включающую основание для проведения экспертизы, сведения об экспертной организации, сведения об экспертах и наличии лицензии на право проведения экспертизы промышленной безопасности;

– перечень объектов экспертизы, на которые распространяется действие заключения экспертизы;

– сведения о заказчике;

– цель экспертизы;

– сведения о рассмотренных в ходе экспертизы документах (проектных, конструкторских, эксплуатационных, ремонтных) с указанием объемов представленных документов, шифр, номер или другую индексацию для идентификации документации;

– краткую характеристику и назначение объекта экспертизы;

– результаты проведенной экспертизы;

– заключительную часть с обоснованными выводами и рекомендациями по техническим решениям и проведению компенсирующих мероприятий;

– приложения, содержащие перечень использованной при экспертизе нормативной технической и методической документации, актов испытаний (при проведении их силами экспертной организации).

Заключение экспертизы подписывается руководителем экспертной организации, заверяется печатью экспертной организации, прошивается с указанием количества сшитых страниц и передается заказчику.

Заказчик передает заключение экспертизы в центральный аппарат или территориальный орган исполнительной власти, уполномоченного в области промышленной безопасности.

Глава 14 РЕМОНТ И РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ

14.1. Общие положения

Ремонт газоотводящих труб организуется на основе оценки технического состояния по результатам обследований. Предусматривается два вида ремонта: текущий и капитальный [14.1].

Текущий ремонт включает работы профилактического характера, направленные на защиту от разрушений и преждевременного износа и работы по устранению дефектов и повреждений локального характера, которые при последующем развитии не могут оказать влияния на основные несущие конструкции трубы (повреждения ходовой лестницы, световых площадок, ограждений и т.п.).

При капитальном ремонте заменяют или усиливают изношенные элементы или их отдельные части: усиление или демонтаж и наращивание ствола трубы, замена футеровки, звеньев ходовой лестницы, конструкций светофорных площадок, ремонт фундамента, перекладку защитного колпака на оголовке трубы и др. Наиболее сложным и трудоемким процессом является замена футеровки. При полной замене работы выполняют с применением шахтоподъемника или подвесной телескопической площадки; последнюю применяют также при частичной разборке и замене футеровки. При небольшом объеме работ используют люльки.

Ремонтные работы снаружи ствола трубы выполняют с подвесных лесов, расположенных по окружности трубы или люлек. Леса и люльки, а также приспособления для подъема материалов крепят к стяжным кольцам, устанавливаемым у оголовка трубы над верхней светофорной площадкой.

Реконструкция газоотводящих труб предполагает переустройство последних с целью улучшения и усовершенствования отдельных их характеристик. Необходимость реконструкции трубы может появиться при существенном изменении режимов работы оборудования, подключенного к трубе, при увеличе-

нии (усилении) нагрузки на трубу в результате присоединения (отключения) к ней дополнительных агрегатов, в связи с ужесточением санитарных норм чистоты воздушного бассейна и недостаточного рассеивания вредных примесей при существующей высоте трубы при замене вышедшего из строя газоотводящего ствола.

Объем работ при капитальном ремонте и реконструкции трубы устанавливается на основании заключения обследования технического состояния трубы по проектной документации, разрабатываемого специализированной организацией.

Работы по капитальному ремонту и реконструкции трубы должны выполняться специализированной организацией или подразделением, укомплектованным аттестованными работниками соответствующей квалификации в соответствии с разработанным проектом производства работ. Все применяемые приспособления должны быть изготовлены в соответствии с требованиями проекта производства работ и пройти испытания. Подвесные площадки изготавливают по проекту специализированные организации.

Результаты контроля качества выполненных работ (авторский надзор, технический надзор заказчика) оформляются актами, приобщаемыми к приемосдаточной документации.

Приемка трубы в эксплуатацию после завершения капитального ремонта или реконструкции должна производиться приемной комиссией, назначенной приказом по эксплуатирующей организации с оформлением акта.

К акту должны быть приложены:

- полный комплект рабочих чертежей с внесенными изменениями и документами, подтверждающими изменения;
- акты на скрытые работы;
- паспорта и сертификаты на примененные материалы, изделия, конструкции;
- акты испытаний контрольных образцов бетона;
- акты выполнения антикоррозионных, теплоизоляционных и футеровочных работ;
- журналы производства работ, подготовки подвесок и металлоконструкций;
- акты поузловой приемки элементов трубы.

14.2. Ремонт железобетонных труб

Наиболее трудоемкими работами по ремонту железобетонных труб являются замена пришедшей в неремонтопригодное состояние кирпичной футеровки

и усиление ствола трубы железобетонной обоймой для восстановления несущей способности ствола трубы.

Устройство обойм представляет собой наиболее эффективный способ восстановления несущей способности монолитных железобетонных оболочек промышленных дымовых труб.

Для обоснования применения данного способа ремонта труб, а также рационального выбора конструктивных параметров обойм необходимо располагать знаниями относительно того, в каких случаях и каким образом следует устраивать обоймы.

Усиление трубы (восстановление ее несущей способности в целях дальнейшей нормальной эксплуатации) производят тогда, когда труба, точнее ее несущая железобетонная оболочка, уже не удовлетворяет, по крайней мере, одному из расчетных параметров напряженно-деформированного состояния (НДС), предельные значения которых регламентированы действующими нормативными документами, главным образом [14.2].

Расчетными параметрами являются:

- сжимающие напряжения в бетоне;
- сжимающие и растягивающие напряжения в арматуре;
- ширина раскрытия трещин;
- прогиб ствола от воздействия нормативной ветровой нагрузки. Сжимающие напряжения в бетоне являются исключительно важным параметром, который, во многом, определяет работоспособность конструкций и который по целому ряду причин (производственного и эксплуатационного характера) может существенно изменяться (снижаться) в процессе службы трубы. Снижение прочности бетона опасно не только в связи с тем, что снижаются предельно допустимые величины напряжений (нормативные и расчетные сопротивления), но и в связи с тем, что ослабленная на том или ином участке оболочка начинает работать "не в проектном режиме", что, как правило, приводит к увеличению реальных напряжений от силовых воздействий, т.е. запас прочности (разница между допустимыми и действующими напряжениями) либо снижается, либо полностью исчезает, либо, что наиболее опасно, действующие напряжения могут превысить допустимые значения. Снижение прочности бетона негативно влияет на все остальные расчетные параметры (напряжения в арматуре, ширину раскрытия трещин, прогиб ствола от ветра), которые также могут превысить предельные значения.

Превышение напряжениями в арматуре соответствующих расчетных сопротивлений может иметь место в тех случаях, когда в процессе службы трубы существенно снижается суммарная расчетная площадь вертикальной или горизонтальной арматуры, что может наблюдаться при интенсивной коррозии стали, которая происходит либо в связи с коррозией бетона, что неизбежно связано со снижением его прочности, либо в связи с чрезмерно большим раскрытием трещин в бетоне, что, в конечном итоге, также является одним из последствий снижения прочности бетона.

Прогиб ствола трубы от ветровой нагрузки зависит от жесткости несущей оболочки, а жесткость зависит от геометрических характеристик поперечных сечений, где решающую роль играет бетонная часть сечений, и упругопластических свойств бетона, в частности, модуля упругости, который снижается со снижением прочности бетона, хотя и в меньшей степени, чем прочность.

Все вышесказанное позволяет сделать вывод о том, что наиболее важным расчетным параметром НДС железобетонных оболочек труб, в большинстве случаев, является прочность бетона на сжатие и именно на этот параметр следует обращать наибольшее внимание при решении вопроса об устройстве обойм.

Таким образом, для того, чтобы решить вопрос об устройстве обоймы, необходимо, прежде всего, провести расчеты НДС несущей железобетонной оболочки трубы с реальными прочностными показателями бетона ("поврежденной" трубы) и сопоставить величины расчетных параметров с их предельными значениями по ВСН 286–90, причем в случае превышения действующих сжимающих напряжений в бетоне над соответствующими допускаемыми напряжениями вопрос об устройстве обоймы решается положительно.

Проведенные расчеты НДС "поврежденных" труб, т.е. труб с обнаруженными в процессе обследования ослабленными или даже разрушенными участками (секциями) железобетонной оболочки, показывает, что наиболее приемлемым инструментом для расчета может считаться разработанная в ОПСВС НИПИТеплопрект программа STVOL. Преимуществом данной программы над другими является то, что она базируется на ВСН 286–90 и позволяет определить все расчетные параметры, регламентируемые нормами.

Следует отметить, что в ряде случаев, а именно, при отсутствии данных о снижении прочности бетона, но при наличии больших вертикальных или горизонтальных трещин, а также при "текущих" швах бетонирования, анализ НДС оболочки при помощи программы STVOL невозможен, и следует применять другие программы, рассматривающие трубу с позиций теории расчета обол очечных конструкций.

Особенностью программы STVOL является то, что она составлена для проектирования новых труб, а не для расчета уже построенных с обнаруженными в процессе обследования дефектами. В частности, по программе STVOL счи-

тается, что во всех расчетных сечениях прочностные и упругопластические свойства бетона соответствуют проектному классу бетона (т.е. учесть снижение прочности в каких-то определенных секциях несущей оболочки путем непосредственного указания реальных характеристик "ослабленного" бетона не представляется возможным).

В связи с этим рекомендуется "приспособиться" к программе STVOL путем замены сечений с пониженной прочностью бетона сечениями, приведенными к неповрежденному бетону.

Имеем: $n = E_{осл}/E$ — отношение модуля упругости бетона ослабленного сечения к модулю упругости неослабленного сечения; $F_{пр} = F_0 n$ — площадь приведенного сечения; $I_{пр} = I_0 n$ — минимальный момент инерции приведенного сечения; F_0, I_0 — площадь и минимальный момент инерции ослабленного сечения.

Опуская промежуточные выкладки, окончательно получаем, что приведенное сечение будет характеризоваться

$$\delta_{пр} = \delta_0 = \delta^*$$

$$R_{пр}^{ср} = 0{,}5\left(\frac{F_{пр}}{2\pi\delta_0} + \sqrt[3]{\frac{I_{пр}}{\pi\delta_0}}\right),$$

где $\delta_{пр}$ — толщина стенки приведенного сечения; δ_0 — толщина стенки ослабленного сечения; δ^* — толщина стенки неослабленного сечения; $R_{пр}^{ср}$ — средний радиус приведенного сечения.

В тех случаях, когда ослабление связано только с понижением прочности бетона

$$R_{пр}^{ср} = 0{,}5R_0(n + \sqrt[3]{n}),$$

где R_0 — средний радиус ослабленного сечения $R_0 = R^*$; R^* — средний раднус неослабленного сечения.

Следует отметить, что толщина неослабленного, ослабленного и приведенного сечений одинакова, а собственно приведение осуществляется за счет изменения среднего радиуса кольца.

В конечном итоге, проделав для каждого сечения описанную выше процедуру, будем иметь значения наружного радиуса приведенного сечения

$$R_{пр}^{нар} + R_{пр}^{ср} + \frac{\delta_{пр}}{2}.$$

Эти значения $R_{пр}^{нар}$ и $\delta_{пр}$ являются входными данными для программы STVOL.

После анализа результатов проведенных расчетов "поврежденной" трубы и принятия решения о необходимости ее усиления путем устройства обоймы, необходимо наметить конструктивные параметры обоймы (тип и марку бетона, толщину, армирование, протяженность).

Затем необходимо провести расчеты напряженно-деформированного состояния несущей железобетонной оболочки трубы, усиленной обоймой, с тем, чтобы уточнить и оптимизировать конструктивные параметры обоймы. Здесь также, как и при расчете "поврежденных труб", необходимо использовать методику приведенных сечений для того, чтобы расчет "усиленных труб" можно было проводить по программе STVOL.

Используя, в основном, вышеприведенную методику, получаем выражение для усредненного радиуса комплексного сечения, состоящего из слоя "старого" бетона (средний раднус — R_1, толщина — δ_1, модуль упругости — E_1) и слоя "нового" бетона — бетона обоймы (средний радиус — R_2, толщина — δ_2, модуль упругости — E_2),

$$R_{ср}^{общ} = 0{,}5\left(\frac{R_1\delta_1 n + R_2\delta_2}{\delta_1 + \delta_2} + \sqrt[3]{\frac{R_1^3\delta_1 n + R_2^3\delta_2}{\delta_1 + \delta_2}}\right),$$

где $n = E_1/E_2$ — отношение модуля упругости "старого" бетона к модулю упругости бетона обоймы.

Основные рекомендации по конструированию "обойм".

Для первоначального приближения можно принять:

– толщину обоймы — равной 120–160 мм;

– протяженность обоймы — на 2,5 м выше и 2,5 м ниже границ поврежденного участка. Начало и окончание обоймы не должны совпадать со швами бетонирования;

– армирование обоймы — аналогично наружному армированию неповрежденной оболочки на данной отметке.

Обязательно должны предусматриваться мероприятия по надежному сопряжению арматуры обоймы с наружной арматурой "поврежденного" слоя бетона.

В связи с тем, что при устройстве обойм изменяется собственный вес трубы и изгибающие моменты от ветровой нагрузки, необходимо при существенном изменении продольной силы и изгибающего момента на уровне обреза фундамента проводить поверочные расчеты фундамента и основания трубы.

Необходимость в усилении ствола обоймы возникает при обнаружении следующих повреждений:

• излома ствола из-за потери прочности бетона в одном из поясов бетонирования;

• разрушения бетона в швах бетонирования с обнажением и деформацией изгиба вертикальной арматуры;

• расслоения бетона на участке более j периметра;

• понижения прочности бетона более чем на 30 % по сравнению с проектом (в зависимости от места и по расчету фактической несущей способности ствола);

• разрушения внутренней поверхности бетона ствола сернокислотной коррозией на глубину более 20 % толщины стенки. В случае замены футеровки обойма может выполняться с внутренней стороны;

• заниженной толщины ранее установленной обоймы, в зависимости от состояния бетона обоймы и ствола трубы.

Бетонирование обоймы, в зависимости от толщины и местоположения по высоте трубы, может выполняться методом торкретирования, методом безопалубочного бетонирования и в переставной опалубке. При объеме бетонирования до 40 м^3 бетонирование может выполняться ручным бетонометом, при больших объемах — с помощью цемент-пушки.

Ремонт защитного слоя бетона выполняется с использованием ремонтных растворов, обеспечивающих паропроницаемость на уровне защищаемого бетона ствола трубы. В случае более высокой плотности нового защитного слоя по сравнению с защищаемым бетоном, возникает "барьер" на пути выхода паровой среды на наружную поверхность и в зимний период происходит размораживание бетона и отслоение нового материала.

Необходимость ремонта защитного слоя бетона возникает при обнаружении следующих дефектов и повреждений:

– сети трещин по ходу расположения вертикальной арматуры раскрытием более 0,2–0,3 мм;

– локальных участков крупнопористого бетона. Для более качественного ремонта рекомендуется применять безусадочные ремонтные растворы;

– размораживание и выщелачивание бетона в трубах с вентилируемым зазором с незадействованной системой принудительной вентиляции с подогревом подаваемого в зазор воздуха;

– отступлений от проекта: отсутствие теплоизоляции, предусмотренной проектом, отсутствие прижимной стенки из кирпича, что сопровождается повышением влажности бетона и снижением прочности.

В двух последних случаях одновременно должны быть приняты меры по устранению причин, вызывающих появление и развитие повреждений защитного слоя: по восстановлению системы вентиляции, восстановлению теплоизоляции, нанесению гидроизоляции, коррозионного покрытия на внутреннюю поверхность футеровки для повышения ее газоплотности.

Следует отметить, что при неисправности футеровки ускоренному разрушению подвергается бетон в швах бетонирования, которые, в соответствии с принятой технологией возведения железобетонных стволов в переставной опалубке, расположены через 2,5 м по всей высоте трубы. При укладке бетона каждого последующего пояса бетонирования, поверхность ранее уложенного бетона предварительно должным образом не подготавливается, виброуплотнение проводится некачественно, не на всю глубину вновь уложенного бетона, вследствие чего по всему шву бетонирования остается масса пустот, раковин. Последующая заделка швов бетонирования цементным раствором не обеспечивает восстановления плотности швов.

Ремонт швов бетонирования желательно выполнять безусадочными растворами, обладающими пенетрирующими свойствами. Такими же свойствами следует заделывать сквозные отверстия в стволе трубы.

Шелушение поверхности бетона и маркировочной окраски, как правило, сопряжено с воздействием внешней среды, и ремонт следует выполнять с использованием паропроницаемых красок для маркировки трубы.

Необходимость в полной или частичной замене кирпичной футеровки возникает при потере ее ремонтопригодности по причине:

– обрушения части футеровки и потери прочности кладки;

– деформации звеньев футеровки из-за сульфатной коррозии, выпуклостями локальными более 300 мм, и опоясывающими, подпором и разрушением слезников;

– повреждения футеровки вертикальными сквозными трещинами с раскрытием до 20–50 мм, сопровождающиеся разрушением, под воздействием конденсата дымовых газов, минераловатной теплоизоляции;

– разрушение футеровки лещадками на глубину до 40–50 % толщины футеровки;

– развития пустошовки на глубину до 40–50 % толщины футеровки с разрушением теплоизоляции из-за длительной эксплуатации трубы с недостаточной газоплотностью футеровки;

– косые трещины в футеровке в зоне консолей с раскрытием более 5 мм с подпором и разрушением слезников;

– опрокидывание элементов чугунного колпака в устье трубы из-за "роста" верхнего звена футеровки вследствие сульфатной коррозии.

Решение о замене футеровки в прежнем проектном исполнении рекомендуется рассматриваться с вариантами реконструкции газоотводящей трубы с учетом состояния ствола трубы.

Более экономичным решением может быть взамен восстановления кирпичной футеровки и теплоизоляции, устройство монолитной футеровки или установка внутреннего газоотводящего ствола с учетом продления ресурса трубы.

Работы по повышению газоплотности кирпичной футеровки путем нанесения на внутреннюю поверхность футеровки покрытий в виде фибробетона на основе сухих смесей "Эмако-588 С", торкрет-бетона, сталефибробетона, силикатных, кремнийорганических покрытии достаточно эффективны, как показывают результаты обследований труб, и могут выполняться при наличии следующих дефектов, повреждений и проявлений:

– выход конденсата на наружную поверхность ствола трубы при отрицательных температурах наружного воздуха;
– сетка трещин с раскрытием более 2 мм в отдельных звеньях футеровки из-за "хлопков";
– разрушение футеровки лещадками на глубину не более 20 % толщины футеровки;
– вертикальные трещины с раскрытием более 5 мм;
– уменьшение толщины футеровки по сравнению с проектом;
– отсутствие прижимной кирпичной стенки, предусмотренной проектом;
– пустошовка в кладке футеровки глубиной до 30–40 мм;
– разрушение кислотоупорной обмазки;
– замена кислотоупорного кирпича на глиняный (отступление от проекта);
– незаделанные ниши в футеровке.

Ремонт газоотводящих труб с монолитной полимербетонной или полимерсиликатбетонной футеровкой за 20–30 лет эксплуатации заключался в основном в ремонте молниезащиты, металлоконструкций светофорных площадок, в восстановлении антикоррозионной защиты металлоконструкций труб. Исключением являлась дымовая труба № 1 Ульяновской ТЭЦ-2, где монолитная полимербетонная футеровка получила повреждения глубиной до 100 мм из-за работы ТЭЦ на сернистом мазуте вместо угля, предусмотренного проектом.

14.3. Ремонт кирпичных труб

Ремонт футеровки кирпичных труб выполняется по тем же технологиям и с применением тех же материалов, что используются при ремонте футеровок в железобетонных трубах.

Ремонт кирпичных стволов труб ограничивается, как правило, разборкой и восстановлением верхней части ствола, подверженной наибольшим повреждениям в процессе эксплуатации. Причины большого износа верха трубы — влияние окутывания наружной поверхности трубы дымовыми газами, более интенсивная диффузия парогазовой среды в толщину футеровки и ствола трубы, по сравнению с нижней частью трубы, где скорость и давление газов значительно меньше. Перевод котлов в семидесятые годы на сжигание мазута привел к тому, что футеровки труб, выполненные из глиняного кирпича, подверглись сульфатации. Это проявилось в виде торообразных деформаций ствола, раскрытия горизонтальных и вертикальных трещин, искривления ствола из-за неравномерного "роста" кладки при сульфатации, в основном цементного раствора.

В тех случаях, когда ствол имеет повреждения в виде вертикальных, трещин с раскрытием более 10 мм, производится установка дополнительных стяжных колец, напряжение старых стяжных колец порядка 50–60 МПа, заделка трещин герметиком "Изокром-Г", обладающем хорошей адгезией к кирпичу.

Выправление крена трубы или стабилизация крена могут быть достигнуты пригрузкой фундамента со стороны противоположной наклону. Выполнение работ должно производиться по специальному проекту производства работ, разработанному специализированной организацией и при постоянном наблюдении за вертикальностью ствола. Наименее затратный способ стабилизации положения трубы, если позволяют экологические условия, уменьшение высоты трубы до отметки, установленной расчетом.

Организационно-технические приемы ремонта газоотводящих труб достаточно подробно изложены в [14.2, 14.3]. Ниже приводятся способы реконструкции, проведенные по новым технологиям и с новыми материалами на ряде производственных объектов.

14.4. Реконструкция газоотводящих труб

14.4.1. Повышение надежности газоотводящих труб способом восстановления тепловой изоляции

Нестабильный режим эксплуатации и перевод на непроектные режимы эксплуатации, имевшие место в последние 10–15 лет, привели к ускоренному разрушению футеровок и стволов дымовых груб. Особенно неблагоприятное положение отмечено на дымовых трубах, имеющих вместо теплоизоляции вентилируемый зазор с принудительной или естественной вентиляцией и подогревом воздуха. На большинстве труб такой конструкции, а их более 150, вентиляционные установки не работают или не были установлены при строи-

тельстве дымовой трубы. Через неплотности футеровки на верхних отметках трубы дымовые газы поступают в вентилируемый зазор и их конденсат в зимний период образует наледи на наружной поверхности стволов (дымовые трубы высотой 250 м на ТЭЦ-27 Мосэнерго, Астраханской ТЭЦ-2, Печорской ГРЭС, Йошкар-Олинской ТЭЦ, Новогорьковской ТЭЦ и др.). Не менее 20 дымовых труб указанной конструкции нуждаются в неотложном ремонте, так как дальнейшая их эксплуатация при таком состоянии тепловлажностной защиты железобетонного ствола приведет к необходимости выполнения большого объема восстановительных работ и. как следствие, к ситуации аналогичной, сложившейся на дымовой трубе № 1 Костромской ГРЭС, где осуществлялась замена верхней части железобетонного ствола и всей кирпичной футеровки на металлический газоотводящий ствол в течение 3 лет.

На железобетонных трубах с вентилируемыми каналами, на кирпичных и железобетонных трубах с воздушными прослойками и прижимной теплоизоляцией отмечаются признаки типового разрушения: выход на наружную поверхность железобетонного или кирпичного ствола потоков влаги, выщелачивание и размораживание бетона и кирпича, коррозия арматуры и ограждающих металлоконструкций.

Приведем основные причины появления факторов разрушения в таких трубах.

1. При сложившейся в последние годы тенденции снижения нагрузок на энергоблоках и тепловых агрегатах и объема эвакуируемых через трубу дымовых газов снижаются их скорость, коэффициент конвективного переноса тепла к футеровке, ее температура и повышается вероятность или усиливается процесс конденсации. Заметное влияние такого фактора проявляется при скорости газов в устье трубы менее 10–12 м/с.

2. Немаловажную роль в снижении долговечности и надежности дымовых труб играют допущенные ошибки проектирования. Так, толщина несущего ствола, а в отдельных случаях футеровки и теплоизоляции по конструктивным соображениям для верней части трубы принимается меньше, чем для нижней ее части. При этом снижается термическое сопротивление верхнего участка трубы. Например, для дымовой трубы с выходным диаметром 9,6 м и высотой 250 м термическое сопротивление железобетонного ствола снижается примерно в 4 раза. Следует также учесть, что вверху скорость ветра значительно больше, чем внизу, а, следовательно, выше и теплосъем с наружной поверхности трубы. В совокупности это приводит к понижению температуры внутри конструкции и повышению вероятности конденсационных процессов в верхней части трубы.

Этим объясняется преимущественное разрушение верхней части дымовой трубы, работающей даже под разрежением по всей высоте ствола. Кроме того,

на стадии проектирования во многих дымовых трубах предусматривалась тепловая изоляция стволов на основе минеральной ваты, которая имеет ограниченный срок службы (в среднем 10 лет) в сравнении с ресурсом службы всей дымовой трубы (до 50 лет). Разрушение тепловой изоляции на ранней стадии эксплуатации дымовой трубы приводит к снижению ее теплозащитных характеристик.

3. В период бурного капитального строительства (1970–1980 гг.) заметно снизилось качество возведения футеровки дымовых груб. Для оценки качества был введен коэффициент фильтрационной массопроводности [14.4]:

$$G = K_{\phi}\Delta P^{1/n}F,$$

где G — фильтрационный расход газа, кг/ч; ΔP — разность давлений, кгс/м^2; F — площадь футеровки, м^2; n = 1–2 — коэффициент, учитывающий режим движения.

Например, первоначально установленный для дымовых труб с вентилируемыми каналами показатель газоплотностн (фильтрационной массопроводности футеровки), равным 0,4–0,5 1/ч, в последующих дымовых трубах значительно (в несколько раз) превосходил нормативное значение. Это приводило к проникновению дымовых газов через неплотности в футеровке и их непосредственному контакту с несущим стволом.

4. Эксплуатационное снижение газоплотности футеровки из-за температурного воздействия дымовых газов при нестационарных режимах эксплуатации также является объективным фактором разрушения дымовой трубы. Высокие температуры дымовых газов вызывают растягивающие напряжения и трещины на наружной поверхности, а при ее охлаждении появляются сжимающие усилия на внутренней поверхности кирпичной кладки. Из-за частых температурных изменений появляется усталость материала, в результате чего может произойти повреждение поверхности кладки в виде отслоений мелких лещадок. По этой причине остановы дымовых груб должны сводиться к минимальному их числу, а внутренние обследования (по возможности) заменяться тепловизмонными съемками [14.5].

Характерным проявлением типовых признаков разрушения является железобетонная труба № 1 ТЭЦ-27 АО "Мосэнерго". Она имеет высоту 250 м и конструкцию с воздушным зазором между футеровкой из кислотоупорного кирпича и железобетонным стволом и противодавлением, создаваемым восходящим движением воздуха за счет самотяги. Дымовая труба проектировалась для рассеивания дымовых газов при сжигании природного газа и мазута на двух котлах паропроизводительностыо 500 т/ч (Е-500), одном — 1000 т/ч (Е-1000) и пяти водогрейных котлах (ВК).

Уже первые натурные обследования после 1,5 лет эксплуатации дымовой трубы при сжигании природного газа выявили следы конденсата на наружной поверхности железобетонного ствола с отложениями солей, следами коррозии арматуры и образованием зимой наледей в верхней части дымовой трубы.

