101. **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.

102. **Дужих Ф. П., Матвеев Ю. В., Коновалов А. А.** Исследование работы дымовых труб в маневренном режиме//Теплоэнергетика. 1983. № 5. С. 34—37.

103. **Дужих Ф. П., Мардухаев И. Н.** Исследование кремнебетона в качестве материала газоотводящих стволов дымовых труб//Электрические станции. 1985. № 4. С. 18—21.

104. **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.

105. **Заседателев И. Б., Дужих Ф. П.** Контроль эксплуатационных режимов работы дымовых железобетонных труб//Электрические станции. 1970. № 11. С. 42—44.

106. **Тепло- и массообмен.** Теплотехнический эксперимент//Под общ. ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. М.: Энергоиздат, 1982.

107. **Методика** испытаний котельных установок/Е. Д. Фингер, Г. Г. Бойко, А. А. Авдеева. М.: Энергия, 1970.

108. **Внуков А. К.** Теплотехнические процессы в газовом тракте паровых котлов. М.: Энергоиздат, 1981.

109. **Русанов А. А., Урбах И. И., Анастасиади А. П.** Очистка дымовых газов в промышленной энергетике. М.: Энергия, 1969.

110. **Ботаки А. А., Ульянов В. Л., Шарко А. В.** Ультразвуковой контроль прочности свойств конструкционных материалов. М.: Машиностроение. 1983.

111. **Нормы** технологического проектирования атомных электрических станций ВНТП-80 .М.: Минэнерго СССР, 1981.

112. **Ядерная** технология/В. И. Седов, И. Л. Рыбальченко, В. П. Шевцов, И. Н. Власов. М.: Атомиздат, 1979.

113. **Санитарные** правила проектирования и эксплуатации атомных электростанций (СП АЭС-79). М.: Энергоатомиздат, 1981.

114. **Допустимые** выбросы радиоактивных и химических веществ в атмосферу/Под ред. Е. И. Теверовского и И. А. Терновского. М.: Энергоатомиздат, 1985.

115. **Берлянд М. Е.** Современные проблемы атмосферной диффузии и загрязнения атмосферы. Л.: Гидрометеоиздат, 1975.

116. **Бызова Н. Л.** Рассеивание примесей в пограничном слое атмосферы. М.: Гидрометеоиздат, 1974.

117. **Горлин С. М.** Некоторые вопросы аэродинамики городских застроек// Сб. научн. трудов № 49. М.: Изд-во МГУ, 1979. С. 25—44.

118. **Горлин С. М., Зражевский И. М.** Изучение обтекания моделей рельефа и городской застройки в аэродинамической трубе//Тр. Главной Геофизической обсерватории. 1968. Вып. 234. С. 49—59.

119. **Эльтерман В. М.** Вентиляция химических производств. М.: Химия, 1980.

120. **Мадоян А. А., Власик В. Ф.** Вентиляция атомных электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1984.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

Глава первая. **Конструктивные схемы газоотводящих труб ТЭС** 5

1.1. Конструкции отечественных газоотводящих труб . . . 5
1.2. Конструкции зарубежных газоотводящих труб 19

Глава вторая. **Материалы для газоотводящих труб** 26

2.1. Материалы для железобетонного ствола-оболочки и фундаментов труб 26
2.2. Материалы для футеровки 28
2.3. Материалы для тепловой изоляции газоотводящих труб . 31
2.4. Материалы для стальных стволов и металлоконструкций . 33
2.5. Материалы для антикоррозионной защиты и маркировочной окраски 33

Глава третья. **Расчет высоты газоотводящих труб** 35

3.1. Общие положения по рассеиванию примесей в атмосфере . 35
3.2. Методика расчета рассеивания вредных примесей и выбор высоты газоотводящих труб 40
3.3. Зарубежный опыт в области расчета высоты газоотводящих труб ТЭС 43

Глава четвертая. **Аэродинамические характеристики газоотводящих стволов** 47

4.1. Основные теоретические положения 47
4.2. Аэродинамика газоотводящих стволов различной геометрии 50
4.3. Аэродинамические характеристики диффузоров 55
4.4. Выбор диффузоров для проектируемых и существующих газоотводящих труб 59
4.5. Аэродинамические характеристики газоотводящих труб с вентилируемыми зазорами 65
4.6. Аэродинамнческие характеристики действующих газоотводящих труб 74
4.7. Аэродинамика цокольной части газоотводящих труб . . 76

Глава пятая. **Наружная аэродинамика газоотводящих труб** . 80
5.1. Особенности обтекания газоотводящих труб ветровым потоком 80
5.2. Самоокутывание газоотводящих труб 81
5.3. Использование газоотводящих труб для градиентных метеорологических наблюдений 92
Глава шестая. **Выбор оптимальных параметров газоотводящих труб мощных ТЭС** 94
6.1. Методика выбора оптимальных параметров 94
6.2. Графоаналитический выбор оптимальных скоростей газов в стволе трубы 103
6.3. Методика учета частичных нагрузок подключенного оборудования на оптимизацию параметров газоотводящих труб 108
Глава седьмая. **Тепловой расчет газоотводящих труб** . . . 113
7.1. Теплообмен в газоотводящей трубе 113
7.2. Особенности расчета теплопередачи в газоотводящей трубе 120
7.3. Методы расчета температурных полей в газоотводящих трубах 124
7.4. Массообмен в газоотводящей трубе 134
Глава восьмая. **Статический расчет ствола газоотводящей трубы** 144
8.1. Общие положения 144
8.2. Определение ветровой нагрузки 148
8.3. Расчет горизонтальных сечений 150
8.4. Напряжение в арматуре при совместном действии внешних сил и температур 160
8.5. Расчет по раскрытию горизонтальных трещин 163
8.6. Расчет вертикальных сечений 165
Глава девятая. **Основы выбора числа и типа газоотводящих труб и их унификация** 166
9.1. Основы выбора числа и типа газоотводящих труб на ТЭС 166
9.2. Унификация газоотводящих труб 170
9.3. Унифицированный цоколь газоотводящих труб 172
Глава десятая. **Возведение, реконструкция и ремонт газоотводящих труб** 179
10.1. Возведение газоотводящих труб 179
10.2. Технико-экономические показатели по возведению газоотводящих труб 185
10.3. Реконструкция и ремонт газоотводящих труб 189
Глава одиннадцатая. **Эксплуатация и надежность газоотводящих труб** 193
11.1. Общие положения 193
11.2. Ввод газоотводящих труб в эксплуатацию 194
11.3. Эксплуатация газоотводящих труб с прижимной футеровкой 196
11.4. Эксплуатация газоотводящих труб с противодавлением 200
11.5. Повышение газоплотности и коррозионной стойкости газоотводящих труб методом управляемых золовых отложений 205
11.6. Оценка надежности газоотводящих труб с проходным зазором 222
Глава двенадцатая. **Эксплуатационный контроль на газоотводящих трубах ТЭС** 229
12.1 Наблюдение за состоянием газоотводящей трубы . . . 229
12.2. Тепловой и аэродинамический контроль на газоотводящих трубах 232
12.3. Контроль состояния газоотводящей трубы с помощью тепловизионной техники 236
12.4. Аппаратура и приборы для измерений на газоотводящих трубах 241
Глава тринадцатая. **Вентиляционные трубы атомных электростанций** 250
13.1. Общие положения по выбору вентиляционных труб АЭС . 250
13.2. Компоновочно-конструктивные решения по вентиляционным трубам АЭС 251
13.3. Особенности рассеивания в атмосфере газоаэрозольных выбросов АЭС 256
13.4. Распространение выбросов из вентиляционных труб АЭС в условиях промплощадки 261
Приложения 268
Список литературы 271

небольшая часть, и поэтому оказались незатронутыми вопросы тепловых и прочностных расчетов газоотводящих труб, их возведения и эксплуатации.

Авторы настоящей книги предприняли попытку осветить с единых позиций большинство вопросов, связанных с выбором параметров, проектированием, возведением и эксплуатацией газоотводящих труб ТЭС и АЭС. Причем значительное внимание уделено трубам новых конструктивных и аэродинамических схем, устанавливаемых на современных электростанциях.

В книге последовательно изложены как устройство, назначение, конструктивные схемы, материалы, проектирование и возведение газоотводящих труб, так и вопросы, связанные с технологической привязкой труб, основные положения по их выбору, эксплуатации и ремонту для тепловых электростанций.

Материал книги основан на исследованиях, выполненных Московским энергетическим институтом и ВНИПИ Теплопроект. В работах принимали участие сотрудники кафедр тепловых электрических станций и парогенераторов электростанций МЭИ. Первоначально работы велись под руководством профессора Л. А. Рихтера, с которым авторы непосредственно выполнили ряд крупных разработок по аэродинамике труб и их отдельных элементов.

Значительный вклад в исследования различных проблем аэродинамики газоотводящих труб внесли канд. техн. наук В. И. Кормилицын, В. Б. Прохоров, А. Н. Чупраков, инж. О. Н. Ильинская. Проблемы теплового расчета труб, их эксплуатации и надежности решались совместно с сотрудниками ВНИПИ Теплопроект — доктором техн. наук Заседателевым И. Б., канд. техн. наук Черновым С. Л. и инж. Рябиной А. И.

Исследования, разработку и проектирование новых конструкций труб выполнили специалисты ВНИПИ Теплопроект — канд. техн. наук И. А. Шишков, Б. Д. Тринкер, А. В. Зиновьев, инж. В. Г. Лебедев, Д. С. Беляев, Г. В. Крылова и специалисты НИИЖБ Госстроя СССР — доктор техн. наук А. Ф. Милованов, канд. техн. наук В. М. Милонов.

Научные работы велись в тесном контакте с ВНИПИ Теплоэлектропроект (А. Ф. Иваницкий, А. П. Скворцов, Н. Я. Аттарова). Отдельные вопросы эксплуатации труб решались совместно с БО ВНИПИЭнергопром (проф. А. К. Внуков, канд. техн. наук О. В. Жидович). В книге использованы материалы, предоставленные институтом Ленпроектстальконструкция (Ю. С. Плишкин).

Главы 1—3, 6, 8 и 9 написаны Э. П. Волковым, гл. 5, 10, 13 Е. И. Гавриловым. Главы 7, 11 и 12 написаны совместно Ф. П. Дужих и Э. П. Волковым, гл. 4 совместно Е. И. Гавриловым и Ф. П. Дужих.

Авторы с признательностью примут все замечания и пожелания, которые следует направлять по адресу: 113114, Москва М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Авторы

ГЛАВА ПЕРВАЯ

КОНСТРУКТИВНЫЕ СХЕМЫ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ ТЭС

1.1. КОНСТРУКЦИИ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ

В отечественной и зарубежной литературе общепринятым является выражение «дымовая труба» ТЭС. Желая подчеркнуть общность выбора параметров, подходов при проектировании и эксплуатации труб на ТЭС и АЭС, авторы использовали выражение «газоотводящие трубы» ТЭС и АЭС. В контексте для 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 условиях дымовые трубы не могли обеспечить движения 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 требований, 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 сниже-

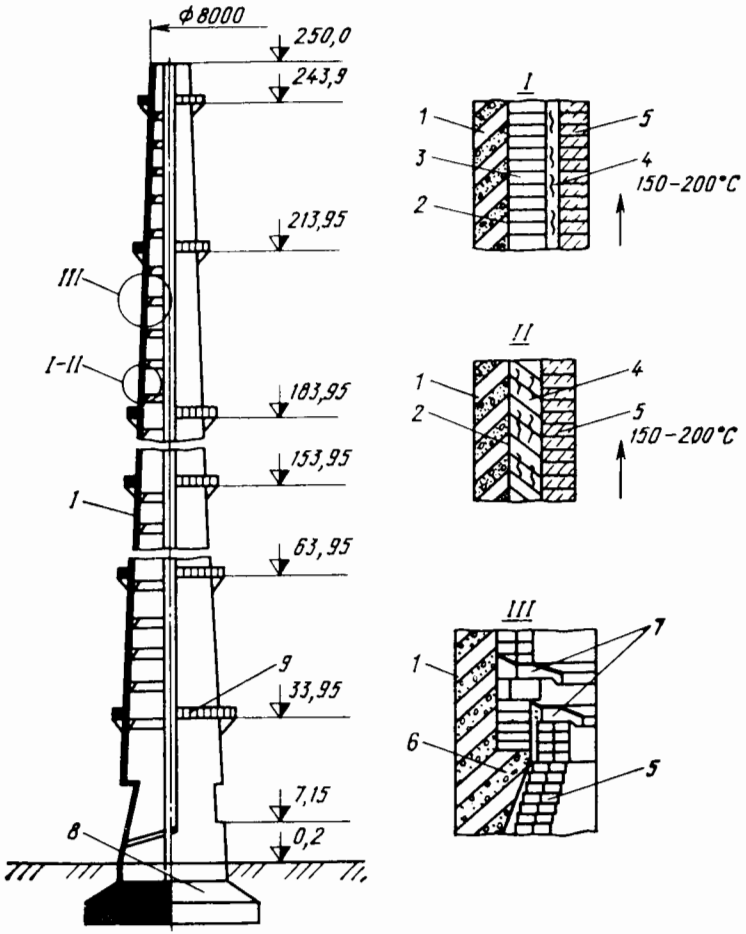


Рис. 1.1. Конструктивная схема газоотводящей трубы с прижимной футеровкой:

1 — железобетоинный 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

ния 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. На вновь проектируемых тепловых электростанциях большой мощности предусматривается сооружение газоотводящих труб высотой 360 м, начаты работы по возведению труб высотой 420 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.

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.

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 заполняется полужесткими минераловатными плитами на фенольной связке для тепловой изоляции.

В железобетонных конических трубах, возводимых в последнее время, внутренняя поверхность железобетонного ствола покрывается эпоксидным лаком и стеклотканью, что позволяет отказаться от прижимной стенки из глиняного кирпича, удешевить трубу и сократить сроки строительства (узел II).

С отметки ввода газоходов до верха железобетонный ствол футеруется кислотоупорным кирпичом (узел I), прямым и радиальным, на андезитовой или диабазовой замазке, с затиркой внутренней поверхности футеровки той же замазкой и последующей окисловкой 20 %-ным раствором серной кислоты. Назначение такой кирпичной футеровки, как отмечалось, заключается в за-

щите железобетонного ствола от воздействия агрессивных компонентов, содержащихся в дымовых газах, и высоких температур. Футеровка разбита на отдельные футеровочные пояса, опирающиеся на железобетонные консольные выступы. Консоли для опирания футеровки в конических монолитных трубах образуются посредством установки внутренней опалубки под соответствующим углом, высота их равна 1250 мм. Для уменьшения температурных напряжений, вызванных утолщением стенки ствола в местах расположения консолей, последние имеют вертикальные температурные швы шириной 10—25 мм с шагом по окружности не более 1 м. Шов доводится до внутренней поверхности железобетонной стенки. В пределах расположения консолей количество горизонтальной арматуры в железобетонном стволе конструктивно увеличивается.

Для отвода атмосферных осадков и конденсата, образование которого возможно при мокром режиме очистки уходящих газов или при их низкой температуре, в узлах сопряжения поясов футеровки устанавливаются фасонные слезниковые кирпичи (узел III).

Над слезниками в футеровку закладывают трубки из кислотоупорной керамики для отвода возможного конденсата из зазора между футеровкой и прижимной кладкой.

Антикоррозионная защита железобетонного перекрытия на отметке ввода газоходов и железобетонных конструкций пандусов выполняется следующим образом: по цементной стяжке наносят за 1 раз шпаклевку битуминолем Р-1 слоем 3 мм с наклейкой в два слоя стеклосетки. После этого наносят шпаклевку битуминоль Р-1 за 3 раза слоем 7 мм. По шпаклевке выполняют выстилку из кислотоупорного кирпича толщиной 140 мм на диабазовой замазке и облицовку кислотоупорными плитами $\delta = 20$ мм на диабазовой замазке. Оклеечную изоляцию со ствола заводят на перекрытие. Нижнюю поверхность перекрытия покрывают за 3 раза лакокрасочным покрытием.

Для защиты верхнего обреза трубы от воздействия дымовых газов и атмосферных осадков на нем устанавливают чугунный колпак, собираемый из секций.

Фундамент трубы состоит из стакана (в виде полого усеченного конуса или цилиндра) и плиты. Плита выполняется сплошной по всей площади основания или в виде кольца. Кольцевые плиты принимаются при грунтах с высоким расчетным сопротивлением (скальных, полускальных, плотных глинистых и крупнозернистых песчаных). В плане плита — круглого и многоугольного очертания. Плита квадратного или прямоугольного очертания допускается в виде исключения только в случаях, когда из-за крайне стесненного состояния строительной площадки применить круглую или многоугольную плиту невозможно.

Наружная поверхность железобетонной оболочки покрывается за 1 раз перхлорвиниловым грунтом, затем красится 2 раза перхлорвиниловой эмалью полосами красного цвета высотой 2,5—5 м через 15—30 м в зависимости от высоты трубы и требований

служб гражданской авиации. Кроме того, вся наружная поверхность ствола покрывается за 1 раз лаком ХСЛ с добавлением к нему 50 % эмали соответствующего цвета.

Для установки на трубе светооградительных огней предусматриваются светофорные площадки, устанавливаемые по высоте трубы через каждые 15 или 30 м. Для обслуживания площадок выполняется ходовая лестница с ограждением. Предусматривается также система грозовой защиты, состоящая из молниеприемников, токоотводящих канатов и заземляющего контура.

В табл. 1.1 приведены типоразмеры железобетонных газоотводящих труб с прижимной футеровкой, построенных по типовым проектам ВНИПИ Теплопроект.

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 [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 ра-

Таблица 1.1. **Типоразмеры железобетонных труб с прижимной футеровкой**

Диаметр трубы, м	Высота трубы, м				Диаметр трубы, м	Высота трубы, м			
	120	150	180	250		120	150	180	250
4,2	×	—	—	—	7,2	×	×	×	
4,8	×	—	—	—	8,0				×
6,0	×	×	×		8,4	×	×	×	
6,5				×	9,6	—	×	×	×

боты 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 $\lambda = 0{,}05$); i — уклон образующей ствола трубы; $p_{д0}$ — динамический напор в устье ствола, Па; D_0 — диаметр устья, м; $\Delta\rho$ — разница плотностей воздуха и дымовых газов, кг/м³ (плотность газов принимается неизменной по высоте трубы); g — ускорение свободного падения, м/с².

Если $R \leqslant 1$, 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]. 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.

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 диа-

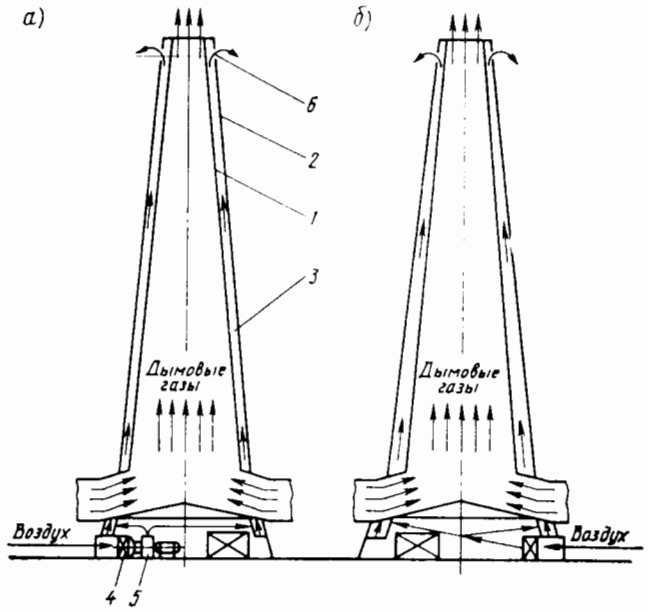


Рис. 1.2. Конструктивная схема газоотводящей трубы с вентилируемым непроходным зазором (трубы с противодавлением):

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

базовой 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/(м²·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 м³/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

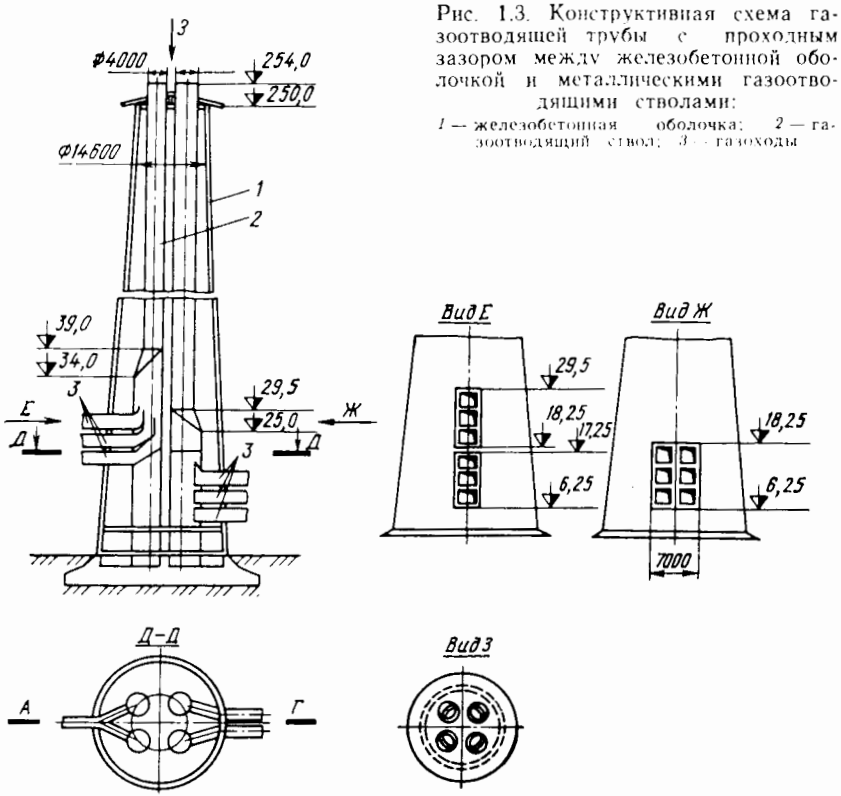


Рис. 1.3. Конструктивная схема газоотводящей трубы с проходным зазором между железобетонной оболочкой и металлическими газоотводящими стволами:

1 — железобетонная оболочка; *2* — газоотводящий ствол; *3* — газоходы

которого изменяется от 700 мм (внизу) до 20 мм (вверху) [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, подсоединенные 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 [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 [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. Снаружи стволы изолированы минераловатными плитами толщиной 100 мм. Конструкция

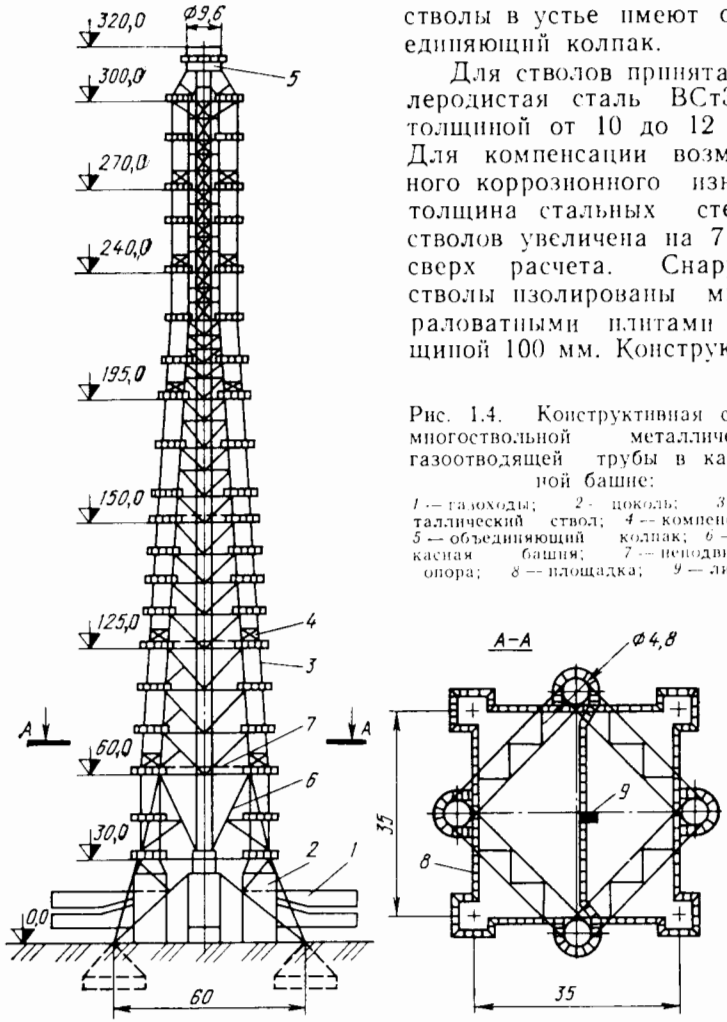


Рис. 1.4. Конструктивная схема многоствольной металлической газоотводящей трубы в каркасной башне:

1 — газоходы; *2* — цоколь; *3* — металлический ствол; *4* — компенсатор; *5* — объединяющий колпак; *6* — каркасная башня; *7* — неподвижная опора; *8* — площадка; *9* — лифты

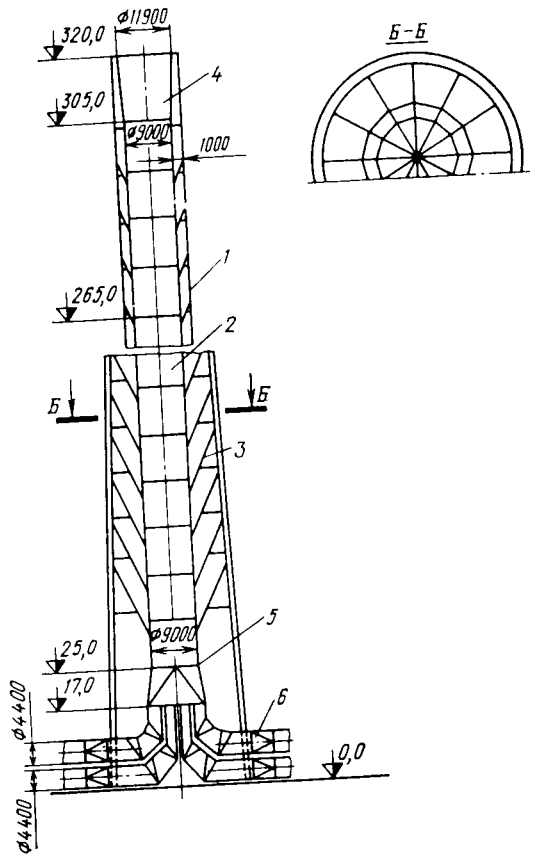


Рис. 1.5. Конструктивная схема газоотводящей трубы с проходным зазором между железобетонной оболочкой и кремнебетонным газоотводящим стволом: *1* — железобетонная оболочка; *2* — газоотводящий ствол из кремнебетона; *3* — металлические подвески; *4* — диффузор; *5* — компенсаторы; *6* — подводящие газоходы

газоотводящих стволов и башни позволяет заменять отдельные участки трубы при ремонтах.

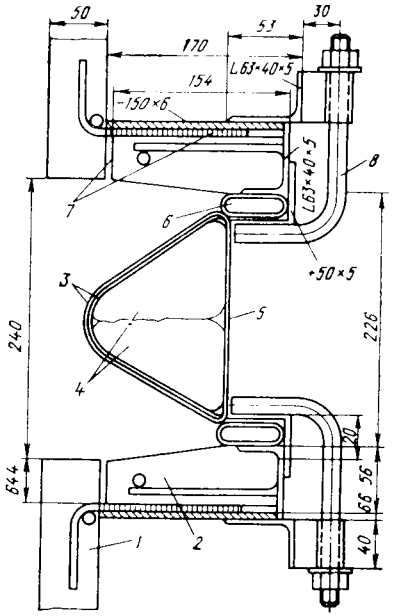
Общая масса четырехствольной трубы такой конструкции — 6940 т, в том числе масса стволов 2376 т [5].

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 [6].

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



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

1637/8.8

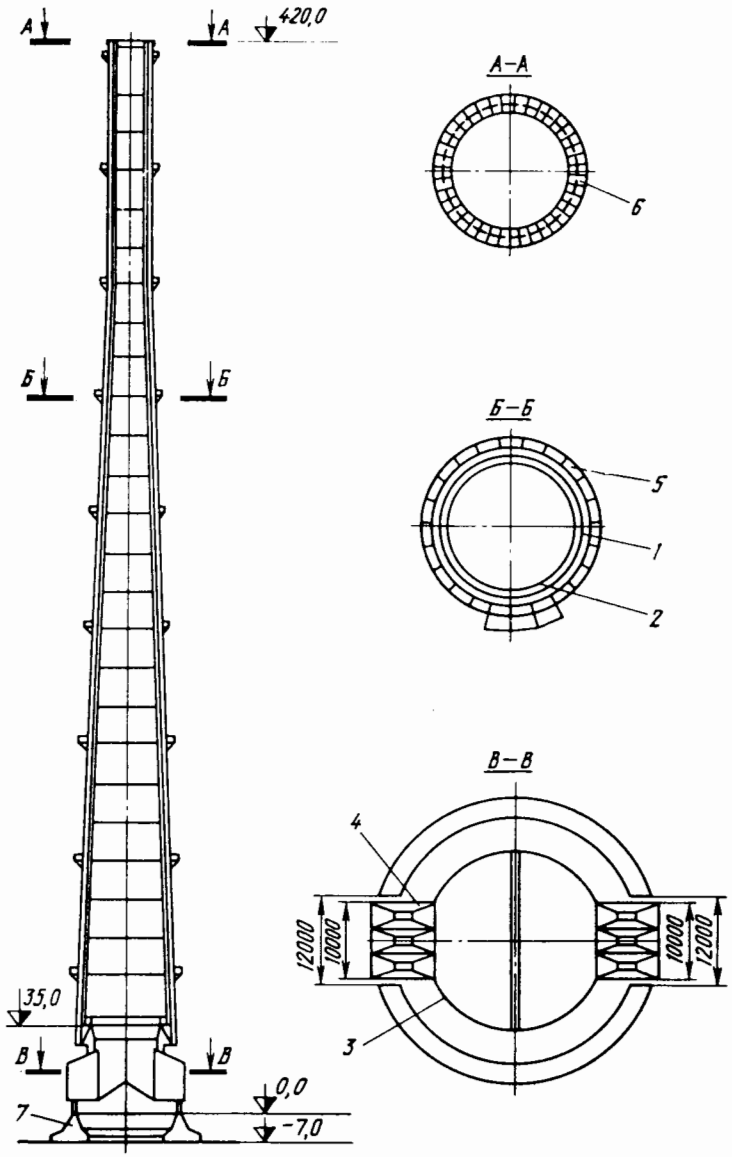


Рис. 1.7. Конструктивная схема двухслойной газоотводящей трубы с полимерцементной прижимной футеровкой:

1 — железобетонный ствол; *2* — полимерцементная футеровка; *3* — металлическая вставка; *4* — компенсаторы; *5* — светофорная площадка

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 конструкции 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 ($S^р = 0{,}8\ \%$), 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.

1.2. 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 матернал.

На многих электростанциях (США, ФРГ, Франции, Англии и ГДР) 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, снитетическне каучуки и т. д.

Но наибольшее распространение в США и Западной Европе для защиты от коррозии получило покрытие «Стекфас», обладающее высокой адгезией и эластичностью. 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 [7].