Анализ режимов эксплуатации дымовой трубы при сжигании природного газа показал, что объемы отводимых дымовых газов менялись в зависимости от времени года и не превышали половины проектной нагрузки. Это объясняется постепенным вводом в эксплуатацию подключенного оборудования и ограниченным потреблением тепловой энергии, вырабатываемой ТЭЦ.

Внутреннее обследование состояния кирпичной футеровки дымовой железобетонной трубы показало наличие многочисленных следов подтеков конденсата, интенсивность которых растет с увеличением отметок по высоте *H*. Начиная со 120 м и выше подтеки конденсата наблюдались по всему периметру. Стекающий водяной конденсат вымывал жидкое стекло из кислотоупорной обмазки внутренней поверхности кладки, а также размывал сам кислотоупорный раствор кладки. В верхней части футеровочных барабанов (район консолей) пустошовка достигла 50 % длины швов. Отмечались неплотности в местах сопряжения футеровочных барабанов. Проведенный авторами расчет коэффициента фильтрации футеровки показал, что ее газоплотность в 2,5 раза меньше нормативной.

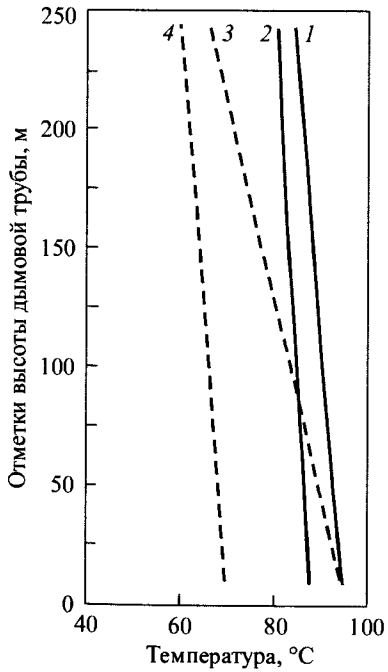


Рис. 14.1. Расчетная зависимость температуры газов, °С, от конструктивного исполнения внутренней поверхности футеровки дымовой трубы. Режим 2-го котла Е-500 при нагрузке 60 % от номинальной, температура воздуха +8 °С: – – – – ствол без изоляции; ——— ствол с теплоизоляцией; *1*, *3* — температура газов; *2*, *4* — температура внутренней поверхности футеровки

Как видно из рис. 14.1 (кривая *1*) разница температур *T* дымовых газов внизу и вверху дымовой трубы составляет более чем 20 °С, что существенно превышает проектные значения. Температура вверху дымовой трубы составляет примерно 65 °С при температуре наружного воздуха 8 °С. Очевидно, что при более низкой температуре воздуха в зимнее время, а также учитывая, что внутренняя температура стенки футеровки вверху дымовой трубы на 7–10 °С ниже температуры дымовых газов в объеме (кривая *3*), наступление конденсационного режима неизбежно.

Основным и наиболее эффективным физическим способом ликвидации конденсационных процессов и снижения термонапряженного состояния является повышение термического сопротивления конструкции дымовой трубы. Для решения возникшей проблемы авторами разработан, а впоследствии запатентован способ тепловой защиты газоотводящих стволов дымовых труб.

Сущность способа повышения теплозащитных свойств дымовой трубы заключается в нагнетании в зазор между железобетонной оболочкой или кирпичным стволом и футеровкой сухой теплоизоляционной смеси (СТС) с требуемыми техническими характеристиками. При этом повышается температура внутренней поверхности футеровки на 15–20 °С в зависимости от конструкции трубы, толщины теплоизоляционного слоя и климатических условий. Следует отметить, что исключения конденсационного режима в трубе можно также достичь путем повышения температуры дымовых газов. Однако такое мероприятие является дорогостоящим, так как, например, для дымовой трубы высотой 250 м ТЭЦ-27 АО "Мосэнерго" повышение температуры на 20 °С потребовало бы дополнительных затрат мощности около 20 МВт. Кроме повышения температуры футеровки, нагнетание СТС позволяет снизить доступ дымовых газов к стволу благодаря уплотнению футеровки и повышению гидродинамического сопротивления при конвективном переносе газового потока через футеровку.

Учитывая низкую долговечность минераловатных теплоизоляционных изделий в условиях эксплуатации дымовой трубы, исследовалась возможность их замены на более долговечный теплоизоляционный материал с большей температуроустойчивостью (до 600 °С).

При подборе теплоизоляционных смесей, пригодных для создания теплозащитного слоя между футеровкой и железобетонным стволом трубы, исходили из способности предлагаемых смесей сухих компонентов под действием собственной силы тяжести равномерно без пустот заполнять вертикальный зазор шириной от 0,05 м и высотой до 15 м.

Для исследования текучести предлагаемых смесей, их способности равномерно заполнять узкий вертикальный зазор между футеровкой и несущим железобетонным стволом трубы был изготовлен лабораторный стенд, имитирующий фрагмент дымовой трубы с вертикальным зазором шириной 0,08 м. Для изучения динамики засыпки сухой теплоизоляционной смеси, структуры образующего теплоизоляционного слоя, степени осадки при встряхивании передняя панель стенда была изготовлена из прозрачного стекла.

Таблица 14.1

Основные требуемые характеристики сухой теплоизоляционной смеси

Показатели	Марка	
Объемная масса, кг/м^3, не более	100	150
Теплостойкость, °С	600	600
Теплопроводность, Вт/(м·К), при средией температуре, °С:		
25±5	0,050	0,057
300±5	0,082	0,101
Влажность, %, не более	10	10
Время истечения, л/с	17	17
Осадок при встряхивании, % об.	0,8	0,8

На основе проведенных лабораторных исследований и аналитических расчетов режимов работы дымовой трубы были сформулированы требования к СТС по теплофизичееким характеристикам, приведенным в табл. 14.1.

Вышеназванным требованиям в наибольшей степени отвечают СТС на основе вспученного вермикулита, выпускаемого на специально изготовленной для этих целей линии Чебаркульского завода ЗАО "Союзтеплострой".

Особенность способа повышения теплозащитных свойств дымовой трубы состоит в возможности производства работ без останова трубы. При этом через выбуриваемые специальной установкой отверстия в железобетонной оболочке СТС нагнетаются в зазор с помощью сжатого воздуха (рис. 14.2). Возможно также нагнетание СТС с внутренней поверхности футеровки во время останова трубы на плановый ремонт.

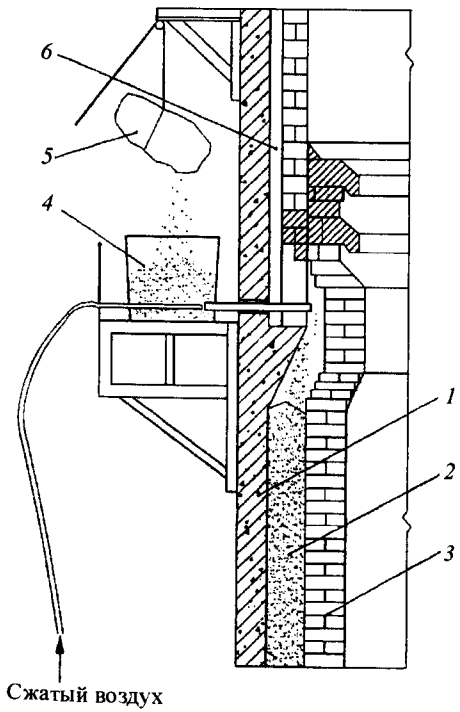


Рис. 14.2. Схема нагнетания с наружной стороны трубы СТС в зазор между железобетонным стволом и футеровкой: *1*— железобетониый ствол; *2* — зазор, заполненный СТС; *3* — футеровка; *4* — бункер для нагнетания СТС; 5 — емкость для подачи СТС; *6* — воздушный зазор

Выполнение работ по засыпке в зазор СТС должно осуществляться на основе квалифицированно разработанного проекта с обоснованием необходимости и эффективности способа тепловой защиты дымовой трубы при выполнении аналитических расчетов тепломассообмена, термонапряженного состояния ствола и проверке нагрузок на фундамент. При производстве работ должен обеспечиваться контроль засыпки путем тепловизионных съемок трубы.

Безусловным требованием ставится условие исключения намокания СТС при любых режимах работы дымовой трубы. Для выполнения данного условия следует: во-первых, обеспечить отсутствие условий для выпадения конденсата в объеме дымовых газов и на внутренней стенке футеровки; во-вторых, обеспечить невозможность возникновения статических давлений при работе дымовой трубы на полной нагрузке, которые способствовали бы массопереносу дымовых газов через футеровку с последующей конденсацией водяных паров в зазоре.

Из рис. 14.1 (кривая *1*) видно, что температура дымовых газов вверху дымовой трубы при заполнении зазора СТС повышается более чем на 20 °С по сравнению с первоначальным вариантом. Аналогично повышается и температура внутренней поверхности футеровки (кривая *2*). Этого вполне достаточно для исключения конденсационного режима работы дымовой трубы. Расчеты статических давлений на максимальной проектной нагрузке показали, что положительные значения ΔP отсутствуют как в зимний, так и в летний период эксплуатации.

Следует отметить, что приведенные выше выводы сделаны при рассмотрении в качестве сжигаемого топлива на ТЭЦ-27 АО "Мосэнерго" природного газа. Возможность сжигания мазута в качестве резервного топлива в настоя-

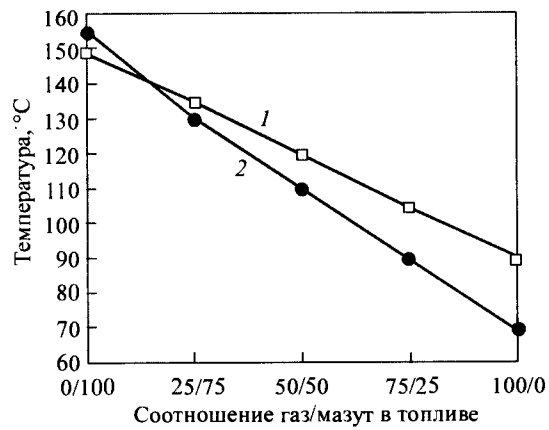


Рис. 14.3. Температура дымовых газов на входе в дымовую трубу после засыпки СТС при различных соотношениях сжигания природного газа и мазута. Режим 2-го котла Е-500 + 2 ВК: *1* — температура уходящих газов; *2* — минимально допустимая температура по условиям возникновения конденсации в дымовой трубе

щее время отсутствует. Несмотря на это, были проведены аналогичные расчеты для случая сжигания мазута. Из рис. 14.3 видно, что наступление конденсационного режима в дымовой трубе вероятно только при доле сжигаемого мазута по тепловой нагрузке свыше 75 %. Такой режим работы для данной ТЭЦ маловероятен. Что касается статических давлений, то объем отводимых газов при сжигании мазута меньше, чем при сжигании природного газа.

Изложенный способ повышения надежности дымовых труб путем восстановления тепловой изоляции хорошо зарекомендовал себя на трубах $H = 150$ м в гг. Уфе и Ярославле, на трубах $H = 250$ м Тюменской ТЭЦ-2 и ТЭЦ-27 АО "Мосэнерго". В 2001 г. на трубе $H = 220$ м Астраханской ТЭЦ-2 и др.

По результатам выполненных обследований и по рекомендациям ЗАО "Союзтеллострой" приступило к реконструкции дымовых труб с вентилируемыми каналами на Печорской ГРЭС ($H = 250$ м), Сургутской ГРЭС-2 ($H = 270$ м трубы №№ 1 и 2), Новогорьковской ГРЭС ($H = 250$ м) ввиду значительных повреждений железобетонных стволов.

Представляется целесообразным для предотвращения разрушений железобетонных стволов дымовых труб с вентилируемыми каналами, которых в РАО "ЕЭС России" эксплуатируется свыше 150 единиц, составить программу и перечень их первоочередного обследования для разработки технически и экономически обоснованных проектов реконструкции и повышения надежности способом нагнетания сухих теплоизоляционных смесей.

14.4.2. Установка внутренних газоотводящих стволов

Установка внутренних газоотводящих стволов является одним из наиболее рациональных способов продления ресурса кирпичных и железобетонных труб, имеющих неремонтопригодные футеровки и ослабленные в результате длительной эксплуатации стволы. Принимая во внимание, что цилиндрический газоотводящий ствол с диффузором имеет в 2–3 раза большую пропускную способность по сравнению с коническим кирпичным или железобетонным стволом, а его долговечность больше по сравнению с футеровкой, экономическая целесообразность такой реконструкции очевидна.

В зависимости от состояния железобетонного ствола внутренний металлический газоотводящий ствол выполняется или самонесущим, с опорой на фундамент трубы или подвесным. В кирпичных трубах внутренний металлический ствол всегда выполняется самонесущим. Для создания нормальных условий ремонтно-эксплуатационного обслуживания трубы в межтрубном пространстве, предусматривается теплоизоляция металлического ствола. На нескольких объектах, где нижняя часть ствола трубы и футеровка имели незначительные повреждения по разработке ОРГРЭС были предусмотрены подвесные внутренние стволы с опорой нижней секции, выполненной в виде конфузора опирающегося на консоль ствола на отм. 30–35м, что позволило уменьшить до 40 % стоимость и сроки реконструкции дымовых труб.

Проектно-техническим институтом "Спецжелезобетонпроект" (г. Челябинск) разработать, а ИЦ АС "Теплострой" (г. Челябинск) выполнены металлические самонесущие стволы высотой до 135 м без башни, на объектах, где железобетонные стволы из-за неремонтопригодности были демонтированы полностью или до 50 % высоты трубы и вновь не восстанавливались. В металлическом стволе предусмотрена внутренняя теплоизоляция и монолитная коррозионностойкая футеровка.

УралВНИПИЭнергопромом были разработаны проекты стеклофаолитовых и титановых внутренних стволов для объектов, где из-за низкой температуры удаляемых газов железобетонные трубы интенсивно разрушались.

Представляет интерес вариант реконструкции "труба в трубе" (разработки фирмы "Энерго +" и др.), при котором вместо замены полностью или частично разрушенной футеровки устанавливается внутренний газоотводящий ствол из стеклопластика. Опыт монтажа и эксплуатации стеклопластиковых стволов показал их определенные преимущества по сравнению с принятыми ранее проектными решениями:

– полностью исключить воздействие дымовых газов и конденсата на железобетонный или кирпичный ствол трубы, исключается коррозия бетона и арматуры по этой причине;

– уменьшается нагрузка на несущий ствол трубы, футеровка может быть полностью или частично разобрана, а масса стеклопластикового ствола в 10–20 раз меньше заменяемой футеровки;

– улучшается термонапряженное состояние бетона ствола (оболочки) трубы из-за образования проходного зазора между газоотводящим стволом и оболочкой трубы;

– пропускная способность стеклопластикового ствола из-за лучшей аэродинамики на 30–60 % больше по сравнению с конической железобетонной или кирпичной трубой с тем же диаметром устья;

– установка диффузора позволяет дополнительно увеличить пропускную способность в 1,5–1,7 раза, т.е. диаметр стеклопластикового ствола может быть значительно меньше диаметра устья газоотводящей трубы и, тем самым, будет уменьшен расход материалов на изготовление газоотводящего ствола.

По сравнению с внутренними металлическими газоотводящими стволами, стеклопластиковый ствол имеет также ряд преимуществ:

• стеклопластик имеет малый вес, что позволяет проводить монтаж ствола несложными грузоподъемными механизмами;

• высокая коррозионная стойкость стеклопластика не требует защитных мероприятий от коррозии. Стеклопластиковый ствол по этой причине не нуждается в теплоизоляции наружной поверхности;

• высокая заводская готовность конструкций, что сокращает сроки монтажа ствола в несколько раз;

• атмосферостойкость, обеспечивающая длительность эксплуатации в любых климатических условиях и возможность установки свободно стоящей стеклопластиковой трубы;

• высокая ремонтопригодность конструкции, ремонтно-восстановительные работы не требуют сложного специального оборудования;

• эффективно и надежно решаются конструкции компенсатора и диффузора;

• значительно облегчается и упрощается контроль за состоянием стеклопластикового ствола и газоотводящей трубы в целом.

Более высокая стоимость стеклопластикового ствола по сравнению с металлическими компенсируется сокращением затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание и большим эксплуатационным ресурсом.

Стеклопластиковый ствол диаметром до 3,25 м изготавливается в заводских условиях в виде царг длиной до 6 м с фланцевыми соединениями, обеспечивающими плотность до 2 МПа. В случае необходимости установки ствола большего диаметра превышающего габариты грузов, транспортируемых по железной дороге, ствол может изготавливаться из отдельных сегментов, собираемых в царги при монтаже газоотводящего ствола. В зависимости от теплового режима, при температуре удаляемых газов более 140 °С, газоотводящий ствол изготавливается с теплоизолирующим слоем со стороны, контактирующей с удаляемыми газами из углепластика и других материалов.

14.4.3. Замена кирпичной футеровки монолитной

Эксплуатация газоотводящих труб в непроектном режиме, с более низким и нестабильными тепловыми нагрузками, работе теплоагрегатов на непроектном виде топлива сопровождается в железобетонных трубах ускоренным износом кирпичной футеровки и разрушением теплоизоляции из минераловатных матов. Достаточно эффективным решением в этом случае является замена кирпичной футеровки монолитной полимербетонной или полимерсиликатбетонной футеровкой в зависимости от степени агрессивности удаляемых газов. Преимущество такой замены заключается в том, что монолитная футеровка обладает более высокой газоплотностью с кирпичной футеровкой, особенно кислотоупорной толщиной в полкирпича. Обязательным условием допустимости такого варианта реконструкции газоотводящей трубы является отсутствие недопустимых напряжений в арматуре железобетонного ствола при совместном действии внешних сил и температуры. Должен быть выполнен соответствующий расчет ствола трубы.

14.4.4. Установка диффузоров

При расширении тепловой электростанции вновь вводимое оборудование может быть подключено временно или постоянно к существующей газоотводящей трубе. Это приведет к увеличению расхода газов через трубу, увеличению потерь напора, уменьшению относительной самотяги, и в результате в газоотводящем канале может появиться избыточное статическое давление, для ликвидации которого необходимо провести реконструкцию трубы, направленную на снижение значения форм-параметра.

С этой целью на существующих газоотводящих трубах, работающих с перегрузкой, МЭИ предложено устанавливать диффузоры. Одной из первых газоотводящих труб, подвергшихся такой реконструкции, была железобетонная труба с кирпичной футеровкой Орской ТЭЦ высотой H = 140 м, диаметром устья D_0 = 5,1 м. После подключения к этой трубе дополнительного оборудования расход газов в ней достиг 536 м/с и при температуре уходящих газов 120°С динамическое давление в устье составило 310 Па. Проведенные Союзтехэнерго измерения выявили избыточное статическое давление в верхней части трубы (максимальное значение 130 Па). Это стало причиной проникновения агрессивных химических соединений, находящихся в продуктах сгорания, через швы футеровки к железобетонному стволу.

МЭИ выбраны параметры рекомендованного к установке диффузора: активная длина 3,4 м, выходной диаметр 6,2 м (рис. 14.4).

Диффузор состоит из трех стальных звеньев, соединенных фланцами с асбестовыми прокладками между ними. Внутренняя поверхность диффузора защищена антикоррозионным лаком. Для установки диффузора кирпичную футеровку по окружности трубы разобрали на высоту 1,4 м.

Принципиальная схема монтажа диффузора, разработанная Киевским отделением АТЭП, следующая: около устья трубы сооружают монтажные площадки и устанавливают подъемные механизмы; производят контрольную сборку диффузора на земле; поднимают нижнее звено диффузора, заводят его в устье трубы и устанавливают в проектное положение на бетонную подливку; бетонируют промежуток между стенками трубы и диффузора; устанавливают среднее и верхнее звенья; футеруют поверхность трубы в месте примыкания ее к диффузору.

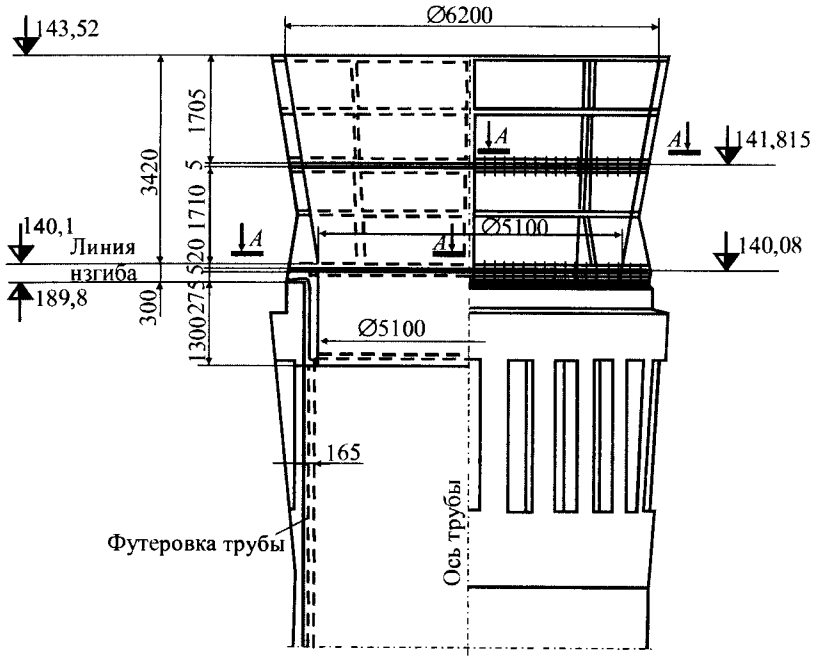


Рис. 14.4. Диффузор газоотводящей трубы Орской ТЭЦ

При монтаже диффузора можно использовать вертолет. Если установку диффузора совмещают с капитальным ремонтом трубы, то при этом используют шахтоподъемник.

Реконструкция газоотводящих труб с кирпичной футеровкой может заключаться в превращении невентилируемого зазора между футеровкой и железобетонным стволом в вентилируемый канал по всей высоте трубы. Для этого перекладывают узлы сопряжения футеровки на консолях и невентилируемые воздушные зазоры соединяют между собой.

14.4.5. Повышение газоплотности футеровки и антикоррозийная защита внутренней поверхности газоотводящего ствола

Для предотвращения попадания газов в вентиляционный зазор дымовой трубы через трещины и пустошовку футеровки необходимо повысить ее газоплотноеть. До настоящего времени производство таких работ выполняется методом торкретирования цементо-песчаной смесью. Однако такой метод повышения газоплотности является временным мероприятием, так как в практике эксплуатации торкретные штукатурки из цементо-песчаной смеси служат не более 3–4 лет. В связи с этим для ТЭЦ-27 АО "Мосэнерго" предложен новый способ по-

вышения газоплотности футеровки методом заполнения швов кладки специальной пастой на основе полимерных композиционных материалов.

ОАО "НПО Стеклопластик" разработаны защитные полимерные пасты (ЗПП), предназначенные для ремонта внутренней поверхности футеровки дымовой трубы. Пасты готовят на основе эпоксидных дифеновых смол, способных превращаться в полимеры пространственного (сетчатого) строения. В качестве отверждающей системы разработаны специальные отвердители на основе ароматических полиаминов.

Эпоксидные смолы модифицируются пластификаторами и эластификаторами на основе полиуретанов, а также модифицируются полифенилсилоксанами, совмещенными с полибутилметакрилатами и полиметилфенилсилоксанами для повышения термостойкости и адгезионной прочности к защищаемой поверхности.

В качестве наполнителей используются окислы металлов, мелкодисперсный стеклянный наполнитель, коротковолокнистый стеклянный наполнитель и др.

На специально разработанном стенде для условий эксплуатации дымовой трубы ТЭЦ-27 АО "Мосэнерго" ЗИП подверглись полупромышленным испытаниям. Стенд был изготовлен и подключен к газоходу дымовой трубы ТЭЦ-27.

Экспонирование паст в эксплуатационных условиях выполнялось в двух направлениях:

– испытание паст в виде разделки швов четырех фрагментов из футеровочного кислотоупорного кирпича, изготовленных на стенде;

– испытание паст в виде образцов-свидетелей, размещенных в специальных контейнерах, расположенных в стенде.

С 22.02.2000 г. и по настоящее время фрагмент футеровки из кислотоупорного кирпича с разделкой швов четырьмя типами паст находится в экспозиции на стенде, подключенном к действующей дымовой трубе на ТЭЦ-27. С 10.05–8.07.2000 г. дымовая труба находилась в ремонте. В этот период для проверки работоспособности ЗПП в реальных условиях эксплуатации на отметке 165–180 м был выделен экспериментальный участок футеровки, на который были нанесены покрытия ЗПП (грунтовка ГЭК-1 и паста ПЭК-1), зарекомендовавшие себя на стенде по эксплуатационным показателям с наилучшей стороны.

После получения положительного полуторагодичного опыта эксплуатации ЗПП как на стенде, так и на экспериментальном участке в трубе было принято решение о проведении в 2001 г. повышения газоплотности футеровки дымовой трубы H = 250 м ТЭЦ-27 АО "Мосэнерго" способом заполнения швов кладки защитными полимерными пастами.

Для предотвращения попадания дымовых газов в зазор между кирпичной футеровкой и стволом дымовой трубы необходимо повысить газоплотность

футеровки. В настоящее время производство таких работ выполняется методом торкретирования футеровки цементно-песчанной смесью. Однако, такой метод повышения газоплотности футеровки является временным мероприятием, так как в практике эксплуатации торкретные штукатурки из цементно-песчанной смеси служат не более 3–4 лет.

Представляется целесообразным рассмотреть способ повышения газоплотности футеровки методом заполнения швов кладки специальной пастой на основе полимерных композиционных материалов. В ОАО "НПО Стеклопластик" разработаны 3 типа защитных полимерных паст (ЗПП), предназначенных для ремонта внутренней поверхности футеровки дымовой трубы.

Пасты ПЭК-1 и ПКП-2 готовят на основе эпоксидных диановых смол, содержащих в молекуле не менее двух глицидиловых групп, находящихся на концах цепей, и способных превращаться в полимеры пространственного (сетчатого) строения. Процесс отверждения проходит по механизму поликондесации. В качестве отверждающей системы разработаны специальные отвердители на основе ароматических полиаминов.

Эпоксидные смолы модифицируются пластификаторами и эластификаторами на основе полиуретанов, а также модифицируются полифенилсилоксанами совмещенными с полибутилметакрилатами и полиметилфенилсилоксанами для повышения термостойкости и адгезионной прочности к защищаемой поверхности.

В качестве наполнителей используются окислы металлов, мелкодисперсный стеклянный наполнитель, коротковолокнистый стеклянный наполнитель и др.