При отсутствии в дымовой трубе избыточного статического давления и температуре дымовых газов ниже температуры точки росы широко применя-

ются (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 II». 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 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 качественному 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 конструк-

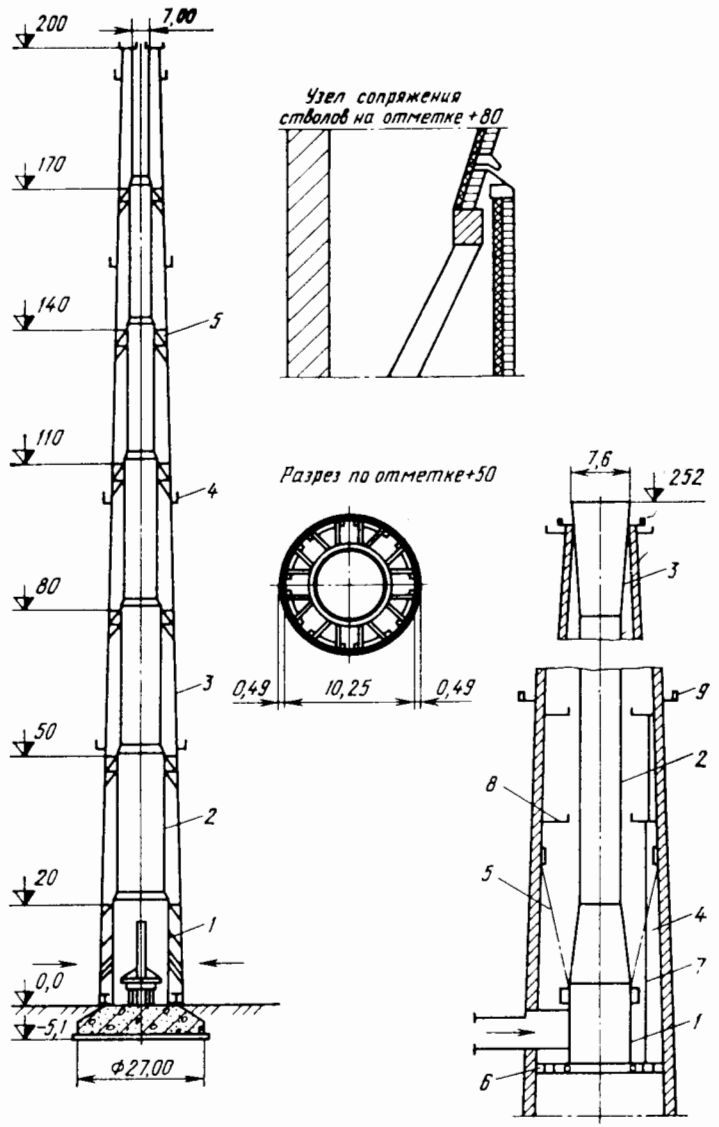


Рис. 1.8. Конструктивная схема железобетонной газоотводящей трубы с кирпичным газоотводящим стволом «на относе»:

1 — цоколь; *2* — внутренний ствол; *3* — наружный ствол; *4* — светофорные площадки; *5* — сопряжение стволов; *6* — труба ТЭС

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

цин показалн себя вполне надежными, однако самонесущие кирпичные газоотводящие стволы могут применяться для относительно невысоких труб порядка 120—140 м.

Для более высоких труб внутреннний 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 землн — 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 основання 750 мм, а в устье 200 мм [8].

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

Положительный опыт эксплуатацин этой трубы позволнл применить подобную конструкцню для трубы ТЭС «Кнйстоун» (США), где к ней подключен блок мощностью 900 МВт, и трубы для блока № 3 электростанцни «Парадайз» (США) мощностью 1150 МВт.

Возведение наружной оболочки и внутреннего ствола пронзводится с помощью скользящей опалубкн. Внутреннний газоотводящий ствол не обязательно выполнять нз кирпича, керамики или бетона. На многнх электростанциях США внутрн несущей конической железобетонной оболочки располагают со значительным зазором металлический ствол цилнндрической формы. На ТЭС «Кардиннал» (США) труба нмеет высоту 252 м (рис. 1.9). Внутри железобетонной оболочки на специальных тягах подвешен металлнческий газоотводящнй ствол. В межтрубном пространстве расположены лестницы и площадки с выходами на светофорные площадки. Рацнонально построена форма металлнческого ствола — в нижней части цоколь повышенного диаметра для ввода газоходов с умеренными потерями. В целях экономин металла в средней частн 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 коррознонно-устойчнвые легированные стали «Mayari R» или «Кортэн». Из этих сталей сооружены ствояы труб высотой 305 н 366 м для ТЭС «Конемо» н «Мнтчелл» (США) [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 нанболее просто осуществить принцип многоствольности н существенно сократить сроки их сооружения. Примером трехствольной металлической дымовой трубы является труба высотой 220 м электростанцин «Шнлинг» (ФРГ). Каждый ствол трубы обслуживает блок мощностью 125 МВт, работающий на сернистом мазуте ($S^p = 3\ \%$). Стальные стволы имеют днаметр 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 предотвращення коррозионных разрушений верхняя часть ствола на длнне 6 м освинцована с обеих сторон слоем 3 мм. На каждый ствол снаружи нанесены теплоизоляцня из минеральной ваты толщиной 50 мм, обшитая снаружи оцннкованным железом толщиной 2 мм.

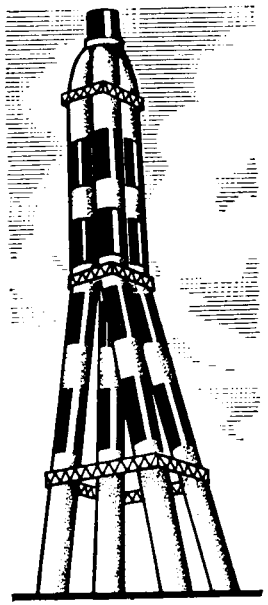


Рис. 1.10. Многоствольная металлическая газоотводящая труба

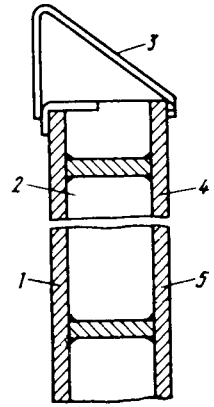


Рис. 1.11. Конструктивный элемент металлической трубы с кожухом
1 — наружный стальной ствол; *2* — воздушная прослойка или тепловая изоляция; *3* — защитный колпак; *4* — внутренний стальной кожух; *5* — покрытие F50S

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 башнн выполнены по параболе. Для защиты стальных конструкций башни применено цннкование методом распыления.

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

В Японии многоствольные металлические дымовые трубы, как правило, самонесущие с каркаснымн 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 струн н лучшего рассеивання 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 по-

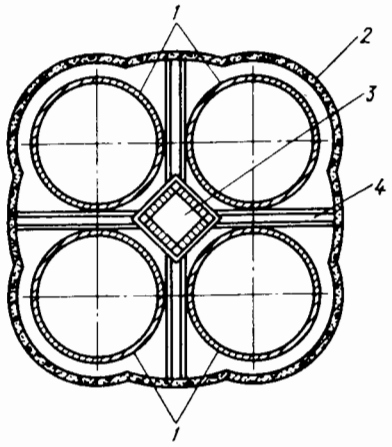


Рис. 1.12. Поперечное сечение многоствольной газоотводящей трубы с проходным зазором между железобетонной оболочкой и газоотводящими стволами из кислотоупорного кирпича:

1 — газоотводящие кирпичные стволы; *2* — несущая железобетонная оболочка; *3* — шахта подъемника; *4* — пешеходный переход

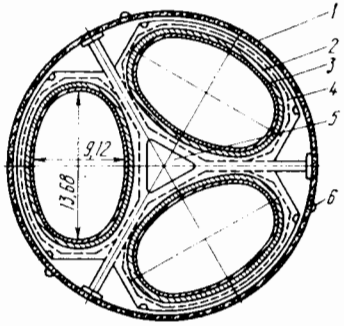


Рис. 1.13. Железобетонная газоотводящая труба с тремя железобетонными газоотводящими стволами:

1 — наружная железобетонная оболочка; *2* — внутренние железобетонные газоотводящие стволы; *3* — футеровка; *4* — диафрагма; *5* — шахта лифта; *6* — сигнальные огни освещения

строены для теплоэнергетических установок, работающих на жидком сернистом топливе. Обследования труб показали, что после 4—5 тыс. ч работы изменений покрытия F50S не обнаружено [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 [11]. Труба состоит из наружной железобетонной цилиндрической оболочки диаметров 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 изоляции или воздушный зазор. Дымовые трубы такой конструкции широко применялись во всех странах, но в последние годы применяются реже.

2. Протнводавление 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 ВТОРАЯ

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 [12].

2.1. 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. 2.1.

Расход цемента рекомендуется принимать не более 450 кгс/м³ 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

Таблица 2.1. **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 фундамента	0,50	4—5	15—12
Стакан фундамента	0,45	4—6	12—8
Ствол	0,4	4—6	12—8

Таблица 2.2. **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

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. 2.2.

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. 2.3. Арматурная сталь класса А-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 А-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 А-IV диаметром 10—18 мм изготавливается из сталей 20ХГ2Ц и 80С, а диаметром 20—32 мм — из стали 20ХГ2Ц.

Кольцевая арматура (для удобста работ) располагается с внутренней стороны относительно продольной. Толщина защитно-

Таблица 2.3. **Механические свойства арматурной стали**

Класс арматурной стали	Диаметр стержней, мм	Предел текучестн, МПа (кгс/мм²), не менее	Временное сопротивление разрыву, МПа (кгс/см²), не менее	Относительное удлнннение, %, не менее	Испытания на загиб в холодном состоянии
А-II	10—90	300 (30)	500 (50)	19	180°; $c=3d$
А-III	6—40	400 (40)	600 (60)	14	90°; $c=3d$
А-IV	10—42	600 (60)	900 (90)	6	45°; $c=5d$

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

го 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.

2.2. 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 кирпич нормальный и радиальный. По физико-химическим и механическим показателям данный кирпич должен удовлетворять требованиям, приведенным в табл. 2.4. 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. 2.5.

Таблица 2.4. **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

Таблица 2.5. **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	—

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 возрасте 3,7 и 28 сут, а также кислотостойкости, водостойкости и проницаемости [13].

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 в 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 [14] 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 спе-

Таблица 2.6. **Основные свойства кремнебетона, по данным [100]**

Наименование	Значение	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

циальных 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.

В табл. 2.6 приведены основные свойства кремнебетона на овручском кварците с расходом силикат-глыбы в 320 кг/м³. Из кремнебетона формуют плиты, которые затем подвергаются термовлажной обработке в автоклавах при давлении 0,13 МПа (1,3 кгс/см²) 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. 2.7.

Таблица 2.7. **Характеристика легких бетонов**

Наименование	Силикат-полимерный	Цементполимерный
Состав, кг/м³:		
Жидкое стекло	290	—
Портландцемент	—	450
Андезитовая мука	360	—
Кремнефтористый натрий	45	—
Кварцевый песок	560	800
Щебень (гранит, форсил, шунгизит)	—	—
Керамзитовый гравий	480	370
Ацетоно-формальдегидная смола (АЦФ)	10	13,5
Вода	—	190
Физико-механические свойства:		
Объемная масса, кг/м³	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

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.

2.3. 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. 2.8. Плиты и маты в зависимости от объемной массы подразделяются на марки 50, 75, 100, 125 и 150. Основные

Таблица 2.8. **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/м³, 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 2.9. **Характеристики минераловатных матов**

Наименование	Марка мата	
	100	150
Объемная масса, кг/м³	75—125	126—175
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С), не более при средней температуре	0,039	0,043
25±5° С	0,055	0,057
100±5° С		
Влажность, %, не более	1	1

физико-механические показатели изделий даны в табл. 2.8. 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.

Основные показатели матов приведены в табл. 2.9.

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. 2.10, по физико-механическим показателям изделия должны соответствовать требованиям, приведенным в табл. 2.11.

Таблица 2.10. **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 2.11. **Характеристика пенодиатомитовых, диатомитовых и трепельных изделий**

Наименование	Марка изделия				
	ПД-350	ПД-400	Д-500	Д-600, Т-600	Т-700
Объемная масса, кг/м³	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

2.4. МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ СТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ И МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ

Выбор материалов для стальных стволов и металлоконструкций производится на основе норм проектирования стальных конструкций [15] 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.

2.5. 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 [16] при-

Таблица 2.12. **Состав эпоксидно-каменноугольного покрытия, %**

Компонент	Содержание, мас. 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

веден в табл. 2.12. 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. 2.13. 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

Таблица 2.13. **Состав полиуретановых покрытий, %**

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

Таблица 2.14. **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

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, 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. 2.14.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

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, опре-

деляющим 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.

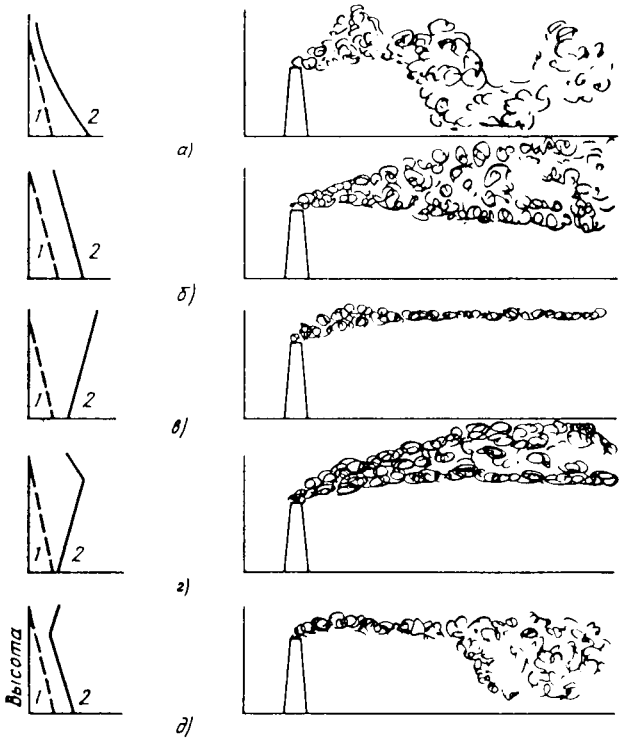


Рис. 3.1. Различные типы дымовых факелов в атмосфере:
1 — адиабатический градиент температуры; *2* — наблюдаемые профили; *а—д* — различные случаи стратификации атмосферы

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.

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 $K_z\frac{\partial C}{\partial z}=0$ при $z=0$.

При решении уравнения турбулентной диффузии большое значение имеет определение коэффициентов турбулентной диффузии и характера их изменения, а также изменение в атмосфере скорости ветра.

В реальной атмосфере характер изменения 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 ($u=\text{const}$) задачу можно решить аналитически.

Распределение концентраций вредных примесей на Земле в этом случае записывается уравнением [17]

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

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

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

Определяя из условия $\left.\frac{\partial C}{\partial x}\right|_{y=0}=0$ 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-разовый 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 [18]. 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:

$$\left.\begin{aligned} u_м &= 0{,}5 \text{ при } v_м < 0{,}5; \\ u_м &= v_м \text{ при } 0{,}5 \leqslant v_м \leqslant 2; \\ u_м &= v_м\left(1 + 0{,}12\sqrt{f}\right) \text{ при } v_м > 2, \end{aligned}\right\} \qquad (3.5)$$

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, м³/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, Снбнри, 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 $v_м$:

$$\text{при } v_м < 0{,}3 \quad n = 3;$$

$$\text{при } 0{,}3 \leqslant v_м < 2 \quad n = 3 - \sqrt{(v_м - 0{,}3)\,(4{,}36 - v_м)};$$

$$\text{при } v_м > 2 \quad n = 1.$$

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:

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

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

Если безразмерный коэффициент $F \geqslant 2$, 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:

$$\left.\begin{array}{ll} \text{при } \bar{x} < 1 & S_1 = 3\bar{x}^4 - 8\bar{x}^3 + 6\bar{x}^2; \\ \text{при } 1 < \bar{x} < 8 & S_1 = \dfrac{1{,}13}{0{,}13\bar{x}^2 + 1}; \\ \text{при } \bar{x} > 8 \text{ и } F = 1 & S_1 = \dfrac{1}{3{,}18\bar{x}^2 + 3{,}52\bar{x} + 12{,}0}; \end{array}\right\} \quad (3.8)$$

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

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

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

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

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:

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

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

$$H = \sqrt{\frac{AFmn\left(M_{SO_2} + \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{NO_2}}M_{NO_2}\right)}{ПДК_{SO_2} - C_{ФSO_2} - \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{NO_2}}C_{ФNO_2}}\sqrt[3]{\frac{z}{V_1\Delta T}}}, \quad (3.12)$$

где $C_ф$ — фоновые концентрации вредных примесей в атмосфере, мг/м³.

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 [19].

Рассмотренная методика [18] 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 [18] 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 [20—22]. Во всех этих работах имеются формулы для расчета наземных концентраций примесей, установленные из статистических соображений, и для расчета эффективного подъема факела — высоты источника.

В [20] полагается, что наземная осевая концентрация примеси определяется по формуле

$$C = \frac{Mg}{\pi\sigma_y\sigma_z\bar{u}} \, e^{-\frac{(H+\Delta H)^2}{2\sigma_z^2}}, \qquad (3.13)$$

где ΔH — эффективный подъем факела; $\bar{u}$ — 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 [18 и 20] рассмотрим случай неустойчивой стратификации, когда могут достигаться наибольшие концентрации у земли от высотного источника. Из табл. 3.1 для этих условий $\sigma_y/\sigma_z \approx 1$. Для расчета эффективного подъема факела ΔH при неустойчивой стратификации в [20] предлагается формула

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

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

где

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

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:

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

Рассмотрим случай высоких источников $H = 100 \div 200$ 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/м³)

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

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 $H = 100 \div 200$ м максимальные концентрации, рассчитанные по [18 и 20], близки между собой (для тех климатических зон, где $A = 0{,}2$). В [18] значение A принимается равным 0,2 преимущественно для азиатской территории. Значения $u_м$ по [20] примерно на 50 % больше, чем по формулам (3.5) из [18]. Следовательно, для мощных тепловых электростанций опасная скорость ветра $u_м$ вместо 5—6 м/с по [18] при использовании [20] будет примерно 7—9 м/с.

Методика расчета, близкая к изложенной в [20], представлена в [22]. Здесь для расчета концентраций от источника с фиксированной высотой используется частный вид формулы (3.14), предложенной ранее Сеттоном, соответствующий $\sigma_y = \frac{C_y}{\sqrt{2}}x^{1-\frac{n}{2}}$; $\sigma_z = \frac{C_z}{\sqrt{2}}x^{1-\frac{n}{2}}$ (параметр n определяется на основании данных об изменении скорости ветра с высотой).

Эффективная высота подъема факела ΔH в отличие от [20] определяется по формуле

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

Эта формула по своей структуре близка ко второму члену формулы для ΔH, использованной при разработке методики [18], которую можно записать в следующем виде:

$$\Delta H = 1{,}9\frac{w_0D}{H} + \frac{5F}{u^3}. \qquad (3.20)$$

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

Если формулы из [22] преобразовать так же, как это было сделано с формулами из [20], то можно получить формулы, соответственно эквивалентные (3.6), (3.14) или (3.17):

$$C_м = \frac{0{,}0065M}{H^{4/3}(F_0)^{1/3}}; \quad \bar{u}_м = 2{,}74\sqrt[3]{\frac{V\Delta T}{NH}}. \tag{3.21}$$

Для $C_м$ при высотах $H=100\div200$ 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 [20], для мощной ТЭС составляют около 20 м/с, что является существенно завышенным значением.

В [22] 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. Тениесси. Отсюда можно заключить, что и данные расчета по формуле (3.6) будут близки к экспериментально измеренным значениям.

В заключение остановимся на формулах, представленных в [21]. Для расчета концентраций от источника фиксированной эффективной высоты здесь используется приведенная выше формула (3.13) с примерно такими же коэффициентами. Для ΔH в [21] принимается формула Холланда:

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

где p — атмосферное давление.

Для практического использования в [21] 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:

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

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

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

Формула (3.24) имеет иную структуру, чем (3.6), (3.17) и (3.18). Поэтому ее сопоставление с формулами из [18] 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 СССР и США, и выработки общих подходов для дальнейшего их развития.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

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 [23].

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 ($\rho=\text{const}$) 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 $p_{д0}=\rho w^2_0/2$ (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) записывается в виде

$$p_1v_1 + \frac{w_1^2}{2} + gH_1 = p_2v_2 + \frac{w_2^2}{2} + gH_2 + \Delta E_{т.м},$$

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

$$p_1 + \frac{\rho w_1^2}{2} + \rho gH_1 \simeq p_2 + \frac{\rho w_2^2}{2} + \rho gH_2 + \rho\Delta E_{т.м}, \tag{4.1}$$

или

$$p_1 + \frac{\rho\omega_1^2}{2} = p_2 + \frac{\rho\omega_2^2}{2} + \rho g\,(H_2 - H_1) + \Delta p_{тр}. \qquad (4.2)$$

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

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

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

Причем

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

где $\rho_в$ — плотность окружающего воздуха.

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

$$\Delta p_1 + B_1 + \rho_в g \Delta H + \frac{\rho\omega_1^2}{2} = \Delta p_2 + B_2 + \frac{\rho\omega_2^2}{2} + \rho g\,(H_2 - H_1) + \Delta p_{тр}. \qquad (4.6)$$

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

$$\Delta p_1 - \Delta p_2 = \frac{\rho\omega_2^2}{2} - \frac{\rho\omega_1^2}{2} - \Delta\rho g\,(H_2 - H_1) + \Delta p_{тр}, \qquad (4.7)$$

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

В дифференциальной форме

$$d\,(\Delta p) = \rho\omega d\omega - \Delta\rho g dH + (\Delta p_{тр}). \qquad (4.8)$$

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

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

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 $\rho\omega^2_0/2$ и, имея в виду, что $\omega/\omega_0 = f_0/f$ и $(\omega + d\omega)/\omega_0 = f_0/(f + df)$, с учетом выражения (4.9) получим

$$d\,(\overline{\Delta p}) = d\theta - dS. \qquad (4.10)$$

Здесь $d(\overline{\Delta p}) = d(\Delta p)/(\rho\omega^2_0/2)$ — относительное приращение разности статического и барометрического давления; форм-параметр участка dH газоотводящего ствола

$$d\theta = -\frac{f_0^2 df}{f^3} + \frac{f_0^2}{f^2}\,dc; \qquad (4.11)$$

относительная самотяга участка dH

$$dS = \Delta\rho g H d/\left(\rho\omega_0^2/2\right) = 2\,\mathrm{Ar}_0\,\frac{dH}{D_0}\;; \qquad (4.12)$$

критерий Архимеда

$$\mathrm{Ar}_0 = \Delta\rho g D_0/\rho\omega_0^2.$$

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 $d\theta$ 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

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

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)

$$\theta = \sum_{j=1}^{m} \delta\theta_j. \qquad (4.14)$$

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

$$\Delta p_к = \frac{\rho\omega_0^2}{2}\,(\theta_к - S_к). \qquad (4.15)$$

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 $\Delta p_0 = 0$:

$$\Delta p_к = p_{д\,0} - p_{д.к} - \Delta\rho g H_к + \Delta p_{тр H_к}. \qquad (4.16)$$

Здесь $p_{д\,0} = \rho\omega^2_0/2$, $p_{д.к} = \rho\omega^2_к/2$ — динамическое давление в устье ствола и в рассматриваемом сечении; $\Delta p_{тр H_к}$ — потери в стволе на участке $H_к$ от рассматриваемого сечения до устья.

Формулу (4.16) можно также записать в следующем виде:

$$\Delta p_к = p_{д\,0}\left(1 - f_0^2/f^2\right) - \Delta\rho g H_к + \Delta p_{тр H_к}. \qquad (4.17)$$

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

$$\varphi = \theta/S = \theta/2\,\mathrm{Ar}_0\bar{H}_к. \qquad (4.18)$$

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 пред-

ставляет 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 сечении устья $\theta=0$, $S=0$, поэтому необходимо раскрыть неопределенность вида 0/0, после чего φ приобретает форму, впервые полученную другим путем Л. А. Рихтером [24]:

$$R_0 = \lambda_y p_{д\,0}/\Delta\rho g D_0 = \lambda_y/2\,\mathrm{Ar}_0, \tag{4.19}$$

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

$$R_0 = \lambda_y/2\,\mathrm{Ar}_0. \tag{4.20}$$

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

$$\Delta p_{тр} = \lambda \frac{\rho w^2}{2} \frac{l}{D}, \tag{4.21}$$

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 [29].

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

$$\theta = \lambda \overline{H}, \tag{4.22}$$

где λ — коэффициент сопротивления трения, определяется по формуле

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

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

$$D_э = 4F/U; \tag{4.24}$$

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

В среднем можно принимать для стальных стволов $k=0{,}4\cdot10^{-3}$ 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:

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

где λ_c, $\lambda_ц$ — коэффициенты сопротив. лия трения собственно газоотводящего ствола и цоколя;

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

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:

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

Здесь ρ, w и D — текущие значения плотности, скорости и диаметра.

Из геометрических соотношений

$$dH = dD/2i. \tag{4.27}$$

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

$$w = w_0 \frac{D_0^2}{D^2}. \tag{4.28}$$

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

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

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

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

где $\bar{D}=D/D_1$.

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

$$\theta = \sum_{0}^{n=k}(1+\lambda_n/8i_n)\left(1/\bar{D}_n^4 - 1/\bar{D}_{n+1}^4\right), \qquad (4.31)$$

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

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

$$\theta_{\text{диф}} = \lambda + \zeta_{\text{диф}} - \Psi_{\text{диф}}, \qquad (4.32)$$

где λ — коэффициент сопротивления трения, определяется по формуле (4.23); $\zeta_{\text{диф}}$ — коэффициент вихревых потерь в диффузоре; $\Psi_{\text{диф}}$ — относительная величина абсолютного разрежения, создаваемого диффузором. Определению соответствующих характеристик диффузоров $\zeta_{\text{диф}}$ и $\Psi_{\text{диф}}$ посвящен § 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 ($\bar{l}_{\text{диф}}=l_{\text{диф}}/D_0\leqslant 2$) график форм-параметра допустимо условно изображать прямой линией. Для цилиндрического участка $\lambda_y=\lambda$; для конфузорного $\lambda_y=\lambda+8\,i_{\text{конф}}$; для диффузорного $\lambda_y=(\lambda+8\,\zeta_{\text{диф}})-8i_{\text{диф}}$. 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* $S_{\text{кр1}}$. 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 $S_{\text{кр1}}$.

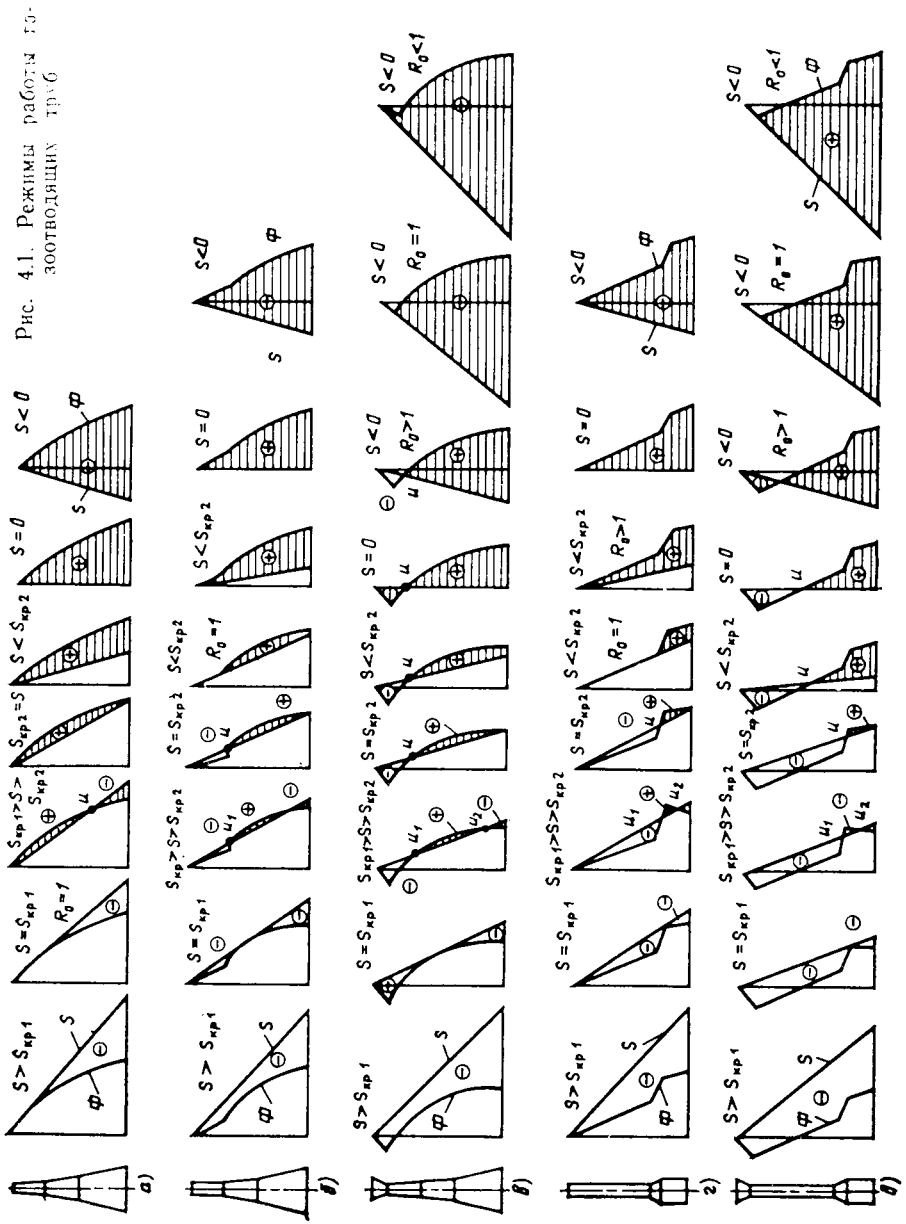


Рис. 4.1. Режимы работы газоотводящих труб

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 $S\leqslant S_{кр1}$ 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. инверсия (обращение) давления. Эта точка названа *инверсионной точкой*, а сечение (диаметр) и отметка, где она находится, — *инверсионным сечением (диаметром) и инверсионной отметкой* [23].

На рис. 4.1 инверсионные точки обозначены буквой И. При $S\leqslant S_{кр2}$ 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 $\theta=\Delta\bar{p}$ 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 $S\leqslant 0$.

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: отно-

сительной 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

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

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,

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

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 ($Re>\omega_0 D_0/\nu\approx 10^7$) 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 $\bar{l}_{диф}\leqslant 2$. 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 [30], приводит к существенной погрешности при расчете [31]. В связи с этим предприняты специальные экспериментальные модельные и натурные исследования диффузоров для газоотводящих труб [25—28].

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 $\psi_{диф}=f(\alpha)$ 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 пренебречь. 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

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

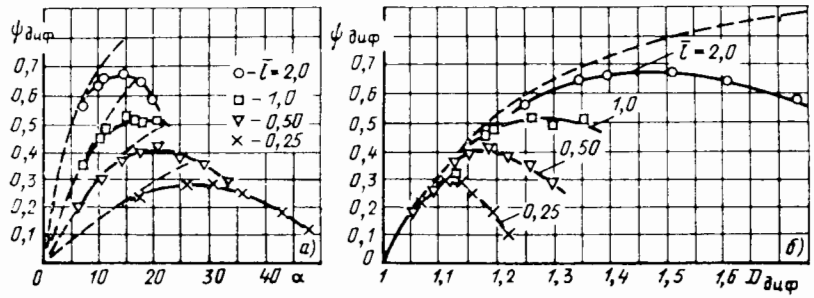


Рис. 4.2. Связь между аэродинамическими и геометрическими характеристиками диффузоров для газоотводящих труб ($Re \geqslant 6 \cdot 10^5$):
$а - \psi_{опт} = f(\alpha)$; $б - \psi_{опт} = f(\bar{D}_{диф})$

При некотором значении диаметра $\bar{D}_{диф}$ и соответствующем ему угле α (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 бо́льшем значении угла α. Заданный диаметр выхода $D_{диф}$ обеспечивается для более короткого диффузора бо́льшим 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 бо́льшими.

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

$$\alpha_{кр} = 17^0/\bar{l}^{0,325}. \tag{4.42}$$

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 $\bar{\alpha} \leqslant 1$.

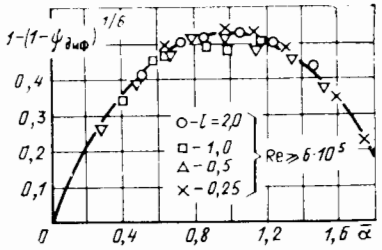
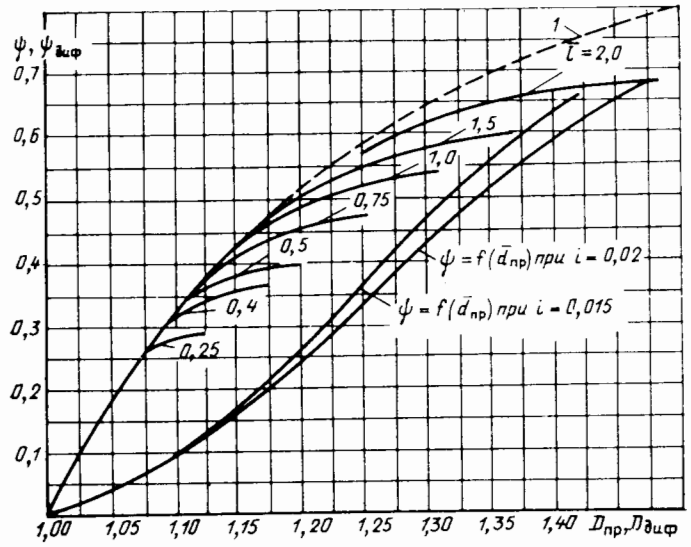


Рис. 4.3. Обобщенный график для коэффициента $\psi_{диф}$

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 $\psi_{диф}$ для 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 [32].

В качестве исходного варианта будем рассматривать коническую газоотводящую трубу, имеющую диаметр устья $D_{0кр}$, кото-

рому отвечает условие

$$R_{0\,кр} = \frac{G}{\overline{D}^5_{0\,кр}} = 1, \qquad (4.46)$$

где

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

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

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

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 $i = 0{,}015$, $i = 0{,}02$, $\psi = f(\overline{D}_{кр})$. Как видно из приведенных графиков, кривые $\psi = f(\overline{D}_{кр})$ 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

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

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

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

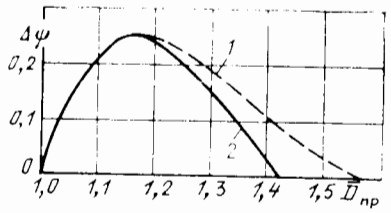


Рис. 4.5. Зависимость между разностью разрежения, создаваемого диффузором, и избыточным давлением, возникающим в газоотводящей трубе при зауженни ее сечений: 1 — идеальный диффузор; 2 — диффузор длиной $\overline{l} = 2$ м

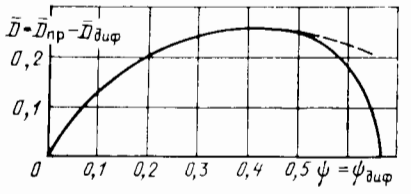


Рис. 4.6. Зависимость $\overline{\Delta D} = f(\psi = \psi_{диф})$: ····· — «идеальный» диффузор; ——— — диффузор длиной $\overline{l} = 2$ м

Отсюда

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

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 $l_{диф} = 2$ 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 $\Delta\psi = 0$.

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

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

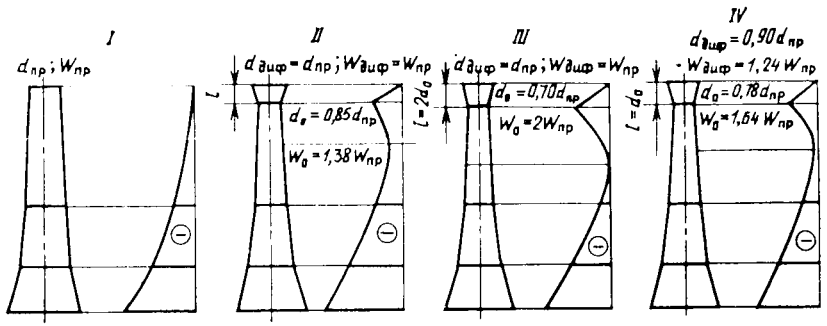


Рис. 4.7. Схемы газоотводящих конических стволов и эпюр статических давлений в них:

I — вариант исходный; *II* — вариант максимального разрежения; *III* — вариант максимальной скорости в устье трубы; *IV* — вариант оптимальный

а равенство (4.51) представим в форме

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

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

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

Определив $D_0^{опт}$ из уравнения (4.52), находим по номограмме рис. 4.4 $D_{диф}^{опт}$. При $i=0{,}015$ и $\lambda=0{,}05$ 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 $\overline{l}=0{,}75\div1{,}0$. Схемы рассмотренных вариантов дымовых труб и эпюр статических давлений в них приведены на рис. 4.7.

Пример конструктивного выполнения диффузора на трубе высотой 250 м показан [26] на рис. 4.8. Диффузор имеет высоту 10 м, диаметр на входе

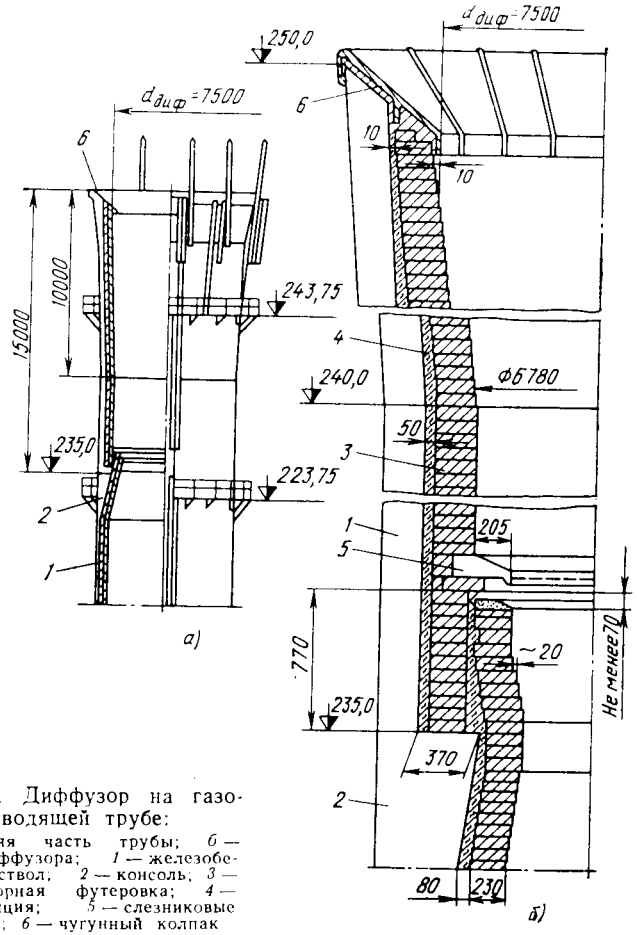


Рис. 4.8. Диффузор на газоотводящей трубе:

а — верхняя часть трубы; *б* — узел диффузора; *1* — железобетонный ствол; *2* — консоль; *3* — кислотоупорная футеровка; *4* — теплоизоляция; *5* — слезниковые кирпичи; *6* — чугунный колпак

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 обору-

дование, 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 [33].

Для нагретых выбросов максимальная приземная концентрация вредных примесей $c_м$, мг/м³, следующим образом [34] 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/(с²××град), находится по формуле

$$m = \frac{1}{0{,}67 + 0{,}1\sqrt{f} + 0{,}34\sqrt[3]{f}},$$

$$f = \frac{16\cdot 10^3 V^2}{\pi D_0^3 H^2 \Delta T},$$

где D_0 — диаметр трубы в сечении выхода газов в атмосферу, м; V — расход газов через трубу, м³/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 $\omega_{диф}$ (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:

$$\Psi_{диф} = \Delta p_{равр}/p_{д\,0},$$

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.

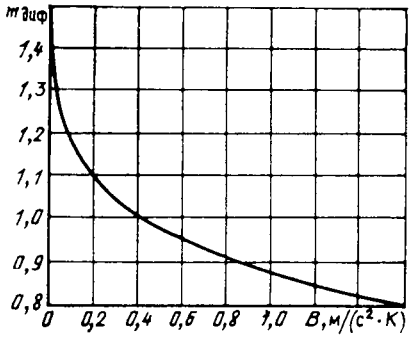


Рис. 4.9. График для определения безразмерного коэффициента $m_д$ при заданном выходном диаметре диффузора $d_д$

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 (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

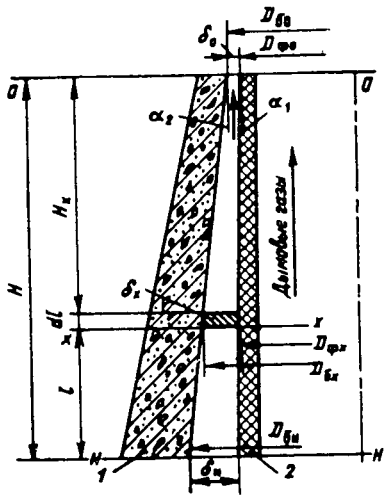


Рис. 4.10. Расчетная схема газоотводящей трубы с вентилнруемым кольцевым каналом

1 — железобетонный ствол; *2* — футеровка

противодавлением в принудительно и естественно вентилируемом зазоре: с открытыми и закрытыми вверху окнами. Основным эксплуатационным режимом дымомых 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; $p^к_{ст\,0}$, $p^к_0$ — соответственно статическое и динамическое давления в сечении *О-О* (на выходе воздуха из зазора), Па; $\rho_в$ — плотность движущегося воздуха в зазоре, кг/м³; 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.

Статическое давление в выходном сечении равно барометрическому давлению B_0 в том же сечении, т. е. $p^к_{ст\,0} = B_0$.

Барометрическое давление в сечении *Х-Х*

$$B_x = B_0 + \rho_н H_x g.$$

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

$$\Delta p^к_{ст} = p^к_{ст\,x} - B_x.$$

Подставив значения $p^к_{ст\,0}$, B_x, $\Delta p^к_{ст}$ в (4.58), получим уравнение для

определения избыточного давления (разрежения) в воздушном зазоре $\Delta p^к_{ст}$, Па:

$$\Delta p^к_{ст} = p^к_0 - p^к_x + \Delta p^к + (\rho_в H_x - \rho_н H_x)\, g. \qquad (4.59)$$

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

$$S^к_x = (\rho_н - \rho_в)\, H_x g.$$

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

$$\Delta p^к_{ст} = p^к_0 - p^к_x + \Delta p^к - S^к_x. \qquad (4.60)$$

Аналогично, составив уравнение Бернулли для закрытого вентилируемого канала для сечений *Н-Н* н *Х-Х*, получим выражение для расчета $\Delta p^к_{ст}$ статическнх давлений в закрытом вверху зазоре следующего вида:

$$\Delta p^к_{ст} = p^к_н - p^к_x + S^к_x - \Delta p^к, \qquad (4.61)$$

где $p^к_н$ — 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 [34].

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 сужнвающимся, 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 постояиным α_2. В вентилируемый зазор поступает определенное количество воздуха *V*.

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

Выделнм 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 $D_{б\,x}$.

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:

$$w = \frac{V_x}{F_x} = \frac{V_x}{\pi\delta x\,(D_{б\,x} - \delta_x)}, \qquad (4.63)$$

где δ_x — зазор между футеровкой и железобетонным стволом в сечении *Х-Х*, м; V_x — расход движущегося в зазоре воздуха в сечении *Х-Х*, м³/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 равеиством $V_x = V - V_{фx}$, м³/с,

где $V_{фx}$ — 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 противодавлений и поверхностей футеровок. Тогда можно записать, что фильтрационный расход $V_{фx}$, м³/с:

$$V_{фx} = Ll, \tag{4.64}$$

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

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

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:

$$l = \frac{\delta_н - \delta_x}{\Delta \operatorname{tg}\alpha}; \tag{4.66}$$

$$D_{бx} = D_0 + 2H_x \operatorname{tg}\alpha_2; \tag{4.67}$$

$$H_x = \frac{\delta_x - \delta_0}{\Delta \operatorname{tg}\alpha}, \tag{4.68}$$

где $\Delta\operatorname{tg}\alpha$ — 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 $D_{бx}$ в уравнение (4.65), получим

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

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

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

тогда, развернув выражение для интегрирования, будем иметь

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

$$\left. + \frac{2\frac{L}{\Delta \operatorname{tg}\alpha}\left(V - \frac{L}{\Delta \operatorname{tg}\alpha}\delta_н\right)}{\delta_x^2 \left(D + \delta_x \frac{\operatorname{tg}\alpha_1 + \operatorname{tg}\alpha_2}{\Delta \operatorname{tg}\alpha}\right)^2} + \frac{\left(\frac{L}{\Delta \operatorname{tg}\alpha}\right)^2}{\delta_x \left(D + \delta_x \frac{\operatorname{tg}\alpha_1 + \operatorname{tg}\alpha_2}{\Delta \operatorname{tg}\alpha}\right)^2} \right] d\delta_x. \tag{4.70}$$

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

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

$$\left. + \frac{2\frac{L}{\Delta \operatorname{tg}\alpha}\left(V - \frac{L}{\Delta \operatorname{tg}\alpha}\delta_н\right)}{\delta_x^2 \left(D + \delta_x \frac{\operatorname{tg}\alpha_1 + \operatorname{tg}\alpha_2}{\Delta \operatorname{tg}\alpha}\right)^2} + \frac{\left(\frac{L}{\Delta \operatorname{tg}\alpha}\right)^2}{\delta_x \left(D + \delta_x \frac{\operatorname{tg}\alpha_1 + \operatorname{tg}\alpha_2}{\Delta \operatorname{tg}\alpha}\right)^2} \right] d\delta_x. \tag{4.71}$$

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:

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

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:

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

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

$$+ 2\frac{L}{\Delta \operatorname{tg}\alpha} \left(V - \frac{L\delta_н}{\Delta \operatorname{tg}\delta}\right) \left[D^2 \left(\frac{1}{D - \delta_н} - \frac{1}{D - \delta_0} + \frac{1}{\delta_0} - \frac{1}{\delta_н} \right) + \right.$$

$$+ 2D \ln \frac{(D-\delta_0)\,\delta_н}{(D-\delta_н)\,\delta_0}\Bigg] + \left(\frac{L}{\Delta \operatorname{tg}\alpha}\right)^2 \left[D^3 \left(\frac{1}{D-\delta_н} - \frac{1}{D-\delta_0}\right) + D^2 \ln \frac{(D-\delta_0)\,\delta_н}{(D-\delta_н)\,\delta_0}\right]\Bigg\}. \quad (4.72)$$

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:

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

где

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

$$m = \frac{\delta_н}{\delta_н - \delta_0}.$$

Полученная формула позволяет определить потери давления на трение в кольцевых зазорах переменной ширины и диаметра с переменной массой и скоростью двнжения, 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 тренне в кольцевом зазоре переменной ширины и диаметра с переменной скоростью и постоянной движущейся массой воздуха

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

Нетрудно заметнть, что при $D_0 = D_н$ и $\delta_н = \delta_0 = \delta$, т. е. наличин цилиндрического зазора постоянной шнрины, 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 $\pi D\delta$, м²; 2δ — величина, представляющая эквнвалентный диаметр для кольцевого сечення.

В кольцевом зазоре постоянной шнрины переменного диаметра с переменной массой и скоростью движення воздуха, когда $\delta_н = \delta_0 = \delta$, потери давления на тренне в кольцевом каналe постоянной ширины переменного диаметра с переменной массой и скоростью движения определяются при тех же допущениях, что и в случае кольцевого зазора перемениой ширины, и конечная формула нмеет вид

$$\Delta p_{тр} = \lambda_н \frac{\rho_в}{2} \frac{H}{2\delta^3 \pi^2} \left\{ \frac{V^2}{(D_н - \delta)(D_0 - \delta)} - \frac{2VV_ф}{(D_н - D_0)^2} \left(\ln \left| \frac{D_0 - \delta}{D_н - \delta} \right| + \frac{D_н - \delta}{D_0 - \delta} - 1 \right) - \frac{V_ф^2}{(D_н - D_0)^3} \left[2(D_н - \delta) \ln \left| \frac{D_н - \delta}{D_0 - \delta} \right| + (D_0 - \delta) - \frac{(D_н - \delta)^2}{D_0 - \delta} \right] \right\}. \quad (4.74)$$

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 $f = \dfrac{\lambda_к H}{2\pi^2 \delta^3 (D_н - \delta)(D_0 - \delta)}$;

$$m = \frac{D_н - \delta}{D_н - D_0}.$$

Для кольцевого зазора постоянной ширины и диаметра с переменной массой и скоростью движения воздуха, когда $D_н = D_0 = D$ 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 $f = \dfrac{\lambda_к H}{2\delta^3 \pi^2 (D - \delta)^2}$.

Как видим, все аэродинамические характеристики вентилируемого зазора выражены через значения расхода воздуха, который является велнчиной 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:

$$\xi_0 p_0^к + \Delta p^к + p_{вх} - S^к - P_н^р = 0, \quad (4.77)$$

где $P^р{}_в$ — 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 вентнлируемого зазора определяются по формуле

$$\xi_0 p_0^к = \xi_0 \frac{\rho_в}{2} \left(\frac{V - V_ф}{F_0}\right)^2. \quad (4.79)$$

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

$$\Delta p_м = \xi_м \frac{\rho_в}{2} \left[\left(\frac{V - V_{ф1}}{F_{м1}}\right)^2 + \left(\frac{V - V_{ф2}}{F_{м2}}\right)^2 + \ldots + \left(\frac{V - V_{фn}}{F_{мn}}\right)^2 \right] = \xi_м \frac{\rho_в}{2} \left[V^2 \sum_1^x \frac{1}{F_{м\,i}^2} - 2V \sum_1^x \frac{V_{ф\,x}}{F_{м\,i}^2} + \sum_1^x \frac{V_{ф\,x}^2}{F_{м\,i}^2} \right]. \quad (4.80)$$

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

$$\left\{\frac{\xi_0}{F_2^2}\left(V^2-2VV_\Phi+V_\Phi^2\right)+f\left[V^2-2VV_\Phi\frac{\delta_н}{\delta_н+\delta_0}+(mV_\Phi)^2\frac{\delta_н-3\delta_0}{\delta_н+\delta_0}\right]+\right.$$

$$+\xi_м\left[V^2\sum_1^n\frac{1}{F_{м\,i}^2}-2V\sum_1^n\frac{V_{\Phi\,x}}{F_{м\,i}^2}+\sum_1^n\frac{V_{\Phi\,x}^2}{F_{м\,i}^2}\right]+$$

$$\left.+\xi_{вх}\frac{V^2}{F_{вх}^2}\right\}\frac{2}{\rho_в}-\left(H_в^р+S^к\right)=0. \qquad (4.81)$$

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 $\xi_{вх}/F^2{}_{вх}$, из равенства (4.81) можно получить выражение для определения количества воздуха в вентилируемом канале переменной ширины с учетом переменной массы

$$V=\frac{b}{a}+\sqrt{\left(\frac{b}{a}\right)^2+\frac{2\left(P_в^р+S^к\right)-\rho_в c}{\rho_в a}},$$

где

$$a=\frac{\xi_0}{F_0^2}+f+\xi_м\sum_1^k\frac{1}{(F_{м\,i})^2}+\frac{\xi_{вх}}{F_{вх}^2};$$

$$b=\left(\frac{\xi_0}{F_0^2}+f\frac{\delta_н}{\delta_н+\delta_0}\right)V_\Phi+\xi_м\sum_1^k\frac{V_{\Phi\,x}}{F_{м\,i}^2};$$

$$c=\left(\frac{\xi_0}{F_0^2}+fm^2\frac{\delta_н-3\delta_0}{\delta_н+\delta_0}\right)V_\Phi^2+\xi_м\sum_1^k\frac{V_{\Phi\,x}^2}{F_{м\,i}^2};$$

$$f=\frac{\lambda_к H(\delta_н+\delta_0)}{(2\pi D\delta_0\delta_н)^2};\quad m=\frac{\delta_н}{\delta_н+\delta_0}, \qquad (4.82)$$

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, м³/с:

$$V=\frac{b}{a}+\sqrt{\left(\frac{b}{a}\right)^2+\frac{2\left(P_в^р+S^к\right)-\rho_в C}{\rho_в a}},$$

где

$$a=\frac{\xi_0}{F_0^2}+f+\xi_м\sum_1^k\frac{1}{(F_{м\,i})^2}+\frac{\xi_{вх}}{F_{вх}^2};$$

$$b=\left(\frac{\xi_0}{F_0^2}+mf\right)V_\Phi+\xi_м\sum_1^k\frac{V_{\Phi\,x}}{F_{м\,i}^2};$$

$$c=\left\{\frac{\xi_0}{F_0^2}+f\left[m^2+\frac{(D_н-\delta)(D_0-\delta)}{(D_н-D_0)^2}\right]\right\}V_\Phi^2+\xi_м\sum_1^n\frac{V_{\Phi\,x}^2}{F_{м\,i}^2};$$

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

$$m=\frac{D_н-\delta}{D_н-D_0}.$$

В случае цилиндрической трубы

$$b=\left(\frac{\xi_0}{F_0^2}+\frac{f}{3}\right)V_\Phi+\xi_м\sum_1^k\frac{V_{\Phi\,x}}{F_{м\,i}^2};$$

$$c=\left(\frac{\xi_0}{F_0^2}+\frac{f}{3}\right)V_\Phi^2+\xi_м\sum_1^k\frac{V_{\Phi\,x}^2}{F_{м\,i}^2};$$

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

При отсутствии фильтрации определение расхода воздуха в вентилируемом зазоре упрощается:

$$V=\sqrt{\frac{2\left(P_в^р+S^к\right)}{\rho_в a}}.$$

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 нем 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 противодавлений будут отличаться не более чем на ±30 Па от противодавлений, при которых вычислялись значения $V_ф$, $V_{фх}$ и V, м³/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 [27]. 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

$$\lambda_э = D_в \frac{\Delta p_{ст} + \Delta \rho l g}{p_д l}, \qquad (4.83)$$

вытекающей из выражения (4.17), для экспериментального определения коэффициента $\lambda_э$ необходимо измерять статическое и динамическое давление, температуру дымовых газов в стволе и

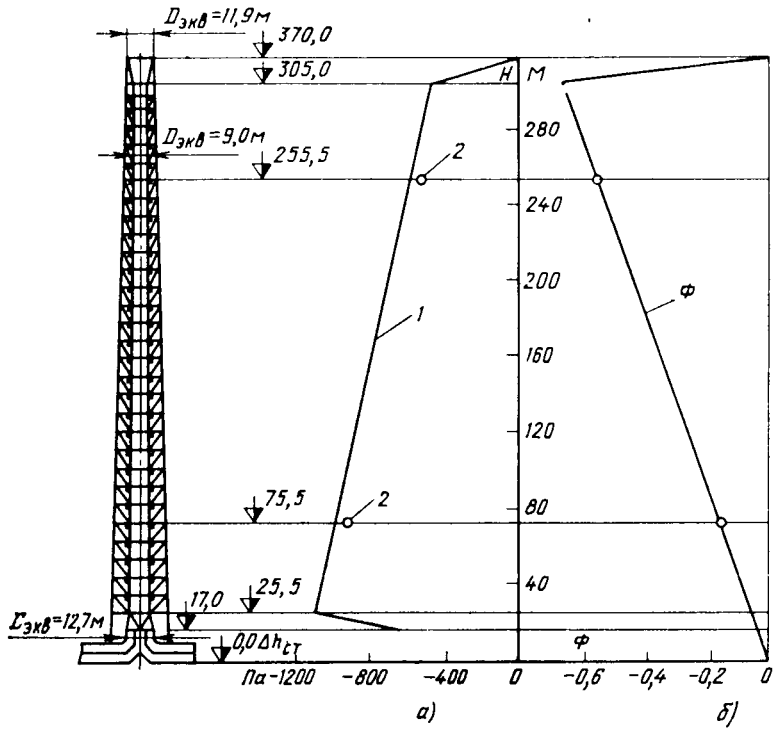


Рис. 4.11. Схема газоотводящей трубы № 1 Запорожской ГРЭС и ее аэродинамические характеристики:

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 наружного воздуха 16 °С

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 [35]:

$$\lambda_э = \frac{1}{\left(2 \lg \frac{R_э}{\Delta} + 1{,}74\right)^2}, \qquad (4.84)$$

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

где $R_э$ — эквивалентный радиус; Δ — 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

$$D_э = \frac{(\Delta p_{ст} + \Delta\rho g l)\left(5{,}75 \lg \frac{y}{\Delta} + 8{,}5\right)^2}{p_{д.у} l \left(5{,}65 \lg \frac{R_э}{\Delta} + 4{,}92\right)^2} = \frac{1}{\left(2 \lg \frac{R_э}{\Delta} + 1{,}74\right)^2}. \quad (4.85)$$

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 $\Delta = 7{,}7$ мм и $\lambda_э = 0{,}019$. Динамическое давление газов измерялось на 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 $\bar{l}_{диф} = 1{,}67$, $\bar{D}_{диф.э} = 1{,}32$.

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 $Re \approx 1{,}3 \cdot 10^7$, 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, не-

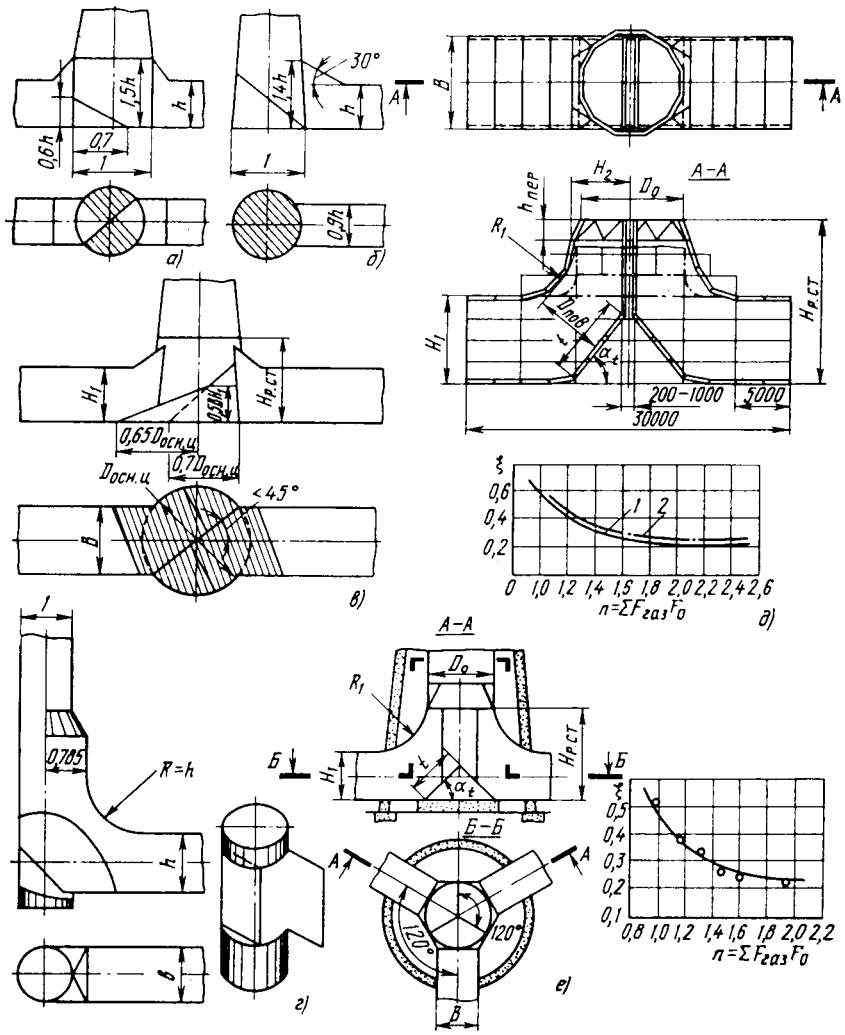


Рис. 4.12. Схема выполнения цокольной части газоотводящих труб:
а — цоколь с двухсторонним подводом газоходов; *б* — цоколь с подводом одиночного газохода; *в* — цоколь трубы с коническим газоотводящим стволом для высокозольных топлив; *г* — цоколь с разведенными створками с подводом одиночного газохода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

Таблица 4.1. **Оптимальные геометрические характеристики унифицированного двухстороннего цоколя газоотводящих труб**

Типоразмер	D_0, м	B, м	H_1, м	$H_2^{\bullet}$, м	t, м	n	$\zeta^{\bullet\bullet}$
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

$^{\bullet}$ H_2—линейный размер газохода за поворотом (в плоскости поворота).
$^{\bullet\bullet}$ В скобках дан коэффициент сопротивления, экстраполированный по экспериментальной кривой.

сколько 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 $\zeta=0{,}73$.

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 [36]. 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 [37, 38] 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 кремнебетонных 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) [39].

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 $n_{пер}=1{,}05\div1{,}15$. Подробные аэродинамические характеристики цоколя рассматриваются в гл. 9.

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, разра-

ботанный 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* и 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 ПЯТАЯ

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 [40].

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 набегающего потока, и вызывает вынужденные колебания трубы, происходящие с частотой, равной их собственной частоте колебаний [41—44]. 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 [44]. 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 [44].

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 $d_п/D \approx \approx 1/200$ 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, чем 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 [45—47]. Из наблюдений за работающими газоот-

водящими 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, соприкасаясь 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 [48]

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

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

$$u_{\text{макс}} = 2u_{\infty}.$$

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

Согласно уравнению Бернулли

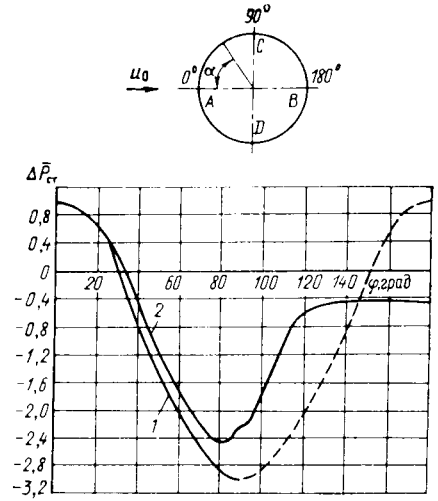
$$p_{\text{ст}} + p_{\text{д}} = p_{\text{ст}\,\infty} + p_{\text{д}\,\infty}, \tag{5.2}$$

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

Относительная разность статического давления (коэффициент давления)

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

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



Для плоского безвихревого обтекания с учетом (5.1) получим

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

Согласно соотношению (5.4) по бокам обтекаемого цилиндра создается максимальное разрежение, относительное значение которого равно

$$\Delta\bar{p}_{\text{ст.макс}} = -3.$$

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

$$|\,\Delta p_{\text{ст}}\,| = p_{\text{до}}. \tag{5.5}$$

Разделив обе части соотношения (5.5) на $p_{\text{д}\,\infty}$, получим выражение для гидродинамического параметра J:

$$J = p_{\text{до}}/p_{\text{д}\,\infty} = |\,\Delta\bar{p}_{\text{ст}}\,|. \tag{5.6}$$

Это соотношение является основным для определения условий самоокутывания. Поскольку при поперечном обтекании цилиндра потенциальным потоком наибольшее возникающее разрежение равно $\Delta\bar{p}_{\text{ст}} = -3$, то получаем теоретическое решение для условия возникновения самоокутывания: $J \leqslant 3$.

Реальное обтекание цилиндра (трубы) происходит с отрывом потока в кормовой 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

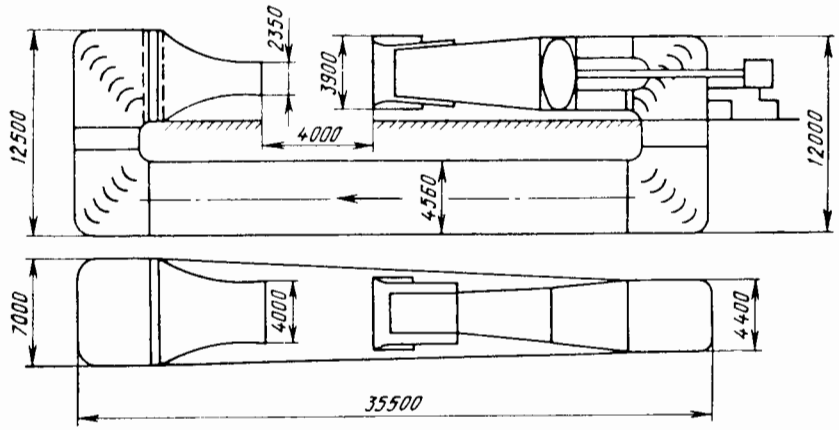


Рис. 5.2. Большая аэродинамическая труба А-6

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 $\pm 0{,}5$ %; скос потока в вертикальной и горизонтальной плоскостях не превышает $\pm 0{,}25°$.

Продольная составляющая интенсивности турбулентности в рабочей части без турбулизирующих решеток по измерениям термоанемометром DISA не превышает 0,2 %. Требуемая интенсивность турбулентности ($\varepsilon \leqslant 10$ %) достигается установкой на срезе сопла съемных турбулизирующих решеток. Газоотводящая труба моделировалась цилиндрической трубой с наружным диаметром 330 мм и высотой 1100 мм, устаиовленной вертикально в рабочей части аэродинамической трубы (рис. 5.3).