Композиции, из которых созданы пасты типа ПКП-3, состоят из полимерной основы, наполнителей, различных добавок (пластификаторов, антиоксидантов и адгезионных компонентов), сшивающих агентов и катализаторов вулканизации. При приготовлении композиций, отверждающихся на холоду, обычно используют полимеры с концевыми ОН-группами и молекулярным весом от 30 000 до 100 000. При использовании полимеров с меньшим молекулярным весом физико-механические свойстве композиций ухудшаются, а с большим — улучшаются, однако технология переработки их усложняется. Для повышения механической прочности композиции усиливают наполнителями (двуокись титана, железный сурик, окислы металлов, мелкодисперсный стеклянный наполнитель, коротковолокнистый стеклянный наполнитель и др.).

Одним из важнейших компонентов композиции является отвердитель. В зависимости от вида отвердителя и способа применения различают одно- и двухкомпонентные составы. Однокомпонентные составы холодного отверждения представляют собой смесь полиорганосилоксанового каучука, наполнителя и отвердителя, упакованных в герметичную тару. Материал начинает вулканизоваться сразу после выдавливания из герметичного патрона при соприкосновении с влагой воздуха.

Двухкомпонентные составы содержат в одной упаковке пасту (полимер с наполнителями и добавками), в другой — отвердитель (соли карбоновых кислот олова, циркония, железа, цинка, марганца и др.) и полифункциональный компонент. Отверждение пасты начинается непосредственно после введения отвердителя и полностью заканчивается после 24 ч. с образованием эластичного материала. Отличительной осбенностью двухкомпонентных составов является способность их отверждаться в слое любой толщины.

Пасты ГТКП-4 созданы на основе замазки "Арзамит", модифицированной мелкодисперсным стеклянным наполнителем.

Экспонирование ПКП в эксплуатационных условиях непосредственно выполнялись в двух направлениях:

– испытание паст в виде разделки швов 4-х фрагментов из футеровочного кислотоупорного кирпича, изготовленных на специальном стенде, предназначенном для исследования материалов футеровки дымовых труб, и подключенном к дымовой трубе;

– испытания паст в виде образцов-свидетелей, размещенных в специальных контейнерах, расположенных в стенде, подключенном к дымовой трубе.

В течение года элемент футеровки из кислотоупорного кирпича с разделкой швов 4-мя типами паст находится в экспозиции на стенде, подключенном к действующей дымовой трубе на ТЭЦ-27 ОАО "Мосэнерго".

За время экспозиции были выполнены обследования состояния швов элемента футеровки на стенде. В процессе обследования был осуществлен визуальный осмотр и контроль твердости по Барколу ПКП.

Визуальный осмотр показал, что все ПКП несколько потемнели под действием дымовых газов, температуры и влаги. При первом осмотре на покрытии ПКП-4 обнаружены мелкие поверхностные трещины, причем остальные покрытия находились в хорошем состоянии. После экспозиции в течение 12 мес. установлено: ПКП-1 — швы потемнели, но глянцевая поверхность сохранилась; ПКП-2 — швы потемнели; ПКП-3 — швы потемнели; ПКП-4 — обнаружены поверхностные трещины, которые увеличиваются со временем экспозиции.

Состояние паст на образцах-свидетелях оценивалось проведением физико-механических испытаний образцов, отобранных после экспозиции в стенде: твердости по Барколу, водопоглощения, прочности при статическом изгибе, прочности при сжатии, адгезионной прочности при отрыве и при сдвиге от кирпича и силикатной замазки. Результаты испытаний представлены в табл. 14.2.

Таблица 14.2

Результаты испытаний образцов-свидетелей полимерных композиционных паст (ПКП) в процессе экспонированиия в дымовой трубе ТЭЦ-27 в течение 12 мес.

№ п/п	Марка пасты Свойства	Срок экспони-рования, мес.	ПЭК-1		ПКП-2		ПКП-3		ПКП-4	
			*X**	*S*	*X*	*S*	*X*	*S*	*X*	*S*
1.	Твердость по	0	40	3	19	4	—	—	21	3
	Барколу, отн. ед.	4	40	3	23	4	—	—	24	3
		12	48	3	26	5	—	—	31	7
2.	Водопоглощение, %	0	0,044	—	0,0642	—	0,133	—	1,426	—
		4	0,044	—	0,936	—	0,151	—	1,254	—
		12	0,074	—	0,983	—	0,203	—	1,954	—
3.	Статический изгиб,	0	91	16	47	7	4,3	0,9	9,7	1
	МПа	4	92	4	44	2,3	2,6	0,12	12	8
		12	87	5	40	6,6	1	0,13	8	2,6
4.	Сжатие, МПа	0	106	3,0	61	3,4	8,8	1,7	66	6,3
		4	106	2,6	64	4,5	10	1,5	81	5
		12	112	9,1	80	6,1	15	1,5	96	3,8
5.	Адгезия при отрыве	0	6,8	1,1	4	1,7	1,4	0,4	0,35	0,06
	от кислотоупорного	4	5,0	1,3	4,9	1,3	1,4	0,3	0,4	0,08
	кирпича, МПа	12	7,0	1,2	8,0	0,2	1,3	0,2	0,35	0,04
6.	Адгезия при сдвиге	0	7,6	1,0	8,4	1,2	1,7	0,5	4,0	1,2
	от кислотоупорного	4	6,9	0,7	6,5	0,9	1,4	0,3	4,3	0,9
	кирпича, МПа	12	7,9	1,2	6,5	0,9	1,4	0,3	4,3	0,9
7.	Адгезия при отрыве	0	1,5	0,13	1,0	0,05	0,15	0,04	0,05	0,002
	от силикатной	4	1,3	0,2	0,6	0,1	0,16	0,03	0,05	0,002
	замазки, МПа	12	1,4	0,3	0,6	0,1	0,13	0,03	0,04	0,006
8.	Адгезия при	0	6,1	2,1	4,5	1,1	1,3	0,3	1,9	1,2
	силикатной замазки,	4	4,6	1,3	3,4	1,6	1,0	0,4	1,6	0,8
	МПа	12	3,6	2,0	3,1	1,1	0,9	0,7	1,3	0,13

* *X* — среднее значение показателя; *S* — среднеквадратичное отклонение показателя.

Твердость по Барколу, измеренная твердомером при осмотрах на фрагментах футеровки вначале после 2-х недельной экспозиции возросла на 5–10 % за счет дополнительной полимеризации связующего, а затем стала изменяться за счет воздействия внешних факторов. За 12 мес. экспозиции произошли следующие изменения твердости по Барколу: ПЭК-1 — возросла на 20 %; ГЖП-2 — возросла на 36,8 %; ПКП-3 — не замерялась; ПКП-4 — возросла на 47,6 %.

Испытания образцов-свидетелей, извлеченных из стенда после 12-ти месяцев экспозиции показали:

ПЭК-1: прочность при сжатии увеличилась на 5,6 %; прочность при изгибе снизилась на 4,6 % (в пределах разброса показателей); адгезия при отрыве от кислотоупорного кирпича увеличилась на 2,9 %; адгезия при сдвиге от кислотоупорного кирпича увеличилась на 3,9 %; адгезия при отрыве от замазки снизилась на 6,7 %; адгезия при сдвиге от замазки снизилась на 40,98 %;

ПКП-2: водопоглощение увеличилось в 14 раз, однако по абсолютному значению осталось низким (0,983 %); прочность при изгибе снизилась на 14,8 %; прочность при сжатии увеличилась на 31,1 %; адгезия при отрыве от кислотоупорного кирпича увеличилась на 100 %; адгезия при сдвиге от кислотоупорного кирпича снизилась на 22,6 %; адгезия при отрыве от замазки снизилась на 40 %; адгезия при сдвиге от замазки снизилась на 31,1 %;

ПКП-3: водопоглощение увеличилось на 52,6 %, однако по абсолютному значению, осталось низким (0,203 %); прочность при изгибе снизилась на 76,7 %; прочность при сжатии увеличилась на 70,45 %; адгезия при отрыве от кислотоупорного кирпича снизилась на 88,23 %; адгезия при сдвиге от кислотоупорного кирпича снизилась на 23,5 %; адгезия при отрыве от замазки снизилась на 13,3 %; адгезия при сдвиге от замазки снизилась на 30,76 %;

ПКП-4: водопоглощение увеличилось на 32,3 %; прочность при изгибе снизилась на 17,5 %; прочность при сжатии увеличилась на 45,45 %; адгезия при отрыве от кислотоупорного кирпича не изменилась; адгезия при сдвиге от кислотоупорного кирпича снизилась на 10 %; адгезия при отрыве от замазки снизилась на 20 %; адгезия при сдвиге от замазки снизилась на 31,57 %.

В результате проведенного анализа полученных данных после испытаний паст в условиях фрагментов футеровок и на образцах-свидетелях после 12-ти месячного экспонирования в стендовых условиях на дымовой трубе можно определенно полагать:

– паста ПЭК-1 является наиболее стабильной по своим показателям;

– паста ПКП-4 показала увеличение характеристик за счет повышения хрупкости и снижения трещиностойкости;

– пасты ПКП-2 и ПКП-3 имеют некоторые преимущества по сохранению адгезии при отрыве от кирпича и сжатии.

В настоящее время для производства работ по повышению газоплотности футеровки дымовых труб используются материалы ГЭК-1 (ТУ 6-48-05786904-190–2001) и ПЭК (ТУ 6-48-05786904-189–2001), выпускаемые ОАО "НПО Стеклопластик" совместно с ООО "Теплохимэнерго".

Технологический процесс нанесения антикоррозионных защитных покрытий на металлические поверхности состоит из следующих операций:

1. Подготовка поверхности.
2. Приготовление и нанесение грунта ГЭК-1.
3. Приготовление и нанесение полимерной композиции ПЭК-1.
4. Контроль качества.

1. Подготовка поверхности. Подготовка поверхности производится с использованием пескоструйной установки "Шквал" (Россия) или гидропескоструйной установки "QERZEN 500E" (Германия) с использованием аппарата "Торнадо" для подачи песка (корунда, гранитной крошки и т.п.). Доставка воды к гидропескоструйному аппарату может осуществляется шлангами (рукавами) от водопроводной сети или насосами высокого давления.

Работы проводятся при освещенности не менее 150 лк. и температуре окружающего воздуха — не ниже +5 °С.

Оператор подключает аппарат "QERZEN 500E" к источнику электроэнергии 380V 50 Гц 63А и источнику воды и устанавливает на гидропескоструйном аппарате давление в пределах 40,0–50,0 МПа.

Зачистка поверхности производится с расстояния 100–150 мм между соплом и зачищаемой поверхностью под углом 30–90° с линейной скоростью 2–2,5 м/мин.

При использовании установки для подачи песка (корунда) "Торнадо". Применяется песок не более М 2,5. Расход песка ориентировочно составляет 2,5–4,5 кг/м^2.

Работы по зачистке поверхности производятся с люльки.

2. Приготовление и нанесение грунта ГЭК-1. Перед нанесением грунтовочного слоя на поверхности футеровки не допускается наличие капельной влаги.

Компоненты грунта ГЭК-1 (А) и ГЭК-1 (В) тщательно перемешиваются в емкости объемом 20–50 литров в соотношении 1:0,15. Объем грунтовки рассчитывается в зависимости от площади покрываемой поверхности.

Грунт ГЭК-1 наносится методом безвоздушного напыления из установок типа "Вагнер" или "Финиш".

Характеристики агрегата "Финиш-211-1"

Максимальное рабочее давление, атм	240
Подача насоса, л/мин	6,5
Расход материала, кг/мин	4,0
Электродвигатель:	
мощность, КВт	2,2
напряжение, В	380
Масса, кг	75
Дальность подачи материалов по шлангам, м	До 90

Грунт наносится по всей защищаемой поверхности. Расход ГЭК-1 составляет 0,6–1,0 кг/м^2 с производительностью 35–40 м^2/ч.

Примечание. Для нанесения покрытия может использоваться аппаратура как воздушного, так и безвоздушного ("Taiger Gold 20 000", производство Италия.).

3. Приготовление и нанесение полимерной композиции ПЭК-1. Полимерную композицию ПЭК-1 наносят сразу после начала желирования (до "отлипа") грунтовочного слоя (ориентировочно через 80–90 мин. при температуре +20–+23 °С). Для ее нанесения используется установка "Синтез" (разработка ОАО "ПНО Стеклопластик" и ООО "Теплохимэнерго") со следующими характеристиками:

Максимальная производительность, л/ч	800
Мощность, КВт	2,2
Максимальное рабочее давление, МПа	2,0
Дальность подачи материала, м:	
по вертикали	50
по горизонтали	80
Габариты, см	150×56× 93
Масса, кг	114

В загрузочные бачки установки "Синтез" загружают исходные компоненты композиции ПЭК-1. Затем включают установку и наносят покрытие на защищаемую поверхность с помощью специальных приспособлений:

– для заделки швов кирпичной кладки ("пустошовки") используется устройство для инъектирования композиции ПЭК-1;

– для получения сплошного покрытия используется специальный пистолет-напылитель.

Из подающего агрегата установки "Синтез" композиция ПЭК-1 по шлангу подается к пистолету-напылителю и рабочий укладывает ее на защищаемую поверхность в несколько слоев до получения пленки толщиной 1,0–1,5 мм.

Время отверждения до состояния "отлип" одного слоя составляет 4 ч при температуре +20–+23 °С. Количество слоев — 2–3 слоя.

Звено, выполняющее работы по ремонту футеровки дымовой трубы состоит из 2-х рабочих и мастера:

– 1-ый рабочий загружает исходные компоненты в установку "Синтез" и следит за ее работой;

– 2-ой рабочий наносит композицию ПЭК-1 на защищаемую поверхность;

– мастер осуществляет контроль за нанесением покрытия. Производительность работ составляет — 35–40 м^2/ч.

Расход пасты ПЭК-1 составляет — 1,2–2,5 кг/м^2.

4. Контроль качества. Контроль качества зачистки поверхности футеровки производится инженером-смотрителем визуально или используя различные приспособления до нанесения грунтовочного слоя ГЭК-1.

Контроль качества нанесения покрытия производится инженером-смотрителем визуально или используя различные приспособления.

Контроль процесса полимеризации ПЭК-1 производится с помощью специального прибора-твердомера (Баркол) или лабораторно на образцах-свидетелях.

Примечание. Для нанесения покрытия может использоваться аппаратура как воздушного, так и безвоздушного ("Taiger Gold 20 000", производство Италия.).

Ниже в табл. 14.3 приводится перечень объектов, где использовалась технология ремонта полимерными составами ГЭК-1 и ПЭК-1.

Таблица 14.3

Перечень объектов, где использовалась технология ремонта полимерными составами ГЭК-1 и ПЭК-1

№ п/п	Наименование объекта	Адрес объекта	Год проведения ремонта
1.	Футеровка дымовой трубы $H = 250$ м	Москва, ТЭЦ-27 ОАО "Мосэнерго"	2001 г.
2.	Футеровка дымовой трубы $H = 250$ м	г. Тюмень, ТЭЦ-2	2002 г.
3.	Футеровка дымовой трубы $H = 30$ м	г. Печора, ЖКХ	2002 г.
4.	Оболочка градирни № 1	Москва, ТЭЦ-27 ОАО "Мосэнерго"	2003 г.
5.	Футеровка дымовой трубы $H = 250$ м	г. Печора, ЖКХ	2003 г.
6.	Наружная поверхность, металлическая вставка и футеровка дымовой трубы $H = 30$ м	Московская область, г. Подольск, ДСКД "Мясопродукт"	2003 г.
7.	Наружная поверхность, газоход и футеровка дымовой трубы $H = 30$ м	Московская область, нос. Дорохове, ЗАО "Устой"	2003 г.
8.	Футеровка дымовой трубы $H = 60$ м		2003 г.
9.	Футеровка дымовой трубы $H = 45$ м		2003 г.
10.	Футеровка дымовой трубы $H = 60$ м	г. Санкт-Петербург, ОАО "Петрокерамика"	2003 г.

Глава 15 КОНСЕРВАЦИЯ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ

До последнего времени практический опыт консервации газоотводящих труб крайне незначителен, а проведенные обследования труб, выведенных из эксплуатации свидетельствуют, в ряде случаев, о наличии в трубах более интенсивных процессов коррозии футеровок, бетона, арматуры по сравнению с периодом, когда они находились в эксплуатации. Так, например, на Новочебоксарской ТЭЦ-3 через 4 года после вывода железобетонной трубы высотой 150 м из эксплуатации произошло обрушение футеровки не имевшей до вывода из работы существенных повреждений. При обследовании трубы после обрушения футеровки было выявлено коррозионное разрушение железобетонных консолей, сернокислотная коррозия и потеря прочности бетона ствола с внутренней и наружной стороны. Для предотвращения самопроизвольного обрушения ствола трубы ствол был демонтирован до отметки 120 м, разобраны остатки футеровки, выполнено восстановление бетона изнутри и снаружи оставшейся части ствола трубы.

В 2002 г. при обследовании дымовой трубы № 1 высотой 180 м Волгодонской ТЭЦ-2, введенной в эксплуатацию в 1977 г., а в 1996 г. выведенной из работы в связи с переключением котлов на трубу № 2, было обращено внимание на деформацию трех верхних звеньев кирпичной футеровки локальными выпуклостями с выходом из плоскости кладки до 500 мм площадью 5–8 м и опоясывающими выпуклостями с выходом из плоскости кладки на такие же величины.

По данным видеосъемки футеровки, проведенной в 1996 г., такие нарушения футеровки отсутствовали.

В 2003 г. верхнее звено футеровки частично обрушилось и в аварийном состоянии оказалась футеровка выше отм. 60 м до самого верха трубы из-за деформации в виде выпуклостей до 500 мм и более в 10 верхних звеньях футеровки.

Причиной разрушения футеровки в трубе Волгодонской ТЭЦ-2 и футеровки и бетона ствола трубы Новочебоксарской ТЭЦ-3 была сульфатная и сернокислотная коррозия конструкций труб под воздействием атмосферных осадков, так как до вывода труб из рабочего состояния они с начала эксплуатации обслуживали котлы, работавшие на сернистых мазутах.

На ТЭЦ-11 Мосэнерго защитный слой железобетонной дымовой трубы высотой 100м, выведенной из эксплуатации в 1999 г., к 2002 г. начал обрушаться крупными лещадками по всей высоте дымовой трубы из-за отторжения его корродирующей арматурой. До вывода трубы из эксплуатации повреждения защитного слоя за 52 года эксплуатации трубы были незначительными.

Четыре железобетонные дымовые трубы высотой 120 м на Щекинской ГРЭС, выведенные из эксплуатации в 80-х годах, к 2000 г. оказались без лестниц и светофорных площадок, а бетон верхней части стволов труб начал обрушаться из-за коррозии бетона и арматуры.

Особенно опасными являются локальные и опоясывающие по периметру повреждения стволов кирпичных и железобетонных труб, в местах перемены сечения стенки кирпичных труб и швах бетонирования железобетонных труб.

Без осуществления защитных мероприятий трубы, выведенной из эксплуатации, как показывают вышеприведенные примеры, могут оказаться неремонтопригодными и аварийными.

Требования по консервации труб после их отключения впервые регламентированы в "Правилах безопасности при эксплуатации дымовых и вентиляционных промышленных труб" ПБОЗ-445–02 Госгортехнадзор России.

При остановке обслуживаемых технологических агрегатов на срок более 6 мес. в соответствии с п. 16 разд. 1 Правил должны быть выполнены работы по консервации обслуживающих труб.

Содержание и объем работ по консервации труб зависят от конструктивных особенностей труб, срока и условий, в которых происходила их эксплуатации, характера и объема дефектов и повреждений к моменту консервации труб, а также причин вывода труб из эксплуатации, которые условно можно подразделить на 3 группы:

- временно, более 6 мес. но не более года;
- на длительный, более года до 5 лет и более из-за переключения котлов или теплосиловых установок на другие трубы, или их отключения по причине демонтажа оборудования, выработавшего ресурс, или отсутствия потребителя теплоэнергии;
- для последующего демонтажа трубы, проведений которого отложено на неопределенный срок по разного рода причинам.

Консервации также подлежат вновь возведенные или незаконченные строительством трубы на объектах, где задерживается ввод теплового оборудования или установок, для которых возводилась газоотводная труба.

Мероприятиям по консервации труб должно предшествовать обследование состояния трубы, установление объема повреждений ствола и футеровки трубы и ремонтом трубы по результатам обследования.

Если газоотводящая труба подлежит консервации до 1 года, то выполняется ремонт футеровки трубы и газоходов, чтобы исключить останов трубы для ремонта футеровки после включения ее в работу.

В случае вывода трубы из эксплуатации до 5 лет помимо ремонта футеровки выполняется ремонт ствола трубы, металлоконструкций лестницы, светофорных площадок, молниезащиты, антикоррозионная защита металлоконструкций.

В случае вывода труб под демонтаж, с неопределенным сроком демонтажа, выполняется только ремонт ствола трубы, металлоконструкций лестницы и светофорных площадок.

Технические мероприятия, непосредственно относящиеся к консервации газоотводящих труб, в зависимости от причин вывода труб из эксплуатации, максимальный объем имеют для труб второй группы, которые заключаются в следующем:

1) очистка поверхности футеровки от золы и продуктов коррозии и нанесение антикоррозионного гидроизолирующего покрытия из полимерных материалов (литурен и т.п.) при работе теплоагрегатов на сернистом топливе;

2) закрытие до 80 % выходных вентиляционных отверстий задвижками в случае труб с вентилируемым зазором, отключение системы принудительной вентиляции с подогревом;

3) устройство металлического перекрытия устья трубы;

4) заделка проемов для ввода газоходов или уплотнение шиберов и взрывных клапанов в газоходах;

5) устройство проема для вентиляции газоотводящего тракта трубы на отметке ввода газоходов;

6) защита наружной поверхности ствола трубы гидрофобным покрытием.

Для газоотводящих труб, подлежащих демонтажу, обязательными мероприятиями по консервации являются:

1) демонтаж чугунного оголовка трубы для предотвращения его самопроизвольного обрушения;

2) защита наружной поверхности ствола трубы гидрофобным покрытием;

3) заделка проемов для ввода газоходов, для исключения выброса материалов разрушения футеровки через проемы на территорию возле трубы.

На газоотводящих трубах, не введенных в эксплуатацию, обязательна установка перекрытия устья трубы и заделка проемов для газоходов металлическими или деревянными щитами.

Консервация труб должна выполняться по проекту, разработанному специализированной организацией, имеющей лицензию на соответствующий вид деятельности.

Наблюдения за состоянием труб, осмотры и обследования, измерения осадки и крена труб, находящихся в консервации, выполняются в том же объеме и в те же сроки, что и труб, находящихся в эксплуатации.

Маркировка труб, антикоррозионная защита металлоконструкций лестниц, светофорных площадок, молниезащиты должны поддерживаться в исправном состоянии.

Расконсервации трубы должно предшествовать обследование ее состояния и ремонт трубы по устранению выявленных повреждений.

Глава 16 ВЕНТИЛЯЦИОННЫЕ ТРУБЫ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

16.1. Общие положения по выбору вентиляционных труб АЭС

На АЭС одним из источников радиоактивных газоаэрозольных выбросов в атмосферу являются вентиляционные трубы. По абсолютной величине выбросы из вентиляционных труб при нормальной работе АЭС незначительны, но, тем не менее, должно быть обеспечено максимально эффективное рассеивание их в атмосфере с тем, чтобы приземные концентрации этих выбросов были минимальными.

Высота вентиляционных труб принимается не менее 100 м, чтобы уменьшить вероятность попадания выбросов в зону аэродинамической тени, образующейся при обтекании главного корпуса АЭС ветровым потоком, и не более 150 м — для ограничения зоны рассеивания выбрасываемых радиоактивных веществ и ограничения площади отчуждаемых под санитарно-защитные зоны земель.

В зависимости от высоты центральной вентиляционной трубы АЭС размер санитарно-защитной зоны определяется по формуле:

$$R = dH, \tag{16.1}$$

где R — расстояние от источника выброса до внешней границы санитарно-защитной зоны, м; H — высота трубы, м; d — безразмерный параметр, который зависит от высоты трубы, количества выбрасываемого воздуха, метеорологических и других условий Параметр d определяется по графику (рис. 16.1) в зависимости от $v_м$, м/с:

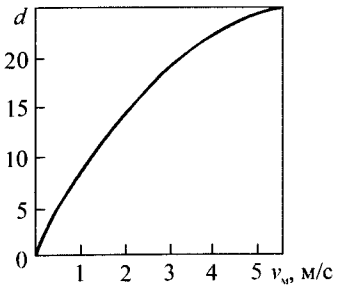


Рис. 13.1. Зависимость коэффициента d от $V_м$

$$v_м = 0{,}65\sqrt[3]{V\Delta T / H}\,, \qquad (16.2)$$

где V — секундный объем выбрасываемой из вентиляционной трубы смеси, м^3/с; ΔT — разность температур выбрасываемой смеси и атмосферного воздуха, К.

В соответствии с [16.1] скорость выбрасываемого воздуха в устье вентиляционных труб рекомендуется принимать не менее 10 м/с, и, кроме того, она должна в 1,5–2 раза превышать скорость ветра на той же высоте. Это превышение должно составлять не менее 2,4 раза с тем, чтобы не происходило самоокутывания вентиляционных труб, называемого в некоторых источниках [16.2] эффектом "обратной тяги", когда газовый поток, выходящий из трубы с малой скоростью, втягивается в зону пониженного давления, образующуюся с подветренной стороны вентиляционной трубы. Такое опускание газоаэрозольных выбросов может привести к ухудшению радиационной обстановки на промплощадке.

Вентиляционные выбросы рекомендуется сосредоточивать на возможно меньшем числе труб, не устанавливать на трубах зонты. На АЭС осуществляется непрерывный контроль выброса вентиляционного воздуха, загрязненного радиоактивными веществами. Среднесуточный и среднемесячный допустимый выброс радиоактивных газов и аэрозолей в атмосферу, основанный на опыте эксплуатации действующих АЭС, установлен санитарными правилами проектирования и эксплуатации атомных электростанций (табл. 16.1, 16.2) [16.3].

Таблица 16.1

Среднесуточный допустимый выброс

Нуклиды	N = 1000÷6000 МВт (э), Ки Сут·1000 МВт (э)	$N \geq 6000$ МВт (э), Ки Сут·$N_{АЭС}$
ИРГ (любая смесь)	500	3000
I (газовая + аэрозольная фазы)	0,01	0,06
Смесь долгоживущих нуклидов	0,015	0,09
Смесь короткоживущих нуклидов	0,2	1,2

Примечания. 1. Под термином ИРГ понимается любая смесь инертных радиоактивных газов — изотопов аргона, криптона и ксенона. 2. Допускается однократный (или суточный) выброс радионуклидов, превышающий в 5 раз приведенный в табл. 13.1 среднесуточный допустимый выброс при условии, что суммарный выброс за один квартал не превысит соответствующего расчетного значения.