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).

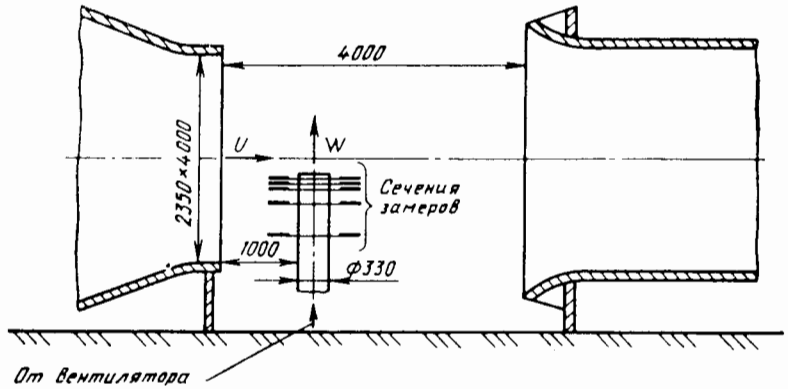


Рис. 5.3. Схема экспериментальной установкн для исследования обтекания газоотводящнх труб

В зависнмости от гидродинамического параметра $J = \rho_0 w^2_0 / \rho_u u^2_\infty$, который изменялся в днапазоне 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 рнс. 5.4, при поперечном обтекании цилиндра конечного размера проявляется краевой эффект и распределение давления изменяется по высоте. Наибольшне 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 меняется, но при малых значениях гидродинамического параметра ($J \leqslant 1{,}6$) 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 $J \geqslant 2{,}4$ происходит полная трансформация кривых распределения давления.

Наибольшне разрежения возникают в самом верхнем сечении трубы и при удалении от устья трубы вниз разрежения убывают. Причем минимальные значения коэффициента давления $\bar{\Delta p}_{мин}$ 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 зна-

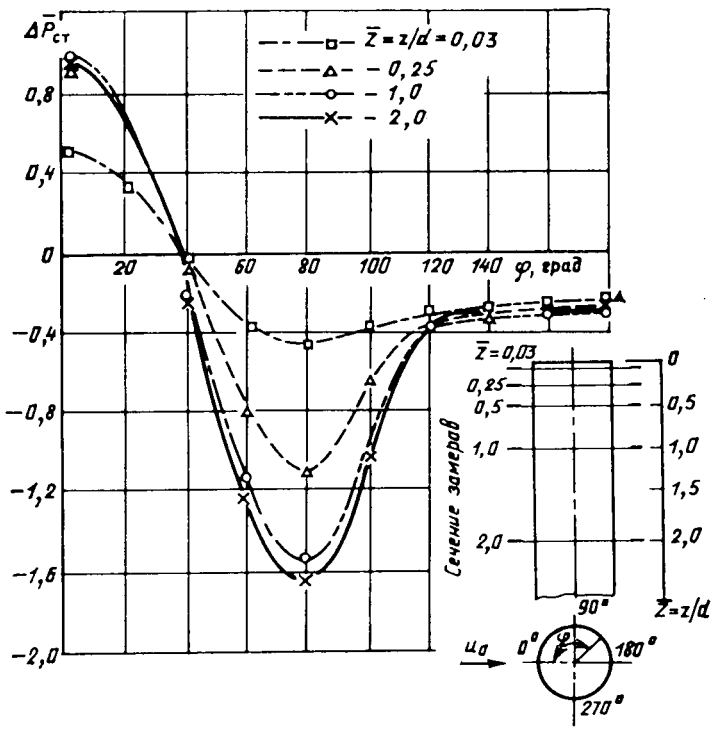


Рис. 5.4. Изменение коэффициента давления по поверхности трубы при гидродинамическом параметре $J=0$

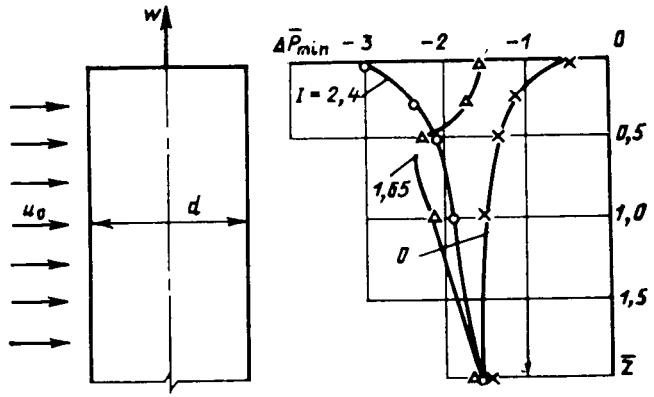


Рис. 5.5. Изменение коэффициента давления по высоте трубы при $\varphi=80°$

чение J, тем этот эффект сильнее. При значениях гидродинамического параметра $J\leqslant 1,6$ разрежение в верхней части поверхности трубы возрастает при удалении от устья трубы, поэтому периферийная часть дымового факела будет подсасываться по бокам трубы этим разреженнем 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 аэродинамической 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.

Использованный метод визуализации заключался в следующем: в струю воздуха, имитирующую дымовой факел, вводнлся мелкодисперсный белый порошок, а на модель газоотводящей трубы надевался бумажный цилиндр, окрашенный в черный цвет и покрытый клеющим 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 гидроднамического параметра J (рис. 5.7). В полном согласии с полученным теоретическим решением оказалось, что самоокутывание отсутствует при $J\geqslant 2,4$. 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

$$\Delta t_{\text{сум}} = \Delta t_{\text{с}} + \Delta t_{\text{т}}.$$

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, имитирующий дымовые газы, выводился из аэродинамической трубы. В этом случае вокруг трубы создавалось и фиксировалось температурное поле, обусловленное только теплообменом $\Delta t_{\text{т}}$. Разность $\Delta t_{\text{с}} = \Delta t_{\text{сум}} - \Delta t_{\text{т}}$ 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 ($\bar{c} = c/c_{\text{макс}}$), а расстояние от устья трубы вниз отсчитывать в долях от максимального расстояния, на которое опускаются газы ($\bar{z} = z/z_{\text{макс}}$), 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. 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, от-

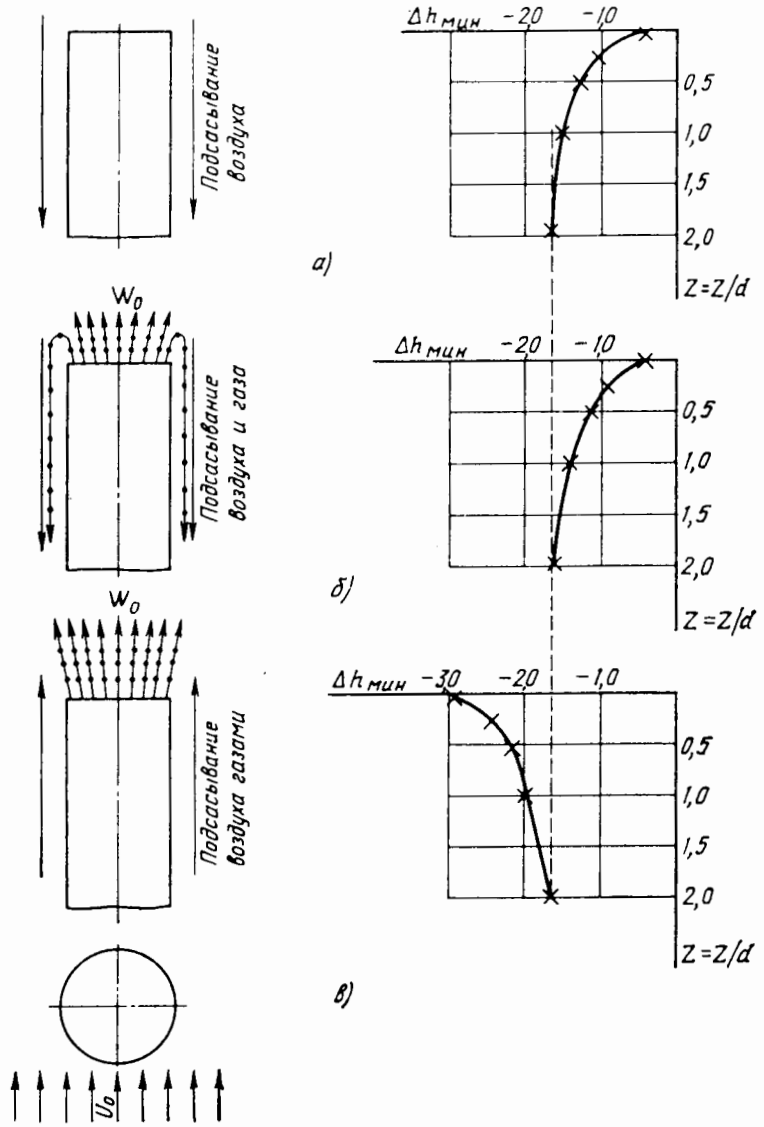


Рис. 5.6. Изменение минимальных значений коэффициента давления по высоте трубы:
а — $J = 0$; *б* — $J = 0{,}2$; *в* — $J = 2{,}4$

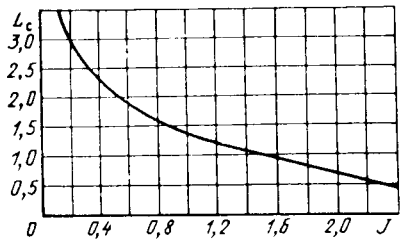


Рис. 5.7. Зависимость относительной глубины самоокутывания от гидродинамического параметра

носительной влажности и температуры смеси, а также от коррозионной стойкости материала трубы. При самоокутывании железобетонного ствола или оболочки агрессивными газами возможна кислотная и солевая коррозия [49].

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 бетоиа 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

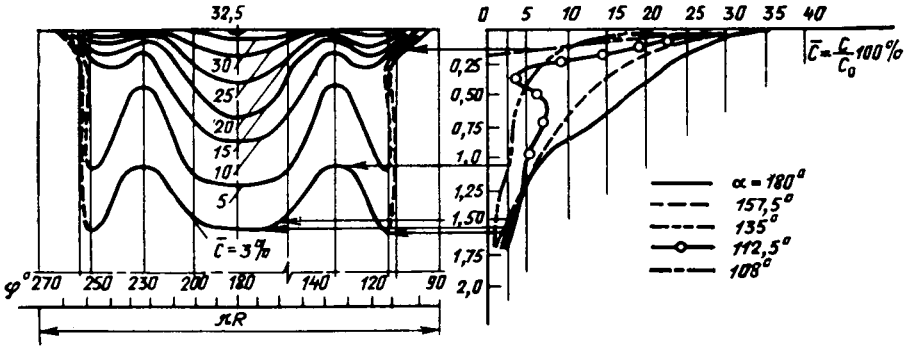


Рис. 5.8. Распределение относительных концентрацнй газов на подветренной стороне трубы при гидродинамическом параметре $J=0{,}23$

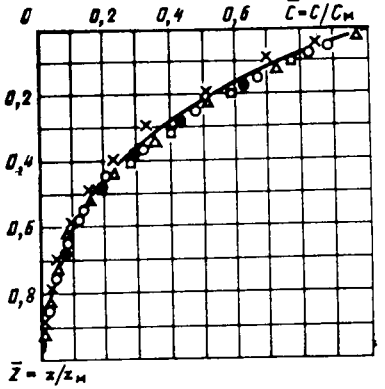


Рис. 5.9. Распределение относительной коицентрацин газов по высоте трубы с подветренной стороны:
× — $J=0{,}105$; ○ — $J=0{,}23$; △ — $J=0{,}49$; ● — $J=0{,}92$; □ — $J=1{,}675$

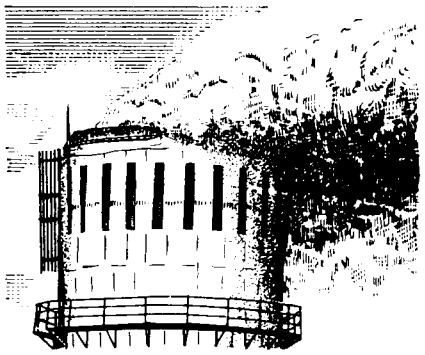


Рис. 5.10. Самоокутывание газоотводящей трубы Новосибирской ТЭЦ-2

агрегаты с поперечными связями по пару, используемые для снятия пиков нагрузок в энергосистеме;

конденсационных электростанций 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 $J=p_{д.г}/p_{д.в}\geqslant 2{,}4$. 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 [2]. 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 [50]. Стационарные наблюдения ведутся на специальной 300-метровой мачте Института экспериментальной метеорологии (ИЭМ), а также на 12 телевизионных башнях. Однако для получения текущей достоверной информации 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 [41] 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 $l/R_0 \geqslant 6$ 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.

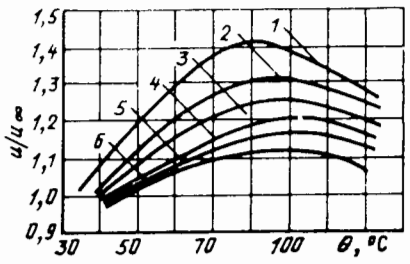


Рис. 5.11. Распределение скорости вокруг цилиндра с кольцевыми площадками:
1 — $R/R_0=1{,}375$; *2* — 1,625; *3* — 2; *4* — 2,25; *5* — 2,875; *6* — 4,75

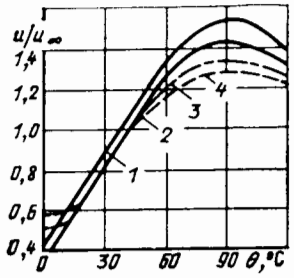


Рис. 5.12. Распределение скорости потока по сечению трубы при разных значениях σ_0:
1 — теоретическое; *2* — $\sigma_0=0$; *3* — 10°; *4* — 20°

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 $\theta=30\div100°$ 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 $\theta=90°$.

При перенесении результатов опытов на натуру необходимо учитывать пульсации ветра. Для различных состояний атмосферы пульсации направлений ветра изменяются в пределах $\sigma_\theta=5\div25°$ (при 20 мин осреднения) [54]. Наибольшие значения соответствуют сильно неустойчивому состоянию.

Стационарные метеорологические наблюдения производят обычно с осреднением в 10 мин, используя [55] 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 $\delta_\theta=10$ и 20°. В качестве исходных данных u/u_∞ ($\delta_\theta=0°$) взяты результаты продувок модели с площадками. Как видно из рисунка, вблизи углов $\theta=0$ и 90° имеет место существенное отличие осредненных относительных скоростей $u/u_{макс}$ от теоретических. Причем при $\theta=0\div10°$ 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 ШЕСТАЯ

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 [56]

$$K_{тр}=LH^m(d_0+\Delta), \tag{6.1}$$

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 [57] предложена зависимость для капитальных вложений в газоотводящую трубу в виде

$$K_{тр}=\alpha\beta_1\beta_2LH^m\alpha^n, \tag{6.2}$$

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 воз-

действуют различные факторы, и эту зависимость надлежит анализировать раздельно, чтобы получить представительную картину.

Достаточно приближенно учитывались и эксплуатационные расходы. В [57] 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 [58].

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 необходимо 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

$$З = \sum_{i=1}^{z} (P_н + P_{a\,i}) K_i + З_{ээ}, \qquad (6.3)$$

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; $З_{ээ}$ — составляющая сумм расчетных затрат, связанная с замыкающей электроэнергией, характеризующая эксплуатационные затраты, руб/год:

$$З_{ээ} = \varphi^э \left\{ \sum_{j=1}^{x} \frac{V_j \tau_j l_j}{\eta_{э\,j}} \left(\sum_{j=1}^{x} \sum_{k=1}^{y} h_{jk} + \sum_{j=1}^{x} \sum_{m=1}^{t} \sum_{n=1}^{z} h_{jmn} \right) \right\}, \qquad (6.4)$$

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, м³/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 $Q^{пг}$ к номинальной за рабочий период $Q_н^{пг}$ (например, за год): $\mu = Q^{пг}/Q_н^{пг}$.

В этом случае, как показано в [64], 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 [56].

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:

$$З = \mu^2 \tau N_н / \eta_{дв}, \quad (6.5)$$

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

$$З = И + P_н K, \quad (6.6)$$

где K — капитальные вложения, которые применительно к газоотводящим трубам складываются из

$$K = K_т + K_{дв}, \quad (6.7)$$

а ежегодные эксплуатационные затраты из

$$И = И_э + P_а K_т + P_а' K_{дв}, \quad (6.8)$$

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

$$З = И_э + (P_н + P_а') K_{дв} + (P_а + P_н) K_т. \quad (6.9)$$

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

$$И_э = \frac{\tau \mu^2 \varphi^э N_н}{\eta_{дв}}; \quad K_{дв} = \frac{\beta K_{дв} N_н}{\eta_{дв}}, \quad (6.10)$$

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) [56]. 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:

$$З = З_{т.д} N_{эн} + (P_н + P_а) K_т, \quad (6.9а)$$

где $З_{т.д}$ — годовые издержки на 1 кВт мощности, затрачиваемой на перемещение газа, связанные с замыкающей электроэнергией, руб/(кВт·год):

$$З_{т.д} = \{\tau \mu^2 \varphi^э + (P_н + P_а') K_{дв} \beta\}. \quad (6.11)$$

Подставляя в формулу (6.9а) 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,

$$З = 10^{-3} З_{т.д} \xi \frac{V_г \Delta p}{\eta_{т.д} \eta_{дв}} + (P_н + P_а) K_т, \quad (6.12)$$

где $V_г$ — объем газов, транспортируемых через трубу, м³/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 [59], $\xi = 1$, 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 [59]. Стоимость фундамента со

Таблица 6.1. **Поправочные множители на ветровую нагрузку**

Модуль деформации E, МПа	Поправочный множитель $k_г$
Скальные грунты	0,625
25,0	0,885
20,0	0,930
15,0	1,00
10,0	1,084
5,0	1,315

Таблица 6.3. **Поправочный множитель на температуру газов**

Температура газов $T_г$, °С	Поправочный множитель k_t
100	0,90
120	0,945
140	0,9
150	1,00
160	1,015
170	1,04
200	1,095

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	

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).

Трубы второй группы могут быть как одностволыными, так и многостволыными. 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:

$$K_{тр} = K_ф + K_{об} + K_{гс} + K_{ти}. \qquad (6.16)$$

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

$$K_{об} = 1{,}3 \cdot 10^{-2} k_{ов} D_{об}^{0,65} H^{1,75}. \qquad (6.17)$$

Коэффициент $1{,}3 \cdot 10^{-2}$ взят при цене на бетон марки 300, равной 190 руб/м³. 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

$$D_{об} = \frac{D_0 + b}{\sin \frac{180}{n}} + D_0 + 2a, \qquad (6.18)$$

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):

$$K_{г.с} = P_{г.с} Ц_{г.с}. \quad (6.19)$$

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:

$$P_а = \frac{K_{нач} + K_{кр} + K_{дем} - K_л}{K_{нач} T_а}, \quad (6.20)$$

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

$$P_а = \frac{1}{T_а} + \frac{K_{кр}}{K_{нач} T_а} - \frac{K_л}{K_{нач} T_а} + \frac{K_{дем}}{K_{нач} T_а}. \quad (6.21)$$

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	$0{,}1325 + 0{,}001\frac{\delta_к}{\delta_0}$	$0{,}00662 + 0{,}005\frac{\delta_к}{\delta_0}$	$0{,}0430 + 0{,}0003\frac{\delta_к}{\delta_0}$

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 [60]. 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.

Стоимость 1 м³ кремнебетонных газоотводящих стволов с учетом металлоконструкций, закладных деталей и затрат на монтаж ствола составляет 1500 руб/м³ (на примере первой трубы такого типа — № 1 Запорожской ГРЭС) [61].

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.

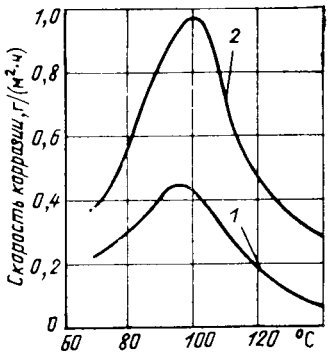


Рис. 6.1. Зависимость скорости коррозии сталей от температуры газов:
1 — низколегированная сталь 10ХНДП; *2* — углеродистая сталь марки Ст3

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:

$$З = 10^{-6} З_{т.д} \zeta V_г \left(1{,}3 \frac{\rho_г \omega_0^2}{2} - 9{,}8 \Delta\rho H \right) + P_{тр} \left(B_ф k_{тр} k_{фв} d^{0{,}45} H^{2{,}13} + B_с k'_{св} d'^{n} H^{2{,}13} \right). \quad (6.22)$$

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 $З_{т.д}$, 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 [62] 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 $V_г = 600 \div 2400$ м³/с (что соответствует подключаемой мощности 300—1200 МВт); для трехствольной трубы с цилиндрическими стволами $V_г = 1000 \div 3900$ м³/с (что соответствует мощности 600—2400 МВт); для труб с кремнебетонными подвесными многогранными газоотводящими стволами $V_г = 600 \div 3000$ м³/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/м².

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

$$H_0 = H/\sqrt{m}. \qquad (6.23)$$

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 $w = 15 \div 60$ 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 § 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); $V_г = 1800$ м³/с; $t_г = 150$ °С; $E = 150$ кг/см²; $q = 27$ кг/м². В расчеты заложены следующие стоимостные показатели: стоимость бетона 190 руб/м³ 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 м³ кремнебетонного газоотводящего ствола с учетом металлоконструкций, закладных деталей и затрат на монтаж ствола 1500 руб/м³.

Номограммы построены в логарифмических координатах и представлены на рис. 6.2—6.4 соответственно для конических железобетонных труб без вентилируемого и с вентилируемым зазо-

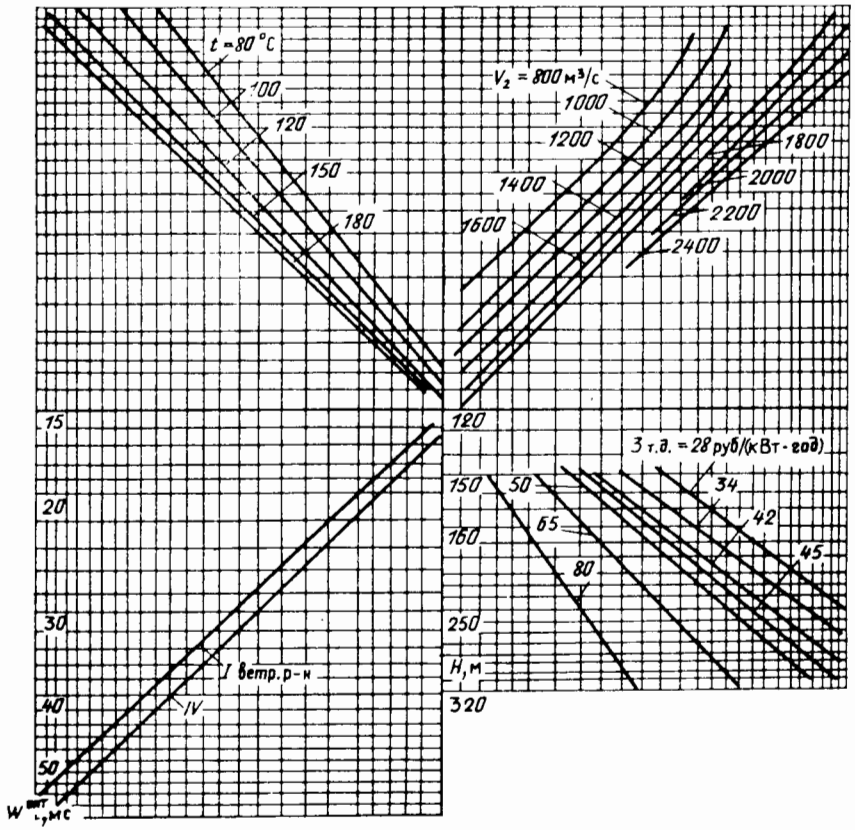


Рис. 6.2. Номограмма для определения оптимальной скорости газов в конических железобетонных газоотводящих трубах без вентилируемого зазора и с ним

ром, 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.

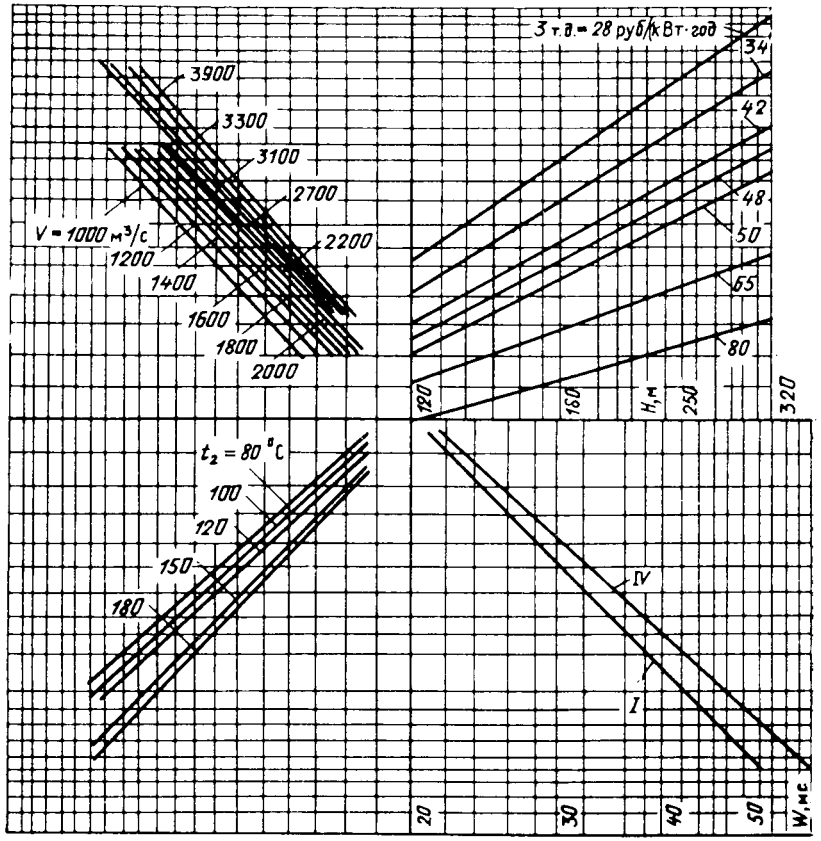


Рис. 6.3. Номограмма для трехствольных труб с металлическими стволами

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:

$$w_{опт} = AH^a Э_{т.д}^b V_г^c t_г^e q^f. \qquad (6.24)$$

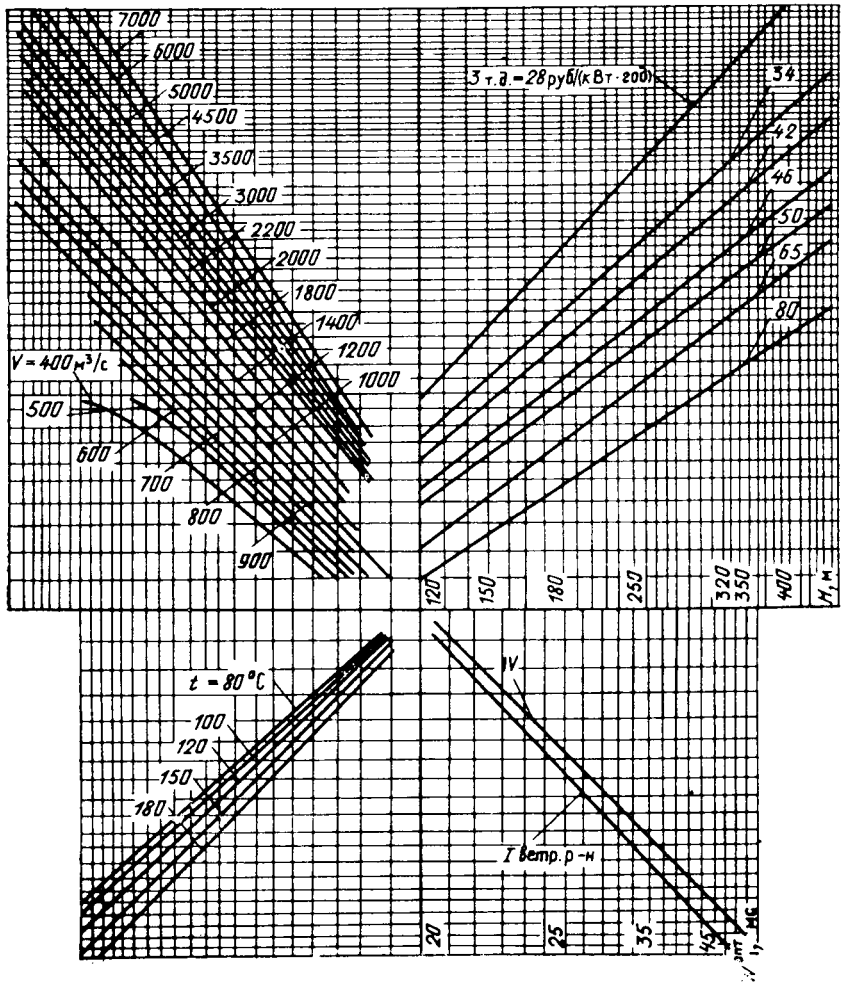


Рис. 6.4. Номограмма для определения оптимальной скорости газов в цилиндрических дымовых трубах с подвесным кремнебетонным газоотводящим стволом

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.

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

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 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

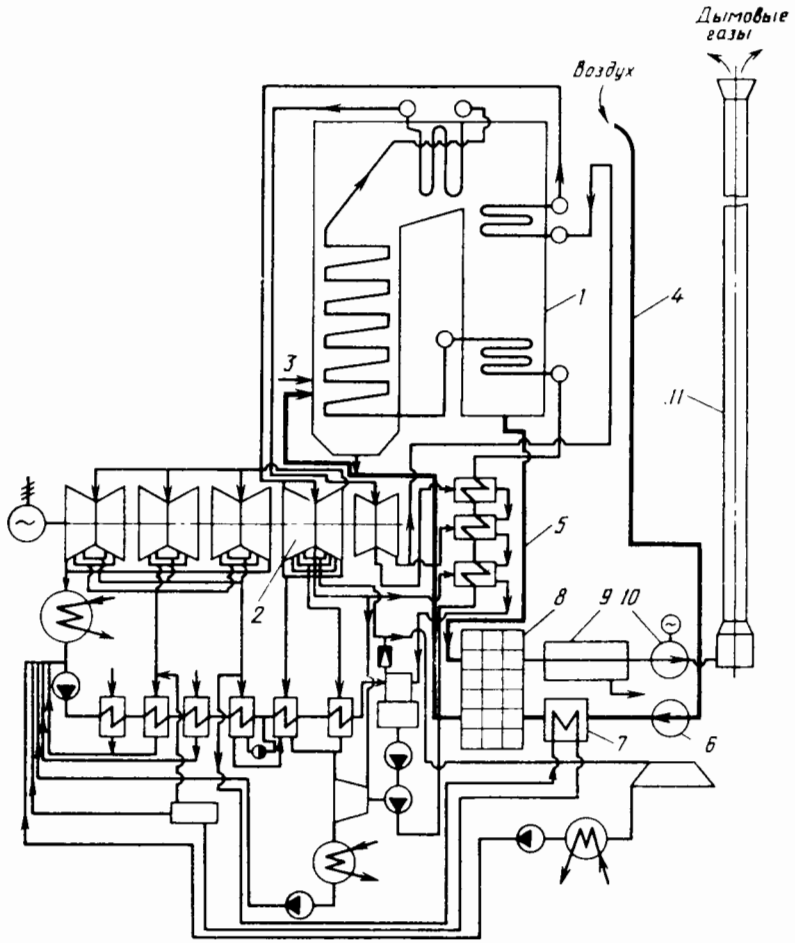


Рис. 6.5. Расчетная схема оптимизации газовоздушных трактов блочной КЭС:
1 — котел; *2* — паровая турбина; *3* — тракт подвода топлива; *4* — тракт подвода воздуха; *5* — тракт уходящих газов; *6* — турбовоздуходувка; *7* — калорифер; *8* — воздухоподогреватель; *9* — золоуловитель; *10* — дымосос; *11* — дымовая труба

также в 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

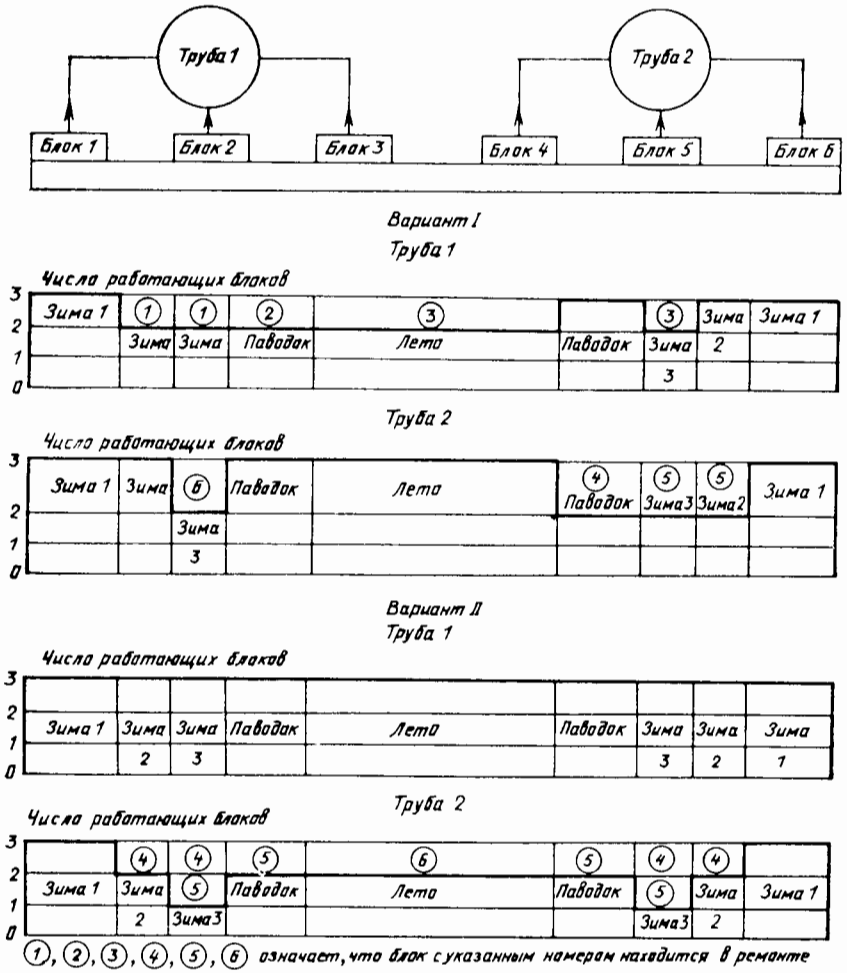


Рис. 6.6. Изменение числа работающих блоков на дымовые трубы в течение года

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 параметров элементов газовоздушных трактов ТЭС и реализован комплекс программ на ЭВМ [63].