Таблица 16.2

Среднесуточный допустимый выброс

Выброс	Радионуклид					
	^{90}Sr	^{89}Sr	^{137}Cs	^{60}Co	^{54}Mn	^{51}Cr
N = 1000÷6000 МВт, Ки / мес·1000 МВт	1,5	15	15	15	15	15
$N \geq 6000$ МВт, Ки / мес·$N_{АЭС}$	9	90	90	90	90	90

Примечания. 1. Приведенные значения допустимого сброса относятся к высоте трубы от 80 до 150 м и равномерной розе ветров. При отклонении от этих условий необходимо вводить поправки.
2. Среднемесячное значение выброса в исключительных случаях может быть превышено в 5 раз при условии, что не будет превышен годовой предел выброса.

В случае выбросов радиоактивных изотопов с вентиляционным воздухом из низких труб во избежание попадания примеси в зону аэродинамической тени за зданиями такие выбросы рекомендуется производить на высоте H, превышающей в 2,5–3 раза высоту прилегающих к точке выброса зданий в радиусе 4–5 H. Расстояние между зданиями должно быть 6–8-кратным высоте впереди стоящего здания.

При наличии градирен необходимо располагать вентиляционные трубы с наветренной стороны по отношению к градирням.

Вентиляционный воздух для вентиляции помещений АЭС поступает из специальных приточных камер, располагаемых в зоне свободного режима или на границе зон свободного и строгого режимов.

Требованиями к вентиляции и газоочистке предусмотрено, что должна быть исключена возможность попадания воздуха, выбрасываемого из вентиляционных труб и технологических выхлопных устройств, в заборные устройства приточных вентиляционных систем при всех режимах работы АЭС.

16.2. Компоновочно-конструктивные решения по вентиляционным трубам АЭС

Компоновочно-конструктивные решения по вентиляционным трубам в значительной степени предопределяются компоновками атомных электростанций, которые по мере отработки основных технологических процессов, совершенствования основного и вспомогательного оборудования, накопления опыта строительства и эксплуатации развивались в направлении максимального блокирования производственно-вспомогательных зданий и сооружений электростанции.

Можно выделить два варианта размещения вентиляционных труб АЭС: вне главного корпуса и на реакторном отделении.

Первый вариант характерен для более ранних проектов АЭС, на которых главный корпус выполнялся из нескольких различных объемов, и за его пределы выносился ряд вспомогательных систем, в том числе установки по подавлению активности неконденсирующихся газов. В качестве примера такого решения можно указать первую очередь Курской АЭС с реактором РБМК-1000.

Примером второго варианта может служить первая очередь Смоленской АЭС также с реакторами РБМК-1000. Главный корпус этой электростанции выполнен в виде единого объема, и в реакторное отделение внесены насосная станция и выпарная установка хранилища жидких отходов, а также УПАК, размещенная непосредственно под кровлей центрального пролета. Такое решение позволило исключить внешние вентиляционные коммуникации и расположить вентиляционную трубу на кровле реакторного отделения непосредственно над общественными вентиляционными системами и установками очистки воздуха и газов.

Технологические условия работы системы вентиляции АЭС и компоновочные решения предопределяют конструкцию вентиляционных труб. Расположенные вне главного корпуса вентиляционные трубы выполнялись преимущественно одноствольными железобетонными. Вентиляционные трубы, размещаемые на реакторном отделении, выполняются стальными одноствольными, типа "труба в трубе" или многоствольными.

Остановимся на компоновочно-конструктивных решениях вентиляционных труб АЭС с основными типами энергетических реакторов ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и РБМК-1000.

Приближение АЭС к густонаселенным промышленным районам и увеличение их числа повышают требования к радиационной безопасности атомных электростанций. Для удовлетворения этих требований в современных проектах АЭС с реакторами типа ВВЭР ядерная паропроизводящая установка и все системы ее аварийного расхолаживания располагаются под защитной железобетонной оболочкой.

В проекте для АЭС с реактором ВВЭР-440 реакторное отделение состоит из цилиндрической защитной железобетонной оболочки с полусферическим куполом и кольцевой многоэтажной обстройкой. Стальная вентиляционная труба установлена на верхней отметке (69,7 м) купола. Воздух подводится к вентиляционной трубе по железобетонным воздуховодам, идущим по крыше обстройки и поверхности купола до основания трубы.

Для моноблока ВВЭР-1000 разработаны стальные унифицированные вентиляционные трубы типа "труба в трубе" с отметкой 100, 120 и 150 м, установленные на крыше обстройки реакторного отделения, на отметке 47,4 м (рис. 16.2).

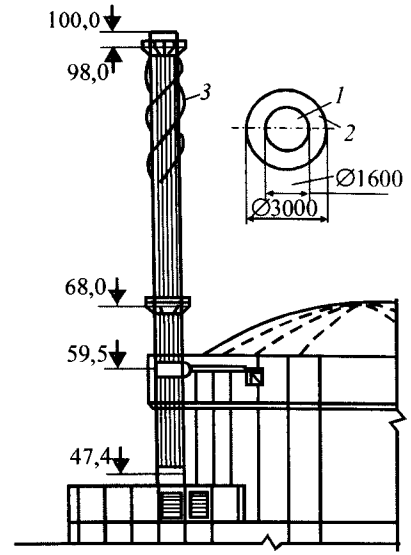


Рис. 16.2. Вентиляционная труба моноблока с реакторами ВВЭР-1000: *1* — внутренний ствол; *2* — наружный ствол; *3* — турбулизаторы

Трубы предназначены для выброса в атмосферу технологических сдувок и воздуха из помещений обстройки и оболочки реакторного отделения. Внутренний ствол (№ 1) трубы имеет диаметр 1,6 м, наружный ствол (№ 2) — 3 м. По проекту ствол № 1 предусматривается эксплуатировать постоянно, без перерыва, в течение всего срока службы АЭС. Ствол № 2 должен эксплуатироваться периодически, в среднем 1 мес. в году, во время перегрузки топлива и приуроченного к ней ремонта оборудования, а также в послеаварийный период. Основное технологическое требование к вентиляционным трубам — обеспечить безремонтную эксплуатацию ствола № 1 в течение всего срока службы АЭС (30 лет).

Загрязнение выбрасываемого из вентиляционных труб воздуха коррозионно-активными изотопами незначительно ввиду их малого массового содержания. Однако, учитывая особые требования к коррозионной стойкости сооружения, а также невозможность восстановления в процессе эксплуатации защитной окраски внутренней трубы и внутренней поверхности наружной трубы, для этих труб приняли низколегированную сталь 15ХСНД повышенной коррозионной стойкости. Толщина стенки внутреннего ствола 4 мм, наружного ствола 10–16 мм.

Все поверхности внутренней и наружной труб, а также остальные элементы конструкции покрываются двумя слоями эмали ПФ-115 или эмали ПФ-133 по грунту ГФ-020. Восстановление окраски внутренних поверхностей труб не предусматривается. Окраска внешней поверхности выполняется с учетом требований аэрофлота и периодически восстанавливается.

Прочностные расчеты трубы выполнены с учетом пространственной работы конструкции и динамического воздействия скоростного напора ветра. Лестницы, площадки, ограждения выполняются из стали ВСт3кп2. Общий расход стали на трубы с отметкой верха 100, 120 и 150 м составляет около 76, 114 и 209 т соответственно (удельный расход 1,44; 1,56 и 2,03 т/м). Наружная тру-

ба является несущей конструкцией, внутренняя труба подвешена к наружной и испытывает нагрузки только от собственного веса. Основание трубы опирается на железобетонную плиту — покрытие обстройки на отметке 47,4 м. Для устранения поперечных колебаний трубы при скоростях ветра, близких к критической (явление резонанса), на верхней части трубы предусмотрены гасители колебаний — турбулизаторы. Турбулизатор представляет собой три спирали из стальных полос шириной 300 мм, опоясывающих верхнюю часть трубы.

Вход воздуха в трубу осуществляется из напорной камеры, которая представляет собой помещение, относящееся к классу необслуживаемых. С одной стороны сюда вводятся воздуховоды, с другой расположен вход в трубу. Напорная камера имеет дверь в коридор обстройки, которая должна закрываться герметично.

В номинальном режиме работы скорость воздуха в стволе № 1 составляет 12,5 м/с, а температура 25–35 °С. В режиме ведения ремонтных работ, связанном с перегрузкой топлива и выемкой ВКУ, расчетная скорость воздуха в стволе № 1 равна 15,3 м/с, а температура 18–30 °С; в стволе № 2 — 16,6 м/с и 15–30 °С соответственно. В послеаварийном режиме ствол № 2 работает при расчетной скорости воздуха в нем 4,4 м/с и температуре 10–30 °С (во всех случаях меньшее значение температуры воздуха относится к зимнему периоду, а большее — к летнему).

График форм-параметра газоотводящего ствола № 1 показан на рис. 16.3.

Проведенные аэродинамические расчеты рассмотренной трубы показали, что практически при всех режимах работы в стволах будет существовать избыточное статическое давление, поэтому в соответствии с материалами, изложенными в гл. 4, необходимо уделить особое внимание герметичности мест стыковки трубы с напорной камерой и герметичности самой камеры. Для создания разрежения по всей высоте газоотводящего ствола на выходе его следует установить диффузор высотой 3,2 м и выходным диаметром 2,04 м.

Во время натурных исследований, проведенных на одной из АЭС МЭИ эксплуатационным персоналом электростанции (при неработающем реакторе),

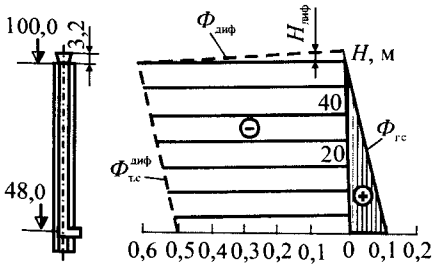


Рис. 16.3. Изменение форм-параметра относительного и статического давления по высоте газоотводящего ствола №1

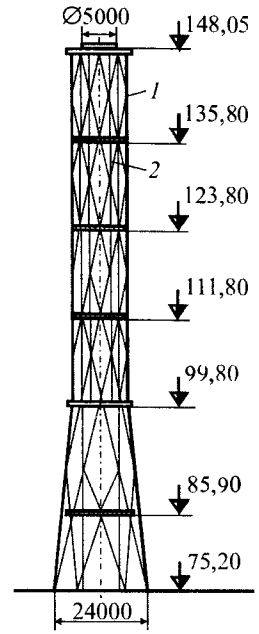


Рис. 16.4. Вентиляционная труба АЭС с реактором РБМК-1000; *1* — решетчатая башня; *2* — газоотводящий ствол

было подтверждено существование избыточного статического давления внутри газоотводящего ствола по отношению к окружающей атмосфере.

На первой очереди Смоленской АЭС с реактором РБМК-1000 вентиляционная труба (вытяжная башня) выполнена в виде решетчатой восьмигранной в плане конструкции с расположенным в ней газоотводящим стволом (рис. 16.4).

Конструкция предусматривает возможность свободных взаимных перемещений газоотводящего ствола и башни в вертикальном направлении при их различных температурных деформациях.

Газоотводящий ствол представляет собой тонкостенную $\delta = 5$ мм цилиндрическую оболочку ∅9 м, подкрепленную кольцевыми ребрами жесткости. Для передачи горизонтальных (ветровых) нагрузок от газоотводящего ствола на башню и обеспечения ее пространственной жесткости на башне предусмотрены диафрагмы-площадки на отметках 135,00; 123,00; 110,00; 99,00 и 85,00 м. Вертикальная нагрузка от газоотводящего ствола передается на опорную площадку башни на отметке 147,00 м. Пояса и элементы решетки башни выполнены из труб, диафрагмы-площадки из труб и профилированного проката. Для обслуживания башни предусмотрена вертикальная лестница с переходами на площадках, выполненными через 12 м по высоте. Газоотводящий ствол запроектирован из нержавеющей стали 08Х22Н6Т с ребрами из стали ВСт3Гпс6-1. Элементы башни выполнены из сталей ВСт3Гпс5, ВСт3пс6, 20.

Антикоррозионное покрытие металлоконструкций вытяжной башни выполняется химически стойким покрытием в соответствии со СНиП II-28–73 "Защита строительных конструкций от коррозии. Нормы проектирования".

16.3. Особенности рассеивания в атмосфере газоаэрозольных выбросов АЭС

Можно отметить следующие особенности выбросов из вентиляционных труб АЭС по сравнению с выбросами из дымовых труб ТЭС.

Во-первых, вентиляционные выбросы слабо перегреты по отношению к окружающему воздуху, поэтому подъем факела над устьем вентиляционных труб

определяется преимущественно соотношением динамических напоров струи и ветра и обычно невелик.

Во-вторых, из-за ограничений, накладываемых на высоту вентиляционных труб (прежде всего размерами санитарно-защитной зоны АЭС), на рассеивание выбросов из них могут оказывать влияние возмущения, возникающие в потоке ветра при обтекании им главного корпуса АЭС и распространяющиеся на высоту, близкую или превышающую высоту вентиляционной трубы.

В-третьих, из-за меньшей скорости газов в устье более вероятно самоокутывание вентиляционных труб и образование так называемой "флагообразной" струи, что ухудшает рассеивание вентиляционных выбросов.

Указанные особенности делают необходимым рассмотрение рассеивания вентиляционных выбросов АЭС с учетом влияния главного корпуса и промплощадки в целом.

Общее качественное представление об аэродинамически искаженных полях ветрового потока при обтекании одиночного прямоугольного здания дает рис. 16.5.

Область аэродинамического искажения имеет три зоны: зону смещения, зону следа и зону тени (зону завихрения). Образование первой из этих зон связано со смещением потока воздуха при обтекании здания. Образование зон следа и тени является результатом аэродинамического явления отделения потока, когда в пограничном слое жидкость, которая первоначально двигалась параллель-

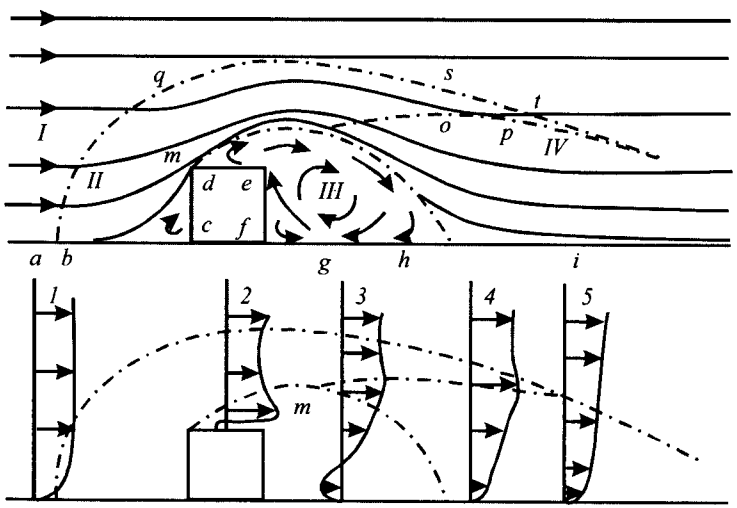


Рис. 16.5. Схемы потоков вблизи прямоугольного здания. Вверху: *I* — первичный поток; *II* — зона смещения; *III* — аэродинамическая тень; *IV* — след. Внизу: *1–5* — профили скорости ветра в продольном направлении

но твердой поверхности внезапно покидает поверхность и движется внутрь поля потока. Границу следа трудно определить точно, так как поток оказывается сильно турбулизированным. Поэтому, например, в [4.1] границу устанавливают по воображаемой поверхности, вдоль которой средняя скорость составляет 95 % местной скорости первичного потока и градиент скорости положителен в радиальном направлении наружу.

Вязкие сдвиги на периферии первоначально неподвижного слоя заставляют жидкость следа двигаться вниз по потоку и поэтому порождают обратный поток вдоль поверхности земли, с тем чтобы заместить жидкость, ушедшую с подветренной стороны здания. Развивается тороидальная циркуляция в передней части следа, разделяя его на два отдельных подрайона линией тока *aklh*. Жидкость на этой линии тока и справа от нее движется по потоку, а в замкнутой области *dklhgfed* циркулирует. Концентрация загрязняющих примесей, попавших в эту зону, может достигать больших значений.

Область возмущенных потоков, которая отделяет зону аэродинамической тени от зоны невозмущенного потока, в [16.4] предлагается называть промежуточной зоной. Соответственно этому источники выбросов подразделены на три типа: высокие, промежуточные и низкие. К высоким источникам относятся трубы, выбросы от которых производятся в поток выше границы промежуточной зоны. К промежуточным источникам отнесены трубы, верхняя отметка которых не превышает границы промежуточной зоны. Источники промежуточной высоты нижней частью шлейфа выбрасываемого факела могут загрязнять зону аэродинамической тени. К низким источникам отнесены выбросные трубы, шахты и т.п., выбросы которых производятся непосредственно в зону аэродинамической тени. Классификация источников проводится по их эффективной высоте, складывающейся из геометрической высоты трубы H и высоты подъема факела за счет динамической и гравитационной составляющих.

Выбросы источников подразделяются на нагретые и холодные. К первым из них относятся такие, для которых параметр $f \le 100$ м/(с^2·°С). Параметр f вычисляется по формуле:

$$f = 10^3 w_0 D/(H^2 \Delta T), \qquad (16.3)$$

где w_0 — средняя скорость выхода газовоздушной смеси из устья источника выброса, м/с; D — диаметр устья источника выброса, м; H — геометрическая высота источника выброса над уровнем Земли, м; ΔT —разность между температурой выбрасываемой газовоздушной смеси $T_г$ и температурой окружающего атмосферного воздуха $T_в$, °С. Выбросы вентиляционного воздуха, содер-

жащие загрязняющие радиоактивные и химические вещества, следует осуществлять в область, расположенную выше промежуточной зоны. Выброс загрязненного воздуха в зоне аэродинамической тени допускается только в исключительном случае, при этом максимальная приземная концентрация радиоактивных веществ не должна быть выше допустимой концентрации по дыханию.

Рассеивание вредных примесей в пограничном и приземном слое атмосферы стало предметом многочисленных теоретических и экспериментальных исследований как у нас в стране, так и за рубежом в значительной степени именно в связи с бурным развитием атомной энергетики. Различные аспекты этого вопроса освещены в ряде широко известных монографий [16.4–16.6] и многочисленных статьях.

К настоящему времени наиболее исследованы вопросы рассеивания примесей над однородной местностью при нейтральной стратификации атмосферы, а также в условиях развитого турбулентного обмена от источников, выбросы которых поступают в невозмущенный ветровой поток.

Приземная концентрация примеси C, ед/м^3, поступающей в атмосферу из какого-либо высокого источника, при нормировании на выброс в единицу времени Q, ед/с, равна обратному значению так называемого метеорологического коэффициента разбавления $K_р$, м^3/с:

$$\overline{C} = C/Q = 1/K_р. \qquad (16.4)$$

Коэффициент $K_р$ учитывает параметры источника (высоту и диаметр устья источника, объем и температуру выбрасываемой газовоздушной смеси, скорость истечения), метеорологические и географические характеристики района размещения электростанции, а также период осреднения концентрации.

Формулы для расчета $K_р$, приведенные в [16.4], основаны на разработках Главной геофизической обсерватории им. А. И. Воейкова и относятся к установившимся условиям рассеивания в атмосферном воздухе над ровной или слабопересеченной местностью с перепадами высот, не превышающими 50 м на 1 км (уклоны не более 0,05).

Если источник выбросов расположен на холмистой местности с уклонами более 0,05 и перепадами высот более 50 м в радиусе до 10 км, то вводится понижающий коэффициент к (табл. 16.3).

Для одиночного высокого источника нагретых выбросов коэффициент $K_р$ определяется по формуле:

$$K_р = H^2\sqrt[3]{V\Delta T}/(AFmn\alpha(p/p_0)), \qquad (16.5)$$

Таблица 16.3

Значения ионизирующего коэффициента к

Рельеф местности	Поправочный коэффициент к
При уклонах 0,05–0,1 и перепадах менее 100 м	0,8
При уклонах 0,1–0,15 и перепадах менее 100 м	0,7
При уклонах 0,15–0,25 и если источник выброса располагается вблизи холмов	0,5
При уклонах более 0,25 или если источник выброса располагается в котловине глубиной 100–200 м	0,4

а для холодных выбросов:

$$K_р = 8H^{4/3}V/(AFnD\alpha p/p_0), \qquad (16.6)$$

где V — объем газовоздушной смеси, выбрасываемой из источника, м^3/с; A — коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы и определяющий условия неблагоприятного вертикального и горизонтального рассеяния загрязняющего вещества в атмосферном воздухе, с$^{2/3}\cdot$°С$^{1/3}$; F — безразмерный коэффициент, учитывающий осаждение загрязняющего вещества в воздухе; m, n — безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газовоздушной смеси из устья источника выброса; α — коэффициент временного осреднения; p/p_0 — показатель вытянутости розы ветров. Остальные обозначения те же, что и в предыдущих формулах данной главы.

Коэффициент m определяется по формуле

$$m = \frac{1}{0{,}67 + 0{,}1\sqrt{f} + 0{,}34\sqrt[3]{f}}. \qquad (16.7)$$

Коэффициент n определяют в зависимости от параметра $V_м$ по соотношениям:

при $V_м \le 0{,}3$ м/с $n = 3$;

при $0{,}3 < V_м < 2$ м/с

$$n = 3 - \sqrt{(V_м - 0{,}3)(4{,}36 - V_м)}; \qquad (16.8)$$

при $V_м > 2$ м/с $n = 1$;

для нагретых выбросов параметр $V_м$ рассчитывается по формуле

$$V_м = 0{,}65\sqrt[3]{V\Delta T/H}, \qquad (16.9)$$

Таблица 16.4

Значения коэффициента A

Районы территории СССР	A
Центральная часть европейской территории страны	0,12
Север и Северо-Запад европейской территории СССР, Среднее Поволжье, Урал, Украина	0,16
Казахстан, Нижнее Поволжье, Кавказ, Молдавия, Сибирь, Дальний Восток, районы Средней Азии (кроме субтропической зоны)	0,20
Субтропическая зона Средней Азии	0,24

для холодных — по формуле

$$V_м = 1{,}3 w_0 D/H. \qquad (16.10)$$

Значение коэффициента A принимается в зависимости от района размещения АЭС. Основные районы страны по условиям рассеивания примесей выделены в четыре группы, и значения коэффициента A меняются дискретно с шагом 0,04 при переходе от одной группы к другой (табл. 16.4).

Для газоаэрозольных выбросов АЭС коэффициент $F = 1$.

Коэффициент временного осреднения определяется по выражению:

$$\alpha = \frac{1}{2}(\tau_к / \tau_д)^{0,2},$$

где $\tau_к$ и $\tau_д$ — длительности короткого и длительного периодов, по которым проводится осреднение концентраций. В качестве короткого периода принимается 20-минутный временной отрезок, за который определяется разовая концентрация.

Показатель вытянутости розы ветров представляет собой отношение фактической повторяемости P преобладающего направления ветра за данный период к повторяемости ветров при условии равновероятности всех направлений P_0 (P_0 = 0,125 для восьмирумбовой розы ветров). Как видно из приведенных соотношений, в них отсутствуют величины, которые учитывали бы структуру ветрового потока в зоне рассеивания примеси.

На современных атомных электростанциях с реакторами единичной мощностью 1000 МВт и более реакторное отделение имеет высоту около 60–80 м. При обтекании ветровым потоком столь высоких зданий верхняя граница области возмущенного потока, для которой характерна повышенная вертикальная диффузия по сравнению с невозмущенными воздушными потоками перед зданиями, может достигать или оказываться даже выше отметки устья вентиляционных труб. Под действием более интенсивной вертикальной диффузии в области возмущенного потока нижняя часть факела при определенных соотношениях скорости выхода газов из трубы и скорости ветра (w_0/u) увлекается внутрь зоны аэродинамической тени и вызывает ее дополнительное загрязнение. Для повышения точности расчетного определения приземных концентраций примеси от выбросов из вентиляционных труб необходимы данные о структуре ветрового потока, формирующейся при обтекании главного корпуса АЭС и промплощадки в целом.

16.4. Распространение выбросов из вентиляционных труб АЭС в условиях промплощадки

Выполнение требований [16.3] в отношении выбора площадки и генерального плана АЭС, а также в отношении рассеивания газоаэрозольных выбросов из вентиляционных труб и технологических выхлопных устройств можно гарантировать с большей вероятностью, если на проектной стадии разработки АЭС проводить аэродинамические продувки новых компоновок главных корпусов и промплощадок АЭС для изучения структуры ветрового потока и полей давлений, а также особенностей распространения газоаэрозольных выбросов в условиях застройки промплощадки конкретной электростанции.

МЭИ совместно с Институтом механики МГУ проводит модельные исследования влияния аэродинамических аспектов на рассеивание примесей в условиях промплощадок тепловых и атомных электростанций.

Основной вопрос при моделировании — это вопрос о возможности перенесения результатов модельных исследований на натуру. Полное подобие турбулентных потоков в атмосфере и на модели едва ли возможно, и потому в каждом конкретном случае встает задача в отношении удовлетворительного выбора критериев подобия.

Широко известным приемом моделирования турбулентных потоков является использование свойства автомодельности при больших числах Рейнольдса. Числа Рейнольдса для моделей, продуваемых в аэродинамических трубах, обычно меньше натурных. Однако это может не быть серьезным ограничением, поскольку, начиная с некоторого значения числа Рейнольдса, остальные параметры воздушного потока остаются практически постоянными.

На трубе А-6 Института механики МГУ ранее выполнен большой комплекс исследований по аэродинамике городских застроек и обтеканию моделей рельефа [16.7, 16.8]. Результаты экспериментов, а также другие работы, проведенные на различных аэродинамических трубах, показали, что при моделировании различного рода препятствий для случая безразличной стратификации

существует автомодельность по числу Рейнольдса для развитого турбулентного движения. И хотя влияние турбулентности на аэродинамические характеристики зависит от формы тела и числа Re, общая тенденция состоит в том, что сопротивление тел, обтекаемых с резким срывом, малочувствительно к начальной турбулентности потока.

В [16.9] сделан вывод, что в приземном слое атмосферы, где происходит распространение примесей, в пределах промплощадки турбулентность в значительной степени определяется условиями обтекания зданий (срыв потока у острых кромок и образование вихревых зон у зданий) и начальная турбулентность потока мало влияет на распределение концентраций. Таким образом, имеет место автомодельность по отношению к критерию Кармана.

Эксперименты в аэродинамических трубах позволяют правильно оценить концентрации примеси непосредственно около зданий в зоне генерируемых ими вихрей. На больших расстояниях при исследовании полей концентраций примеси требуется учесть турбулентные свойства внешнего потока, создавая в аэродинамической трубе турбулентный поток, соответствующий естественному, и поддерживая его на нужном уровне на всей длине рабочей части аэродинамической трубы.

В качестве объекта исследований выбрана АЭС с типовым реактором ВВЭР-1000. Опыт строительства и эксплуатации АЭС свидетельствует о целесообразности применения модульных компоновок электростанции с размещением каждого энергоблока в отдельно стоящем самостоятельном здании (рис. 16.6).