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 [64]. 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 зависи-

мостей, 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 [65]. 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 СЕДЬМАЯ

ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ

7.1. 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 [66]

$$q = \lambda_г \frac{\partial t}{\partial n}\Big|_{n=0}. \qquad (7.1)$$

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:

$$q = \alpha(t_г - t_{ст}), \tag{7.2}$$

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 (7.1) и (7.2) следует

$$\alpha = -\lambda_г \frac{\partial t}{\partial n}\bigg|_{n=0} \Big/ (t_г - t_{ст}). \tag{7.3}$$

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:

$$\frac{\partial t}{\partial n}\bigg|_{n=0} \approx -(t_г - t_{ст})/\delta_т, \tag{7.4}$$

где $\delta_т$ — толщина теплового пограничного слоя.

Следовательно,

$$\alpha = -\lambda_г \frac{\partial t}{\partial n}\bigg|_{n=0} \Big/ (t_г - t_{ст}) = \frac{\lambda_г}{\delta_т}. \tag{7.5}$$

Уравнение (7.5) можно использовать только для качественной оценки условий теплообмена. В частности, из уравнения (7.5) 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:

$$\mathrm{Re} = \bar{w}d/\nu, \tag{7.6}$$

где $\bar{w}$ — средняя скорость газа; d — внутренний диаметр трубы; ν — коэффициент кинематической вязкости.

Если $\mathrm{Re} < 2000$, то течение является ламинарным. При $\mathrm{Re} > 2000$ поток после единичного возмущения не возвращается к ламинарному режиму течения.

Течение при $\mathrm{Re} = 2 \cdot 10^3 \div 10^4$ называют переходным. При $\mathrm{Re} > 5 \cdot 10^4$ 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 $\nu = 21{,}54 \cdot 10^{-6}$ м^2/с. Принимая для дымовой монолитной железобетонной трубы в соответствии с [67] минимальный диаметр $d = 3{,}6$ м/с, получаем, что минимальное число Re, которое может быть в устье трубы, равно $1 \cdot 10^6$. Диаметр трубы внизу в 2 раза больше, чем диаметр устья, тогда число Re для нижнего сечения трубы будет в 2 раза меньше и равно $0{,}5 \cdot 10^6$.

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 [68]. В результате для расчета среднего коэффициента теплоотдачи при турбулентном вынужденном течении, какое имеет место в газоотводящей трубе, получено уравнение

$$\mathrm{Nu} = 0{,}021\,\mathrm{Re}^{0,8}\mathrm{Pr}_г^{0,44}(\mathrm{Pr}_г/\mathrm{Pr}_c)^{0,25}\bar{\varepsilon}_l, \tag{7.7}$$

где Nu — число Нуссельта, $\mathrm{Nu} = \alpha d/\lambda_г$; $\mathrm{Pr}_г$ — 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 $l/d \geqslant 50$, то $\bar{\varepsilon}_l = 1$. Для дымовой трубы в большинстве случаев $\bar{\varepsilon}_l \approx 1{,}0 \div 1{,}05$; d — диаметр газоотводящего ствола; $\lambda_г$ — теплопроводность дымовых газов; α — коэффициент теплообмена в газоотводящем стволе путем конвекции.

За определяющую температуру в формуле (7.7) 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.

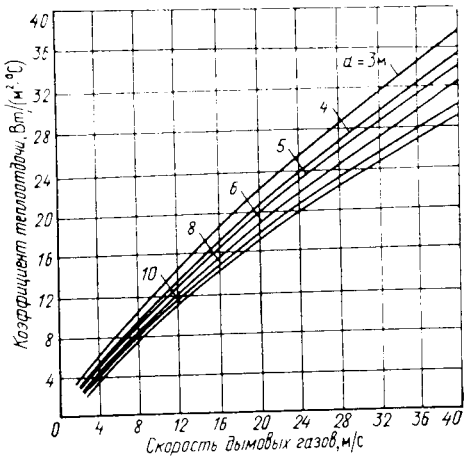


Рис. 7.1. Номограмма для определения коэффициента теплоотдачи от газов к футеровке (конвективная составляющая)

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 [69] уравнением

$$\mathrm{Nu} = 0{,}032\,\mathrm{Re}^{0,8}\mathrm{Pr}^{0,3}(\bar{\varepsilon}_l)^{0,054}. \qquad (7.8)$$

Расчеты по выражениям (7.7) и (7.8) позволяют получить численные значения коэффициента теплообмена, которые для металлических стволов приведены на номограмме рис. 7.1. Для неметаллических газоотводящих стволов коэффициент конвективного теплообмена, рассчитанный по выражению (7.8), примерно на 60 % выше получаемого по выражению (7.7).

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 (диатермичными) 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

$$Q_{\text{г.с}} = C_0\varepsilon_{\text{эф.с}}\left[\varepsilon_{\text{г}}\left(\frac{T_{\text{г}}}{100}\right)^4 - A_{\text{г}}\left(\frac{T_{\text{с}}}{100}\right)^4\right]F_{\text{с}}; \qquad (7.9)$$

здесь $Q_{\text{г.с}}$ — результирующий тепловой поток при теплообмене излучением между газом и стенкой; $T_{\text{г}}$, $T_{\text{с}}$ — абсолютные температуры газа и стенки; $\varepsilon_{\text{г}}$, $A_{\text{г}}$ — интегральные значения степени черноты и поглощательной способности газа; $\varepsilon_{\text{эф.с}}$ — эффективная степень черноты оболочки в поглощательной среде: $\varepsilon_{\text{эф.с}} = (\varepsilon_{\text{с}} + 1)/2$; $\varepsilon_{\text{с}}$ — степень черноты стенки в диатермичной среде; C_0 — коэффициент излучения абсолютно черного тела; $F_{\text{с}}$ — 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 (7.9), 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 [65] по следующим формулам:

для запыленного потока (при учете излучения золы)

$$\alpha_{\text{л}} = 4{,}9\cdot10^{-8}\,\frac{a_{\text{ф}}+1}{2}\,aT^3\,\frac{1-\left(\frac{T_{\text{ф}}}{T}\right)^4}{1-\frac{T_{\text{ф}}}{T}}, \qquad (7.10)$$

для газового потока (при отсутствии золы)

$$\alpha_{\text{л.г}} = 4{,}9\cdot10^{-8}\,\frac{a_{\text{ф}}+1}{2}\,aT^3\,\frac{1-\left(\frac{T_{\text{ф}}}{T}\right)^{3,6}}{1-\frac{T_{\text{ф}}}{T}}, \qquad (7.11)$$

где T — абсолютная температура газового потока, К; $T_{\text{ф}}$ — абсолютная температура внутренней стенки газоотводящего ствола (футеровки), К; $a_{\text{ф}}$ — степень черноты стенки газоотводящего ствола; принимается $a_{\text{ф}} = 0{,}8$; a — степень черноты потока газов при температуре газового потока, определяемая в зависимости от суммарной оптической толщины газового потока.

На рис. 7.2 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 около 100 °С доля лучистой теплоотдачи вполне соизмерима

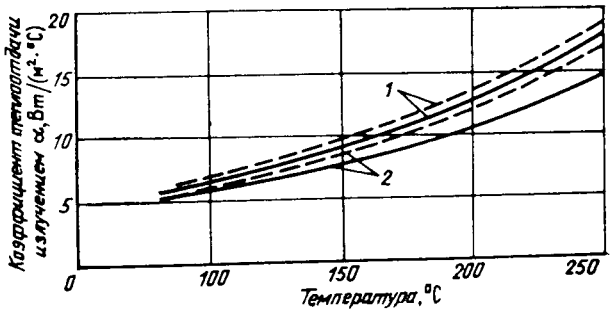


Рис. 7.2. Коэффициент теплоотдачи излучением от дымовых газов к стенке газоотводящего ствола для незапыленного (сплошная линия) и запыленного (пунктирная линия) потоков:
$1 - r_{H_2O} = 0{,}2;\ r_{RO_2} = 0{,}15;\ 2 - r_{H_2O} = 0{,}1;\ r_{RO_2} = 0{,}13$

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 не велики, 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

$$\xi = F\left(\mathrm{Gr},\ \mathrm{Pr},\ \frac{L_1}{L_0},\ \frac{L_2}{L_0}\ \ldots\right). \qquad (7.12)$$

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 $4{,}0 < \lg\left|\mathrm{Gr\,Pr}\left(\frac{L_1}{L_h}\right)^k\right| < 7{,}0$

$$\xi = 0{,}062\left|\mathrm{Gr\,Pr}\left(\frac{L_2}{L_h}\right)^k\right|^{1/3}; \qquad (7.13)$$

в интервале $7{,}0 < \lg\left|\mathrm{Gr\,Pr}\left(\frac{L_1}{L_h}\right)^k\right| < 10{,}0$

$$\xi = 0{,}22\left|\mathrm{Gr\,Pr}\left(\frac{L_1}{L_h}\right)^k\right|^{1/4}. \qquad (7.14)$$

При $\lg\left|\mathrm{Gr\,Pr}\left(\frac{L_1}{L_h}\right)^k\right| < 4{,}0$ конвекция постепенно исчезает и при $\lg\left|\mathrm{Gr\,Pr}\left(\frac{L_1}{L_h}\right)^k\right| \leqslant 3{,}0$ 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 (7.13) и (7.14) $k = 1$ для плоских слоев, а для цилиндрических слоев $k = 3$.

А. И. Леонтьевым показаны [66] следующие диапазоны изменения Gr в зависимости от режимов движения среды в вертикальных слоях:

$0 < \mathrm{Gr} < 2{,}8 \cdot 10^3$ — режим псевдотеплопроводности;

$2{,}8 \cdot 10^3 < \mathrm{Gr} < 2{,}5 \cdot 10^4$ — существует некоторый промежуточный режим, предшествующий появлению температурных пограничных слоев на вертикальных стенках, которые поддерживаются при постоянных, но различных температурах;

$2{,}5 \cdot 10^4 < \mathrm{Gr} < 3{,}3 \cdot 10^5$ — появляется режим развитой ламинарной конвекции (режим пограничного слоя);

$3{,}3 \cdot 10^5 < \mathrm{Gr} < 10^6$ — 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 $10^3 < \mathrm{Gr} < 5 \cdot 10^6$ и отношения $2{,}3 < L_h L_1 < 47$ рекомендована эмпирическая формула:

$$\mathrm{Nu} = 0{,}119\,\mathrm{Gr}^{0{,}3}\left(\frac{L_h}{L_1}\right)^{-0{,}1} \qquad (7.15)$$

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

$$\mathrm{Nu} = 0{,}029\,\mathrm{Re}^{0,8}\left(\frac{L_1}{L_h}\right)^{0,054} \qquad (7.16)$$

7.2. 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

$$Q = \frac{\pi h\,(t_{\text{г}} - t_{\text{н}})}{\dfrac{1}{\alpha_1 d_1} + \dfrac{1}{2\lambda}\ln\dfrac{d_2}{d_1} + \dfrac{1}{\alpha_2 d_2}}, \qquad (7.17)$$

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 [68], что при $d_2/d_1 \leqslant 1{,}8$ в инженерных расчетах теплопередачу через цилиндрическую стенку можно считать по формуле плоской стенки. Для дымовых труб всегда $d_2/d_1 \ll 1{,}8$, 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 [71].

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 диаметров и толщин конструкции принимаются средними [34]. 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.

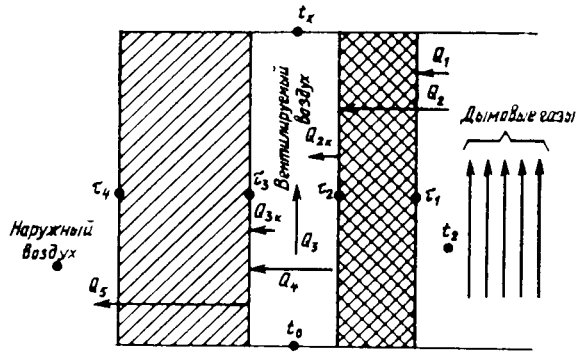


Рис. 7.3. Схема теплообмена в газоотводящей трубе

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. 7.3. 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.

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

Таблица 7.1. **Результаты расчета температурных полей на ЭВМ в зависимости от высоты расчетной зоны**

Отметка трубы, м	Температурный перепад $\Delta t_ф$, °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

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 [72] по структуре одинаковыми дифференциальными уравнениями, имеющими следующий вид

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[A_1(x, y)\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x}A_2(x, y)\frac{\partial u}{\partial y}\right] = 0. \qquad (7.18)$$

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:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} = 0. \qquad (7.19)$$

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 ортогональ-

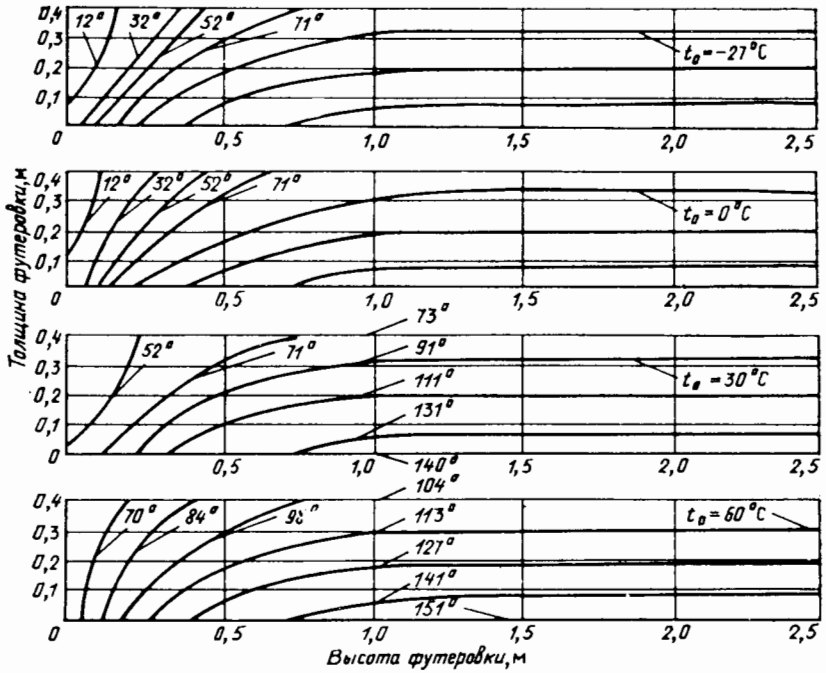


Рис. 7.4. Распределение температурных полей в нижней части футеровки с учетом влияния теплосъема через ее торец при температуре газов 170 °С, граничных условиях III рода и различной температуре входа воздуха в вентилируемый канал

ные 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 температуре газов 170 °С и различной температуре воздуха, поступающего в зазор ($t_0 = -27$; 0; 30; 60 °С) (рис. 7.4).

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

$$K = c_p - i_\Phi \delta/\lambda, \qquad (7.20)$$

где c_p — теплоемкость воздуха, кДж/(кг·°С); δ — толщина стенки, м; λ — коэффициент теплопроводности стенки, Вт/(м·°С); i_Φ — количество фильтрующего воздуха, кг/(м²·ч).

Критерий К 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 К в большинстве случаев менее 0,25, и вполне допустимо влияние фильтрации на теплообмен не учитывать.

7.3. 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 напряжения 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:

$$Q_1 = Q_{2к} + Q_4; \quad Q_{2к} = Q_3 + Q_{3к}; \quad Q_4 + Q_{3к} = Q_5$$

или в виде

$$\left.\begin{aligned} k_1 (t_г - \tau_2) F_1 &= \alpha_{2к} (\tau_2 - t_{ср}) F_1 + \alpha_{2л} (\tau_2 - \tau_3) F_1; \\ \alpha_{2к} (\tau_2 - t_{ср}) F_1 &= G_в c_p (t_x - t_0) + \alpha_{3к} (t_{ср} - \tau_3) F_2; \\ \alpha_{2л} (\tau_2 - \tau_3) F_1 &+ \alpha_{3к} (t_{ср} - \tau_3) F_2 = k_2 (\tau_3 - t_н) F_2, \end{aligned}\right\} \qquad (7.21)$$

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, м²; t_0, t_x, $t_{ср}$ — температура воздуха соответственно на входе в расчетную зону, на выходе из зоны и средняя в зоне, °С:

$$t_{ср} = \frac{t_x + t_0}{2}, \qquad (7.22)$$

$G_в$ — расход воздуха в воздушном зазоре, кг/ч:

$$G_в = 3600 \rho_в V_в, \qquad (7.23)$$

где $\rho_в$ — плотность воздуха, кг/м³, приведена в таблице (приложение П.1); $V_в$ — расход воздуха в зоне, следует определить при аэродинамическом расчете воздушного зазора, м³/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/(м²·°С).

В данном расчете принимается $\alpha_{2к} = \alpha_{3к}$; k_1, k_2 — неполные коэффициенты теплопередачи, Вт/(м²·°С):

$$k_1 = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 + \alpha_{1л}} + \sum_1^n \frac{\delta_i}{\lambda_i}}; \quad k_2 = \frac{1}{\sum_1^m \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_н}}, \tag{7.24}$$

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.2).

$\alpha_{1к}$, $\alpha_н$, $\alpha_{1л}$ — 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/(м² · °С):

$$\alpha_н = 6{,}3\,(Kv_0)^{0{,}66}, \tag{7.25}$$

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 конвективного теплообмена в стволе и воздушном зазоре используются критериальные уравнения (7.7) и (7.8).

При этом коэффициент кинематической вязкости для дымовых газов может быть определен из таблицы (прнложение П.3), а для воздуха из таблицы (приложение П.1).

Коэффициент лучистого теплообмена $\alpha_{2л}$ определяется по формуле

$$\alpha_{2л} = A_л \frac{\left(\frac{273+\tau_2}{100}\right)^4 - \left(\frac{273+\tau_3}{100}\right)^4}{\tau_2 - \tau_3}, \tag{7.26}$$

где $A_л$ — угловой коэффициент излучения.

В нашем случае

$$A_л = \frac{C_0}{\frac{1}{\varepsilon_1} + \frac{F_1}{F_2}\left(\frac{1}{\varepsilon_2} - 1\right)}. \tag{7.27}$$

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(м²×К⁴).

Решая систему уравнений теплового баланса (7.21) относительно τ_2, τ_3 и $t_{ср}$, получаем расчетные формулы

$$\tau_2 = \frac{\alpha_{2л}\,[k_1 df t_г + C(f+1)\,t_0 + k_2 dt_н] + \alpha_{2к}[k_1(d-1)t_г + k_2 t_н + Ct_0] + k_1 k_2 dt_г + k_2 Ct_0}{\alpha_{2л}\,[k_1 df + C(f+1) + k_2 d] + \alpha_{2к}\,[k_1(d-1) + k_2 + C] + k_1 k_2 d + k_2 C}; \tag{7.28}$$

$$\tau_3 = \frac{\alpha_{2к} df \tau_2 + \alpha_{2к} f\tau_2 + k_2 dt_н + Ct_0}{\alpha_{2л} df + \alpha_{2н} f + k_2 d + C};$$

$$t_{ср} = \frac{\alpha_{2к} f\tau_2 + \alpha_{2к}\tau_3 + Ct_0}{\alpha_{2н} f + \alpha_{2к} + C},$$

где

$$C = \frac{2G_в C_в}{F_2}; \quad d = \frac{C}{\alpha_{2К}} + f + 1; \quad f = \frac{F_1}{F_2}.$$

Теплотехнический расчет ведется в последовательности, начиная с нижней зоны:

а) по заданным температуре и расходу газов определяются значения Re и Pr. Из уравнения (7.7) определяется $\alpha_{1к}$;

б) в той же последовательности определяются значения $\alpha_{2к}$ и $\alpha_{1л}$.

При этом расход V, м³/с, принимается из аэродинамического расчета соответствующего режима (летнего или зимнего). Скорость воздуха в воздушном зазоре определяется по формуле

$$w = \frac{v - v_{ф\,х}}{\pi\delta_к (D_к - \delta_х)}; \tag{7.29}$$

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 (7.28) определяют τ_2 и τ_3. Проверка принятого значения $\alpha_{2л}$ производится по условию

$$\frac{\alpha_{2л} - \alpha_{2лр}}{\alpha_{2л}} 100 < 5\,\%,$$

где $\alpha_{2лр}$ определяется по уравнению (7.26).

Ниже приведен также метод расчета, использованный для составления программы на ЭВМ.

Приведя в соответствие уравнения (7.22) и (7.26) с системой уравнений (7.21), получим

$$\left.\begin{aligned} &k_1(t_г - \tau_2)F_1 = \alpha_{2к}(\tau_2 - t_{ср})F_1 + A_л\left[\left(\frac{\tau_2+273}{100}\right)^4 - \left(\frac{\tau_3+273}{100}\right)^4\right]F_1; \\ &\alpha_{2к}(\tau_2 - t_{ср})F_1 = 2G_в C_p(t_{ср} - t_0) + \alpha_{3к}(t_{ср} - \tau_3)F_2; \\ &A_л\left[\left(\frac{\tau_2+273}{100}\right)^4 - \left(\frac{\tau_3+273}{100}\right)^4\right]F_1 + \alpha_{3к}(t_{ср} - \tau_3)F_2 = k_2(\tau_3 - t_н)F_2. \end{aligned}\right\} \tag{7.30}$$

Алгебраическая нелинейная система (7.30) 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

$$\tau_1 = t_г - (t_г - \tau_2)\frac{k_1}{\alpha_1}, \qquad (7.31)$$

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

$$\tau_{ст\,i+1} = \tau_{ст\,i} - (t_г - \tau_2)\frac{\delta_i}{\lambda_i} k_1, \qquad (7.32)$$

со стороны бетона

$$\tau_{ст\,i+1} = \tau_{ст\,i} - (\tau_3 - t_н)\frac{\delta_i}{\lambda_i} k, \qquad (7.33)$$

где $\tau_{ст\,i}$ — температура на поверхности слоя, °С.

Температурные перепады соответственно на футеровке и бетоне следует определять по формулам

$$\Delta\tau_ф = (t_г - \tau_2)\frac{\delta_ф}{\lambda_ф} k_1; \qquad (7.34)$$

$$\Delta\tau_б = (\tau_3 - t_н)\frac{\delta_б}{\lambda_б} k_2, \qquad (7.35)$$

где $\Delta\tau_ф$ —температурный перепад на футеровке, °С; $\Delta\tau_б$ — температурный перепад на бетоне, °С.

После расчета всех зон определяется среднее значение $t^к_{ср}$ температуры воздуха в воздушном канале:

$$t^к_{ср} = \frac{\sum_1^n t_{ср\,i} H_i}{H}, \qquad (7.36)$$

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

$$\frac{ABS\left(t^0_{ср} - t^к_{ср}\right)}{t^0_{ср}} 100 > 10\ \%, \qquad (7.37)$$

то, приняв $t^0_{ср} = t^к_{ср}$, следует повторить весь расчет, начиная с аэродинамического расчета воздушного канала.

В неравенстве (7.37) $t^0_{ср}$ — 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. 7.1.

Расчет коэффициентов теплоотдачи $\alpha_{2к}$ и $\alpha_{3к}$ (в этом случае $\alpha_{2к} \neq \alpha_{3к}$) при числах $GrPr > 6 \cdot 10^{10}$ необходимо выполнить по критериальному уравнению:

$$Nu = 0{,}15\,(Gr\,Pr)^{1/3} \qquad (7.38)$$

при определяющей температуре $t_{ср}$, определяющем размере H (высота вставки).

Расчет коэффициентов $\alpha_{2к}$, $\alpha_{3к}$ выполняется по формулам

$$\alpha_{2к} = A_к \sqrt[3]{\tau_2 - t_{ср}}; \qquad (7.39)$$

$$\alpha_{3к} = A_к \sqrt[3]{t_{ср} - \tau_3}, \qquad (7.40)$$

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. 7.5) 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 пространстве, 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—стенка» принимается по табл. 7.2 в зависимости от скорости дымовых газов в устье трубы.

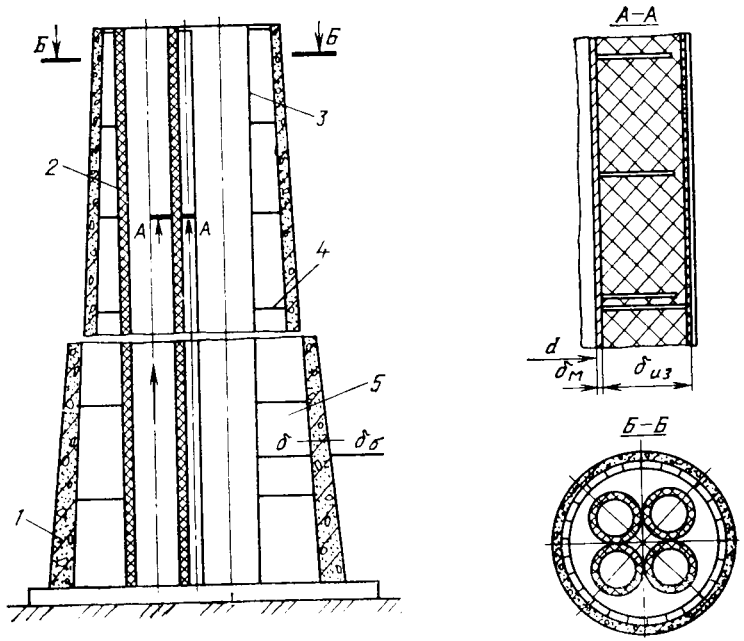


Рис. 7.5. Схема газоотводящей трубы с проходным зазором с четырьмя металлическими газоотводящими стволами

1 — железобетонная оболочка; *2* — газоотводящий ствол; *3* — теплоизоляция; *4* — промежуточная площадка; *5* — межтрубное пространство

Толщина изоляции принимается наибольшей, получаемой в результате трех расчетов.

Расчет по определению толщины теплоизоляции газоотводящих стволов из условия обеспечения $t_в = 40\,°C$ 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.

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

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

$$Q_1 = zk_1 (t_F - \tau_2) F_1, \tag{7.41}$$

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

$$d_{экв.з} = \frac{\sum_1^n H_{э\,i}}{\sum_{i=1}^n \frac{H_{э\,i}}{d_{экв.з}}}, \tag{7.42}$$

где $H_{эi}$ — высота расчетной зоны, м; $d_{экв.з}$ — эквивалентный диаметр расчетной зоны, м.

При расчете углового коэффициента $A_л$ за величину средней взаимной поверхности излучения между газоотводящими стволами и железобетонной оболочкой принимается произведение периметра контура P на высоту зоны, $F_{изл} = PH_э$, и коэффициент $A_л$ определяется по формуле

$$A_л = \frac{G_0}{\frac{1}{\varepsilon_1} + \frac{F_{изл}}{F_2}\left(\frac{1}{\varepsilon_2} - 1\right)}. \tag{7.43}$$

Тогда система уравнений будет иметь вид:

$$\left.\begin{aligned}
&zk_1 (t_г - \tau_2) F_1 = zA_к (\tau_2 - t_{ср})^{4/3} F_1 + A_л \left[\left(\frac{\tau_2 + 273}{100}\right)^4 - \left(\frac{\tau_3 + 273}{100}\right)^4\right] F_{изл};\\
&zA_к (\tau_2 - t_{ср})^{4/3} \frac{F_1}{F_2} = \frac{2Gc_p (t_{ср} - t_0)}{F_2} + A_к (t_{ср} - \tau_3)^{4/3};\\
&A_л \left[\left(\frac{\tau_2 + 273}{100}\right)^4 - \left(\frac{\tau_3 + 273}{100}\right)^4\right] \frac{F_{изл}}{F_2} + A_к (t_{ср} - \tau_3)^{4/3} = k_2 (\tau_3 - t_н).
\end{aligned}\right\} \tag{7.44}$$

Система уравнений (7.44) позволяет рассчитать температурные поля и перепады в любой точке ограждающих конструкций дымовой трубы аналогично изложенному 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:

$$Q_1^i = \alpha_1 (t_г - \tau_1) F_1. \tag{7.45}$$

Общее количество теплоты определяется суммированием индивидуальных тепловых потоков от каждого ствола

$$Q_1 = \sum_{i=1}^{z} Q_1^i. \tag{7.46}$$

Следуя принципу неразрывности теплового потока через многослойную стенку, количество теплоты Q^i_1 можно определить в отличие от выражения (7.45) по выражению через коэффициент теплопередачи:

$$Q_1^i = k_{1п} (t_г - t_{ср}) F_1, \tag{7.47}$$

где $k_{1п}$ — полный коэффициент теплопередачи от дымовых газов к воздуху вентилируемого зазора, Вт/(м²·°С):

$$k_{1п} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{г.ст}}{\lambda_{г.ст}} + \frac{\delta_{из}}{\lambda_{из}} + \frac{1}{\alpha_в}}, \tag{7.48}$$

$\alpha_в$ — эффективный коэффициент теплоотдачи от газоотводящего ствола к воздуху путем конвекции и излучения, может быть принят равным 5—7 Вт(м²·°С), нижний предел $\alpha_в$ соответствует нижним зонам, верхний — верхним зонам трубы.

Количество теплоты Q_2, переданное через железобетонную оболочку наружному воздуху, Вт:

$$Q_2 = k_{2п} (t_{ср} - t_н) F_2, \tag{7.49}$$

где $k_{2п}$ — полный коэффициент теплопередачи через железобетонную оболочку, Вт/(м²·°С):

$$k_{2п} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_в} + \frac{\delta_б}{\lambda_б} + \frac{1}{\alpha_н}}; \quad F_2 = \pi D_б H_з, \tag{7.50}$$

$D_б$ — средний диаметр железобетонной оболочки в расчетной зоне, м.

Количество теплоты, воспринимаемой воздухом от газоотводящих стволов, Вт:

$$Q_з = G_в c_в (t_x - t_0), \tag{7.51}$$

где $G_в$ — количество движущегося воздуха в вентилируемом зазоре, кг/ч.