При таком компоновочном решении важно учитывать влияние зданий и сооружений, находящихся на территории промплощадки, на рассеивание при-

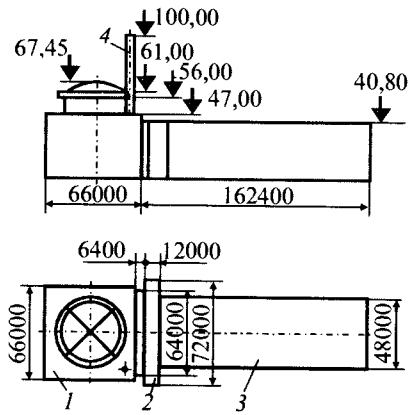


Рис. 16.6. Схема главного корпуса моноблока с реактором ВВЭР-1000: *1* — реакторное отделение; *2* — деаэраторная этажерка; *3* — машинное отделение; *4* — вентиляционная труба

месей, выбрасываемых из вентиляционных труб. Расчеты зон возмущенных потоков при обтекании зданий делаются обычно по эмпирическим соотношениям, полученным на основании продувок в аэродинамических трубах.

Так как здание моноблока с реактором ВВЭР-1000 имеет сложную форму (в нем сочетаются плоские, цилиндрические и сферические поверхности), то при расчетном построении границ зон возмущенных потоков необходимо проводить упрощение.

Данная задача рассматривалась для двух направлений ветра: перпендикулярно и вдоль продольной оси здания. Для первого случая главный корпус моноблока аппроксимировался двумя параллелепипедами, вплотную прилегающими друг к другу (рис. 16.7, *а*) со следующими размерами: $H_{зд}^{\ I} = 58$ м, $B^I = 66$ м, $L^I = 66$ м; $H_{зд}^{\ II} = 40{,}8$ м, $B^{II} = 57$ м, $L^{II} = 122$ м (за ширину принимается сторона, расположенная по потоку). Во втором случае проведена замена одним параллелепипедом (рис. 16.7, *б*) с размерами $H = 48$ м, $B = 171$ м, $L = 66$ м. Существует несколько методик построения зон возмущения.

В соответствии с [16.4] построены границы возмущенных зон для отдельно стоящего моноблока при обоих выбранных нами направлениях ветра и для группы блоков при направлении ветра нормальным к продольной оси. Расстояние от уровня земли до верхней границы промежуточной зоны:

для $B < 2{,}5H_{зд}$

$$H_{пз} = 0{,}36b_1 + 2{,}5H_{зд};$$

для $B > 2{,}5H_{зд}$;

$$H_{пз} = 0{,}36b_1 + 1{,}7H_{зд},$$

где b_1 — расстояние в пределах ширины крыши от источника до подветренной стены здания равно соответственно $b_1^I = 10{,}8$ м; $b_1^{II} = 160{,}2$ м.

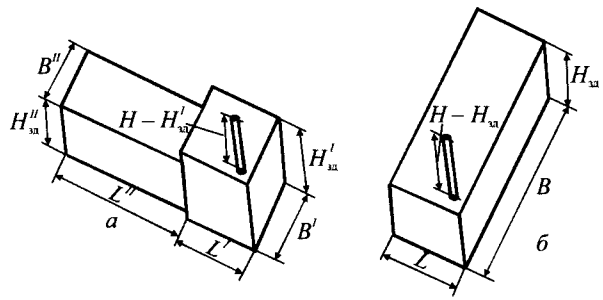


Рис. 16.7. Схема аппроксимации главного корпуса моноблока с реактором ВВЭР-1000: *а* — двумя параллелепипедами; *б* — одним параллелепипедом

Из рис. 16.8 видно, что устье вентиляционной трубы попадает либо в зону аэродинамической тени, что является недопустимым, либо в переходную зону, что необходимо учитывать при расчете концентраций с помощью безразмерного коэффициента K, который определяется по графику рис. 16.9 в зависимости от высоты источника и места его расположения [16.4].

На рис. 16.10 приведены границы зоны аэродинамической тени для отдельно стоящего моноблока при двух направлениях ветра, а на рис. 16.11 — для промплощадки, построенные по методике [16.9].

Из рисунков видно, что при построении по методике [16.9] устье вентиляционной трубы не попадает в зону аэродинамической тени, а влияние переходной зоны по этой методике не учитывается. Методика, изложенная в [16.10],

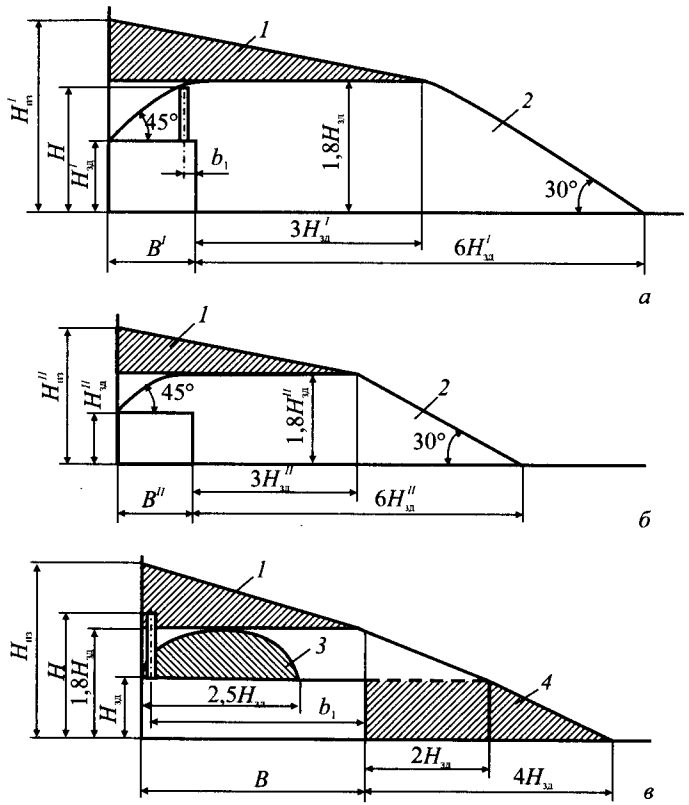
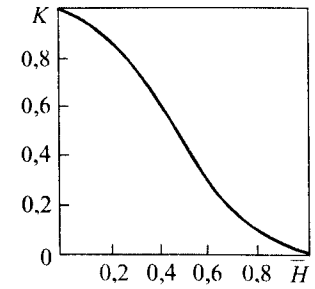


Рис. 16.8. Схема обтекания главного корпуса моноблока с реактором ВВЭР-1000 ветровым потоком по [16.4]: *а* — вариант *I*, сечение по оси реакторного отделения; *б* — вариант *I*, сечение по оси машинного отделения; *в* — вариант *II*; *1* — переходная зона; *2* — зона аэродинамической тени; *3* — область аэродинамической тени над зданием; *4* — область аэродинамической тени за зданием

Рис. 16.9. Зависимость коэффициента K от высоты источника



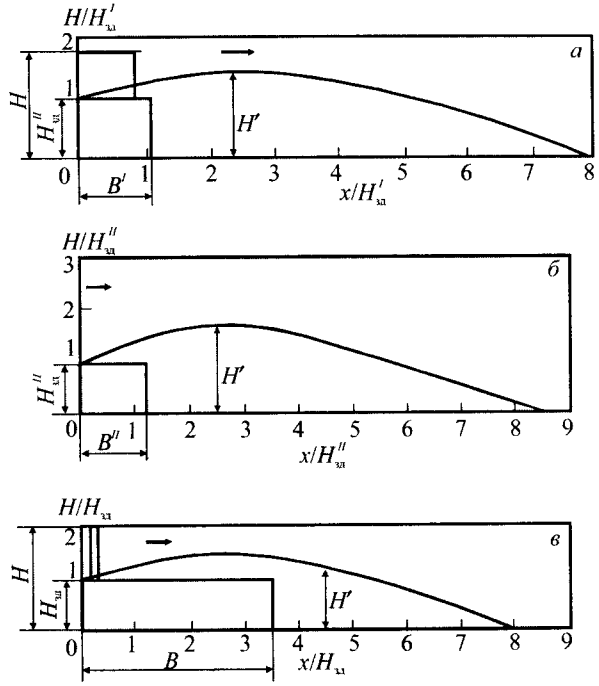


Рис. 16.10. Схема обтекания главного корпуса моноблока с реактором ВВЭР-1000 ветровым потоком по [16.9]: *а* — вариант *I*, сечение по оси реакторного отделения; *б* — вариант *I*, сечение по оси машинного отделения; *в* — вариант *II*

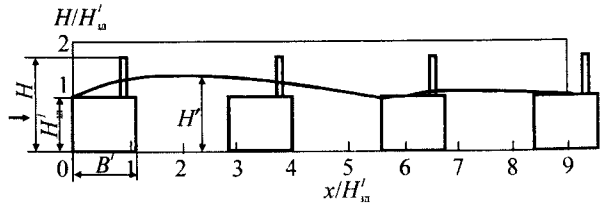


Рис. 16.11. Схема обтекания ветровым потоком промплощадки АЭС по [16.9]

имеет много общего с методикой [16.9], и дала для рассмотренного случая близкие результаты.

Использование расчетных методик [16.4, 16.9] приводит к неоднозначным выводам, поэтому для столь ответственных объектов, как атомные электростанции, необходимы специальные модельные исследования.

Модели главных корпусов, которые исследовались в аэродинамической трубе А-6, были изготовлены в масштабе 1:300. Эксперименты проводились при двух значениях начальной турбулентности потока: $\varepsilon_0 = 0{,}2$ % (сетка на сопле отсутствует) и $\varepsilon_0 = 10$ % (на сопле установлена сетка). Максимальная скорость набегающего потока в опытах без сетки составляла 20 м/с, а в опытах с сеткой — 10 м/с. Составляющие скорости и интенсивности турбулентности измерялись термоанемометром DISA с Х-образным насадком.

Осредненные значения скорости определялись также с помощью трубки Пито-Прандтля. Проводилась визуализация потока с помощью различных методов, в том числе дымовая визуализация.

При исследовании принято наиболее неблагоприятное с точки зрения образования зон аэродинамической тени расположение моделей главного корпуса: продольные оси моделей зданий ориентированы нормально к набегающему потоку. Перед зданием поток тормозится. Над зданием и за ним в зоне выше линии нулевых скоростей наблюдается увеличение скорости. На уровне устья вентиляционной трубы оно достигает ~130 % (как с сеткой, так и без нее).

В результате экспериментов определены границы аэродинамической тени за зданием моноблока при различных характеристиках набегающего потока, изучены характеристики трансформации поля скоростей. Выявлена картина течения при обтекании здания: в каждом из рассматриваемых сечений граница аэродинамической тени расположена на разной высоте, и максимальное ее значение составляет $\sim 2{,}1H_{зд}$ ($H_{зд}$ — высота здания). В сечении по оси реакторного зала за счет плавного обтекания сферического гладкого купола граница аэродинамической тени не имеет превышения над зданием. Поток как бы стекает с купола, и линии тока направлены вниз (к экрану). Протяженность границы аэродинамической тени за зданием в разных сечениях различна и зависит от конфигурации здания в рассматриваемом сечении.

За зданием и над ним наблюдается высокий уровень турбулентности. Так, например, над зданием значение ε_x возрастало максимально до 26 % в опытах без сетки и до 28 % в опытах с сеткой, значение ε_x было равно 12 и 16 % соответственно. По вертикали увеличение интенсивности турбулентности по отношению к начальному значению простирается примерно на $(2–2{,}2)H_{зд}$ практически независимо от начальной турбулентности набегающего потока. Характеризуя в целом полученные результаты, необходимо отметить, что главный корпус АЭС существенно изменяет параметры набегающего потока, сильно турбулизируя его. Как показали проведенные исследования, картина обтекания главных корпусов получается весьма сложной: На рис. 16.12 представлены профили скорости ветра в плоскости по оси вентиляционных труб реакторного зала и по оси машинного зала.

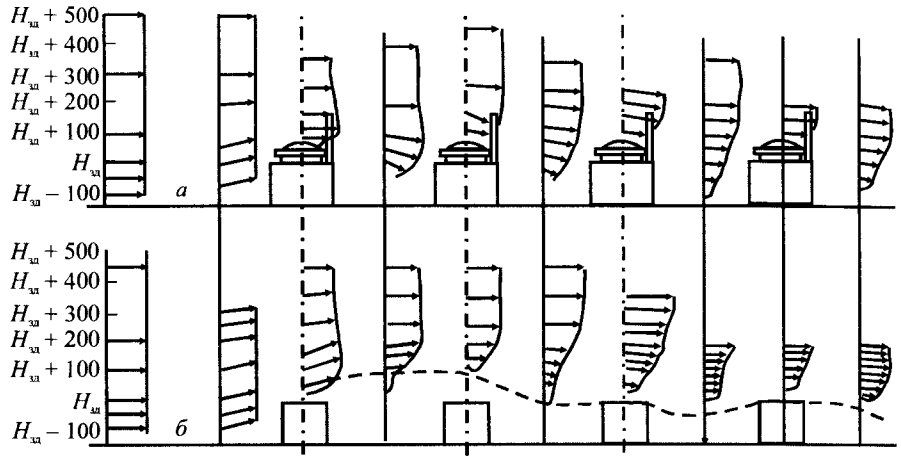


Рис. 16.12. Схема фотодымовой визуализации потока

В плоскости по оси машинного зала линия смены знака скорости (линия нулевых скоростей) находится выше отметки крыши машинного зала, что свидетельствует о существовании в пространстве между корпусами вихревых циркуляционных зон. В нижней части этих зон под линией нулевых скоростей поток движется в сторону, противоположную направлению движения основного набегающего потока.

После второго (по направлению набегающего потока) здания граница раздела опускается на уровень отметки крыши и поток движется как бы над плоскостью, образованной поверхностью крыш зданий и верхней квазитвердой поверхностью циркуляционных зон в пространстве между зданиями. За последним зданием образуется зона аэродинамической тени, простирающаяся по потоку на расстояние, примерно равное трем высотам здания. При отношении высоты вентиляционной трубы к высоте реакторного отделения $\bar{H}_{вт} = H_{вт}/H_р = 1{,}42$ распространение факела происходит таким образом, что он втягивается в зону аэродинамической тени между вторым и третьим зданиями и окутывает реакторные отделения третьего и четвертого блока при относительной высоте вентиляционной трубы $\bar{H}_{вт} = 1{,}57$; 1,71; 1,86; 2,00 и 2,14. Видно, что при $\bar{H}_{вт} = 1{,}57$; 1,71 и 1,86 наблюдается попадание факела в зоны аэродинамичес-

кой тени за зданиями и только при относительной высоте $\bar{H}_{вт}$ = 2,00 и 2,14 факел перебрасывается за корпуса АЭС.

Проведенные модельные исследования подтверждают обоснованность положения о том, что для исключения заноса загрязняющих веществ в зону аэродинамической тени высоту вентиляционных труб следует принимать по крайней мере в 2–2,5 раза больше высоты самых высоких соседних зданий.

Приложение 1

П1.1. ВНЕШНИЕ ГАЗОХОДЫ И ИХ СОПРЯЖЕНИЯ С ДЫМОВЫМИ ТРУБАМИ

Внешние газоходы, по которым транспортируются газы на участке дымосос — дымовая труба, являются важными элементами газового тракта, конструированию которых до последнего времени не уделялось должного внимания. Вследствие этого большинство газоходов, выполнявшихся как в СССР, так и за границей, имели существенные недостатки. Серьезные проработки по внешним газоходам начались с 1963 г., когда по заданию ВГПИ Теплоэлектропроект на кафедре ТЭС МЭИ были выполнены исследования по проекту универсального главного корпуса ТЭС [П1.1].

Конструкция внешних газоходов должна удовлетворять следующим требованиям:

- умеренные гидравлические сопротивления;
- возможность сооружения в короткие сроки из стандартных элементов при умеренной стоимости;
- отсутствие аэродинамических пульсаций и золовых отложений.

Газоходы современных крупных ТЭС имеют большие размеры поперечного сечения, поэтому сооружение их представляет определенные трудности. Выполнение газоходов целиком в кирпиче, как это делалось раньше, оказывается не только неприемлемым с точки зрения трудоемкости, но и затруднительным при больших пролетах сводчатого перекрытия.

Перспективным материалом следует считать, как и для строительных конструкций главного корпуса ТЭС, сборный железобетон, а в некоторых случаях металл.

Экономическим условием применения сборного железобетона является сведение до минимума числа типоразмеров элементов газоходов. При этом условии ограничиваются возможности выполнения разнотипных элементов сложной конфигурации для обеспечения эффективной аэродинамической формы.

Из изложенного следует, что выполнение внешних газоходов является довольно сложной задачей, требующей всестороннего учета многих факторов.

В качестве первого примера можно привести газоходы, разработанные по рекомендациям Л. А. Рихтера Харьковским отделением Теплоэлектропроекта для универсального проекта ТЭС [П1.2]. Первоначальный вариант проекта для ГРЭС с блоками мощностью 200 МВт приведен на рис. П1.1, *а*. Как видно из рисунка, подключение металлических коробов от дымососов было выполнено под прямым углом без скруглений внутренних и среза внешних кромок.

Поворот от крайнего дымососа сопровождается резким увеличением сечения. Во внешних углах поворота образуются вихри, вызывающие высокие гидравлические потери и пульсации. Поток от дымососа, расположенного вблизи трубы, ударяет под прямым углом в поток, идущий от дальнего дымососа. Внизу дымовой трубы потоки от противоположных газоходов сталкиваются, так как перегородки в нижней части трубы нет. Все эти факторы и вызывали высокие гидравлические сопротивления, пульсацию потока и вибрацию газоходов. Общий коэффициент сопротивления газохода, включая вход в дымовую трубу, составил $\zeta_{общ} = 7$.

Окончательный вариант для универсального проекта, реализованного в первую очередь на парогенераторах Змиевской ГРЭС, показан на рис. П1.1, *б*. Этот вариант проверен в 1963 г. на моделях кафедры ТЭС МЭИ.

Газоходы выполняются из изготовленных на заводе однотипных тюбингов (звеньев) сечением 3×6 м и длиной 1,5 м. Каждый газоход независимо доходит до дымовой трубы, так что тройники исключены, а скорость остается неизменной по всей длине тракта. В местах поворота газохода на 90° предусмотрены сегментные участки тюбингов с таким же поперечным сечением, как и

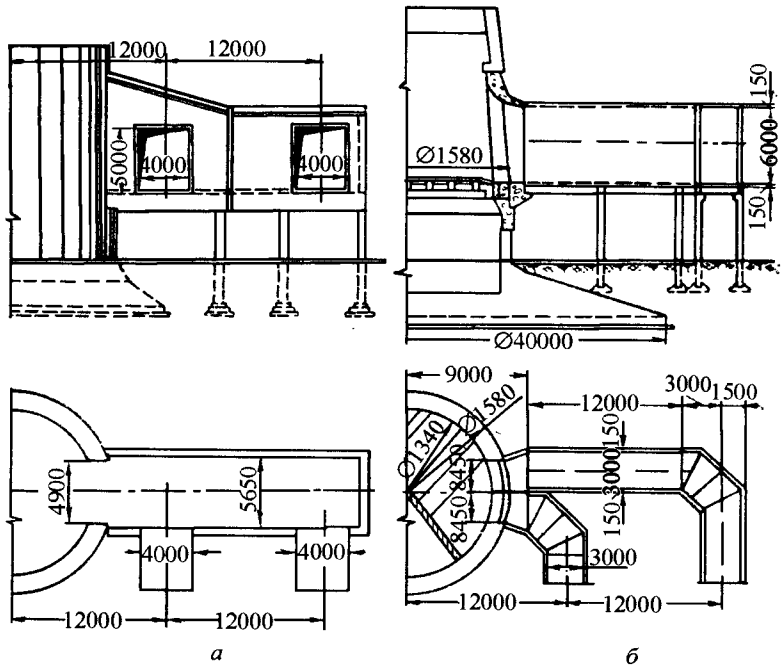


Рис. П1.1. Внешние газоходы от дымососов к дымовой трубе (2 блока по 200 МВт на трубу): *а* — первоначальный вариант; *б* — рекомендуемый вариант

основные участки, но боковые их грани срезаны. Зоны с нулевой скоростью, где возможны золовые отложения, отсутствуют.

При подобном проектировании газоходов, когда исключаются тройники и резкие повороты, коэффициент их сопротивления оказывается малым и главное сопротивление возникает при входе газов в дымовую трубу.

В 1962 г. в МЭИ была проведена большая серия исследований вариантов выполнения цокольной части дымовой трубы при обычном двустороннем вводе в нее газоходов. На рис. П1.2, *а* представлена схема выполнения цокольной части ранее сооружавшихся железобетонных дымовых труб. В трубе отсутствуют перегородки, а на уровне ввода низа боровов имеются с каждой стороны направляющие козырьки, предусматривавшиеся для уменьшения гидравлического сопротивления на входе. Однако коэффициент сопротивления для этой схемы, отнесенный к скорости в газоходе до расширения, оказался очень высоким: $\zeta = 4{,}4$. Демонтаж этих козырьков уменьшил коэффициент сопротивления до 2,7, т.е. почти вдвое.

В результате серии опытов с различным выполнением цокольной части был найден наивыгоднейший вариант, представленный на рис. П1.2, *б*. В трубе устанавливается вертикальная перегородка, ориентированная под 45° к оси газоходов, а с каждой стороны ее выполняются наклонные пандусы. При этой схеме коэффициент сопротивления уменьшился в 6 раз и составил $\zeta = 0{,}62$. Кроме уменьшения сопротивления, наличие перегородки обеспечивает следующие преимущества:

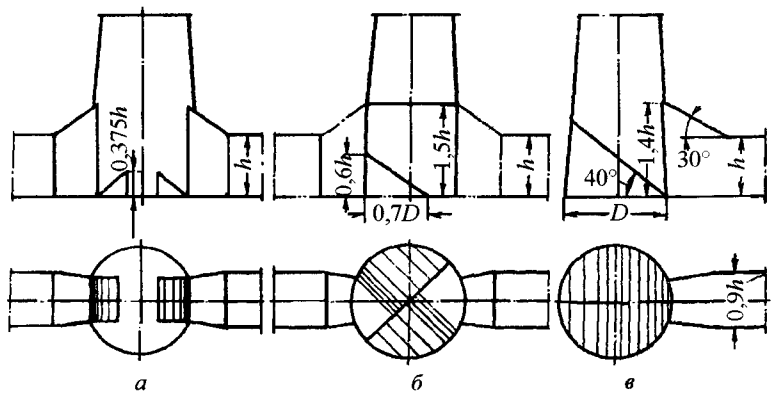


Рис. П1.2. Аэродинамические схемы выполнения цокольной части дымовой трубы: *а* — типовое выполнение при двустороннем вводе до 1965 г. (нерекомендуемое). $\zeta = 4{,}4$; *б* — типовое выполнение при двустороннем вводе по рекомендациям МЭИ, $\zeta = 0{,}62$; *в* — рекомендуемая схема при одностороннем вводе газохода, $\zeta = 0{,}7$

– отсутствие заброса золы уноса из работающего газохода в неработающий;
– возможность ремонта и чистки одного борова при работе другого.

Подобная схема была принята Теплопроектом в качестве типовой и в настоящее время выполняется па всех вновь сооружаемых железобетонных трубах ТЭС. Односторонний ввод в дымовую трубу менее желателен, так как потери вследствие меньших сечений окон и больших скоростей газов оказываются по абсолютной величине больше, чем при двустороннем вводе. На рис. П1.2, *в* показана рекомендуемая схема одностороннего ввода газов. В трубе выполняется пандус под углом 40° к горизонту.

Схема выполнения цоколя при двустороннем подводе газов реализована, в частности, для рассматриваемой схемы присоединения двух блоков по 200 МВт на трубу (рис. П1.1, *б*).

Проведенные на моделях исследования подтвердили достаточно высокие аэродинамические качества принятой схемы типовых газоходов. Опыты показали на необходпмость установки перегородки (рис. П1.1, *б*) полностью разделяющей тракты. Без нее имели место не только повышенные потери, но и пульсации от соударения потоков. Сопротивление поворота составило $\zeta = 0{,}3$, а всего газохода, включая вход в дымовую трубу, $\zeta_{общ} = 1{,}3–1{,}4$, что является удовлетворительным. Одновременно обеспечивается равномерное распределение потоков по газоходам.

Представляют интерес газоходы и дымовая труба, сооруженные при расширении Прибалтийской ГРЭС.

На этой электростанции, работающей на эстонскихсланцах, установлена дымовая труба высотой 180 м при диаметре устья 7 м на каждые два блока мощностью по 200 МВт. На каждый блок установлено по два парогенератора паропроизводителыостью 320 т/ч (дубль-блок) при двух дымососах на котел. Таким образом, при подключении к трубе мощности 400 МВт одновременно работают восемь дымососов вместо четырех при моноблоках на такую же мощность.

Первоначальный вариант (рис. П1.3, *а*) был запроектирован с использованием обычной конструкции газоходов и потому содержал недостатки, свойственные этим конструкциям (завышенные сечения газоходов на ряде участков, неудовлетворительное сопряжение металлических газоходов от дымососов с железобетонными газоходами, многочисленные и нерационально выполненные повороты и тройники, сложная схема и большая длина газоходов, большое число типоразмеров конструкций, нерациональный ввод в дымовую трубу и др.). Его гидравлическое сопротивление оказалось высоким и составило 589 Па. В ряде мест могла отлагаться зола, особенно при остановке части котлов.