Для нижней зоны количество воздуха определяется

$$G_в = 3600 \rho_в \omega_в F_п, \tag{7.52}$$

где $\rho_в$ — плотность воздуха при температуре t_0, кг/м³; $\omega_в$, $c_в$ — скорость, теплоемкость воздуха, м/с, кДж/(кг·°С); $F_п$ — сечение для прохода воздуха в вентилируемом зазоре, м².

Уравнение теплового баланса будет иметь вид

$$Q_1 = Q_2 + Q_з$$

или в развернутом виде

$$\sum_{i=1}^{z} Q_1^i = k_{2п} \left(\frac{t_0 + t_x}{2} - t_н \right) F_2 + G_в c_в (t_x - t_0). \tag{7.53}$$

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 $\omega_в = 0{,}1—0{,}05$ м/с) по формуле (7.52) определяется $G_в$;

в) из уравнения теплового баланса (7.53) 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

$$\frac{(\varepsilon_{вх} p + \Delta h_к + \varepsilon_{вых} p) - S}{S} 100 \leqslant 10\ \%. \tag{7.54}$$

При решении выражения (7.54) определяются площади живых сечений на входе воздуха в канал (межтрубное пространство), выходе и в зонах местных сопротивлений. Если выражение (7.54) 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 $\Delta\tau_б$:

$$\tau_3 = t_{ср} - \frac{k_{2п} (t_{ср} - t_н)}{\alpha_в}; \tag{7.55}$$

$$\tau_4 = \tau_3 - \frac{k_{2п} (t_{ср} - t_н)}{\lambda_б / \lambda_б}; \tag{7.56}$$

$$\Delta\tau_б = \tau_3 - \tau_4. \tag{7.57}$$

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

$$t_n = t_г - \frac{t_г - t_н}{R_0}\left(R_г + \sum_1^k R_к\right), \qquad (7.58)$$

где t_n — температура n-го слоя стенки.

Общее сопротивление ограждения теплопередачи, м²·°С/Вт, равно

$$R_0 = R_г + R_1 + R_2 + \ldots + R_n + R_н = R_г + R_н + \sum_1^k R_к, \qquad (7.59)$$

$$R_г = \frac{1}{\alpha_г};\quad R_н = \frac{1}{\alpha_н};\quad R_1 = \frac{\delta_1}{\lambda_1};\quad R_2 = \frac{\delta_2}{\lambda_2};\quad R_к = \frac{\delta_к}{\lambda_к},$$

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.

7.4. 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

Таблица 7.3. **Термические сопротивления воздушных зазоров трубы $R_{в.з}$, м²·°С/Вт**

Толщина зазора δ, мм	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

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 золовыми 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. $t_{нас} > t_{газ} > t_{ст}$; 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 [73]

$$\frac{\mathrm{Nu}_D}{\mathrm{Nu}_{D_1}} = \frac{1}{\pi_D} f\left(\frac{\varepsilon_г}{\pi_D}\,\frac{R_п}{R_г}\right), \qquad (7.60)$$

где $\mathrm{Nu}_D = \beta_p l/Dp$ — диффузионное число Нуссельта; Nu_{D1} — 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 $\varepsilon_г > 0{,}85 \div 0{,}90$ можно считать приближенно справедливой аналогию между тепло- и массообменом, т. е. принимать, что

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 давление водяного пара, Па·10^{-5}	0,2	0,12	0,28	0,29	0,04

$$\mathrm{Nu}_D/\mathrm{Nu}_{D_1} = 1.$$

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 [65 и 74] 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 [75] формулой

$$\ln p_н = \frac{156 + 8{,}12 t_н}{236 + t_н}. \qquad (7.61)$$

Тогда для максимального значения парциального давления получаем

$$\pi_D = 0{,}10; \quad \varepsilon_г = 0{,}71; \quad \varepsilon_г/\pi_D = 7{,}10;$$

для минимального значения

$$\pi_D = 0{,}031; \quad \varepsilon_г = 0{,}96; \quad \varepsilon_г/\varepsilon_D = 30{,}96.$$

Из приведенных вычислений имеем, что для случая максимальных значений расчет массообмена следует проводить по зависимости $\mathrm{Nu}_D/\mathrm{Nu}_{D1} = 1/\varepsilon_г$, а для случая минимальных значений справедлива полная аналогия с теплообменом $\mathrm{Nu}_D/\mathrm{Nu}_{D1} \leqslant 1$.

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 объе-

му. Количество образующегося серного ангидрида зависит от нагрузки котла, избытка воздуха в топке, содержания серы в топливе и приближенно определяется [76] формулой

$$p_{SO_3} = k_к k_т p_{SO_2} \left(\frac{Q}{V_г}\right)^l p_{O_2}^r, \qquad (7.62)$$

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 (7.62) 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

$$\mathrm{Nu} = c\,\mathrm{Re}^a\,\mathrm{Pr}^b, \qquad (7.63)$$

для массообмена

$$\mathrm{Sh} = c\mathrm{Re}^a\mathrm{Sc}^b, \qquad (7.64)$$

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 (7.64). Для определения коэффициентов диффузии, входящих в критерии Шервуда и Шмидта, используется закон концентрационной диффузии (закон Фика, устанавливающий пропорциональность потока вещества градиенту концентраций)

$$j = -D\,\frac{dc}{dy}, \qquad (7.65)$$

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 [77] 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 [78—83] приведены 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.

$$g_з = k_и C_з w, \qquad (7.66)$$

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 безразмерного 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 прини-

мается частичная аналогия, т. е. необходимо в критериальное уравнение вводить множитель $(p_т/p)$.

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

$$\beta = 0{,}032\frac{\delta}{d}\,\mathrm{Re}^{0,8}\mathrm{Sc}^{0,3}, \qquad (7.67)$$

для металлических газоотводящих стволов

$$\beta = 0{,}023\frac{\delta}{d}\,\mathrm{Re}^{0,83}\mathrm{Sc}^{0,44}, \qquad (7.68)$$

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.

Таблица 7.5. **Коэффициент диффузии паров серной кислоты в различных средах**

Среда	Коэффициент	Температура, °С			
		77	127	177	227
Продукты сгорания 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

Таблица 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

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 [84] предложены аппроксимационные, т. е. не несущие физического смысла, формулы:

для паров серной кислоты

$$M_к = \exp\left\{\frac{1}{0{,}434}\left[K_1+\left(\frac{1}{K_2+p_{в.п}}+K_3\right)\left(\frac{K_4}{K_5+T_н}+K_6\right)\right]\right\} - \exp\left\{\frac{1}{0{,}434}\left[K_1+\left(\frac{1}{K_2+p_{в.п}}+K_3\right)\left(\frac{K_4}{K_5+T_{ст}}+K_6\right)\right]\right\}, \qquad (7.69)$$

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

$$M_в = \frac{p_{в.п}-p^н_{в.п}}{p}, \qquad (7.70)$$

где $p^н_{в.п}$ — 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/(м²·ч),

$$g_к = \beta M, \qquad (7.71)$$

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 ($t_{нас} > t_{газ} > t_{ст}$)

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

Таблица 7.7. **Параметры паровоздушной смеси при 101,3 КПа**

Температура, К	Парциальное давление насыщенного водяного пара в смеси, кПа	Плотность, кг/м³	
		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

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:

$$g = g_к + g_и, \qquad (7.72)$$

где $g_и$ — поток инерционного осаждения, кг/(м²·с).

Поток $g_к$ определяется по выражению (7.71), а поток за счет инерционного осаждения капелек тумана отождествляется с определением потока за счет инерционного осаждения золовых частиц

$$g_и = k_и C w, \qquad (7.73)$$

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/м³.

Определение массовой концентрации тумана серной кислоты и воды осуществляется по формуле, получаемой из уравнения состояния идеальных газов (уравнение Менделеева):

$$C = \frac{M(p_2 - p_1) \cdot 273}{RT_г^2}, \qquad (7.74)$$

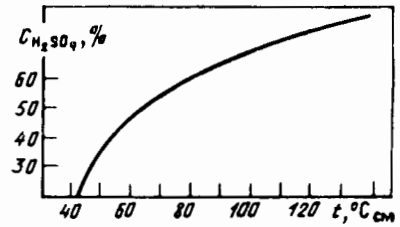


Рис. 7.6. Зависимость концентрации серной кислоты на поверхности конденсации от ее температуры

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).

Таблица 7.8. **Таблица значений давлений насыщенного пара серной кислоты при различных температурах, Па**

Температура, °С	Давление, Па	Температура, °С	Давление, Па
100	0,01162	126	0,5041
101	0,01375	127	0,5701
102	0,01625	128	0,6437
103	0,01915	129	0,7259
104	0,2254	130	0,8175
105	0,2647	131	0,9196
106	0,03099	132	1,033
107	0,03624	133	1,159
108	0,04229	134	1,298
109	0,04925	135	1,453
110	0,05731	136	1,624
111	0,06695	137	1,833
112	0,07691	138	2,020
113	0,08892	139	2,252
114	0,1026	140	2,507
115	0,1183	141	2,785
116	0,1359	142	3,090
117	0,1561	143	3,427
118	0,1788	144	3,796
119	0,2047	145	4,201
120	0,2340	146	4,643
121	0,2669	147	5,128
122	0,3040	148	5,657
123	0,3457	149	6,234
124	0,3925	150	6,864
125	0,4452		

Наряду с определением потоков конденсации в ходе теплового расчета по результатам расчета температуры поверхности газоотводящего ствола по рис. 7.6 оценивается концентрация серной кислоты, конденсируемой на внутренней стенке. Парциальные давления насыщенного пара серной кислоты при различных температурах определяются по табл. 7.8.

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.

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

СТАТИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СТВОЛА ГАЗООТВОДЯЩЕЙ ТРУБЫ

8.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Расчет ствола железобетонных газоотводящих труб на прочность проводится в соответствии с [85, 86] 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 теплотехни-

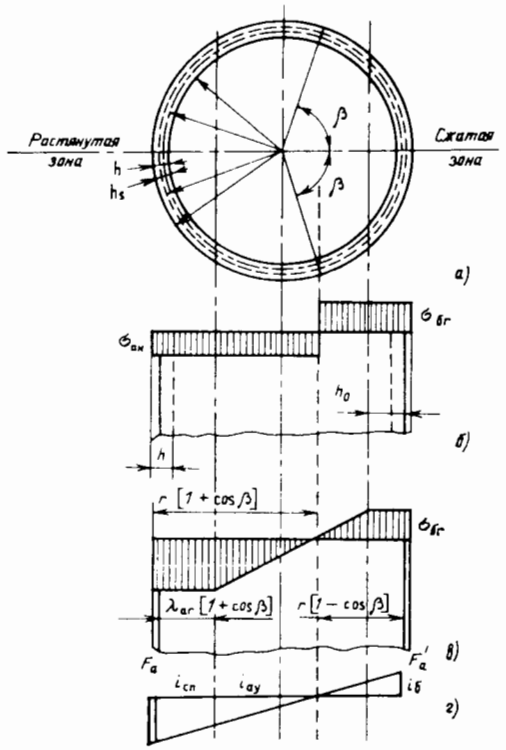


Рис. 8.1. Расчетная схема с ненапрягаемой арматурой:
а — схема горизонтального сечения; *б* — эпюра напряжений в предельном состоянии; *в* — схема деформаций сечения; *г* — расчетная эпюра напряжений

ческому расчету и расчетную ветровую нагрузку 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

$$G_а \leqslant R_{at}, \tag{8.1}$$

где

$$R_{at} = k_а \gamma_а R^н_а;$$

$$G_б \leqslant R_{пр\,t}, \tag{8.2}$$

$$R_{пр\,t} = k_{бс} m_б \gamma^n_б R^н_{пр};$$

$k_а$, $m_а$, $k_{бс}$, $m_б$ — поправочные коэффициенты, близкие к единице;

Таблица 8.1. **Расчетные сопротивления арматуры в трубах при расчете на прочность**

Вид арматуры	Расчетное сопротивление арматуры, МПа		
	растянутой $R_{a\,t}$ при расчете		сжатой $R_{a\,c}$
	ствола	фундамента	
Горячекатаная гладкого профиля из стали класса А-I	180 γ_a	210 γ_a	210
Горячекатаная периодического профиля из стали класса А-II	230 γ_a	270 γ_a	270
То же класса А-III	290 γ	340 γ_a	340
Горячекатаная периодического профиля из стали класса А-II, упрочненная вытяжкой:			
до напряжения 4500 кг/см², но при удлинении не более 5,5%	370 γ_a	—	270
до удлинения 5,5% без контроля напряжения	325 γ_a	—	270
То же класса А-III, упрочненная вытяжкой:			
до напряжения 5500 кг/см², но при удлении не более 3,5%	450 γ_a	—	340
до удлинения 3,5% без контроля напряжения	400 γ_a	—	340
Проволока круглая углеродистая холоднотянутая по ГОСТ 7348-55:			
диаметром 5 мм	950 γ_a	—	360
» 6 мм	900 γ_a	—	360
» 7 мм	840 γ_a	—	360
» 8 мм	780 γ_a	—	360

Примечание. Значения коэффициента γ_a приведены в табл. 8.3.

R_{at} и R_{npt} — расчетные сопротивления арматуры при растяжении и бетона при осевом сжатии, принимаемые соответственно по табл. 8.1 и 8.2; γ_a — коэффициент, учитывающий изменение сопротивления арматуры с изменением температуры определяется по табл. 8.3 в зависимости от температуры арматуры; $\gamma^n{}_6$ — коэффициент, учитывающий изменение сопротивления бетона при осевом сжатии с изменением температуры, определяется по табл. 8.3 в зависимости от средней температуры сечения стенки ствола; $R^н{}_a$ и $R^н{}_{пр}$ — соответственно нормативные сопротивления растянутой арматуры и бетона осевому сжатию (призменная прочность) табл. 8.4.

Таблица 8.2. **Расчетные сопротивления бетона, МПа**

Вид напряженного состояния	Обозначение расчетного сопротивления	Тип конструкции	Коэффициент	Марка бетона				
				150	200	250	300	400
Сжатие осевое (призменная прочность)	$R_{пр\,t}$	Железобетонная	γ^n_6	3,5	4,5	6,0	7,0	9,5
Сжатие при изгибе	$R_{и\,t}$	То же	γ_6	8,0	10,0	13,0	16,0	21,0
Растяжение	$R_{р\,t}$	То же	γ_6	0,58	0,72	0,88	1,05	1,25
	R_t	Бетонная	γ_6	0,52	0,64	0,79	0,95	—
		Железобетонная	—	0,80	0,10	1,22	1,45	1,75

Примечание. Значения коэффициентов γ_6 и γ^n_6 приведены табл. 8.3.

Таблица 8.3. **Значения коэффициентов γ_6, γ^n_6, γ_a, β_6**

Вид материала	Коэффициент	Температура нагрева, °С		
		20	100	200
Обычный бетон	γ_6	1	0,9	0,75
	γ^n_6	1	0,75	0,5
	β_6	1	0,85	0,65
Сталь всех классов и марок	γ_a	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) $R^н_{пр}$	11,5	14,5	18,0	21,0	28,0
Растяжение $R^н_р$	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.

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.

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].

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 однократно превышается	8	13	20	30	50

Таблица 8.6а. **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		

Нормативная ветровая нагрузка определяется по формуле

$$q^н = q_0 c \beta k d, \qquad (8.3)$$

где q_0 — нормативный скоростной напор, кг/м², определяемый по табл. 8.5. Нормативные скоростные напоры определены скоростью 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; 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).

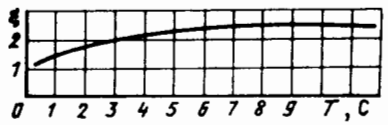


Рис. 8.2. Значения коэффициента динамичности ξ в зависимости от периода собственных колебаний трубы

Таблица 8.7. Значения коэффициента m

Высота, м	До 20	40	60	80	100—120
Коэффициент m	0,35	0,32	0,28	0,25	0,21

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 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.

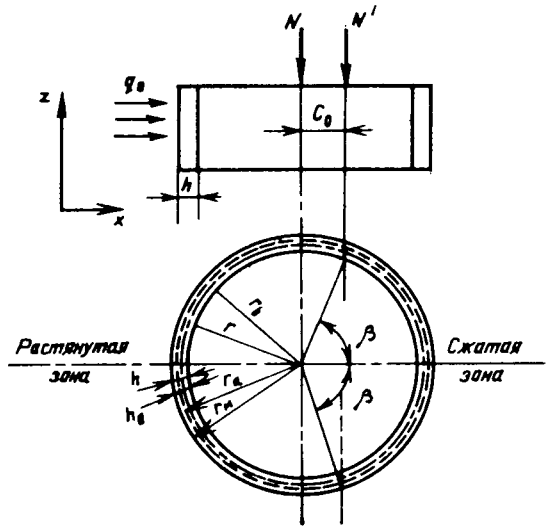


Рис. 8.3. Схема внецентренного сжатия элемента газоотводящей трубы

Рассмотрим напряжение, возникающее с наветренной и подветренной сторон трубы, предварительно приняв для упрощения расчета $r_а = r = \frac{r_{вн} + r_н}{2}$ (см. рис. 8.1), идущее в запас прочности сечения. Тогда площадь сжатой зоны бетона

$$F_{б.с} = 2rh\beta,$$

где β — половина угла, ограничивающего сжатую зону сечения (угол β выражается в радианах).

Площадь всей растянутой арматуры $F_а = \mu_1 \cdot 2rh(\pi - \beta)$, 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

$$\sigma_{а.н} = M_а / W_а, \tag{8.5}$$

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:

$$W_a = F_a (y_a + y_б) = 2r^2 h\mu_1 (\pi - \beta)\left(\frac{\sin\beta}{\pi-\beta} + \frac{\sin\beta}{\beta}\right) = 2\varphi r^2 h\mu_1 \frac{\sin\beta}{\beta}. \quad (8.7)$$

Подставляя в формулу (8.5) значения M_a и W_a, после преобразований получаем

$$\sigma_{a.н} = \frac{n_б\left(C_0 \frac{\beta}{\sin\beta} - 1\right)}{\pi\mu_1}, \quad (8.8)$$

где

$$n_б = N/2rh. \quad (8.8а)$$

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 $\sigma_{a.н}$ 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

$$\alpha_1 = \frac{1{,}5\mu_1 n}{\omega\nu_t\beta_б}. \quad (8.9)$$

В этом выражении: $\mu_1 = f_a/b_n$ (b — ширина полосы, равная 100 см); $n = E_a/E_б$ — 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 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.

Таблица 8.8. **Модули упругости арматуры E_a**

Вид арматуры	Модуль упругости арматуры, МПа
Горячекатаная из стали классов А-I, А-II	210 000
То же классов А-III и А-IV	200 000
Холоднотянутая проволока и пучок из нее	180 000

Таблица 8.9. **Модули упругости бетона при сжатии $E_{б\,t}$, МПа**

Вид бетона	Коэффициент	Марка бетона 150	Марка бетона 200
Обычный бетон на портландцементе	$\beta_б$	23 000	26 500

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, $\omega\nu_t = 0{,}4$.

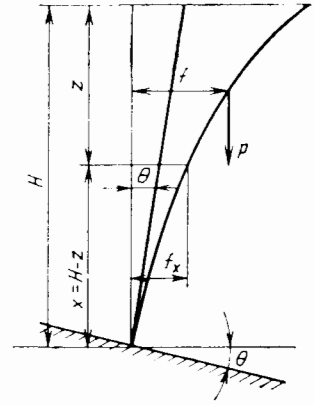


Рис. 8.4. Расчетная схема прогиба трубы от действия ветровой нагрузки с учетом крена фундамента

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

$$\alpha_1 = 23{,}8\mu_1/\beta_б. \quad (8.10)$$

Характеристика железобетонного элемента прямоугольного сечения для тех же предпосылок определяется

$$\alpha = 15{,}9\mu/\beta_б\psi_{a\,t}, \quad (8.11)$$

где $\beta_б$ принимается по табл. 8.3 в зависимости от температуры наиболее нагретой поверхности бетона; $\psi_{a\,t}$ — коэффициент, учитывающий неравномерность распределения напряжений в арматуре при температурном воздействии. $\psi_{a\,t}$ находим по графикам рис. 8.7, *а* или *б*.

$$\mu = f_a/bh_0,$$

где h_0 — расстояние от внутренней поверхности трубы до оси арматуры.

Относительный эксцентриситет C_0 приложения нормальных сил N определяется по формуле

$$C_0 = \frac{M_в + M_{доп}}{Nr} > \frac{r_я}{r}; \quad r = \frac{r_н + r_{вн}}{2}. \quad (8.12)$$

Для неослабленного сечения

$$r_я = \frac{r_н^2 + r_в^2}{4r_н}, \quad (8.12а)$$

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

$$\sigma_{б.н} = M_c / W_c, \tag{8.13}$$

где M_c — момент всех сил относительно центра тяжести растянутой зоны:

$$M_c = Nr\left(C_0 + \frac{\sin\beta}{\pi - \beta}\right), \tag{8.14}$$

где W_c — момент сопротивления сечения по сжатой зоне, равный статическому моменту площадей, приведенных к бетону, относительно центра тяжести площади растянутой арматуры:

$$W_c = \left(F_б + F'_{a.б}\right)(y_a + y_б), \tag{8.15}$$

где

$$F'_{a.б} = F_a \frac{\sigma_a}{\sigma_{вн}} = 2rh\mu_1\beta\left(n'_t\right) = 2rh\beta\alpha_1.$$

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

$$\sigma_{б.н} = \frac{n_б\left(C_0\,\dfrac{\pi - \beta}{\sin\beta} + 1\right)}{\pi\,(1 + \alpha_1)}. \tag{8.17}$$

При совместном действии нагрузок и температуры суммарное напряжение в бетоне с подветренной стороны сечения определяется по формуле

$$\sigma_б = \frac{\sigma_{б.н} + \sigma_{б\,t}}{1 + \dfrac{\sigma_{б\,t}}{\gamma^н_б R^н_{пр}}}, \tag{8.18}$$

$\gamma^н_б$ — коэффициент, учитывающий изменение сопротивления бетона при осевом сжатии с изменением температуры; $R^н_{пр}$ — нормативное сопротивление бетона осевому сжатию.

Напряжение в бетоне, вызванное воздействием температурного перепада, определяется по формуле

$$\sigma_{б\,t} = 0{,}5\,\frac{1}{\rho_t}\,h\omega\nu_t E_{б\,t}, \tag{8.19}$$

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

$$\frac{1}{\rho_t} = \frac{\alpha_{бр}t_б - m\alpha'_{бр}t'_б}{h}, \tag{8.20}$$

Таблица 8.10. **Значения коэффициентов $\alpha_{бр}$ и $\alpha_{a\,t}$**

Вид материала	Коэффициент	Температура нагрева, °С		
		20	100	200
Обычный бетон	$\alpha_{бр}$	10	10,5	11
Сталь	$\alpha_{a\,t}$	11	11,5	12

$\alpha_{бр}$, $\alpha'_{бр}$ — 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 $\omega\nu_t = 0{,}4$,

$$\sigma_{б\,t} = 0{,}2\,\frac{1}{\rho_t}\,hE_{б\,t}. \tag{8.21}$$

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 [87] по формуле, предложенной проф. В. И. Мурашевым:

$$\frac{1}{\rho} = \frac{M_a}{B_a}, \tag{8.22}$$

где M_a — момент сил относительно центра тяжести площади сжатой зоны:

$$M_a = Nr\left(C_0 - \frac{\sin\beta}{\beta}\right), \tag{8.23}$$

B_a — средняя жесткость сечения после появления трещин, выраженная по растянутой зоне:

$$B_a = E'_{a.c} W_a\,(h_0 - x). \tag{8.24}$$

$E'_{a.c}$ — 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):

$$(h_0 - x) = r\,(1 + \cos\beta). \tag{8.25}$$

Подставляя значение B_a в уравнение (8.22) и имея в виду, что $M_a/W_a = \sigma_{a.н}$, получаем

$$\frac{1}{\rho} = \frac{\sigma_{a.н}}{0{,}6E_a r\,(1 + \cos\beta)}. \tag{8.26}$$

(В предельном состоянии, для которого определяется кривизна, можно принять $\psi_a = 1$ и $E_{a.c} = 0{,}6\ E_a$.)

Поскольку опытные значения кривизны внецентренно сжатых элементов больше теоретических значений, значения, получаемые по формуле (8.26), увеличены на 20 %. В этом случае

$$\frac{1}{\rho} = \frac{\sigma_{a.н}}{0{,}5E_a r\,(1 + \cos\beta)}. \tag{8.27}$$

С учетом напряжений от нормальных сил, возникающих в бетоне, выражение для определения кривизны трубы можно записать в виде

$$\frac{1}{\rho} = \frac{\sigma_{a.н} + \dfrac{\alpha_1}{\mu_1}\sigma_{б.н}}{0{,}6E_a r\left(1 + \dfrac{\sin\beta}{\pi - \beta}\right)}. \tag{8.27а}$$

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

$$f = x^2 2\rho, \tag{8.28}$$

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

$$M'_{доп} = \int_{H-z}^{H} P\,(f - f_x)\,dx, \tag{8.29}$$

где $f - f_x$ — приращение прогиба; P — вес 1 м трубы на участке z.

При $x = H - z$

$$f_x = \frac{(H-z)^2}{2\rho}. \tag{8.30}$$

Подставив значение f_x в формулу (8.29) и произведя интегрирование и преобразования, получим

$$M'_{доп} = \frac{Pz}{6\rho}\,(3Hz - 2z^2). \tag{8.31}$$

Входящее в формулу произведение Pz — вес участка трубы с футеровкой над расчетным сечением, т. е. нормальная сила в расчетном сечении. Обозначив $Pz = N$, получим

$$M'_{доп} = \frac{Nz^2}{6\rho}\left(\frac{3H}{z} - 2\right), \tag{8.32}$$

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

$$\frac{1}{\rho_1} = \frac{M'_{доп}}{B_a}. \tag{8.33}$$

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 $B_a \dfrac{1}{\rho} = M_в + M'_{доп}$, получим

$$\frac{1}{\rho} = \frac{M'_{доп}}{(M_в + M'_{доп})\,\rho}. \tag{8.34}$$

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

$$M'_{доп} = kM_в, \tag{8.35}$$

тогда

$$\frac{1}{\rho_1} = \frac{kM_в}{(M_в + kM_в)\,\rho} = \frac{k}{\rho\,(1+k)}. \tag{8.36}$$

По аналогии с выводом формулы для

$$f_1 = \frac{x^2}{2\rho_1} = \frac{(H-z)^2}{2\rho_1}$$

$$\Delta M'_{доп} = \frac{Nz^2}{6\rho_1}\left(\frac{3H}{z} - 2\right).$$

Подставив значение $1/\rho_1$ (8.36) в выражение для $\Delta M_{доп}$, получим

$$\Delta M'_{доп} = \frac{Nz^2 k}{6\rho\,(1+k)}\left(\frac{3H}{z} - 2\right) = M'_{доп}\,\frac{k}{1+k}. \tag{8.37}$$

Окончательно будем иметь

$$\Delta M'_{доп} = M'_{доп} + \Delta M'_{доп} = M'_{доп}\left(1 + \frac{k}{1+k}\right); \tag{8.38}$$

или

$$M_{доп} = \frac{Nz^2}{6\rho}\left(\frac{3H}{z} - 2\right)\left(\frac{1+2k}{1+k}\right), \tag{8.38а}$$

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, названного прогибом трубы:

$$M_{\text{доп}} = \frac{Nz^2}{5\rho}\left(\frac{3H}{z} - 2\right). \qquad (8.39)$$

Дополнительные моменты в трубе могут возникнуть не только из-за прогиба трубы от действия ветровой нагрузки, но также от крена фундамента и определяются величиной $\operatorname{tg}\theta$, 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

$$M'_{\text{доп}} = \int_{H-z}^{H} p\,(f - f_x)\,dp, \qquad (8.41)$$

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

$$M'_{\text{доп}} = \frac{Nz^2}{6\rho}\left(\frac{3H}{z} - 2 + \frac{3\rho\operatorname{tg}\theta}{z}\right). \qquad (8.42)$$

С учетом дополнительного прогиба трубы, вызванного действием $M'_{\text{доп}}$, получим выражение для определения значения суммарного дополнительного момента $M_{\text{доп}}$:

$$M_{\text{доп}} = \frac{Nz^2}{5\rho}\left(\frac{3H}{z} - 2 + \frac{2{,}5\rho\operatorname{tg}\theta}{z}\right). \qquad (8.43)$$

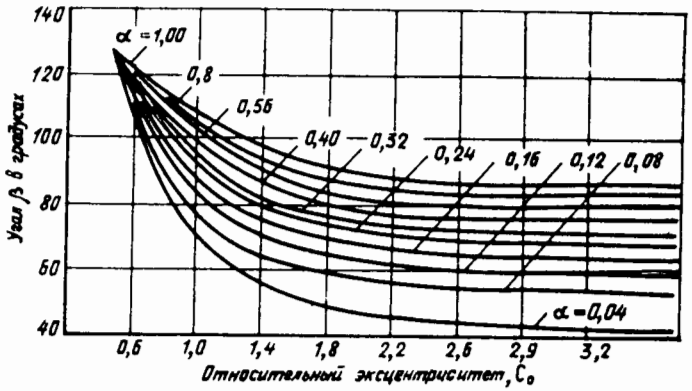
Определение напряжений в арматуре от воздействия ветровой нагрузки и массы ствола

Зная основные характеристики и расчетные выражения, можно определить напряжения в арматуре в сечении с трещиной, вызванные внешними нагрузками $\sigma_{а.н}$.

Эти напряжения определяются, как отмечалось, методом последовательных приближений в следующей последовательности.

1. Задаваясь содержанием продольной арматуры $f_а$ 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 $\beta_б$ и $\nu''_б$ (см. табл. 8.3). Значение коэффициента $\beta_б$ находим также и в зависимости от температуры внутренней поверхности бетона трубы.



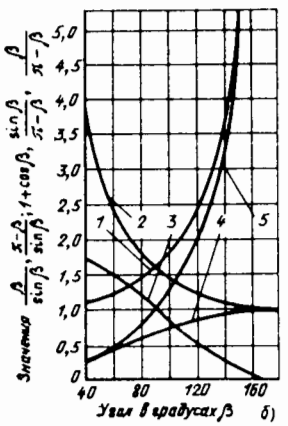


Рис. 8.5. Значение угла β для кольцевых внецентренно сжатых труб *(а)* и тригонометрических величин, встречающихся в расчетах *(б)*:
1 — значение $\beta/\sin\beta$; *2* — значения $\pi-\beta/\sin\beta$; *3* — значения $(1+\cos\beta)$; *4* — значения $\sin\beta/\pi-\beta$; *5* — значения $\beta/\pi-\beta$.

3. Определяем значение характеристики α_1 по формулам (8.9)—(8.10).

4. Задаваясь приближенным значением дополнительного момента $M_{\text{доп}}=0{,}3\ M_{\text{в}}$, определяем по формуле (8.12) величину C_0, которая должна быть больше, чем $r_я/r$, где $r_я$ 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 $\sigma_{б.н}$ по формуле (8.17), которые должны удовлетворять соответственно условиям (8.1) и (8.2).

7. Определяем значение кривизны трубы $1/\rho$ от действия расчетной ветровой нагрузки по формулам (8.27) и (8.27 а).

8. Определяем дополнительный момент $M_{\text{доп}}$, вызванный прогибом трубы и креном фундамента, по формуле (8.43).

9. Проверяем принятую при определении значений $\sigma_{а.н}$ и соответственно $1/\rho$ 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 $\sigma_{а.н}$ 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 $C_0 = r_я/r$ в зависимости от величин $\sigma^н_{а.н}$ и σ_{at} 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 $\sigma_а$ 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 напряжения от действия температурного перепада до приложения нормальной силы.

В этой стадии работы балки имеет место двузначная эпюра напряжений, и суммарное напряжение в арматуре $\sigma_а$ равно

$$\sigma_а = \sigma^н_{а.н} + \sigma_{а\,t} = \frac{E_а}{\psi_{а\,t}} \frac{h_0}{\rho t} (1 - \xi), \qquad (8.44)$$

где $\sigma^н_{а.н}$ — напряжения в арматуре от собственного веса и нормативной ветровой нагрузки, определяемые по формуле (8.8); $\sigma_{а\,t}$ — напряжения, вызванные изменением температуры; $\psi_{а\,t}$ — коэффициент, учитывающий неравномерность распределения деформаций (или напряжений) в арматуре на участках между трещинами при температурном воздействии. Значение коэффициента $\psi_{а\,t}$ находят по графикам рис. 8.7, *а* или *б* при $\sigma_{а\,t} = 1 - 0{,}5\,\xi = 1{,}5\,\sigma^н_{а.н}$; $1/\rho_t$ — температурная кривизна оси элемента, определяемая по формуле

$$\frac{1}{\rho_t} = \frac{\alpha_{б.р} t_б - m\alpha_{а\,t}\, t_а}{h_0}, \qquad (8.45)$$

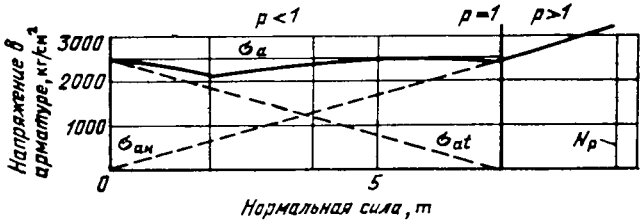


Рис. 8.6. Развитие напряжений в арматуре при совместном действии температурного момента и нормальной растягивающей силы

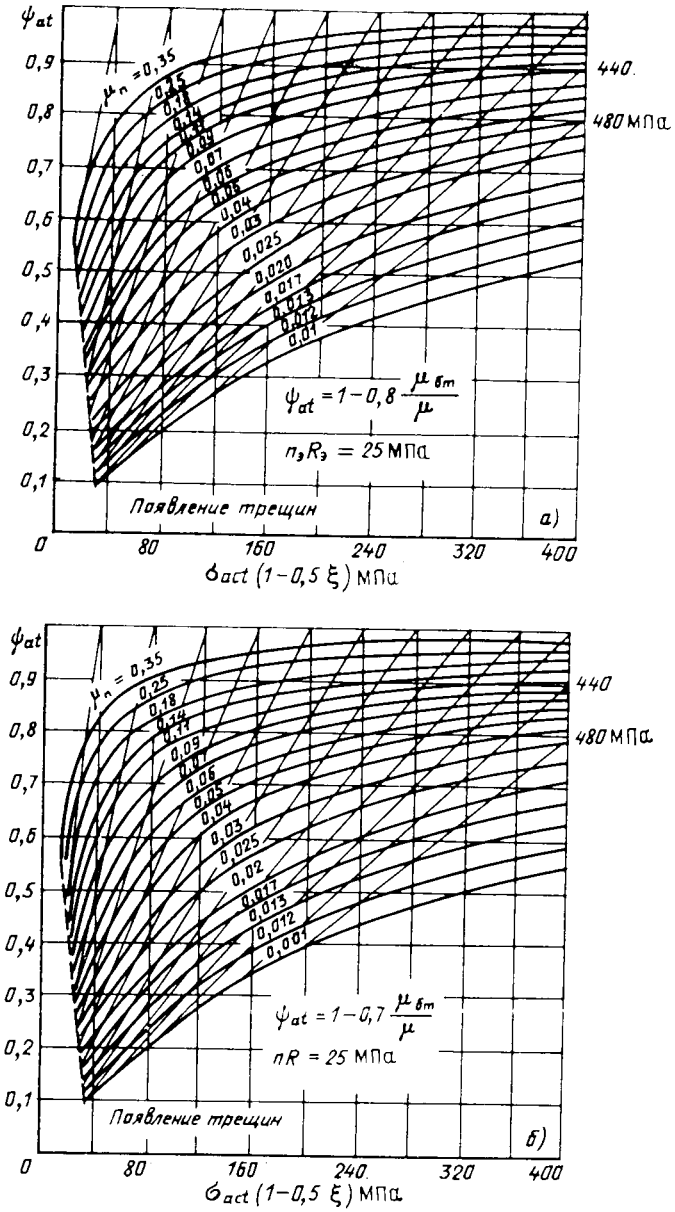


Рис. 8.7. Значения коэффициента $\psi_{а\,t}$ при арматуре периодического профиля (*а*) и при гладкой круглой арматуре (*б*)

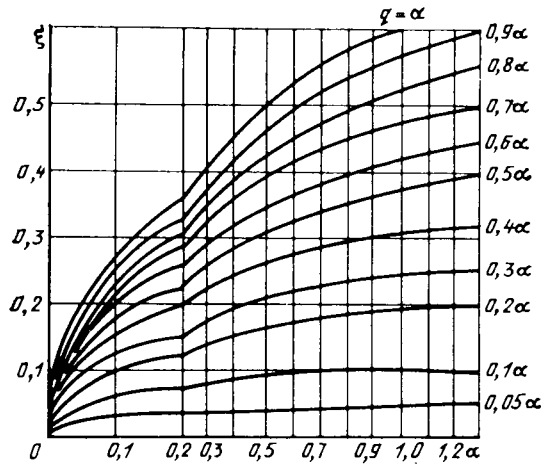


Рис. 8.8. Значения относительной высоты сжатой зоны бетона в зависимости от α и q

где $t_б$, $t_а$ — 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

$$\xi = \frac{\alpha}{2} + \sqrt{\left(\frac{\alpha}{2}\right)^2 + q}\,, \tag{8.46}$$

где

$$q = \alpha\,(1 - p).$$

Для удобства расчета на рис. 8.8 приведены графики значений ξ в зависимости от α и q.

Характеристика сечения стенки α определяется последовательным приближением по формуле

$$\alpha = \frac{\mu n}{\omega \nu_t \beta_б \psi_{at}}. \tag{8.47}$$

Подставляя для бетона $\omega\nu_t = 0{,}4$ и $n = 6{,}35$, получаем

$$\alpha = \frac{15{,}9\mu}{\beta_б \psi_{a\,t}},$$

где

$$\mu = f_a/bh_0. \tag{8.47а}$$

ψ_{at} находят по графикам рис. 8.7, *а* или *б* в зависимости от

$$\mu n \text{ и } \sigma_{a\,t}\,(1 - 0{,}5\xi).$$

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 $p \geqslant 1$ 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 $\sigma_а = 1{,}5\,\sigma^н_{а.н}$.

При $p < 1$ имеет место двузначная эпюра напряжений (левая часть графика рис. 8.6). В этом случае суммарные напряжения в арматуре $\sigma_а = \sigma^н_{at}$.

Коэффициент p определяется по формуле

$$p = \frac{1{,}5\sigma^н_{а.н}\psi_{a\,t}}{E_а \dfrac{1}{\rho_t} h_0}. \tag{8.48}$$

Значение коэффициента ψ_{at} зависит от напряжений в арматуре $\sigma^н_{а.н}$, неизвестных при определении значения p. Поэтому в качестве первого приближения предполагаем, что эти напряжения равны 1,5 $\sigma^н_{а.н}$, и значение $\psi_а$ определяем для этих напряжений. Такое предположение дает минимальное значение произведения 1,5 $\sigma^н_{а.н}\psi_{at}$. Если в результате первого приближения окажется, что $p \geqslant 1$, значит, сечение действительно однозначно растянуто и $\sigma_а = 1{,}5\ \sigma^н_{а.н}$. 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 $\sigma_{at}\,(1 - 0{,}5\,\xi) = 0{,}8\,R_{at}$.

Далее определяют значение средних напряжений в арматуре

$$\sigma_{а.с\,t} = E_а \frac{h_0}{\rho_t}\,(1 - \xi) \tag{8.49}$$

и по графикам рис. 8.7, *а* или *б* в зависимости от μn и $\sigma_{а.с\,t}\,(1 - 0{,}5\,\xi)$ 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

$$a_т = \frac{\sigma_{а.с}}{E_а}\,l_т, \tag{8.50}$$

где $l_т$ — расстояние между трещинами; $\sigma_{а.с}$ — средние напряжения в растянутой арматуре, принимаемые при расчете ширины раскрытия трещин большими из двух значений

$$\sigma_{а.с} = 1{,}5\sigma^н_{а.н}\psi_а \tag{8.51}$$

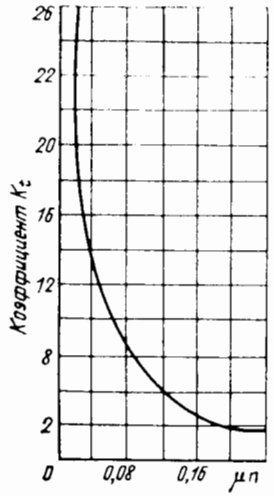


Рис. 8.9. Значения коэффициента k_t

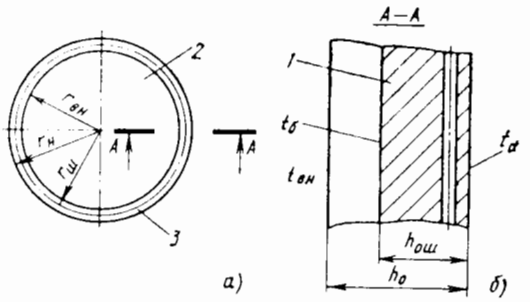


Рис. 8.10. Схема трубы с компенсационными швами:

а — горизонтальное сечение трубы; *б* — вертикальное сечение трубы по *1*—*2*; *1* — стенка ствола; *2* — компенсационный шов; *3* — граница компенсационных швов

или

$$\sigma_{a.c} = \sigma_{a.c\,t}, \tag{8.51а}$$

где $\sigma_{a.ct}$ — среднее напряжение в арматуре, определяемое по формуле (8.49); ψ_a — коэффициент, учитывающий работу растянутого бетона между трещинами.

Для труб с ненапрягаемой арматурой

$$\psi_a = 1 - 0{,}7\,\frac{0{,}53R^н_р}{\sigma^н_{a.н}\mu}, \tag{8.52}$$

где $R^н_р$ — нормативное сопротивление бетона растяжению (находится по табл. 8.4);

$$\mu = f_a/bh_0.$$

Для центрально растянутых элементов, выполняемых без предварительного напряжения, при кратковременном действии нагрузки рекомендуется формула

$$\psi_a = 1 - 0{,}7\,\frac{N_{бт}}{N}. \tag{8.52а}$$

Подставляя в эту формулу значения

$$N_{бт} = 0{,}8FR^н_р \quad \text{и} \quad N = 1{,}5\sigma^н_{ан}F_a = 1{,}5\sigma^н_{ан}\mu F,$$

получаем

$$\psi_a = 1 - 0{,}7\,\frac{0{,}53R^н_р}{\sigma^н_{ан}\mu}.$$

Если отношение $0{,}53\,R^н_р/\sigma^н_{ан}\mu$ составляет более 1, то следует принимать его в формуле (8.52) равным 1.

Расстояние между трещинами $l_т$ определим при $\sigma_{a.c}$, находимом по формуле (8.51):

$$l_т = \frac{u}{\mu_1}\,r, \tag{8.53}$$

при $\sigma_{a.c}$, принимаемом по формуле (8.51а):

$$l_т = k_т\pi ur, \tag{8.53а}$$

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.

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_a 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

$$\sigma_{a\,t} = \frac{\sigma_{a.c\,t}}{\psi_{a\,t}} = \frac{E_a}{\psi_{a\,t}}\,\frac{h_0}{\rho_t}\,(1-\xi), \tag{8.54}$$

величина $1/\rho_t$ определяется по уже известной формуле:

$$1/\rho_t = \frac{\alpha_{бр}f_б - m\alpha_{a\,t}f_a}{h_0},$$

и относительная высота сжатой зоны ξ по формуле

$$\xi = -\frac{\alpha}{2} + \sqrt{\left(\frac{\alpha}{2}\right)^2 + q}, \tag{8.55}$$

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

$$\sigma_{a\,t} \leqslant R_{a\,t}.$$

Ширина раскрытия вертикальных трещин определяется по формуле

$$a_m = \frac{\sigma_{a.c}}{E_a} l_т, \qquad (8.56)$$

где $l_т = k_т n u r$, как и в случае расчета горизонтальных сечений.

ГЛАВА ДЕВЯТАЯ

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 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.

Таблица 9.1. **Изменение параметров и стоимостей газоотводящих труб при различном 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 оси 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	—	—

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.

К числу недостатков установки большого количества блоков на одну трубу относятся малые скорости газов в газоотводящем

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

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.

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 энергетических 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

Рекомендации по подключению котлов к многоствольной газоотводящей трубе даны в табл. 9.4.

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.

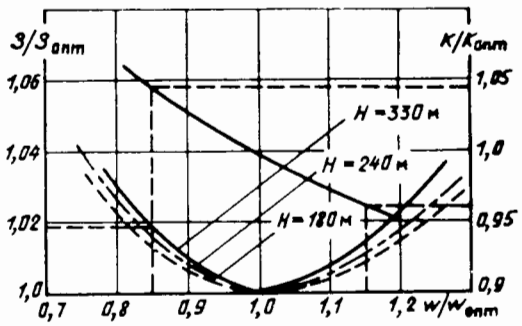
9.2. УНИФИКАЦИЯ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ

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

Рис. 9.1. Зависимость изменения расчетных затрат на трубу при отклонении скоростей газов в газоотводящих стволах от оптимального значения



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).

Из анализа графиков видно, что при отклонении скорости газов от оптимального значения на $\pm 15\,\%$ увеличение расчетных затрат $\Delta З$ не превышает 2 % и при этом стоимость трубы изменяется на $\pm 5\,\%$. 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

$$\omega/\omega_{опт} = (D_{опт}/D)^2. \qquad (9.1)$$

Отсюда вытекает, что колебания в пределах (0,85—1,15) $\omega_{опт}$ 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:

$$D_0 = 6,\ 0;\quad 7,\ 2;\quad 8,\ 4;\quad 9,\ 6;\quad 10,\ 8;\quad 12,\ 0;\quad 13,\ 8.$$

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 [37] 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.

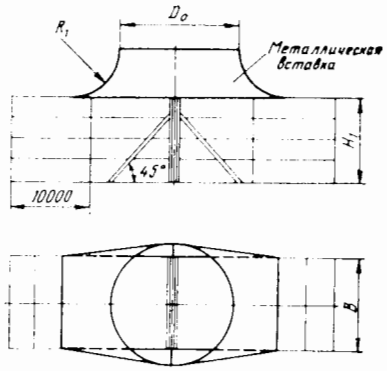


Рис. 9.2. Унифицированный цоколь из кремнебетонных панелей с металлической вставкой

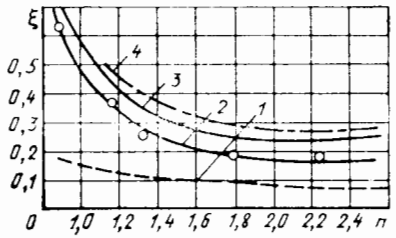


Рис. 9.3. Зависимость коэффициента сопротивления цоколя от конфузорности потока:

1 — плоский поворот на 90°; *2* — унифицированный цоколь при оптимальных параметрах (модель); *3* — то же (натура); *4* — цоколь с металлической вставкой (натура)

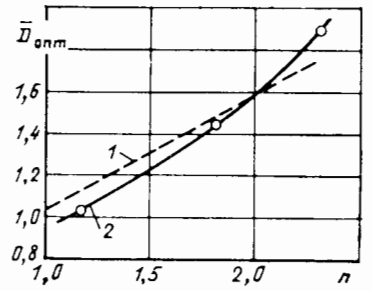


Рис. 9.4. Зависимость оптимальной величины промежуточной диффузорности потока на повороте от его конфузорности:

1 — плоский поворот на 90°; *2* — унифицированный цоколь

Как показано в [35], 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.

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 [88, 89]. 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 [90] даны рекомендации по выбору оптимальных геометрических размеров с углом поворота в пределах $45° \leqslant \alpha \leqslant 180°$, и конфузорностью $F_{вх}/F_{вых} = 1 \div 2$ в виде эмпирических выражений

$$\bar{D} = 1 + \frac{0{,}39\bar{\alpha}^2 - 0{,}13 - 0{,}01\bar{\alpha}}{\exp\left(2\sqrt[3]{\bar{\alpha}}\ R_1^{1{,}25 - 0{,}25\bar{\alpha}}\right)} + 0{,}4\left(\frac{F_1}{F_2} - 1\right)\sqrt{\frac{2}{\bar{\alpha}}}; \quad (9.3)$$

$$\xi = \frac{(1{,}5\bar{\alpha}^2 - 0{,}4\bar{\alpha}^3)\frac{F_2}{F_1}}{1 + 0{,}3R_1^{-0{,}1} + 3\sqrt[3]{\bar{\alpha}}\ \ln\left(1 + 8\sqrt{n}\ \bar{\alpha}^{1{,}5} - R_1^2\left(\frac{F_2}{F_1}\right)\right)}, \quad (9.4)$$

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

$$D = 1{,}034 + 0{,}56(n - 1); \quad (9.5)$$

$$\xi = \frac{1{,}1}{n[1{,}3 + 3\ln(1 + 8\sqrt{1/n})]}, \quad (9.6)$$

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 ξ и оптимальную промежуточную диффузорность $\bar{D}$ 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).

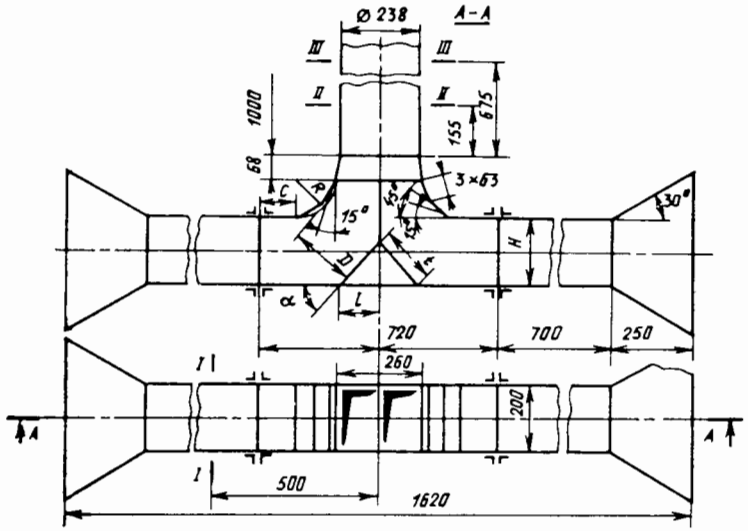


Рис. 9.5. Модель унифицированной цокольной части газоотводящей трубы

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.

Опыты велись в области автомодельности при $Re \geqslant 2{,}\div 2{,}5 \cdot 10^5$, устанавливаемой экспериментально. В нашем случае эта область наступала после $Re \geqslant 0{,}8 \div 1{,}2 \cdot 10^5$. 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 $l_{II} = 0{,}72\ D_0$; $l_{III} = 2{,}9\ D_0$ 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 $n_п = 1{,}17$.

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.

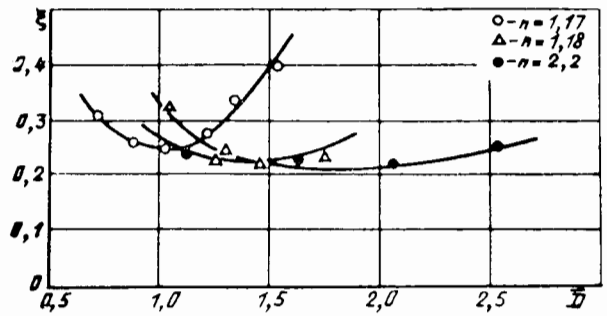


Рис. 9.6. Зависимость коэффициента сопротивления унифицированного цоколя с различной конфузорностью от промежуточной диффузорности потока на повороте

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 сопротивления 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 $h^{опт}=0{,}5\,D_0$. Таким образом, общая высота разделительной стенки от основания цоколя составит $H^{опт}_{р.ст}=H_1+R_1+0{,}5\,D_0$, 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 %.

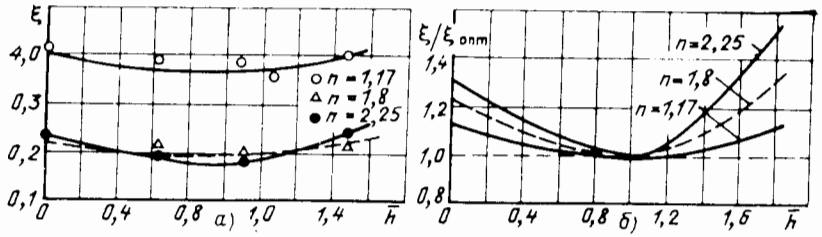


Рис. 9.7. Зависимость абсолютного (*а*) и относительного (*б*) коэффициента сопротивления цоколя от высоты разделительной стенки за поворотом при различной конфузорности n

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 $H^{опт}_{р.ст}$ (кривая *2*). Как видно из рисунка, коэффициент сопротивления цоколя существенно зависит 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 ξ 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 $n=1{,}8\div 2{,}5$ 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 газоходов, полностью выполняемый из кремнебетонных панелей. Для всех типоразмеров цоколя рекомендуются следующие геометрические соотношения: общая конфузорность цоколя, включая переход, составляет $n=\Sigma F_{вх}/F_0=1{,}6\div 2{,}2$, при этом основная конфу-

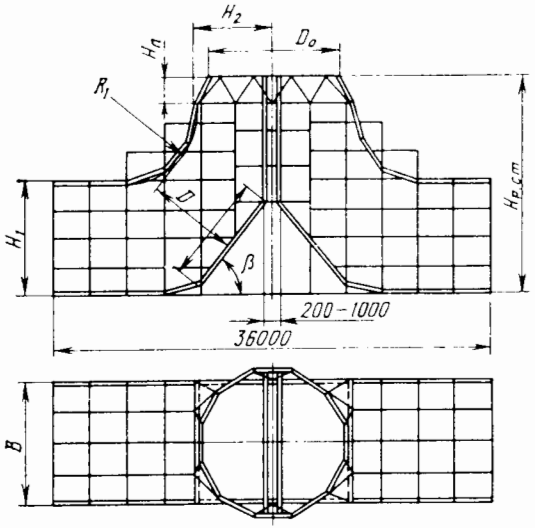


Рис. 9.8. Унифицированный цоколь с двухсторонним вводом газоходов, выполненный из кремнебетонных панелей

зорность приходится на участок поворота газоходов, а конфузорность перехода составляет $n = 1{,}05 \div 1{,}15$. Поворот потока происходит с изменением высоты газохода от H_1 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 $H_п = 0{,}5\,D_0$. 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.

ГЛАВА ДЕСЯТАЯ

ВОЗВЕДЕНИЕ, РЕКОНСТРУКЦИЯ И РЕМОНТ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ

10.1. ВОЗВЕДЕНИЕ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ

Возведение газоотводящих труб большой высоты связано с выполнением значительных объемов строительных работ и представляет собой продолжительный процесс. 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).

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) 24 32 36 (в нижней части)	9 (вверху)	
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

Шахтные подъемники состоят из опорной металлической рамы, на которой крепятся 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 расположены 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, м³/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, м³. Максимально допустимое значение $\Delta h = 0{,}3$ 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 диаметрами (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/с, максимальная — 9 м/с.

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 верх-

нем 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 вальцованных 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 шестинниточных 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; передвижные леса на кон-

дукторе; 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. 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. На ряде тепловых электростанций сооружены трубы с кремнебетонными газоотводящими стволами. 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 в [91] на основании обработки технорабочих проектов, проектов производства работ и фактических данных.

Таблица 10.2. **Технико-экономические показатели по сооружению нулевого цикла газоотводящих труб**

Высота трубы, м	Диаметр устья железобетонной оболочки, м	Объем работ: грунт, м³	Объем работ: бетон, м³	Объем работ: арматура, т	Продолжительность, мес	Трудозатраты, чел-дни	Сметная стоимость, тыс. руб.	Степень армирования, кг/м³
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

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 $V_{бет}$, м³, по нулевому циклу для труб высотой H можно определять по формулам

$$V_{гр} = 13\,500\left(\frac{H}{300}\right)^2; \qquad (10.3)$$

$$V_{бет} = 4\,300\left(\frac{H}{300}\right)^2. \qquad (10.4)$$

Степень армирования находится в пределах 70—120 кг/м³. Выражениям (10.3), (10.4) соответствуют линии *1* и *2* на

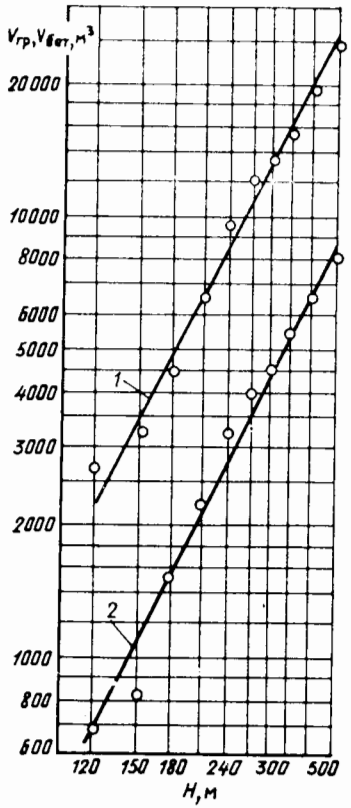


Рис. 10.1. Зависимость объема грунта (*1*) и бетона (*2*) на нулевой цикл от высоты газоотводящих труб

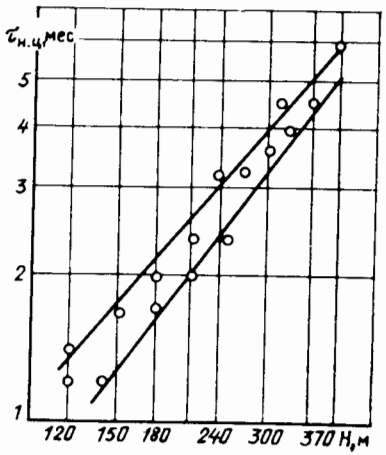


Рис. 10.2. Зависимость продолжительности нулевого цикла от высоты газоотводящих труб

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 м³/чел-дней, по бетону — 1,74 м³/чел-дня. Продолжительность работ по нулевому циклу увеличивается в соответствии с зависимостью

$$\tau_{н.ц} \approx H^n, \qquad (10.5)$$

где $n = 1{,}1 \div 1{,}3$ — 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

Таблица 10.3. **Технико-экономические показатели по возведению железобетонных ствола или оболочки газоотводящих труб**

Высота трубы, м	Диаметр устья железобетонной оболочки, м	Объем работ: бетон, м³	арматура, т	футеровка, м³	Продолжительность, мес.	Трудозатраты, чел-дни	Сметная стоимость, тыс. руб.
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	1556
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.

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/м²; $q_1 = 27$ кг/м² — 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 м³/чел-дней для труб высотой 120 м до 0,6 м³/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 $\Delta_б$, м³/чел-дни, указанных типов труб может быть определена по выражению

$$\Delta_б = 0{,}46 \left(\frac{H}{240}\right)^{0{,}5}. \qquad (10.7)$$

Для газоотводящих труб с кирпичной футеровкой удельная выработка по бетону ниже и приближенно может быть найдена по выражению

$$\Delta_б = 0{,}40 \left(\frac{H}{240}\right)^{0{,}5}. \qquad (10.8)$$

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.

10.3. РЕКОНСТРУКЦИЯ И РЕМОНТ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ

Реконструкция газоотводящих труб предполагает переустройство последних с целью улучшения и усовершенствования отдельных их характеристик. Ремонт газоотводящей трубы производится для поддержания или восстановления несущей способности и

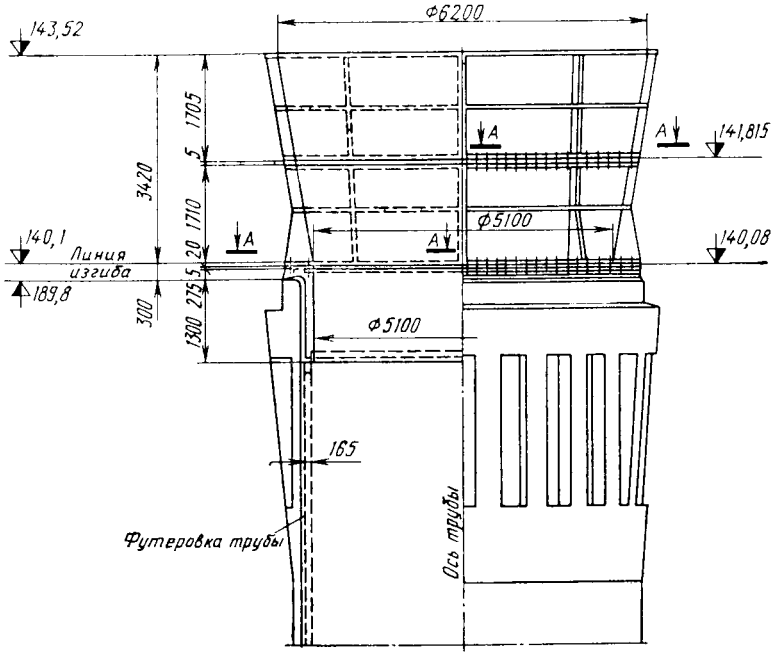


Рис. 10.3. Диффузор газоотводящей трубы Орской ТЭЦ

эксплуатационных качеств трубы и отдельных ее элементов. Необходимость реконструкции может появиться при существенном изменении режимов работы оборудования, подключенного к трубе, при увеличении нагрузки на трубу в результате присоединения 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.

Например, 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 м³/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. 10.3). 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.

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.

Реконструкция и ремонт дымовой трубы при стоимости работ до 30 % стоимости газоотводящей трубы может финансироваться по статье капитального ремонта, в объеме более 30 % — только за счет средств на капитальное строительство.

Ремонт газоотводящих труб организуется по оценке их технического состояния, которое определяется по результатам обследований, выполняемых с периодичностью и в объеме, установленным научно-технической документацией. Газоотводящие трубы должны подвергаться наружному осмотру 1 раз в 1 год (весной) и внутреннему осмотру через 5 лет после ввода, а в дальнейшем по мере необходимости, но не реже чем 1 раз в 10 лет. Геодезическая проверка отклонения труб от вертикали проводится не реже чем 1 раз в 5 лет. Цель обследований состоит в выявлении дефектов, допущенных при строительстве и появившихся в процессе их эксплуатации. Предусматриваются два вида ремонта: текущий и капитальный. Первый из них выполняется без отключения, а второй с отключением оборудования, обслуживаемого трубой.

Текущий ремонт включает работы профилактического характера и работы, направленные на защиту от разрушений и преждевременного износа. При капитальном ремонте заменяют или усиливают изношенные элементы или их отдельные части.

Ремонт газоотводящих труб может включать ремонт футеровки, железобетонного ствола, усиление железобетонного ствола железобетонными обоймами, очистку оголовков и перекладку защитного колпака, антикоррозионную защиту металлоконструкций, восстановление маркировочной окраски. 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. Если объем ремонта невелик, то используются люльки.

При аварийном состоянии футеровки, когда нет гарантии в безопасности ее разборки, футеровку разрушают. При значительном разрушении бетона ствола газоотводящей трубы, когда возникает угроза ее несущей способности, ее усиливают железобетонными обоймами, выполняемыми на отдельных участках ствола или на всю ее высоту (железобетонная рубашка). При разработке проекта обоймы проверяют несущую способность фундамента трубы на увеличение нагрузки. Обоймы устраивают с подвесных люлек.

Для подъема материалов снаружи ствола трубы монтируют шестистоечный шахтоподъемник, закрепляя его к трубе через закладные детали в ней.

Обойму начинают устраивать с установки арматуры (снизу вверх). При толщине 80 мм обойму выполняют методом торкретирования по принципу «пневмобетон». При толщине обоймы свыше 80 мм применяют метод безопалубочного бетонирования с накладыванием на установленную в пределах одного яруса вертикальную и горизонтальную арматуру стальной сетки (ячейки 5×5 мм или 10×10 мм). Бетон растворонасосом подается за проволочную сетку и укладывается слоями толщиной 200—300 мм по всему периметру трубы. Если железобетонный ствол разрушается непосредственно изнутри и глубина разрушения не превышает 50 % проектной толщины при сохранности арматуры, то ствол усиливают устройством железобетонной обоймы изнутри. При этом применяют переставную внутреннюю опалубку. Перестановку опалубки и бетонирование производят с футеровочной площадки и подвесных лесов.

Ремонтные работы по заделке трещин снаружи железобетонного ствола выполняют с подвесных лесов, расположенных по окружности, или люлек. Леса и люльки, а также приспособления для подъема материалов крепят к стяжным кольцам, устанавливаемым у головки трубы над верхней светофорной площадкой. Ремонтные работы, связанные с бетонированием трубы, выполняют с помощью ручного бетонометра при объемах до 40 м³, при больших объемах — с помощью цементопушки.