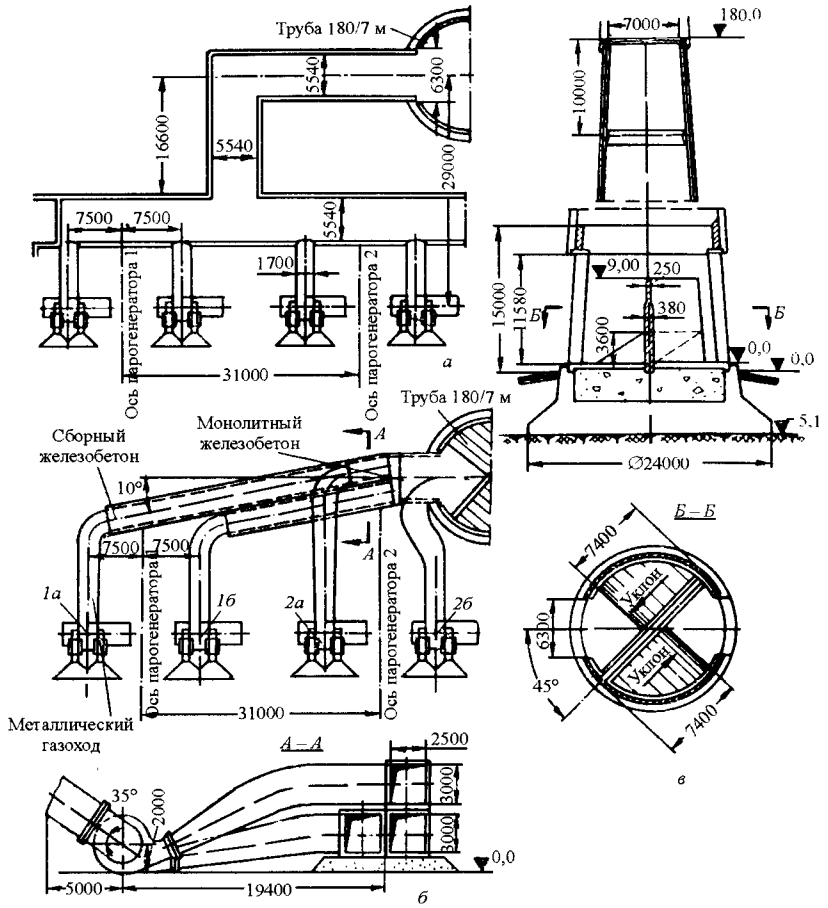


Рис. П1.3. Газоходы Прибалтийской ГРЭС: *а* — исходный вариант; *б* — реализованный вариант; *в* — цокольная часть дымовой трубы

Ленинградским отделением Теплоэлектропроекта совместно с МЭИ была разработана новая схема газоходов, приведенная на рис. П1.2, *б*. Учитывая нежелательность применения тропинкой, каждый газоход от дымососа до дымовой трубы приходится вести .независимо, и скорость газа в нем выдерживается неизменной. В связи с большим количеством газоходов (8) они выполнены в два яруса, причем из железобетонных однотипных тюбингов сечением 3×2,5 м выполнены только прямолинейные участки. Вес повороты после диффузоров выполнены плавными в металле. Оригинален также скос газоходов на 10° к оси котельной, что уменьшает угол поворота газов и сокращает длину газоходов. Полностью металлическим выполнен ближайший к дымовой тру-

бе газоход сложной формы. В целях удешевления строительных конструкций газоходы сняты с эстакады и положены на грунт на щебеночную подстилку.

Для этого же объекта впервые по новым рекомендациям выполнена дымовая труба. Если в части газоходов и газопроводов рекомендуемые аэродинамические схемы обычно реализуются довольно быстро, то всякие изменения в части дымовых труб связаны с организационными трудностями. Труба — дорогое и ответственное строительное сооружение, и всякое изменение требует переделки типовых чертежей и пересчетов.

На рис. П1.3, в показаны узлы железобетонной дымовой трубы высотой 180 м, диаметром устья 7 м для Прибалтийской ГРЭС (IV очередь).

Наиболее важными изменениями по сравнению с ранее применявшимися дымовыми трубами являются:

1. Снижение отметки низа входных окон с 6 до +0,8 м в соответствии со снижением примыкающих газоходов.

2. Увеличение размера окон, обеспечивающее уменьшение гидравлического сопротивления при входе. В частности, ширина увеличена с 4,9 до 6,3 м.

3. Впервые установлена рекомендованная МЭИ перегородка под углом 45° к оси входных окон. Высота перегородки 8,2 м. Она выполнена переменной толщины — в нижней части в половину кирпича, в верхней в один кирпич — и перевязана с футеровкой. Кроме того, по сторонам перегородки сделаны наклонные пандусы до отметки +4,4 м с длиной основания 7,4 м.

В результате проведенных исследований моделей газоходов, выполненных в 1:25 натуры, была подтверждена высокая эффективность принятого варианта. Коэффициент сопротивления всего тракта, отнесенный к динамическому давлению по средней скорости в газоходе (w = 14,4 м/с), ζ = 1,9 и общие потери 162 Па против 589 Па по исходному варианту. Однако анализ показал, что возможно дальнейшее снижение сопротивления. Наибольшее сопротивление имеет в данном случае не металлический газоход сложной формы от дымососа *2б*, а следующий газоход *2а*. Путем выполнения входного участка по цилиндрической поверхности удалось достигнуть ζ = 1,27 и общего сопротивления 108 Па.

Годовой расход электроэнергии за счет улучшения внешних газоходов и низа двух дымовых труб IV очереди Прибалтийской ГРЭС (8 котлов) сократился с 8400 тыс. кВт·ч до 1540 тыс. кВт·ч, т.е. на 6 860 тыс. кВт·ч, или на 82 %.

Одновременно по сравнению с конструкцией предыдущих очередей сокращено количество типоразмеров сборных железобетонных изделий с 18 до 3, уменьшен объем железобетона и исключена кирпичная кладка.

Для блоков мощностью 300 МВт и выше для создания тяги применяют осевые дымососы, обычно типа ДО-31,5. представлена типовая компоновка в случае присоединения двух блоков по 300 МВт к дымовой трубе высотой 250 м при диаметре устья 6,5 м.

Оси дымососов желательно располагать параллельно оси блока или под небольшим углом к ней; встречное расположение дымососов, которое получается при перпендикулярной их установке, является недопустимым. Оси дымососов отодвигаются от оси дымовой трубы с тем, чтобы обеспечить плавный поворот в горизонтальной плоскости при подходе к трубе.

Простейшие газоходы получаются при расположении низа окна в трубе на отметке +0,6 м, в этом случае газоходы и дымососы располагаются в одной плоскости, газоходы могут укладываться прямо на земле без стоек, подобно рис. П1.3. На рис. П1.4 оказан более сложный случай, когда отметка низа окна в трубе составляет +6 м. Газоходы выполнены металлическими круглого сече-

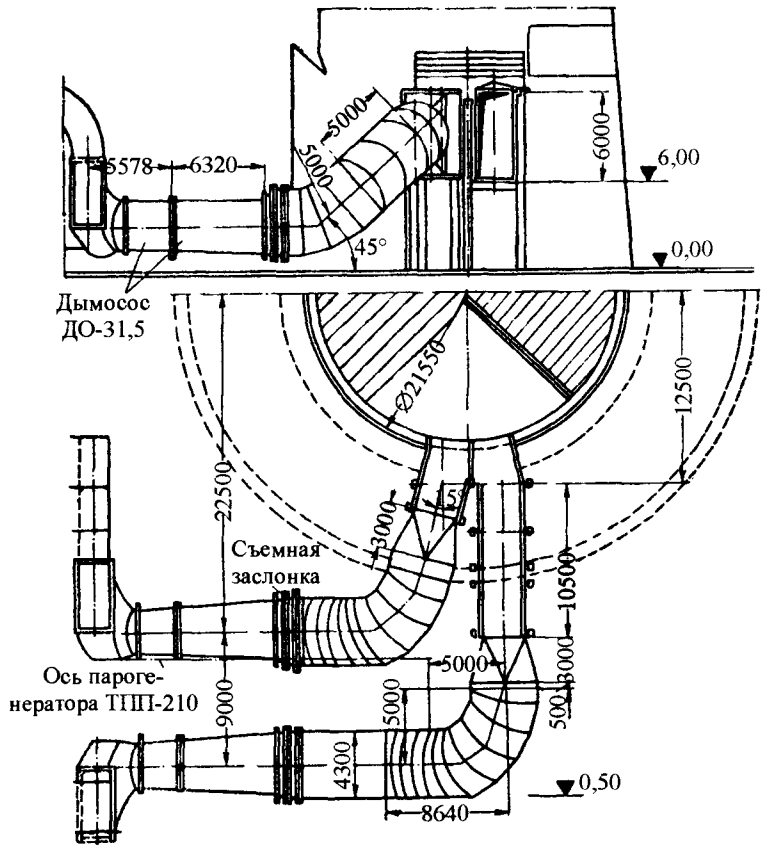


Рис. П1.4. Газоходы при установке двух блоков по 300 МВт на дымовую трубу высотой 250 м (показан 1 блок)

ния, причем вместо двух поворотов на 90° выполняется один поворот в вертикальной плоскости на 45° и один в наклонной плоскости на 90°. Для дальних от оси трубы дымососов выполняется короткий газоход из сборного железобетона сечением 3×6 м при входе в трубу. Возможен вариант подвода металлического газохода непосредственно к трубе.

Проведенные работы позволили наметить типовые решения компоновки и сформулировать следующие основные принципы конструирования газоходов крупных ТЭС:

1. Разработку газоходов следует выполнять для всего тракта от дымососа до дымовой трубы, включая компоновку дымососов и выбор места расположения дымовой трубы.

2. Нецелесообразно применение собирающих газоходов. Газоходы от каждого дымососа или каждого блока (двух дымососов) следует вести независимо до самой дымовой трубы.

3. Газоход должен представлять собой плотную и жесткую конструкцию, способную противостоять аэродинамическим вибрациям. Наиболее типичными материалами являются: железобетонные плиты, футерованные кирпичом, кирпичные стены и железобетонные плиты вверху и внизу газохода и металлические газоходы, обычно круглого сечения.

4. Размеры входных окон в трубе следует выполнять с учетом размеров ввода газоходов, желательно без сужения в горизонтальной плоскости. Высота окна должна быть несколько больше высоты газохода с тем, чтобы обеспечить плавный переход в верхней части.

5. После радиальных дымососов следует предусматривать достаточно длинный металлический диффузор с тем, чтобы скорости снижались в нем с минимальными потерями ($\zeta \geq 0{,}1$) до величин, принятых в газоходе. Металлические газоходы должны вводиться в торец железобетонных газоходов.

6. В случае двустороннего ввода газоходов внутри трубы следует устанавливать перегородку под углом 45° к оси газоходов и пандусы с обеих сторон, согласно рис. П1.2, *б*.

П1.2. ЗОЛОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ВО ВНЕШНИХ ГАЗОХОДАХ И МЕРЫ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ

На ряде ТЭС наблюдаются золовые отложения во внешних газоходах и дымовых трубах. Эти отложения уменьшают живое сечение газоходов, увеличивая их гидравлическое сопротивление, вызывают дополнительную нагрузку па строительные конструкции газоходов и дымовых труб, а в отдельных случаях приводят к разрушению их элементов.

В период с 1962 по 1965 г. были обследованы газоходы 55 электростанций, сжигающие антрацитовые штыбы, каменные и бурые угли, фрезерный торф и сланцы. Во внешних газоходах золовые отложения наблюдались на 41 электростанции, причем на 28 они достигали значительной величины, требующей проведения специальных мер.

Основными факторами, влияющими на золовые отложения, являются:

физико-химические параметры потока (температура, влажность, содержание окислов серы, точка росы), физико-химические свойства частиц уноса, аэродинамическая структура потока, скорости газа по тракту.

Обследования показали, что золовым отложениям способствуют низкие температуры и повышенная влажность газов. Так, наибольшие золовые отложения были на электростанциях с температурой газов в газоходах от 60 до 90 °С. Такие температуры имели место после мокрых золоуловителей. Отложениям способствует брызгоунос из золоуловителей, а также влага, образующаяся при паровой обдувке поверхностей нагрева. Низкие температуры газов возникают при работе парогенераторов на пониженной нагрузке и при повышенных присосах воздуха. Наличие окислов серы снижает точку росы и способствует образованию влаги на стенках. Влажная частица как бы прилипает к стенке за счет сил адгезии и когезии.

Выпавшие частицы уноса могут находиться в рыхлом состоянии или образовывать твердые сцементированные отложения. Последнее имеет место, когда в золе топлива содержится значительный процент окиси кальция (свыше 5–8 %).

Очень большое влияние на образование отложений оказывают аэродинамические факторы. Для того чтобы частички золы не оседали, необходимо прежде всего, чтобы средняя скорость потока была достаточной на всех режимах работы. Далее необходимо, чтобы не только средние, но и локальные скорости по всему сечению были достаточны и отсутствовали зоны вихреобразоваиия, где скорость может быть направлена даже в сторону, противоположную движению. Наконец, не должно быть участков, которые работают подобно сепарационному устройству, отделяющему частицы золы из потока.

Резкий поворот газохода является неудовлетворительным из-за отложений золы. На внутренней кромке поворота развиваются большие центробежные силы, отбрасывающие частицы к наружной кромке, где скорость падает до нулевого значения.

На рис. П1.5 показаны схемы отложения золы на Славянской и Луганской ГРЭС, работающих на АШ при мокрых золоуловителях типа МП ВТИ. Как следует из рассмотрения этих схем, зола откладывается именно у внешних кромок поворотов, где скорость падает до нулевого значения. Отложения золы

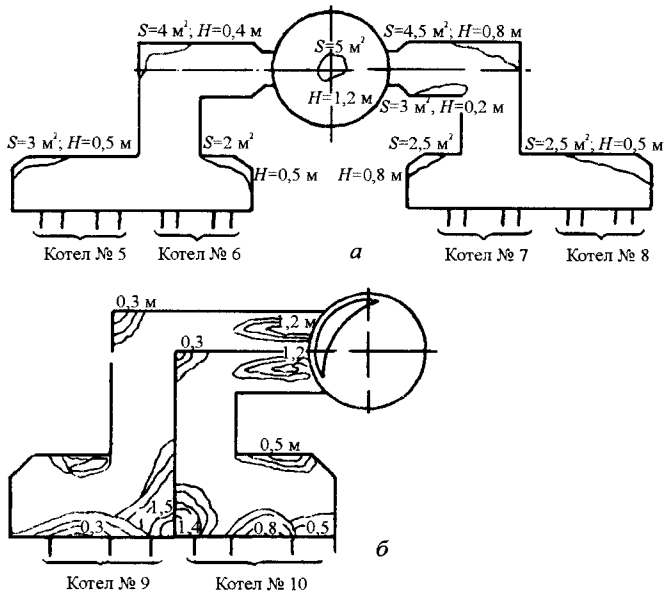


Рис. П1.5. Отложение золы во внешнн газоходах: *а* —Славянская ГРЭС (1-я очередь); *б* —Луганская ГРЭС (1-я очередь)

наблюдаются также при резком повороте вверх при входе в дымовую трубу. При этом на Славянской ГРЭС, имеющей двусторонний ввод газов, зола откладывается в центре трубы, а на Луганской ГРЭС при одностороннем вводе — в газоходах перед трубой.

Кроме поворотов, зола оседает в местах резкого падения скоростей, что хорошо видно на рис. П1.5, *б*. Зола накапливается между вводами от отдельных дымососов в сборный боров, где скорость резко падает.

Сначала золовые отложения обычно образуются в повороте-диффузоре, расположенном за дымососом (рис. П1.6), т.е. в самом начале внешних газоходов. В нижней части участка поворота образуется отрыв потока и вихрь, отбрасывающий частицы в сторону, обратную движению основного 'потока. Образовавшиеся в этом месте отложения способствуют постепенному развитию отложений в участках газоходов, расположенных за этим элементом.

Золовые отложения в большой степени зависят от скоростей движения газов в газоходах. На некоторых электростанциях они были приняты низкими и даже на номинальных нагрузках составляли 3–5 м/с. Гораздо чаще имеют место случаи, когда малые скорости возникают не во всех газоходах, а на отдельных его участках. Такие участки имеются на газоходах рис. П1.5, а также в сборном газоходе от дальних дымососов, показанных на рис. П1.1, *а*.

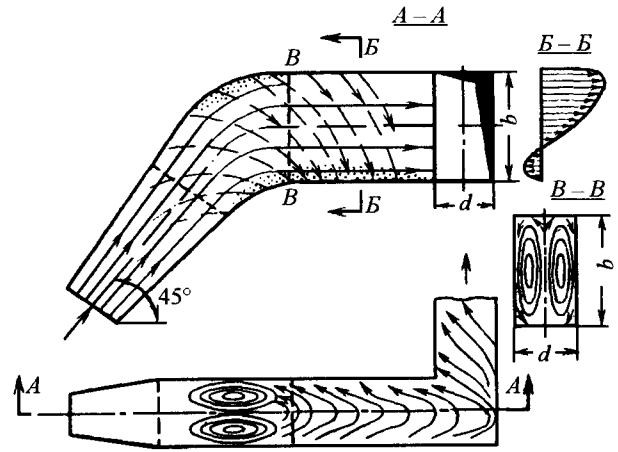


Рис. П1.6. Схема образования золовых отложений в диффузор-повороте за дымососом

Особенно опасны режимы, когда при наличии сборных газоходов часть дымососов отключается. На рис. П1.7 показаны золовые отложения, образовавшиеся при отключении некоторых из дымососов. Как видно из рассмотрения рисунка, в последнем случае происходит заброс золы в неработающие газоходы.

Значительные золовые отложения обычно образуются при одновременном воздействии нескольких неблагоприятных факторов, как, например, низкой температуры тазов и брызг из мокрых золоуловителей одновременно с неблагоприятным аэродинамическим выполнением элементов газоходов.

Непременным условием отсутствия золовых отложений является достаточная скорость в газоходах, чтобы золовые частицы не могли выпадать из движущегося потока. Однако для гарантии отсутствия отложений скорость газов должна обеспечить сдувание уже отложившихся частиц, что может иметь место при нсрасчетных режимах работы оборудования (рис. П1.7).

Следует иметь в виду, что при малых размерах частиц уноса (обычно менее 100 л/с) последние располагаются внутри пограничного слоя и на них воздействуют скорости (значительно меньшие, чем в основном потоке. Поскольку толщина пограничного слоя зависит от размеров газоходов, одинаковые частицы золы в газоходах различных размеров будут сдуваться по-разному.

В результате исследования уравнений для турбулентного пограничного слоя найдены следующие соотношения для .пересчета скоростей сдувания с модели на натуру.

Для частиц диаметром менее 100 мкм

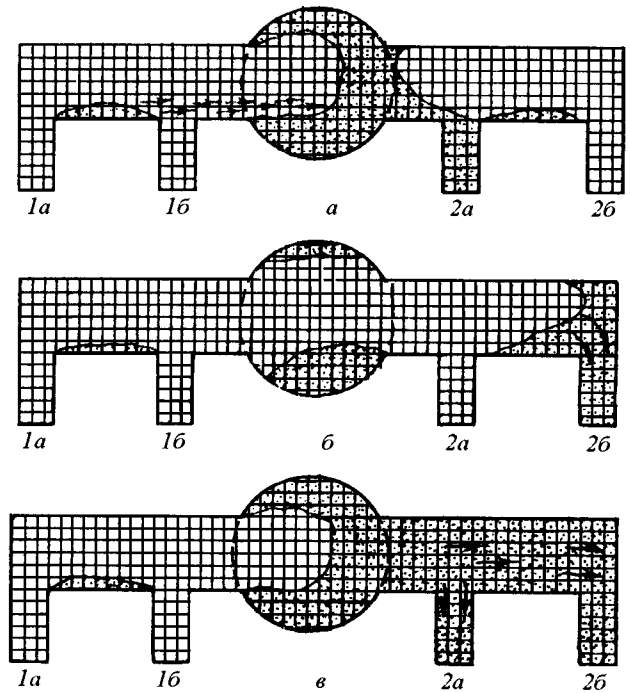


Рис. П1.7. Отложение золы по испытаниям на моделях на сдувание в газоходах при различных режимах работы: *а* — отключен дымосос 2*а*; *б* — отключен дымосос 2*б*; *в* — отключены дымососы 2*а* и 2*б*

$$w_{м} = \frac{\mu_{м}}{\mu_{н}} M^{0,12} w_{м}; \qquad (П1.1)$$

для крупных частиц более 200 мкм

$$w_{н} = \sqrt{\frac{\gamma_{м}}{\gamma_{н}}} M^{0,12} w_{м}, \qquad (П1.2)$$

где $w_{н}$, $w_{м}$ — скорость газов на модели и натуре, м/с; $M = l_{н}/l_{м}$ — отношение характерных размеров натуры и модели; $\mu_{м}$, $\mu_{н}$ — коэффициент динамической вязкости газовой среды на модели и натуре; $\gamma_{м}$, $\gamma_{н}$ — удельный вес газовой среды на модели и натуре, кг/м^3.

Таким образом, если испытания на сдувание золы ведутся на моделях газоходов в масштабе 1:25 натуры на той же газовой среде, то полученные на модели скорости следует увеличивать на натуре в 1,46 раза.

Из выражений (П1.1) и (П1.2) следует, что с повышением температуры газа сдувание мелких частиц (до 100 мкм) улучшается, а крупных (свыше 200 мкм) ухудшается.

Отложения золы носят различный характер и могут в разной степени влиять па работу ТЭС (снижение паропроизводительности, перерасход электроэнергии на тягу, аварийный останов оборудования и другие).

Так, на некоторых ТЭС имеются сравнительно небольшие отложения порядка 0,1–0,2 м, нарастающие довольно медленно. На других электростанциях высота отложений уже измеряется метрами. На двух ТЭЦ под действием веса волы имели место разрушения газоходов, а на одной ТЭЦ, работающей на экибастузском угле и имеющей мокрые золоуловители, высота золовых отложений в дымовой трубе достигла 15 м и произошло обрушение перекрытия в цоколе дымовой трубы.

На ряде ТЭС приходится периодически удалять из газоходов каждого парогенератора вручную до 100–150 т золы.

Проведенные в МЭИ исследования позволили наметить основные мероприятия по предотвращению золовых отложений во внешних газоходах ТЭЦ. К важнейшим из них относятся:

1. Не допускать применения мокрых золоуловителей на топливах, зола которых может цементироваться.

2. В случае применения мокрых золоуловителей не допускать снижения температуры газов за ними ниже 100–130 °С и брызгоуноса из них. Не рекомендовать применения паровой и водоструйной обдувки поверхностей нагрева в тех случаях, когда возможны золовые отложения во внешних газоходах.

3. Рекомендовать выполнение отдельных газоходов от каждого дымососа или от каждого парогенератора до дымовой трубы, исключая применение сборных газоходов.

4. Обеспечить рациональное аэродинамическое выполнение всех элементов газоходов, обеспечивающее отсутствие золовых отложений. На рис. П1.8 показаны рекомендуемые схемы выполнения поворота-диффузора и цокольной части дымовой трубы для случаев, когда имеется большая опасность эоловых отложений (многозольные топлива, мокрые золоуловители).

Нижняя стенка диффузор-поворота выполняется по дуге окружности $R = 0,975h_{г}$ (рис. П1.8, *а*), сопрягаемой с линией контура нижней стенки диффузор-поворота. Максимальный подъем линии контура над горизонтальной стенкой $h = 0,0625h_{г}$. При таком профилировании сокращается зона отрыва потока у нижней стенки и предотвращаются золовые отложения.

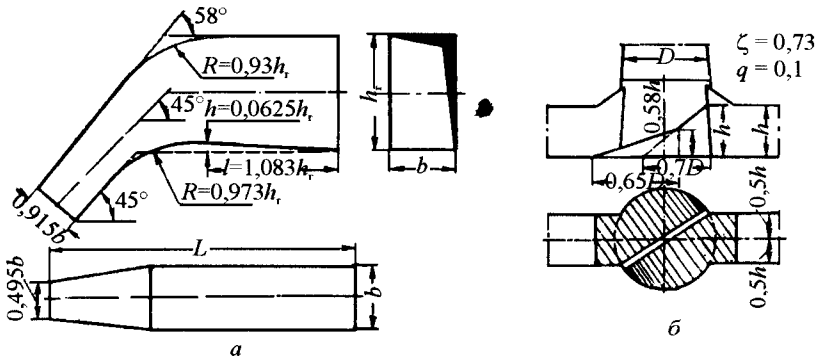


Рис. П1.8. Рекомендуемое выполнение газоходов для предотвращения золовых отложений: *а* — диффузор-поворот; *б* — выполнение цоколя дымовой трубы

Предложенная схема выполнения цоколя по рис. П1.2, *б* значительно сокращает отложения золы по сравнению с ранее применявшимися схемами (рис. П1.2, *а*). Однако для наиболее неблагоприятных случаев (например, на экибастузском угле после мокрых золоуловителей) разработана схема (рис. П1.8, *б*), где золовые отложения практически исключены полностью. Перегородка здесь установлена под углом, несколько меньшим 45°, к оси газоходов, так чтобы полностью исключить мертвые зоны по бокам. Пандусы выполнены ступенчатыми.

5. Особое внимание следует уделять вопросу выбора скоростей в газоходах, обеспечивающих сдувание золы. Если при сухом золоулавливании на номинальной нагрузке достаточна скорость 8–10 м/с то при мокрых золоуловителях она должна быть не менее 13–14 м/с.

6. Необходимо уделять серьезное внимание вопросам обеспечения рациональной эксплуатации газоходов — обеспечению необходимой плотности, тепловой изоляции, наблюдению за температурным режимом и эоловыми отложениями, проведению своевременных ревизий и ремонтов.

Приложение 2

Таблица П2.1

Физические параметры для сухого воздуха при $B = 1{,}01 \cdot 10^5$ Па

Температура t, °С	Плотность ρ, кг/м^3	Теплоемкость c, кДж/(кг·°С)	Теплопроводность $\lambda \cdot 10^2$, Вт/(м·°С)	Температуропроводность $a \cdot 10^2$, м^2/с	Вязкость динамическая $\mu \cdot 10^6$, Па·с	Вязкость кинематическая ν, 10^6, м^2/с	Критерий Прандтля Pr
–50	1,564	1,013	2,04	12,7	14,6	9,23	0,728
–40	1,515	1,013	2,12	13,8	15,2	10,04	0,728
–30	1,453	1,013	2,20	14,9	15,7	10,80	0,723
–20	1,395	1,009	2,28	16,2	16,2	11,60	0,716
–10	1,342	1,009	2,36	17,4	16,7	12,43	0,712
0	1,293	1,005	2,44	18,8	17,2	13,28	0,707
10	1,247	1,005	2,51	20,0	17,6	14,16	0,705
20	1,205	1,005	2,59	21,4	18,1	15,06	0,703
30	1,165	1,005	2,67	22,9	18,6	16,00	0,701
40	1,128	1,005	2,76	24,3	19,1	16,96	0,699
50	1,093	1,005	2,83	25,7	19,6	17,95	0,698
60	1,060	1,005	2,90	26,2	20,1	18,97	0,696
70	1,029	1,009	2,96	28,6	20,6	20,02	0,694
80	1,000	1,009	3,05	30,2	21,1	21,09	0,692
90	0,972	1,009	3,13	31,9	21,5	22,10	0,690
100	0,946	1,009	3,21	33,6	21,9	23,13	0,688

Приложение 3

Таблица П3.1

Теплофизические характеристики применяемых строительных материалов

Наименование материалов	Плотность ρ, кг/м³	Температура *t*, °С	Коэффициент теплопроводности λ, Вт/(м·°С)	Удельная теплоемкость *c*, кДж/(кг·°С)
Железобетон, эксплуатируемый в нормальных условиях из бетона на гравии или щебне, из прнродного камня	2500	20–200	1,92	0,82
Бетон обыкновенный в зависимости от влажности	2350 2450	0–20	1,27–1,74	0,82
Кислотоупорный бетон:				
легкий	1500	20	0,46–0,5	0,82
тяжелый	2300		0,72–0,93	0,82
Бетоны на природных пористых заполнителях:				
Туфобетон	1800	0–20	0,53	0,82
Пемзобетон	1600		0,42	
Бетоны на искусственных пористых заполнителях:				
керамзитобетон	1800	0–20	0,66	0,82
перлитобетон	1200		0,30	0,82
Бетон на зольном гравии	1400	0–20	0,46	0,82
Бетоны ячеистые:				
газо- и пенобетон	1000		0,30	0,82
Кирпич:				
красный машинной формовки	1800	20	0,77	0,88
красный ручной формовки	1700		0,70	0,88
силикатный	1900		0,81	0,84
Кладка из глиняного обыкновенного кирпича (ГОСТ 530–77)	1900	20	0,93	0,88
	1800		0,84	0,88
	1700		0,81	0,84
	1600		0,67	0,84
Кладка из глиняного обожженного кирпича на легком растворе	1700	20	0,61	0,84
Кладка из кислотоупорного кирпича	2100	20–100	1,27–1,5	0,84
Плотный шамотный кирпич	1800	200	0,85–0,90	0,80

Продолжение табл. П3.1

Наименование материалов	Плотиость ρ, кг/м³	Температура *t*, °С	Коэффициент теплопроводности λ, Вт/(м·°С)	Удельная теплоемкость *c*, кДж/(кг·°С)
Огнеупоры:				
плотный шамот	181	200	1,21	—
легковесный шамот	145	200	0,756	—
то же с содержанием 40 % угля	96	200	0,49	—
Вата минеральная и стеклянная и изделия из нее:				
вата минеральная	150	25	0,042	0,86
войлок минеральиый	150	125	0,07	0,86
плиты минераловатиые	125	125	0,046	0,86
то же на битумной связке	350	125	0,993	0,86
то же на синтетической связке	200	–	0,059	0,86
Перлитоцементные плиты	225		0,065	0,056
	250	25±5	0,070	0,060
	300	(300±5)	0,076	0,068
	350		0,081	0,070
Плиты теплоизоляционные из ячеистых бетонов	400	25±5	0,93	0,86
Плиты перлитокерамические	250	25±5	0,65	—
	300		0,70	
Сталь строительная	7850	0–100	58	—
Алюминий	2600	0–100	219	—
Цементно-песчаный раствор или штукатурка из него	1800	0	0,76	0,23
Сложный раствор (песок – известь – цемент) или штукатурка из него	1700	0	0,70	0,23

Приложение 3

Таблица П4.1

Физические параметры дымовых газов (CO_2 = 13 %, H_2O = 11 %, N_2 = 76 %)

Температура газов, °С	Плотность ρ, кг/м³	Коэффициент теплоемкости c_p, кДж/(кг·°С)	Коэффициент теплопроводности λ·10², Вт/(м·°С)	Вязкость кинематическая ν·10⁶, м²/с	Критерий Прандтля Pr
0	1,296	1,042	2,28	12,20	0,72
20	1,226	1,047	2,48	13,60	0,71
40	1,157	1,052	2,59	15,3	0,71
60	1,088	1,057	2,80	17,2	0,7
80	1,019	1,062	3,02	19,3	0,7
100	0,95	1,068	3,13	21,54	0,69
120	0,91	1,074	3,33	23,60	0,69
140	0,87	1,080	3,53	25,6	0,68
160	0,83	1,085	3,73	27,6	0,68
180	0,79	1,091	3,92	30,1	0,67
200	0,748	1,097	4,01	32,80	0,67
220	0,726	1,102	4,17	35,56	0,67
240	0,704	1,107	4,35	38,32	0,66
260	0,682	1,112	4,51	41,06	0,66
280	0,660	1,117	4,67	43,82	0,66
300	0,637	1,122	4,84	46,59	0,65

Приложение 5

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ ДЫМОВЫХ И ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ТРУБ

РД 03-610–03

1. Общие положения

1.1. Методические указания по обследованию дымовых и вентиляционных промышленных труб (далее — Методика) разработаны в соответствии с Федеральным законом от 21.07.97 № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных произ-водственных объектов" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, № 30, ст. 3588), постановлением Правительства Российской Федерации от 28.03.01 № 241 "О мерах по обеспечению промышленной безопасности опасных производственных объектов на территории Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2001, № 15, ст. 1489), Правилами безопасности при эксплуатации дымовых и вентиляционных промышленных труб, утвержденными постановлением Госгортехнадзора России от 03.12.01 № 56, зарегистрированным Минюстом России 05.06.02 г., регистрационный № 3500.

1.2. Методика распространяется на порядок и последовательность выполнения комплекса работ по определению технического состояния эксплуатируемых дымовых и вентиляционных труб высотой более 20 м и объем технической документации, выдаваемой специализированной организацией, выполнившей обследование. Методика не распространяется на проведение осмотров труб в процессе эксплуатации ответственным персоналом согласно ведомственным нормативным документам.

1.3. Обследования промышленных дымовых и вентиляционных труб (далее — труб) являются составной частью проведения экспертизы и выполняются организациями, имеющими лицензию Госгортехнадзора России на данный вид деятельности.

1.4. К наиболее распространенным типам промышленных труб относятся: Железобетонные дымовые трубы:

– с футеровкой из глиняного кирпича, с частичной теплоизоляцией и воздушным невентилируемым зазором;

– с футеровкой из глиняного кирпича, теплоизоляцией из минераловатных матов или полужестких плит, прижимной стенкой;

– с футеровкой из кислотоупорного кирпича, минераловатной теплоизоляцией, прижимной стенкой и невентилируемым зазором;

– с монолитной футеровкой из полимерцементного и полимерсиликатного бетона;

– с вентилируемым зазором между стволом и футеровкой;

– с внутренними металлическими газоотводящими стволами (МГС) и теплоизоляцией наружной поверхности МГС;

– с внутренним стволом из композитных материалов (стеклопластик, стеклоуглепластик, стеклофаолит).

Дымовые и вентиляционные сборные железобетонные трубы из специального бетона. Кирпичные дымовые и вентиляционные трубы:

– с кирпичной футеровкой и теплоизоляцией в нижней части трубы;

– с кирпичной футеровкой по всей высоте ствола и теплоизоляцией нижней части ствола и воздушным невентилируемым зазором;

– с кислотоупорной кирпичной футеровкой и теплоизоляцией по всей высоте трубы.

По конструктивным особенностям наиболее распространены металлические трубы следующих типов:

– самонесущие (с оттяжками или без них);

– самонесущие с внутренним газоотводящим стволом (2-х или 3-х стольные с гасителем колебаний);

– с несущей металлической башней;

– многоствольные с центральной несущей решетчатой металлической башней. Дымовые и вентиляционные трубы из композитных материалов:

– из стеклопластика, сборные, с болтовым соединением царг;

– из углестеклопластика, сборные, с болтовым соединением царг;

– из стеклофаолита и фаолита, сборные, с болтовым соединением сегментов царг и самих царг.

1.5. Обследование труб с целью определения технического состояния и остаточного ресурса труб разделяются на плановые и внеплановые. Плановые обследования труб проводятся через год после пуска в эксплуатацию и далее через 5 лет для всех типов труб. Последующие обследования всех типов труб проводятся через каждые 5 лет.

1.6. Внеплановые обследования труб выполняются в случаях:

– при появлении сквозных разрушений внутренних газоотводящих стволов и их намокании со стороны межтрубного пространства;

– при разрушении кладки ствола на глубину более 15 % сечения стенки на участке более $^1/_8$ периметра ствола;

– при выколах и отслоении защитного слоя бетона ствола с выгибом стержней вертикальной арматуры более 30 мм на участках более 1 м по окружности;

– при появлении сетки трещин с раскрытием более 5 мм и отслоении защитного слоя бетона на площади более 10 % отдельной секции бетонирования; при отклонении оси ствола железобетонной или кирпичной трубы от вертикали выше допустимого.

– после технологических аварий, связанных с воздействием импульсных нагрузок большой мощности (газовый "хлопок", значительное увеличение температуры отводимых газов и т.п.);

– при разрушении кирпичных оголовков;

– при частичном разрушении стен кирпичного или железобетонного ствола площадью более 1 м^2 и при падении разделительных стенок;

– при обвалах участков футеровок; при падении разделительных стенок;

– при систематическом намокании или обледенении наружной поверхности железобетонного ствола;

– при возникновении прогаров в стволах металлических труб;

– при решении о консервации;

– для определения необходимости реконструкции;

– при пуске трубы после расконсервации;

– при необходимости наличия заключения о состоянии сооружения для получе-ния предприятием лицензии на эксплуатацию производств и объектов.

2. Подготовительные работы к проведению обследования

2.1. Работы по обследованию труб выполняются Специализированной организацией на основании технического задания на обследование трубы, которое является основанием для разработки технической программы работ к договору.

2.2. Подготовительные работы, проводимые специализированной организацией, включают рассмотрение следующей технической документации:

2.2.1. Акта приемки в эксплуатацию законченной строительством трубы.

2.2.2. Комплекта исполнительной сдаточной документации, в том числе сертификатов и других технических документов, удостоверяющих качество примененных материалов при возведении трубы, актов освидетельствования скрытых работ и журналов производства работ.

2.2.3. Актов на выполнение сушки и разогрева трубы перед вводом в эксплуатацию после окончания строительства или после производства ремонтных работ.

2.2.4. Паспорта трубы со сведениями о фактическом режиме работы (температуре, объеме и составе отводимых газов и др.), проведенных обследованиях и ремонтах.

2.2.5. Актов осмотров и заключений специализированных организаций.

2.2.6. Журнала контроля осадок и крена трубы в процессе строительства и эксплуатации со схемами исполнительной съемки.

2.2.7. Документы, характеризующие инженерно-геологические условия территории, на которой расположена дымовая труба.

2.2.8. Предписания надзорных органов.

При отсутствии необходимой технической документации, которая перечислена в данном разделе, в договоре между Заказчиком и Специализированной организацией может быть предусмотрено при проведении обследования проведение работ по измерению фактических геометрических размеров трубы и отдельных ее элементов, измерения фактического крена трубы и другие работы.

2.2.9. При проведении подготовительных работ к обследованию трубы оценивается возможность безопасного доступа к ее конструктивным элементам.

2.2.10. Работы по обследованию трубы проводятся по наряду-допуску, утвержденному и выданному заказчиком объекта в установленном порядке. Ко всем элементам сооружения, подлежащим обследованию должен быть обеспечен свободный доступ.

2.2.11. При проведении работ по обследованию трубы должны выполняться требования техники безопасности в соответствии с действующими в РФ строительными нормами и правилами, а также другие действующие правила охраны труда, санитарные и противопожарные нормы.

3. Дефекты и повреждения труб

3.1. Дефекты труб есть отклонения качества, формы и фактических размеров конструкций, их элементов и материалов от требований нормативных документов или проекта, возникающие при проектировании, изготовлении и возведении или монтаже. Дефекты подразделяются на наружные (видимые) и внутренние (скрытые). Условные обозначения дефектов приведены в приложении 1.

Дефекты, возникающие при изготовлении и транспортировании конструкций и материалов, должны быть выявлены и устранены до их применения, дефекты возведения и монтажа — до приемки сооружения в эксплуатацию.

3.2. Повреждения труб есть отклонения качества, формы и фактических размеров конструкций от требований нормативных документов или проекта, возникающие при эксплуатации. Характеристики основных дефектов и повреждений дымовых и вентиляционных промышленных труб приведены в приложении 2. Повреждения конструкций труб происходят в результате механических (силовых, температурно-влажностных), химических и комбинированных воздействий. Повреждения от силовых воздействий возникают вследствие

несоответствия реальных условий работы конструкций расчетным и проявляются в виде местных разрушений (разрывов, трещин, сколов кирпича, бетона с выпучиванием продольной арматуры и др.), а также в форме чрезмерных деформаций элементов сооружения (искривление ствола, несущих металлоконструкций, крены и осадки фундаментов, выпучивание и искривление участков стен и футеровки ствола, металло-конструкций и др.).

Повреждения от температурно-влажностных воздействий проявляются в образовании системы вертикальных и горизонтальных трещин, в отслоении кирпича и бетона лещадками, образовании конденсата с выходом на наружную поверхность трубы и образовании наледей в зимнее время.

Повреждения от химических воздействий возникают в результате действий агрессивных сред, проявляются в виде химической и электрохимической коррозии бетона, раствора, металлов, разрушения защитных покрытий и являются наиболее опасными, как вызывающие наибольшие разрушения.

3.3. Категория опасности дефекта и повреждения конструкций труб устанавливается по следующим признакам:

“А” — дефекты и повреждения основных несущих конструкций труб, пред-ставляющие непосредственную опасность их разрушения;

“Б” — дефекты и повреждения труб, не представляющие при их обнаружении непосредственной опасности разрушения их несущих конструкций, но способные в дальнейшем вызвать повреждения других элементов и узлов или при развитии повреждения — перейти в категорию “А”.

“В” — дефекты и повреждения локального характера, которые при последующем развитии не могут оказать влияния на основные несущие конструкции труб.

3.4. Техническое состояние труб классифицируется как:

а) исправное — все элементы трубы удовлетворяют требованиям действующих нормативных документов и проектной документации;

б) работоспособное — удовлетворяются требования обеспечения производственного процесса и дальнейшей безопасной эксплуатации трубы, но имеются незначительные отступления от действующих нормативных документов и проекта;

в) ограниченно работоспособное — возможна дальнейшая эксплуатация трубы при определенных ограничениях и разработке мероприятий по контролю за состоянием конструкций, параметрами технологического процесса, нагрузками и воздействиями, а также разработке мероприятий по устранению выявленных дефектов и повреждений в установленные сроки;

г) неработоспособное — возможна потеря несущей способности основных элементов или сооружения в целом, исключающая дальнейшую эксплуатацию без проведения ремонта.

д) предельное состояние — при котором дальнейшая эксплуатация трубы недопустима или нецелесообразна, либо восстановление ее работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

3.5. Дефекты и повреждения труб категории "В" и отдельные повреждения с незначительным развитием категории "Б" допускается устранять по технической документации, разработанной проектно-конструкторскими подразделениями организаций эксплуатирующих объект. Дефекты и повреждения категории "А" и повреждения категории "Б", способные при быстром развитии перейти в категорию "А", должны устраняться только в соответствии с технической документацией, разработанной специализированной организацией, имеющей разрешение (лицензию) Госстроя РФ на данный вид деятельности и экспертизы промышленной безопасности технической документации (проекта), утвержденной Госгортехнадзором России.

4. Проведение обследования

4.1. Целью обследования трубы является определение дефектов и повреждений, влияющих на дальнейшую безопасность ее эксплуатации и выявления причины повреждений.

4.2. При проведении обследования труб используется специальное оборудование, аппаратура и приборы (Приложение 8) и выполняется следующий объем работ:

– анализ имеющейся проектной, исполнительной и эксплуатационной документации;

– наружный осмотр всех конструктивных элементов трубы;

– тепловизионное обследование железобетонной и кирпичной трубы (при необходимости);

– внутренний осмотр газоотводящего ствола или футеровки;

– осмотр межтрубного пространства труб типа "труба в трубе";

– определение прочности и состояния материалов неразрушающими методами контроля, отбор образцов и проведение лабораторных испытаний (при необходимости);

– определения крена (искривления) и осадки трубы при отсутствии соответствующих измерений;

– исследование изменений характеристик грунтов основания и гидрогеологиче-ских условий при наличии недопустимого крена трубы;

– замеры температурно-влажностных, и аэродинамических режимов и эксплуатационных параметров газовой среды в случае несоблюдения проектного режима эксплуатации и отсутствия данных по фактическому режиму (при необходимости);

– расчеты несущей способности ствола и конструкций с учетом выявленных дефектов и повреждений категории опасности "А";

– установление причин повреждений;

– оформление заключения.

4.3. Обследованию предшествуют осмотры наружной поверхности ствола трубы с ходовой лестницы, светофорных площадок, а также с подъемных приспособлений или конструкций рядом расположенных зданий и сооружений, с использованием биноклей, видеокамер большой разрешающей способности и другой оптической техники. Визуальные наблюдения за состоянием элементов конструкций трубы с помощью оптических приборов должны предшествовать подъему людей.

4.4. При наружном обследовании ствола трубы выявляется состояние несущих конструкций: кирпичной кладки, бетона, плотность сцепления бетона с арматурой, наличие ее оголения и прогибов, наличие и ширина раскрытия вертикальных трещин, отслоения защитного слоя бетона, наличие и величина плохо уплотненных участков бетона, состояние конструкций, оценка степени коррозии металла, состояние антикоррозионных покрытий, целостность сварных швов, заклепочных и болтовых соединений, повреждений ходовых лестниц, состояние вантовых растяжек, узлов их крепления и другие дефекты, различаемые и оцениваемые визуально.

4.5. С целью получения своевременной информации о техническом состоянии дымовой железобетонной или кирпичной трубы в целом и имеющихся дефектах в ее конструкции в необходимых случаях (не реже одного раза в 5 лет) производится тепловизионное обследование.

Тепловизионное обследование необходимо проводить при:

– перегревах оболочки трубы относительно проектных величин, выявленных в ходе наружного обследования при помощи контактных приборов;

– протечках конденсата, намокания наружной поверхности дымовой трубы и ее обледенении в зимнее время;

– определение фактического состояния конструкции дымовой трубы (наличие проектных конструктивных элементов: теплоизоляции, прижимной кладки, ширины зазора и т.д.) при выявлении в ходе обследования в контрольных местах вскрытия футеровки, монтажных проемов, отбора проб из оболочки (на всю ее толщину);

– значительном охлаждении относительно расчетных величин в газоотводящем стволе дымовых газов;

– отсутствии эффекта в работе вентиляционной системы на трубах с противодавлением;

– проведении ремонтных работ по восстановлению или повышению теплозащитных свойств конструкции дымовой трубы.

В ходе диагностики дымовой трубы при помощи тепловизора могут быть выявлены скрытые (внутренние) дефекты, которые невозможно определить традиционным способом обследования с подвесной оснастки такие, как локальное отсутствие тепловой изоляции между стволом и футеровкой, места засоренности вентилируемого канала и др. Поэтому термографирование дымовой трубы целесообразно проводить как начальный этап экспертизы промышленной безопасности дымовых труб.

4.6. Внутреннее обследование футеровки и газоотводящих стволов труб проводится, как правило, при остановленных обслуживаемых агрегатах и отключенных от них труб. В случае невозможности по технологическим причинам или экономической нецелесообразности остановки технологических процессов, связанных с дымовой трубой, производится обследование футеровки без остановки обслуживаемых агрегатов с помощью тепловизионной техники или диагностического комплекса, включающего видеосканеры с системой термо- и аэростабилизации и подвижным механизмом. При остановке обслуживаемых агрегатов и отключении от них трубы внутреннее обследование проводится при помощи специально смонтированной оснастки. При этом, в случае отсутствия признаков обвалов футеровки обследование допускается производить по схеме "снизу – вверх", в случае наличия обвалов — только по схеме "сверху – вниз". При перемещении вниз на-висшие участки футеровки, отслоившейся штукатурки и золы, сбрасываются внутрь трубы.

4.7. При аварийном состоянии футеровки, при котором не имеется условий безопасного подъема в люльке или при проведении обследования без остановки подключенных агрегатов осмотр футеровки может производиться с применением специальной аппаратуры для видеосъемки с дистанционным управлением.

4.8. Обследование межтрубного пространства труб типа "труба в трубе" производится с внутренних ходовых лестниц и перекрытий. При этом:

– проверяется состояние внутренней поверхности железобетонного ствола, рабочих швов бетонирования, конструктивных элементов газоотводящего кремнебетонного, металлического, кирпичного или композитного газоотводящих стволов;

– определяется состояние стыков и компенсаторов, скользящих горизонтальных упоров, поясов усиления, ребер жесткости, сварных швов, теплоизоляции, крепления тяг и подвесок, перекрытий, металлоконструкций смотровых площадок и лестниц, ходовых скоб;

– производится оценка степени коррозии материалов, а также закладных деталей в железобетонном стволе для крепления внутренних металлоконструкций.

4.9. Обследование металлических конструкций труб включает следующие этапы:

– внешний осмотр несущих элементов металлических конструкций;

– проверка элементов металлических конструкций одним из видов неразрушающего контроля;

– проверка качества соединений элементов металлических конструкций (сварных, болтовых, шарнирных и других);

– измерение остаточных деформаций оболочек, стоек, балок и отдельных поврежденных элементов;

– оценка степени коррозии несущих элементов металлических конструкций.

4.9.1. Обследование поверхности конструкций следует проводить с применением оптических средств (10 кратной лупы), при этом особое внимание должно уделяться следующим местам возможного появления повреждений:

– участкам резкого изменения сечений узлов и сварных соединений;

– участкам, где при работе возникает значительная коррозия, износ, напряжения (узлы подвесок, опирания и горизонтальных упоров ствола);

– местам, подвергшимся повреждениям или ударам во время монтажа или эксплуатации;

– местам, где при работе возникают осевые или крутящие усилия в соединениях (шарниры);

– участкам, имеющим ремонтные сварные швы.

4.9.2. При проведении внешнего осмотра необходимо обращать особое внимание на наличие следующих дефектов:

– трещин в основном металле, сварных швах и околошовной зоне, косвенными признаками которых является шелушение краски, подтеки ржавчины и т.д.;

– механических повреждений, коррозии;

– расслоения основного металла;

– некачественного исполнения сварных соединений;

– люфтов шарнирных соединений, ослабления болтовых соединений.

4.9.3. При обнаружении признаков наличия трещин и недопустимых дефектов в металлической конструкции или сварном шве эти места подвергаются

обязательной дополнительной проверке одним из методов неразрушающего контроля.

Выбор технических средств для проведения неразрушающего контроля определяет организация, проводящая обследование.

Указания по выбору технических средств и методик выполнения различных видов неразрушающего контроля устанавливаются нормативными документами, в частности СНиП 3.03.01–87 МДС 53-1.2001 (Рекомендации кСНиП 3.03.01–87) и т.п.

4.9.4. При обследовании состояния металлоконструкций дымовых труб применяются следующие виды неразрушающего контроля:

– ультразвуковая толщинометрия — для определения толщины металла и определения степени коррозийного износа (обязательный контроль металла ствола трубы);

– ультразвуковая дефектоскопия — для контроля качества металла и сварных соединений;

– цветная дефектоскопия — для выявления невидимых дефектов (трещин, расслоений, пор, раковин и т.д.) с определением их расположения и протяженности на поверхности.

4.9.5. При обнаружении расслоения металла (например, при проведении ультразвуковой толщинометрии металлоконструкции) должна быть определена ультразвуковыми методами зона распространения дефекта по площади листа.

4.9.6. Контроль состояния болтовых соединений следует осуществлять визуально и простукиванием молотком. Ослабление болта можно определить по более глухому звуку удара и по характеру отскока молотка. В сомнительных случаях проверку производят двумя молотками: одним выполняют удар по внешней головке, а другой держат прижатым противоположно. Если болт ослаблен, то при ударе первым молотком по головке происходит резкий отскок второго молотка.

У болтовых соединений при визуальном контроле следует установить наличие проектного количества болтов в соединении, а также их явные дефекты (трещины, смятия, отрыв головки и т.п.).

У высокопрочных и других видов болтов, для которых в эксплуатационной документации указано усилие затяжки, дополнительно динамометром контролируется усилие затяжки.

4.9.7. По дымовым трубам с гасителями колебаний и многоствольным комплексам с центральной решетчатой башней, дополнительно необходимо провести обследования в соответствии с рекомендациями инструкции по эксплуатации.

4.10. При осмотре сборных железобетонных труб должны быть проверены:

– состояние стыковых соединений;

– наличие раствора в стыках;

– заполнение ниш раствором;

– наличие трещин, как на царгах, так и между ними;

– следы выхода конденсата дымовых газов;

– целостность защитного слоя бетона или облицовочных плиток;

4.11. При осмотре труб проверяется наличие и исправность на трубах контрольно-измерительных приборов, исправность системы принудительной вентиляции в дымовых трубах с противодавлением в воздушном зазоре между стволом и футеровкой, предусмотренных проектом, молниезащиты и светового ограждения, состояние маркировки трубы.

4.12. Замеры параметров температурно-влажностных и аэродинамических режимов производятся специалистами экспертной организации с составлением режимных карт по газовому тракту от теплотехнического агрегата до трубы, в стволе трубы и зазоре между стволом и футеровкой или в межтрубном пространстве. Замеры производятся в специально предусмотренных проектом местах, а при их отсутствии в месте входа газохода и на отметках отбора проб материалов.

4.13. В процессе обследования производится фото и видео съемка наиболее опасных дефектов.

4.14. Определения полного и частных кренов, излома, изгиба и осадки трубы производятся геодезическим методом. Прирост крена железобетонных и кирпичных труб может определяться по разности осадки марок, установленных на отм. +0,5–+1.0м в цокольной части трубы.

4.15. Обследование фундамента и исследование характеристик грунтов основания железобетонных и кирпичных труб производится в случае обнаружения осадки или крена пре-вышающих предельно допустимые величины.

4.16. Решение об использовании того или иного метода неразрушающего контроля, отбора образцов бетона, металла, кирпича, раствора кладки, а также количество участков измерений определяются программой в зависимости от состояния несущих конструкций трубы по результатам визуального обследования, длительности и режима ее эксплуатации.

Отбор проб материалов производится не менее чем на трех отметках по высоте трубы. Лабораторные испытания отобранных проб должны производиться согласно действующим в РФ стандартам с оформлением испытаний соответствующими актами.

4.17. Все выполненные в ходе обследования замеры параметров газовой среды, температурно-влажностного и аэродинамического режимов, результаты осмотров, тепловизионной и геодезической съемок дымовой трубы включаются в технический акт обследования, который составляется на объекте и подписывается представителями эксплуатирующей организацией, выполняющей обследование.

4.18. В случае обнаружения при обследовании опасных деформаций, дефектов и других признаков возможного обрушения трубы специализированная организация, выполнившая обследование в письменной форме немедленно уведомляет об этом руководителя организации (предприятия) и направляет копию уведомления в территориальные органы Госгортехнадзора России.

5. Оформление технического отчета по обследованию

5.1. Результаты обследования оформляются в виде "Технического отчета по обследованию промышленной трубы". Отчет состоит из основной части и приложе-ний и включает, как правило, следующие разделы.

5.1.1. Титульный лист, на котором дается краткая информация о специализированной организации, выполнившей обследование и ответственных исполнителях.

5.1.2. Оглавление. Включается перечень разделов отчета.

5.1.3. Копия лицензии, техническое задание на выполнение работы, программа обследования трубы.

5.1.4. Введение. В нем излагаются:

– основание для проведения обследования; цели обследования;

– характер обследования (наружное обследование без остановки подключенных агрегатов, комплексное обследование, обследование отдельных конструктивных элементов и др.);

– использованные методики и нормативные документы;

– сроки обследования;

– сведения об используемых приборах и оборудовании, примененных при обследовании трубы.

5.1.5. Анализ проектной, исполнительной и эксплуатационной документации. В нем излагаются:

– характеристика трубы и ее основные параметры; примененные конструктивные решения;

– примененные строительные материалы;

– отступления от проекта, в том числе согласованные во время строительства с проектной организацией;

– режимы эксплуатации трубы;

– данные о проведенных ранее обследованиях и ремонтах.

5.1.6. Результаты обследования трубы:

– описание обнаруженных дефектов всех конструктивных элементов трубы с составлением карты дефектов;

– оценка качества примененных строительных материалов, конструкций и их соединений, а также примененного оборудования;

– оценка осадки фундамента и крена трубы;

– отклонения геометрических размеров от проекта, допущенные при строительстве; результаты фото и видео съемки опасных дефектов.

5.1.7. Выводы и рекомендации:

5.1.7.1. Результаты обследований специализированной организацией должны быть оформлены заключением, в котором приводится характеристика основных выявленных дефектов и повреждений конструктивных элементов трубы с указанием вероятных причин их образования, дается оценка технического состояния с указанием категории опасности выявленных дефектов, вида технического состояния трубы, вывод о возможности (или невозможности) дальнейшей безопасной эксплуатации. В рекомендациях по дальнейшей эксплуатации трубы указать возможные методы и способы ремонта, восстановления или усиления дефектных и поврежденных конструкций, а также определить сроки их устранения в зависимости от категории опасности дефектов и повреждений. К технической документации по результатам обследования должны быть приложены схемы дефектов, фото-видеоизображения ствола трубы в целом или по участкам, иллюстрации наиболее опасных повреждений и дефектов конструкций. Основные положения заключения в части оценки несущей способности ствола трубы и несущих конструкций с учетом их повреждений и дефектов при необходимости должны быть обоснованы соответствующими расчетами.

5.1.7.2. В рекомендациях указывается необходимый срок следующего обследования трубы.

5.1.7.3. Все материалы выполненного обследования прилагаются к паспорту соответствующей трубы.

5.1.7.4. Технический отчет подписывается лицами и, проводившими обследование и составлявшими отчет и утверждается руководителем специализированной организации или уполномоченным на это лицом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Глава 1

1.1. ***Заседателев И. Б., Тринкер Б. Д., Дужих Ф. П., Шишков И. А.*** Эксплуатация дымовых железобетонных труб с противодавлением в принудительно-вентилируемом канале // Электрические станции. 1971. № 3. С. 80–82.

1.2. ***Рихтер Л. А.*** Тепловые электрические станции и защита атмосферы. — М.: Энергия, 1975.

1.3. ***Рихтер Л. А., Заседателев И. Б., Дужих Ф. П.*** Исследование работы дымовой трубы с противодавлением в естественно-вентилируемом канале // Теплоэнергетика. 1972. № 7. С. 68–71.

1.4. ***Внуков А. К., Скворцов А. П.*** Защита газоотводящих стволов дымовых труб от сернокислотной коррозии // Энергетическое строительство. 1970. № 10. С. 12–15.

1.5. ***Скворцов А. П.*** Дымовые трубы тепловых электростанций. — М.: Информэнерго, 1973.

1.6. ***Сапожников Ф. В., Рихтер Л. А., Волков Э. П.*** Дымовые трубы высокой надежности // Теплоэнергетика. 1976. № 6. С. 43–49.

1.7. Материалы фирмы Benjamin Foster (США). Защита от коррозии кирпичных, стальных и бетонных дымовых труб.

1.8. ***O'Sullivan M.*** Design of reinforced concrete chimney // Transactions of the Institution of Ireland. 1965–1966. P. 172–205.

1.9. ***Stelle W.*** Falls smoke stack for Mitchell Plant // Civil Engineering. 1969. N 3. P. 44–47.

1.10. ***Фукуи Сабуро, Ямамото Акихиро.*** Борьба с коррозией дымовых труб и дымоходов // Нэпу канри сире. 1967. № 1.

1.11. The chimney at Drax power station // Concrete. 1969. N 7. P. 281–185.

Глава 2

2.1. ***Шишков И. А., Лебедев В. Г., Беляев Д. С.*** Дымовые трубы энергетических установок. — М.: Энергия, 1976.

2.2. Указания по приготовлению и применению строительных растворов (СН 290–64).

2.3. ***Кирилишин В. К.*** Кремнебетон. — Киев: Будивельник, 1975.

2.4. Стальные конструкции. Нормы проектирования. СНиП П-В.3–72. Введ. I/VII1973.

2.5. Временные указания по защите от коррозии железобетонных дымовых труб (ВСН 275–71). — М.: ЦБНТИ Минмонтажспецстрой СССР, 1972.

Глава 3

3.1. ***Рихтер Л. А., Волков Э. П., Покровский В. Н.*** Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. — М.: Энергоиздат, 1981.

3.2. Указания по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий (СН 369–74). — М.: Стройиздат, 1975.

3.3. ***Carpenter S. B. et al.*** Principal Plume Dispertion Models. TVA Power Plants. 63d Annual Meeting Air Pollution Control Association, June 1970.

3.4. Recommended Guide for prediction of the Dispersion of Airforce effluent (Second edition). The American Society of Mechanical Engineers. New York. 1973. N 4.

3.5. Work-book of Atmospheric Dispertion Estimates (***D. B. Turner*** ed.) U. S. Department of Health, Education and Welfare, "Cincinnati" Ohio, 1969.

3.6. Метеорология и атомная энергия. Пер. с англ. — Л.: Гидрометеоиздат, 1971.

Глава 4

4.1. ***Гаврилов Е. И.*** Режимы работы газоотводящих труб // Теплоэнергетика. 1984. № 4. С. 46–49.

4.2. ***Рихтер Л. А.*** Аэродинамические характеристики дымовых труб // Электрические станции. 1968. № 4. С. 11–14.

4.3. ***Рихтер Л. А.*** Газовоздушные тракты тепловых электростанций. — М.: Энергоатомиздат, 1984.

4.4. ***Гаврилов Е. И.*** Оптимальное выполнение конических дымовых труб // Трубы МЭИ. 1974. Вып. 184.

4.5. ***Гаврилов Е. И.*** Приземная концентрация примесей от высотного источника с диффузорным выходом // Известия вузов. Энергетика. 1979.

4.6. Инструкция по теплоаэродинамическому расчету дымовых железобетонных труб с противодавлением в зазоре между стволом и футеровкой (ВСН 383–77). — М. ЦБНТИ Минмонтажспецстроя России, 1979.

4.7. ***Волков Э. П., Гаврилов Е. И., Чупраков А. И. и др.*** Натурные исследования аэродинамики высотной кремнебетонной дымовой трубы // Электрические станции. 1976. № 11. С. 13–16.

4.8. ***Шлихтинг Г.*** Теория пограничного слоя. — М.: Наука, 1969.

4.9. Аэродинамический расчет котельных установок. (Нормативный метод). — Л.: Энергия, 1977.

4.10. ***Волков Э. П., Гаврилов Е. И., Ильинская О. Н.*** Цокольная часть высотных дымовых труб мощных ТЭС // Электрические станции. 1982. № 7.

Глава 5

5.1. Справочник по динамике сооружений / Под ред. проф. ***Б. Г. Коренева, И. М. Рабиновича***. — М.: Стройиздат, 1972.

5.2. ***Блюмина Л. Х., Захаров Ю. Г.*** Колебания цилиндрических тел в воздушном потоке. Исследование по динамике сооружений. — М.: Госстройиздат, 1957.

5.3. ***Блюмина Л. Х., Федяевский К. К.*** Исследование влияния вынужденных колебаний цилиндра в воздушном потоке на механизм срыва вихрей // Известия АН СССР. МЖГ. 1969. № 1.

5.4. ***Барштейн М. Ф.*** Динамический расчет высотных сооружений цилиндрической формы. Исследование по динамике сооружений. — М.: Госстройиздат, 1957.

5.5. ***Блюмина Л. Х., Гребенников В. Н.*** Экспериментальное исследование гашения колебаний круглых консольных цилиндрических и конических тел в воздушном потоке // Промышленная аэродинамика. Вып. 30. — М.: Машиностроение, 1973.
5.6. ***Рихтер Л. А., Горлин С. М., Гаврилов Е. И. и др.*** Причины самоокутывания дымовых труб // Известия вузов СССР. Энергетика. 1997. № 10.
5.7. ***Рихтер Л. А., Гаврилов Е. И., Прохоров В. Б.*** Причины и условия возникновения процесса самоокутывания дымовых труб // Теплоэнергетика. 1980. № 11.
5.8. ***Рихтер Л. А., Гаврилов Е. И., Прохоров В. Б.*** Исследование в аэродинамической трубе самоокутывания дымовых труб // Известия вузов. Энергетика. 1985. № 4. С. 47–51.
5.9. ***Лойцянский Л. Г.*** Механика жидкости и газа. — М. Наука, 1970.
5.10. ***Тринкер Б. Д., Егоров Л. А.*** Коррозия и защита железобетонных промышленных труб. — М.: Издательство литературы по строительству и архитектуре, 1969.
5.11. ***Кутепова Л. И.*** Метеорологические наблюдения на высотных башнях и мачтах СССР // Труды ЦВГМО, 1980.
5.12. ***Матвеев Л. Т.*** Основы общей метеорологии. Физика атмосферы. — Л.: Гидрометеоиздат, 1984.

Глава 6

6.1. Технико-экономические основы выбора параметров конденсационных электрических станций / Под ред. ***Л. С. Стермана***. — М.: Высшая школа, 1970. 6.2. ***Зыков С. А., Немцев З. Ф., Бранский В. С., Лоскутов А. П.*** К вопросу оптимизации основных характеристик дымовых труб мощных электростанций // Теплоэнергетика. 1972. № 4. С. 50–54.
6.3. Аэродинамический расчет котельных установок (Нормативный метод).— М.: Энергия, 1977.
6.4. ***Левенталь Т. Б., Попырин Л. С.*** Оптимизация теплоэнергетических установок. — М.: Энергия, 1970.
6.5. ***Рихтер Л. А., Волков Э. П.*** Определение стоимости дымовых труб ТЭС и оптимизация скоростей газов в газоотводящем стволе // Теплоэнергетика. № 4.1975. С. 12–16.
6.6. ***Петросян Р. А., Гудкевич Э. Л., Назаров И. И.*** Коррозионная стойкость низколегированных сталей для газоходов котлов // Электрические станции. 1975. № 12. С. 27–28.
6.7. Совершенствование проектирования и строительства дымовых труб и градирен для крупных энергоблоков. Тезисы докладов Всесоюзного научно-технического семинара. — М. Информэнерго, 1974.
6.8. ***Волков Э. П.*** Графоаналитическое определение оптимальных скоростей газов в дымовых трубах ТЭС // Электрические станции. 1978. № 12.
6.9. ***Волков Э. П.*** Выбор оптимальных скоростей в газовоздушных трактах ТЭС с учетом частичных нагрузок работы оборудования // Теплоэнергетика. 1978. № 11. С. 36–40.
6.10. Тепловой расчет котельных агрегатов. (Нормативный метод) / Под. ред. ***Н. Н. Кузнецова***. — М. Энергия, 1973.

Глава 7

7.1. ***Бабушкин В. И., Матвеев Г. М., Мчедлов-Петросян О. П.*** Термодинамика силикатов. — М.: Стройиздат, 1965. — 322 с.
7.2. ***Эдельман Л. И. и др.*** Исследования распределения пор по размерам в цементном камне // Коллоидный журнал. 1961. Т.23. № 2. С. 228–233
7.3. ***Ступаченко П. П.*** Структурная пористость и проницаемость цементного камня в бетоне // Известия вузов. Строительство и архитектура. 1958. №3. С. 30–40.
7.4. ***Аверин А. Д., Саввина Ю. А.*** Газопроницаемость бетона // Защита строительных конструкций промышленных зданий от коррозии. Тр. ПИИЖБ. — М.: Стройиздат, 1973. С. 118–122.
7.5. ***Алексеев С. Н., Розенталь Н. К.*** Коррозионная стойкость железобетонных конструкций в агрессивной промышленной среде. — М.: Стройиздат, 1976. — 205 с.
7.6. ***Стриха И. И., Жидович О. В.*** О термических напряжениях в футеровке железобетонной дымовой трубы // Теплоэнергетика. 1978. № 6. С. 47–51.
7.7. ***Мчедлов-Петросян О.П.*** Химия неорганических строительных материалов. — М.: Изд-во литературы по строительству и архитектуре, 1971. — 224 с.
7.8. ***Тринкер Б. Д., Егоров Л. А.*** Коррозия и защита железобетонных промышленных труб. — М.: Изд-во литературы по строительству и архитектуре, 1969.
7.9. ***Отс А. А.*** Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и канско-ачинских углей. — М.: Энергия, 1977. — 311 с.
7.10. ***Петросян Р. А., Гудкевич Э. Л., Надыров И. И. и др.*** Экспериментальное исследование различных покрытий для защиты от коррозии газоходов парогенераторов // Теплоэнергетика. 1974. № 10. С. 21–24.
7.11. ***Петросян Р. А., Гудкевич Э. Л., Надыров И. И.*** Коррозионная стойкость низколегированных сталей для газоходов котлов // Электрические станции. 1975. № 12. С. 27–28.
7.12. ***Стриха И. И., Барышев В. И.*** Низкотемпературная коррозия конструкционных металлов котлоагрегатов // Известия АН БССР.
7.13. ***Лейкин И. М., Литвиненко Д. А., Рудченко А. В.*** Производство и свойства низколегированных сталей. — М.: Металлургия, 1972. — 256 с.
7.14. ***Надыров И. И., Гудкевич Э. Л.*** Коррозионная стойкость различных сталей для конструкционных элементов РВП // Энергетик. 1974. № 4. С. 36–37.
7.15. Теория тепломассообмена / Под ред. ***А. И. Леонтьева***. — М.: Высшая школа, 1979.
7.16. СНиП П-91–77. Нормы проектирования. Сооружение промышленных предприятий. — М.: Стройиздат, 1978.
7.17. ***Михеев М. А., Михеева М. И.*** Основы теплопередачи. — М.: Энергия, 1973.
7.18. ***Кришер О.*** Научные основы техники сушки. — М.: Изд-во иностранной литературы, 1961.
7.19. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) / Под. ред. ***Н. Н. Кузнецова***. — М.: Энергия, 1973.
7.20. ***Цой П.В.*** Методы расчета тепло- и массопереноса. — М.: Энергоатомиздат, 1984.

7.21. ***Берман Л. Д.*** К обобщению опытных данных по тепло- и массообмену при испарении и конденсации // Теплоэнергетика. 1980. № 4. С. 8–13.
7.22. Теплотехнический справочник. Т. 1. — М.: Энергия, 1975.
7.23. ***Нестеренко А. В.*** Основы термодинамических расчетов вентиляции и кондиционирование воздуха. — М.: Высшая школа, 1965.
7.24. ***Ермаков В. С., Жидович О. В., Алыневский В. Н., Дужих Ф. П.*** Взаимосвязь скорости сернокислотной коррозии металлических труб с их тепловым режимом // Теплоэнергетика. 1975. № 4. С. 17–21.
7.25. ***Perry R. E.*** A mechanical Collector Performance Test Report on Oil Fire Power Boiler // Combustion. 1972. V. 43. N 11. P. 24–28.
7.26. ***Дужих Ф. П., Славгородская Л. А., Чернов С. Л.*** Взаимосвязь режима работы электростанции с образованием золовых отложений в дымовой трубе. Конструкции и строительство специальных сооружений. Вып. 47. — М.: ВНИПИТеплопроект, 1978. С. 48–58.
7.27. ***Дужих Ф. П., Садакова В. Н., Славгородская Л. А.*** Изучение свойств золовых отложений в дымовой трубе. Конструкции и строительство специальных сооружений. Вып. 47. — М.: ВНИПИ Теплопроект, 1979. С. 47–48.
7.28. ***Дужих Ф. П., Чернов С. Л.*** Повышение надежности дымовой трубы методом управляемых золовых отложений. Тезисы докладов Всесоюзного совещания "Проблемы разработки, проектирования и возведения высотных специальных сооружений". — М.: ВНИПИ Теплопроект, 1981.
7.29. ***Заседателев И. Б., Дужих Ф. П., Чернов С. Л.*** Исследование процесса осаждения золы на футеровку дымовой трубы. Конструкции и строительство специальных сооружений. — М.: ВНИПИ Теплопроект, 1981.
7.30. ***Осоловский В. П., Чайка Е. А., Заседателев И. Б.*** Разработка режимов образования плотных золовых отложений в дымовых трубах. Экспресс-информация. — М.: Информэнерго, 1981.
7.31. ***Заседателев И. Б., Дужих Ф. П., Чернов С. Л.*** Повышение надежности дымовых труб методом нанесения плотных золовых отложений // Электрические станции. 1981. № 12. С. 17–21.
7.32. ***Внуков А. К.*** Теплохимические процессы в газовом тракте паровых котлов. — М.: Энергоиздат, 1981.

Глава 8

8.1. Инструкция по проектированию железобетонных дымовых труб. — М.: Госстройиздат, 1962.
8.2. Указания по расчету железобетонных дымовых труб. (ВСН 286–72). Минмонтажспецстрой СССР. — М.:.ЦБНТИ, 1973.
8.3. Указания по расчету железобетонных дымовых труб. ВСН 286–90 / ММСС СССР. — М., 1990.
8.4. ***Милонов В. М., Горячев В. Н.*** Расчет толстостенных железобетонных конструкций на неравномерный нагрев. — М.: Стройиздат, 1972.

8.5. Вычислительный комплекс SCAD (НИИСК, Киев, Украина)
8.6. СНиП П-23–81. Стальные конструкции. Нормы проектирования.
8.7. Справочник проектировщика. Металлические конструкции. ЦНИИпроектстальконструкция им. Н. П. Мельникова. Т. 1–3. — М., 1999.
8.8. ***Шишков И. А. и др.*** Дымовые трубы энергетических установок. — М.: Энергия, 1976.
8.9. Каменные и армокирпичные конструкции. Нормы проектирования. СНиП II-В.2–71.
8.10. ***Милонов В. М.*** Армокирпичные дымовые трубы. — М.: Госстройиздат, 1960. — 112 с.
8.11. ***Альтшулер Б. А., Богомолов Н. Н.*** Деформативность внецентренносжатых железобетонных элементов при температурном воздействии // Бетон и железобетон. 1968. № 3. С. 30–32.

Глава 9

9.1. ***Волков Э. П., Ильинская О. Н.*** Унифицированный цоколь подвесного газоотводящего ствола // Теплоэнергетика. 1980. № 10.
9.2. ***Дейч М. Е.*** Техническая газодинамика. — М.: Энергия, 1974.
9.3. ***Рихтер Л. А.*** Изыскание форм элементов газовоздухопроводов тепловых электростанций // Известия вузов. Энергетика. 1967. №1.
9.4. ***Семашко В. А.*** Вопросы аэродинамической оптимизации и исследования температурных характеристик газовоздухопроводов ТЭС. Автореф. дис. канд. техн. наук. — М.: МЭИ, 1976.

Глава 10

10.1. Инструкция по возведению монолитных железобетонных труб и башенных градирен. ВСН 430–82 / ММСС СССР. — М.: Стройиздат, 1983.
10.2. ***Бельский В. И.*** Кладка промышленных печей и дымовых труб. — М.: Стройиздат, 1974.
10.3. ***Дужих Ф. П., Тринкер Б. Д.*** Мировой уровень развития строительной науки и техники. Сер. Совершенствование конструкций и строительство дымовых труб. Вып. 2. — М.: Строительство и архитектура, 1990.
10.4. Рекомендации по повышению надежности дымовых труб с кремнебетонными стволами. — М.: ВНИПИ Теплопроект, 1968.

Глава 11

11.1. ***Рыжкин В. Я.*** Тепловые электрические станции. — М.: Энергия, 1976. 11.2. ***Заседателев И. Б., Дужих Ф. П., Шишков И. А.*** Оптимизация режимов эксплуатации дымовых труб с противодавлением // Электрические станции. 1978. № 2. С. 20–23.
11.3. ***Стриха И. И., Несмиян В. С., Дужих Ф. П.*** Определение оптимальных режимов эксплуатации железобетонных дымовых труб // Электрические станции. 1978. № 6.

11.4. ***Айлер Р. К., Вольф К.*** Коллоидная химия кремнезема и силикатов. — М.: Госстройиздат, 1969.
11.5. ***Дужих Ф. П., Садакова В. Н., Чернов С. Л.*** Влияние золовых отложений на повышение коррозионной стойкости футеровки дымовых труб. Конструкции и строительство специальных сооружений. — М.: ВНИПИ Теплопроект, 1980.
11.6. Кремнебетон для наружных газоотводящих трактов ТЭС. Технические условия ТУ 34-48-17611–79. — М.: Минэнерго СССР, 1979.
11.7. ***Зубарев П. Д.*** Проектирование и строительство газоотводящих стволов высотных дымовых труб из крупных кремнебетонных панелей. Совершенствование проектирования и строительства дымовых труб и градирен для крупных энергоблоков. Научно-технический семинар. — Л.: Информэнерго, 1974.
11.8. ***Дужих Ф. П., Матвеев Ю. В., Коновалов А. А.*** Исследование работы дымовых труб в маневренном режиме // Теплоэнергетика. 1983. № 5. С. 34–37.
11.9. ***Дужих Ф. П., Мардухаев И. Н.*** Исследование кремнебетона в качестве материала газоотводящих стволов дымовых труб // Электрические станции. 1985. № 4. С. 18–21.
11.10. ***Горбачева М. И.*** Исследование набухания керамических кислотоупорных изделий в зависимости от их фазового состава и некоторых других факторов. Автореф. дис. канд. техн. наук. — М.: МХТИ им. Д. И. Менделеева, 1975.

Глава 12

12.1. ***Заседателев И. Б. , Дужих Ф. П.*** Контроль эксплуатационных режимов работы дымовых железобетонных труб // Электрические станции. 1970 № 11. С. 42–44.
12.2. Тепло- и массообмен. Теплотехнический эксперимент / Под общ. ред. ***В. А. Григорьева и В. М. Зорина***. — М.: Энергоиздат, 1982.
12.3. ***Фингер Е. Д., Бойко Г. Г., Авдеева А. А.*** Методика испытаний котельных установок. — М. Энергия, 1970.
12.4. ***Внуков А. К.*** Теплотехнические процессы в газовом тракте паровых котлов. — М.: Энергоиздат, 1981.
12.5. ***Русланов А. А., Урбах И. И., Анастасиади А. П.*** Очистка дымовых газов в промышленной энергетике. — М. Энергия, 1969.
12.6. ***Ботаки А. А., Ульянов В. Л., Шарко А. В.*** Ультразвуковой контроль прочности свойств конструкционных материалов. — М.: Машиностроение, 1983.
12.7. ***Дужих Ф. П.*** Тепловизионное исследование температурных полей в дымовых трубах // Теплоэнергетика. 1988. № 5.
12.8. ***Исаченко В. П., Осипова В. А., Сукомел А.С.*** Теплопередача. 2-е изд. — М.: Энергия, 1969.

Глава 13

13.1. О промышленной безопасности опасных производственных объектов. Федеральный закон. — М.: ГУП "НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России", 2001 г. — 28 с.

13.2. Комментарий к Федеральному закону "О промышленной безопасности опасных производственных объектов". — М.: ГУП "НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России", 2002 г. — 160 с.
13.3. "Правила безопасности при эксплуатации дымовых и вентиляционных промышленных труб" (11Б 03-445–02). Сер. 03. Вып. 16. — М.: ГУП "НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России", 2001 г. — 48 с.
13.4. Методические указания по обследованию дымовых и вентиляционных промышленных труб. (РД 03-610–03). Сер. 03. Вып. 40. — М.: ГУП "НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России", 2003 г. — 52 с.

Глава 14

14.1. Ремонт дымовых труб, градирен и антикоррозионных покрытий оборудования электростанций. Справочное издание / Под ред. ***И. В. Захарова и А. И. Курилова***. — М.: Энергоиздат, 1982. — 216 с.
14.2. Указания по расчету железобетонных дымовых труб. ВСЕ 286–90 / Минмонтажспецстрой СССР. — М.: ММСС СССР, 1990.
14.3. ***Грицков П. М., Вишневский Д. И., Зильберман А. А.*** Ремонт промышленных дымовых труб. —М.: Стройиздат, 1979. — 183 с.
14.4. ***Крайнев В. К., Шамко В. Н., Дужих Ф. П.*** Повышение надежности дымовых труб способом восстановления тепловой изоляции // Новое в Российской электроэнергетике. 2001. № 9.
14.5. ***Дужих Ф. П., Лазутин Н. В.*** Методика тепловизионного обследования дымовых труб. Техническое перевооружение и ремонт энергетических объемов. — М.: ИПК госслужащих, 2002.

Глава 16

16.1. Нормы технического проектирования атомных электрических станций ВНТП–80. — М. Минэнерго СССР, 1981.
16.2. ***Седов В. И., Рыбальченко И. Л., Шевцов В. П., Власов И.Н.*** Ядерная технология. — М.: Атомиздат, 1979.
16.3. Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных электростанций (СП АЭС–79). — М.: Энергоатомиздат, 1981.
16.4. Допустимые выбросы радиоактивных и химических веществ в атмосферу / Под ред. ***Е. И. Теверовского и И. А. Терновского.*** — М.: Энергоатомиздат, 1985.
16.5. ***Берлянд М. Е.*** Современные проблемы атмосферной диффузии и загрязнения атмосферы. — Л.: Гидрометеозидат, 1975.
16.6. ***Вызова Н. Л.*** Рассеивание примесей в пограничном слое атмосферы. — М.: Гидрометеоиздат, 1974.
16.7. ***Горлин С. М.*** Некоторые вопросы аэродинамики городских застроек. Сб. науч. трудов. — М.: Изд-во МГУ, 1979. № 49. С. 25–44.

16.8. ***Горлин С. М., Зражевский И. М.*** Изучение обтекания моделей рельефа и городской застройки в аэродинамической трубе. Труды Главной геофизической обсерватории. 1968. Вып. 234. С. 49–59.
16.9. ***Эльтерман В. М.*** Вентиляция химических производств. — М.: Химия, 1980.
16.10. ***Мадоян А. А., Власик В. Ф.*** Вентиляция атомных электростанций. —М.: Энергоатомиздат, 1984.

Приложения

П1.1. ***Рихтер Л. А.*** Газовоздушные тракты тепловых электростанций. — М.: Энергия, 1969.
П1.2. ***Тринкер Б. Д.*** // Электрические станции. 1968. № 1.

Справочное издание

Дужих Федор Петрович
Осоловский Виктор Павлович
Ладыгичев Михаил Григорьевич

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ДЫМОВЫЕ И ВЕНТИЛЯЦИОННЫЕ ТРУБЫ

Компьютерная верстка *А. Г. Борисов*
Корректор *Л. Г. Александрова*

Сдано в набор 20.05.04.Подписано к печати 25.08.04.
Формат 70x100 1/16. Бумага офсетная. Печать офсетная.
Усл. печ. л. 37,7. Усл. кр.-отт. 37,7. Уч.-изд. 36,19.
Тираж 1000 экз. (2-й завод 800 экз.) Заказ № 10638.

Издательство "Теплотехник"
103064, Москва, ул. Земляной Вал, 27, стр. 3

Отпечатано с оригинал-макета в ППП "Типография "Наука"
121099, Москва, Шубинский пер., 6

ISBN 5-98457-010-6