ГЛАВА ОДИННАДЦАТАЯ

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 [92] в первом приближении коэффициентом готовности

$$P = \frac{T_{\text{гот}}}{T_{\text{гот}} + T_{\text{а.р}}}, \tag{11.1}$$

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

$$q = 1 - P. \tag{11.2}$$

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:

$$(p+q)^n = p^n + np^{n-1}q + \frac{n(n-1)}{1\cdot 2}p^{n-2}q^2 + \\ + \frac{n(n-1)\ldots(n-m+1)}{1\cdot 2\ldots m}p^{n-m}q^m + \frac{n(n-1)^2}{1\cdot 2}pq^{n-2} + npq^{n-1} + q^n. \tag{11.3}$$

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 высокую эксплуатационную надежность газоотводящей трубы, является случай останова трубы № 2 на Углегорской ГРЭС. Вынужденный ремонт газоот-

водящего ствола вызвал останов трех блоков по 800 МВт каждый на 30 сут, что привело к значительному материальному ущербу

Важнейшей проблемой при решении вопроса повышения 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. Однако 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 [93]. Возникающие напряжения в результате указанных всех 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.

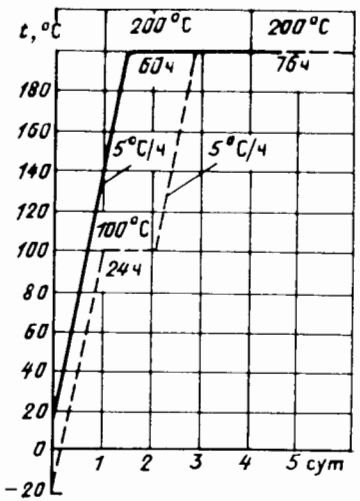


Рис. 11.1. График сушки дымовых труб с футеровкой:
——— летом; — — — — зимой

Для определения полей температуры, порового давления и влажности в общем случае необходимо решить систему дифференциальных уравнений фильтрационного переноса:

$$\left.\begin{aligned} c\rho\frac{\partial t}{\partial \tau} &= \nabla(\lambda\nabla t) + \varepsilon r\nabla(k_p\nabla p);\\ c_p\rho\frac{\partial p}{\partial \tau} &= \nabla(k_p\nabla p) - \varepsilon\nabla(k_p\nabla p);\\ \rho\frac{\partial w}{\partial \tau} &= \nabla(k_p\nabla p), \end{aligned}\right\} \qquad (11.4)$$

где k_p — 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 трубы, приступают к ее эксплуатации.

11.3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ С ПРИЖИМНОЙ 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 очередь 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 возникают 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 применяемых 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. Причем 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 $\omega_г = 5{,}22$ и 42 м/с; температура наружного воздуха соответ-

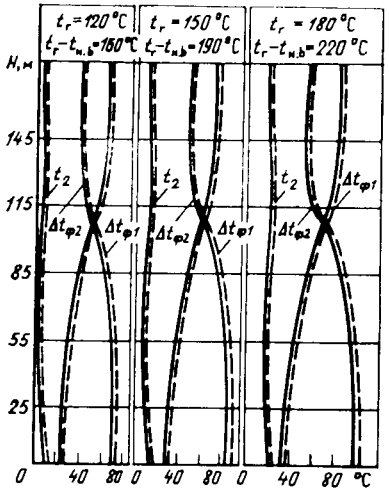


Рис. 11.2. Графики изменения отдельных параметров теплового состояния трубы по высоте при некоторых режимных и климатологических факторах:

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.

ственно $t_{н.в} = 40$, 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 $\Delta t_{ф1}$ 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).

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.

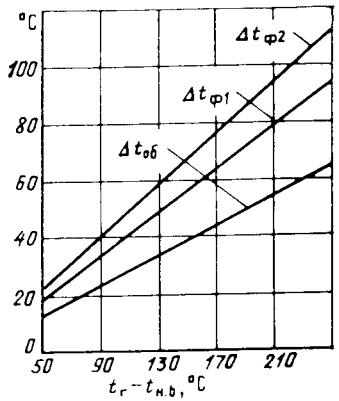


Рис. 11.3. Номограмма для определения максимальных перепадов температур в футеровке ($\Delta t_{ф1}$), теплоизоляции ($\Delta t_{ф2}$) и железобетонного ствола ($\Delta t_{об}$)

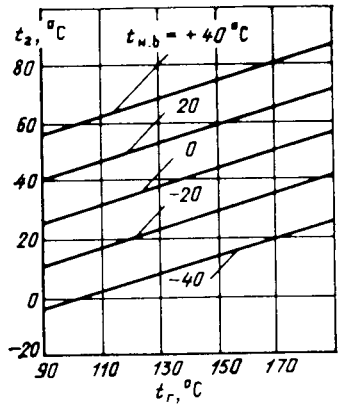


Рис. 11.4. Номограмма для определения максимальной температуры внутренней поверхности железобетонного ствола

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 °С, 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.

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 $t_{н.в} = -40$ °С можно назначать рабочую

температуру отводимых газов в трубе 130 °С вместо 120 °С, указанных в паспорте. При $t_{н.в} = -30$ °С температура газов в стволе трубы может быть принята на уровне 140 °С. 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 зрения обеспечения надежной эксплуатации трубы.

11.4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБ С ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ

Как показали обследования, выполненные ПО Союзтехэнерго, трубы с противодавлением являются наиболее надежной конструкцией из всех эксплуатируемых на ТЭС. За 20 лет их эксплуатации при различных параметрах дымовых газов и климатических условиях ни на одной из труб с противодавлением еще не проводилось ремонта.

Поэтому с учетом их высокой надежности 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.

Однако проверка ПО Союзтехэнерго уровня эксплуатации газоотводящих труб с противодавлением на 30 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 системы контрольно-измерительных приборов. Однако свыше 50 % комплектов КИП на газоотводящих трубах не смонтированы или находятся в неисправном состоянии.

На тепловых электростанциях, где имеются отступления от проектного режима эксплуатации труб с вентилируемым зазором, как правило, отсутствуют представления о назначении и роли вентилируемого зазора и противодавления в нем.

С другой стороны на тех тепловых электростанциях, где сложилось четкое мнение об эффективности и особенностях конструкции газоотводящих труб с вентилируемым зазором, оборудование вентиляционных установок содержится в хорошем техническом состоянии.

Несмотря на 20-летний безаварийный срок службы газоотводящих труб с противодавлением, следует иметь в виду, что эти конструкции по технико-экономическим соображениям рассчитаны на работу в течение 50 лет, но при условии соблюдения при эксплуатации всех требований, которые заложены на стадии проектирования.

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 создается 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 создается 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 ряде 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.

Таким образом, 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 Росстроя 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 [95, 96].

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

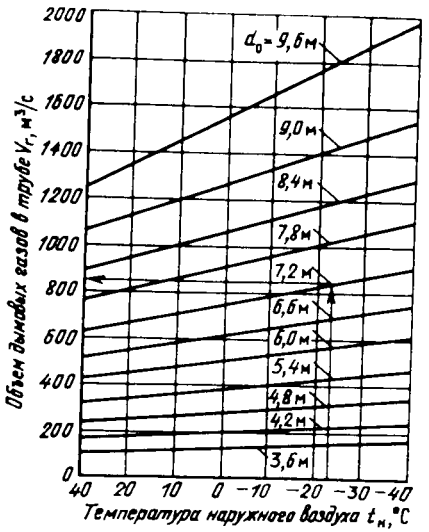


Рис. 11.5. Допустимый объем дымовых газов в трубе в зависимости от диаметра устья и температуры наружного воздуха

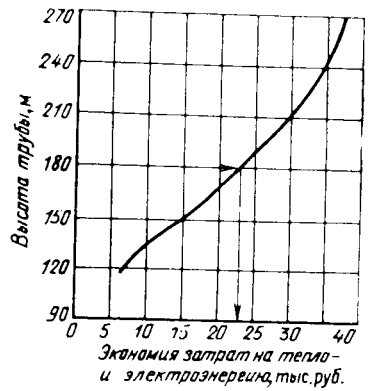


Рис. 11.7. Экономический годовой эффект при внедрении мероприятий по оптимизации режимов эксплуатации газоотводящих труб с противодавлением различной высоты

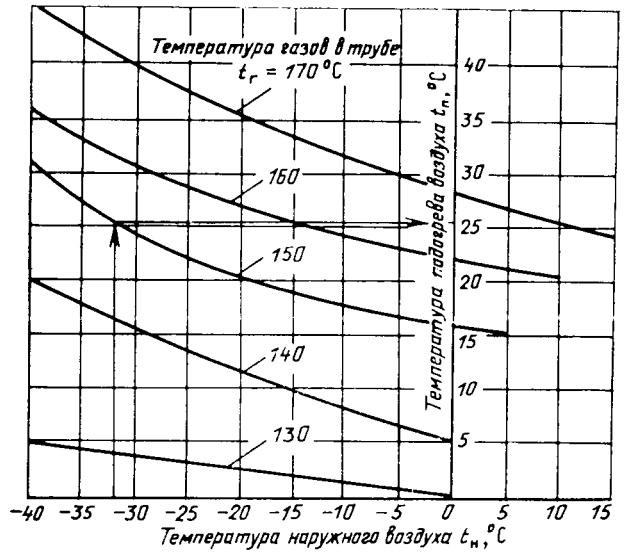


Рис. 11.6. Максимальная температура подогрева подаваемого в вентилируемый канал воздуха в зависимости от температуры газов в трубе и температуры наружного воздуха

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 нижнего 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 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 м³/с. Из графика (рис. 11.5) видим, что для указанных условий допустимая нагрузка составляет около 825 м³/с. Так как фактическая нагрузка на трубу (800 м³/с) меньше допустимой (825 м³/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.

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 собой 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, выпадение 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 торкрет-пушки 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 не часты 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 обследования, 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 $CaSO_4 \cdot 0{,}5\,H_2O$ или при более низкой температуре двуводный гипс $CaSO_4 \cdot 2\,H_2O$, 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 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.

Таблица II.1. **Химический состав**

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.

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 содер-

Таблица 11.2. **Фазовый состав зол исходных и обработанных кислотой**

Уголь	Фазовый состав золы		Прочность, $\times 10^{-5}$ 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
Кузнецкий (ТЭЦ-12)	α-кварц Муллит Гематит Кальцит	α-кварц Муллит Сульфат железа Следы ангидрида	25,5
Кузнецкий (ТЭЦ-22)	α-кварц Муллит Гематит Магнетит Кальцит	α-кварц Муллит Сульфат железа Ангидрид	22,7
Канско-ачинский (Назаровского месторождения)	α-кварц Гематит Кальцит Ангидрид CaO·FeO 1/3 (6 CaO·2 $Al_2O_3\times$ $\times Fe_2O_3$) Следы	α-кварц Ангидрид	30,6
Канско-ачинский (Ирша-Бородинского месторождения)	α-кварц Гематит Кальцит Следы C_2S, C_3A	α-кварц Ангидрид	27,5

жании $Al_2O_3 = 21—27$ % 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 [98], 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 структуры, можно предположить также действие механизма гелеобразования, вносящего вклад в прочность.

Известно [99], 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.

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/см²)	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

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 структурообразовании 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 ($CaO+MgO=3\div10$ %) 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 ($CaO+MgO=3\div10$ %) 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 коррозионно-стойкие в сравнении с золовыми отложениями сульфатного структурообразования.

Исследования [79, 81, 97] 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 иатрия — диабазовая мука — песок (1 : 0,12 : 2,06 : 2,06). На одной из поверхностей образцов в специальном стенде были сформированы золовые отложения толщиной 5, 10, 15 мм. В процессе эксперимента отложения постоянно подпитывались 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.

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)

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, кузнецкого 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 оп-

ределяется 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 давления 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/м³. 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 не пригоден. Повысить агрессивность дымовых газов можно путем временного сжигания некоторого количества сернистого мазута.

Процесс сульфатизации золы связан с конденсацией паров 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

$$w_{мин} = 0{,}1\,\frac{\bar{d}_2}{\nu_г\,Re^{1/2}}\sqrt{\frac{\rho_ч}{\rho_г}},$$

где $\bar{d}_2$ — среднеквадратичный диаметр, находимый из фракционного состава золы, м; $\nu_г$ — вязкость газов, м²/с; Re — число Рейнольдса; $\rho_ч$ — плотность золы, кг/м³; $\rho_г$ — плотность газов, кг/м³.

Верхняя граница скорости потока $w_{макс} = 2{,}25\ w_{мин}$.

Расчетная скорость осаждения золы, кг/(м²·ч), находится по уравнению

$$w_1 = 2{,}52\mu_0\,(w_г^p - w_{мин}),$$

где μ_0 — запыленность газового потока, г/м³; $w^p{}_г$ — расчетная

скорость газов, м/с, определяемая по формуле

$$w_г^p = 0{,}55\,\frac{\bar{d}_2}{\nu_г\,Re^{1/2}}\sqrt{\rho_ч/\rho_г}.$$

Скорость дымовых газов, м/с, рассчитывается по формуле

$$w_г = V_г/F,$$

где F — площадь живого сечения газоотводящего ствола, м².

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 $A \leqslant 0{,}25$, 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/м³ (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/(см²·ч), рассчитывается аналогично скорости осаждения золы, так как принято, что вся сконденсировавшаяся кислота оседает на частички золы. В этом случае

$$w_1^{H_2SO_4} = 2{,}52\mu_0^{H_2SO_4}\,(w_г^p - w_{мин}).$$

При расчете $w^p{}_г$ 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 са-

мым 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 $t_{т.р} = 130 \div 150$ °С, а пылеугольные котлы, работающие на низкосернистом угле ($t_{т.р} = 60 \div 70$ °С), перевести на высокосернистый уголь ($t_{т.р} = 120 \div 125$ °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

$$G_в = 3{,}6 G_{ух} g_{H_2O},$$

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 $6{,}5 \cdot 10^{-3}$ 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/см²).

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 [$t_в = 50 \div 70$ °С, $p = 1{,}2 \div 1{,}5$ МПа (12—15 кгс/см²)].

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 140—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 эффек-

тивность 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)

Многоствольная труба высотой 250 м с четырьмя теплоизолированными стволами сооружена на Костромской ГРЭС в 1972 г., к 1982 г. на ТЭС СССР эксплуатировалось 10 многоствольных дымовых труб высотой 150—250 м и одна труба высотой 320 м находилась в стадии завершения строительства.

При проектировании многоствольных труб учитывалась необходимость защиты их от воздействия раствора серной кислоты 75—80 %-ной концентрации, образующегося из дымовых газов высокосернистых топлив при температуре стенки 130—140 °С. Наиболее радикальным способом защиты было бы нанесение на внутренней поверхности металла коррозионно-стойких покрытий.

Однако предложенные различными научно-исследовательскими институтами покрытия, использующие свинец, эмали, органо-силикатные покрытия, оказались не стойкими к длительному воздействию дымовых газов. Был принят пассивный метод защиты — ограничение количества конденсирующейся на поверхности кислоты путем уменьшения разности температур газ—стенка до величины, обеспечивающей безремонтную работу в течение нормативного срока службы. Была выбрана «тепловая защита» многоствольных труб путем тепловой изоляции их наружной поверхности, обеспечивающая среднюю скорость коррозии около 0,1 мм/год. Исходя из нормативного срока эксплуатации (25 лет) и расчетной средней коррозии (0,1 мм/год) увеличение толщины на коррозию сверх конструкционной составляло 3 мм. Таким образом, в случае соответствия фактического уровня сернокислотной коррозии при эксплуатации МГС расчетным значениям, принятым на стадии проектирования, должна быть обеспечена и нормативная долговечность газоотводящей трубы.

Для проверки действительного состояния труб на отдельных тепловых электростанциях проведены экспериментальные обследования. Толщина стенки измерялась прибором акустического контроля типа «Кварц», позволяющим проводить измерения на работающей дымовой трубе без отключения.

При этом необходимо отметить, что организация внутренних осмотров многоствольных труб в проектах не отражена и на некоторых ТЭС решается в ходе строительства.

Например, на Ново-Стерлитамакской ТЭЦ по инициативе эксплуатационного персонала устроены смотровые люки в каждой из трех труб МГС.

На отметках пяти смотровых площадок на Лукомльской ГРЭС в стену трубы установлено несколько съемных образцов. Скорость коррозии в данном случае можно определять не только по измерению толщины коррозионного образца, но и по убыли его массы. Вышеуказанное необходимо учитывать при разработке проектов новых многоствольных газоотводящих труб для возможности систематического контроля толщины стенки труб и определения при этом фактической скорости коррозионного процесса, что является необходимым условием для оценки надежности и долговечности многоствольной трубы.

Результаты замеров средней скорости коррозии, проводившихся на отдельных ТЭС, представлены в табл. 11.5.

Исследования коррозии, а также опыт эксплуатации указывают на тот факт, что даже в том случае, когда в конструкции оголовков применялись высоколегированные стали, а «тепловая защита» не предусматривалась, скорость коррозии оголовков достигала 0,4 мм/год (труба № 1 Ново-Стерлитамакской ТЭЦ) и 1,0 мм/год (труба № 3 ТЭЦ-23 Мосэнерго). В то же время обследования оголовков, выполненных из стали ВСт3сп5, но при этом теплоизолированных, показали, что последние корродируют со средней скоростью 0,11—0,15 мм/год.

В результате интенсивной коррозии оголовок № 2 трубы № 3 $H=250$ м ТЭЦ-23 Мосэнерго за 6 лет эксплуатации получил в нескольких местах прожоги и был заменен в 1981 г. на новый из стали ЮХНДП с тепловой защитой.

В настоящее время выявлена необходимость реконструкции оголовков с устройством их тепловой защиты на многоствольных трубах ТЭЦ-23 и ТЭЦ-25 Мосэнерго, на трубе Ново-Стерлитамакской ТЭЦ и на строящейся трехствольной трубе $H=320$ м и ГРЭС-19 Ленэнерго. Вместе с тем, как следует из табл. 11.5, теплоизолированные многоствольные трубы подверглись незначительной коррозии, соответствующей в среднем расчетной величине.

В полной мере оправдали себя предложенный БелЭНИН и ВНИПИ Теплопроект пассивный метод тепловой защиты и расчетные зависимости для определения средней скорости коррозии на основе теории тепло- и массопереноса. Следует заключить, что рассчитанный на стадии проектирования нормативный срок службы труб будет обеспечен.

Для обоснованного прогнозирования выработки ресурса и окончания срока надежной эксплуатации многоствольных труб необходимо ежегодно вносить сведения об их фактическом коррозионном износе. При этом для измерения практической скорости коррозии рекомендуется использовать приборы акустического действия, а также съемные образцы.

Газоотводящие трубы с кремнебетонным газоотводящим стволом

Газоотводящие трубы с кремнебетонным газоотводящим стволом были возведены на ряде тепловых электростанций, работаю-

Таблица 11.5. Результаты замеров средней скорости коррозии МГС

Наименование ТЭС, номер и высота трубы; количество стволов; год ввода стволов в эксплуатацию	Вид топлива и номер обследованного ствола	Проектная толщина стенки, мм		Марка стали		Средняя скорость коррозии, мм/год		Примечание
		ствола	отлобка ствола	ствола	отлобка ствола	ствола	отлобка ствола	
Костромская ГРЭС; № 2, H=250 м, 4-стольная (1972 г.)	Мазут, № 1, 4	14,0—16,0	10,0	ВСт3сп5	ВСт3сп5	0,1	0,15	Отлобки стволов по периметру
ТЭЦ-23 Мосэнерго; № 3, H=250 м, 4-стольная (1975 г.)	Мазут, № 1	10,0—12,0	10,0	10ХНДП	Х18Н12т	0,18	0,77 (1,00)	Отлобки стволов не изолировали
ТЭЦ-25, Мосэнерго; № 1, H=180 м, 4-стольная (1974—1979 гг.)	Природный газ, № 2, 3	6,0—10,0	12,0	ВСт3сп5	10ХНДП	0,05	0,14 (0,2)	То же
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ; № 1, H=250 м, 3-стольная (1979 г.)	Мазут, № 2	10,0—12,0	6,0	10ХНДП	Х18Юг	0,06	0,17 (0,4)	То же

ция на высокосернистых углях и мазутах. Считается [100, 101], что железобетон 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—1,5·10^{-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 железобетона и конструкцией газоотводящего ствола.

Железобетон как всякий строительный материал обладает капиллярной системой, способной перемещать сконденсированную жидкость внутрь своего тела. Такое перемещение, если оно возможно в железобетоне, вызывает опасение за надежность конструкции дымовой трубы из-за двух причин: если железобетонная 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.

На рис. 11.8 приведены кривые кинетики впитывания и электрической проводимости для железобетонных 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 $j_m = (1{,}39 \div 1{,}54) \times 10^{-3}$ 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—4 %, что соответствует заполнению пор и капиляров 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 железобетонных 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 по высоте

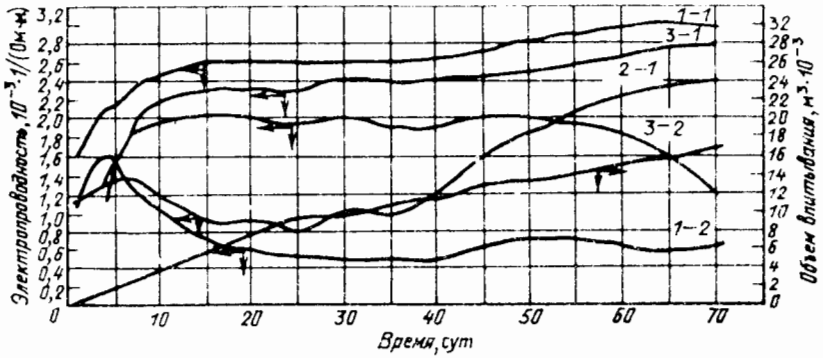


Рис. 11.8. Кинетика впитывания и электропроводности образцов из кремнебетона при контакте с водой. Здесь и далее первая цифра — номер образца, вторая — номер слоя

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.

Аналогичные эксперименты на образцах из кремнебетона проведены и в серной кислоте (30 и 70 %). Кроме замеров электропроводности и определения 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 испытания на стенде, имитирующие условия эксплуатации кремнебетонной панели с воздействием температуры и агрессивной жидкости (серной кислоты, образующейся на поверхности при конденсации ее паров), также показали, что имеет место внутри него перенос жидкости под действием капиллярных сил и термомассопроводности на всю толщину испытуемой панели (8 см).

Поэтому важно провести обследования реальных дымовых труб с кремнебетонными стволами, чтобы решить вопрос о надежности их работы. Такие обследования проведены ПО Союзтехэнерго и специально созданными комиссиями.

Натурные обследования внутренней поверхности газоотводящих стволов дымовых труб № 2 проводились на Углегорской и Запорожской ГРЭС со стороны дымовых газов. На некоторых других ТЭС обследования проводились со стороны межтрубного пространства. Установлено, что на многих панелях со стороны дымовых газов имеются оголения закладных деталей, на которых

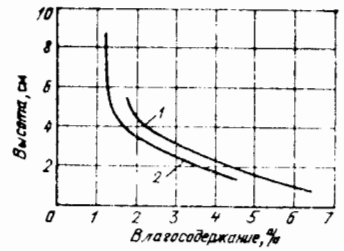


Рис. 11.9. Распределение влажности по высоте образца при испытании на дистиллированной воде:
1, 2 — образцы высотой соответственно 6 и 12 см

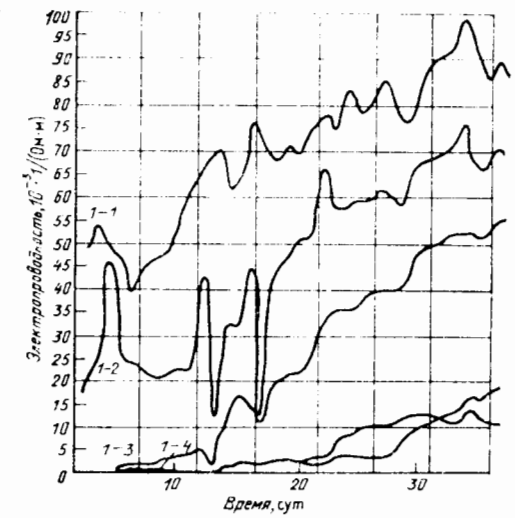


Рис. 11.10. Изменение электрической проводимости в слоях кремнебетонных образцов при контакте с серной кислотой

держатся эти панели. Металл арматуры и закладных деталей подвергается коррозии и разрушается.

Вертикальные и горизонтальные уплотнения, выполненные в виде асбестовых шнуров, обернутых во фторопластовую пленку, деформируются, разрушаются и требуют замены.

Гибкие компенсаторы, устанавливаемые по высоте ствола через каждые 50 м, служащие для восприятия температурных и иных деформаций, корродируют и разрушаются, образуя при этом кольцевые щели больших размеров, через которые непрерывно происходит подсос холодного воздуха из межтрубного пространства, как это имеет место на Ставропольской, Экибастузской, Запорожской ГРЭС и др.

Обследование показало, что газоплотность газоотводящих стволов не обеспечивается по причине разрушения вертикальных и горизонтальных уплотнений и коррозии компенсаторов, некоторые панели имеют трещины с просачиванием кислоты наружу, металлические вставки прокорродировали, имеются полностью или частично разрушенные панели на Углегорской, Молдавской, Экибастузской ГРЭС и др.

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).

Образцы кремнебетонных панелей газоотводящего ствола направлены в адрес ПО Союзтехэнерго с Углегорской ГРЭС для проведения лабораторных испытаний. Часть образцов отобрана из плит, находившихся в конструкции газоотводящего ствола, а часть из новых плит, прибывших для ремонта дымовой трубы с Кураховского кирпичного завода.

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 [102, 103], наблюдается на всю глубину кремнебетонной панели. В этом случае серная

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

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.

Одновременно возникает вероятность появления серной кислоты в межтрубном пространстве и коррозии в нем металлоконструкций. При этом, если обратиться к табл. 11.6, становится понятным, почему при обследованиях дымовых труб на кремнебетонных панелях обнаружены разрушения собственно кремнебетона.

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 [104], 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.

Отмечается также, что в отдельных случаях наблюдается низкая кислотостойкость кислотоупоров, 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.

ГЛАВА ДВЕНАДЦАТАЯ

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ НА ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБАХ ТЭС

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 газо-

ходов 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.

Обследования высотных железобетонных труб могут быть подразделены на три категории сложности, отличающиеся целями, характером и объемом работ, выполняемых в ходе обследования:

I категория сложности — проводится с целью составления заключения о состоянии внешней поверхности трубы главным образом визуальными средствами, а в случае обнаружения повреждений, внушающих опасения относительно работоспособности конструкции, принимается решение о проведении обследования II категории сложности;

II категория сложности — проводится с целью комплексных обследований, включающих в себя, кроме обследований по I категории сложности, также снятие режимных эксплуатационных параметров и лабораторные аналитические исследования. На основании этого обследования делается заключение о работоспособности трубы, необходимости ремонтных работ и т. д.;

III категория сложности — проводится с целью оценки правильности принципиально новых конструктивных решений, принятых при разработке высотных газоотводящих труб, предназначаемых для массового строительства. Данная категория обследования проводится главным образом на головных образцах новых конструкций труб, для чего в каждом конкретном случае должна составляться индивидуальная программа работ.

В общем случае комплексные обследования предусматривают проведение следующих работ:

визуальный осмотр наружной поверхности железобетонной оболочки 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 на сжатие, его поверхностной твердости, ударным методом;

отбор проб бетона размером 30×40 см на всю толщину ствола и кладки футеровки с раствором и их испытание и определение структуры бетона (относится к обследованиям II категории сложности);

составление дефектной карты и фиксация картины трещинообразования в железобетонной оболочке, футеровке и газоотводящем стволе (расположение и ширина раскрытия трещин);

замеры параметров теплоаэродинамических режимов, статических и коррозионных характеристик конструкции и материалов (относится к обследованиям II категории сложности);

составление технического акта обследований.

При аварийном состоянии футеровки или газоотводящего ствола его осмотр со стороны дымовых газов традиционным методом, с помощью подвесного приспособления, запрещается по 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 осваивается и внедряется 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.

Осмотр газоотводящей трубы производится как наружный, так и внутренний.

При наружном осмотре 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 слоя бетона, отслаивания и сколы бетона, отслоения крупного заполнителя или

рматуры от цементного камня, наличие крупнопористого бетона, места течей и отложений солей и прочие дефекты.

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 для труб с проходным зазором).

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 ширины их раскрытия, глубина разрушенного коррозией слоя, толщина зольных отложений, плотность швов.

В трубах с кирпичной футеровкой особое внимание обращается на наличие местных разрушений, сквозных отверстий и щелей, компенсационных зазоров в узлах сопряжения отдельных звеньев.

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.

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 всех трубах должен предусматривать-

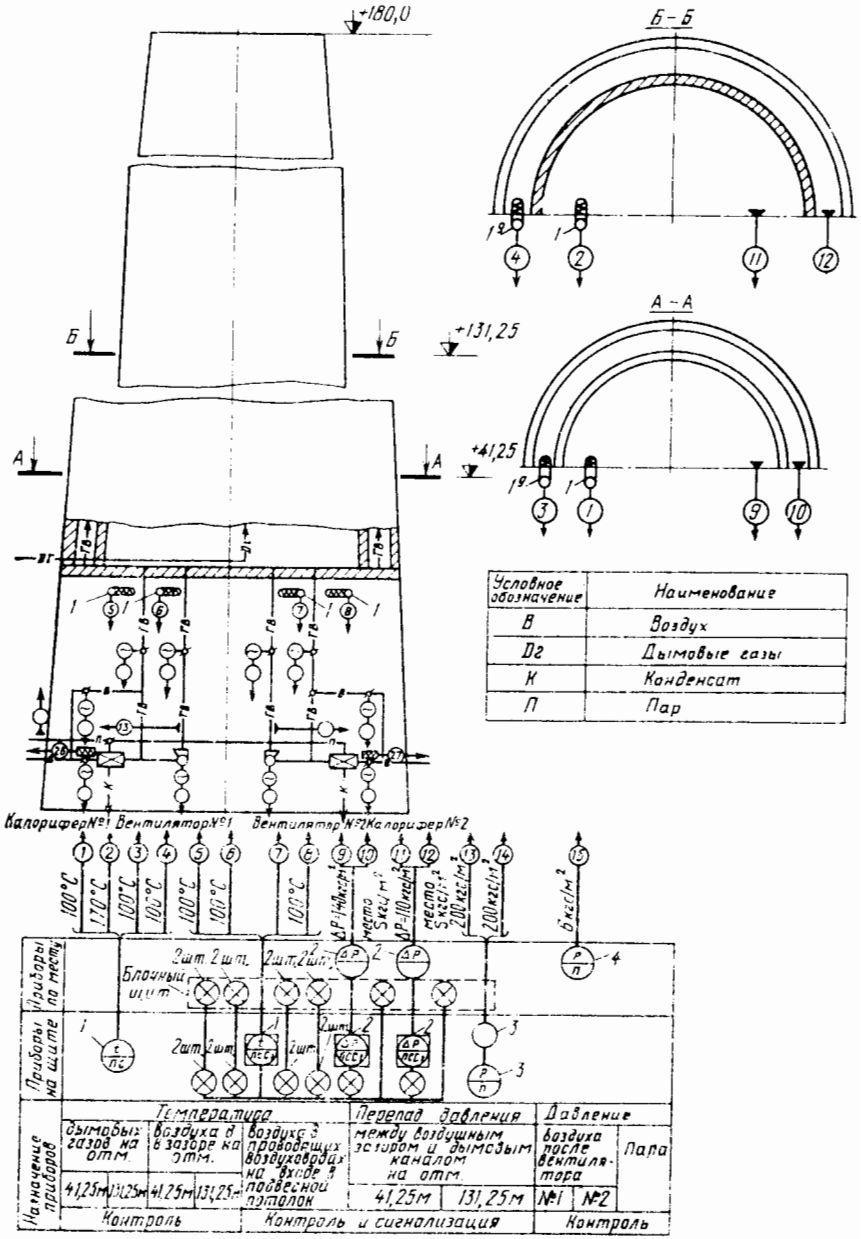


Рис. 12.1. Тепловой контроль типовой железобетонной дымовой трубы высотой 180 м:

1 — автоматический самопишущий мост; 2 — дифманометр; 3 — термометр; 4 — напоромер

ся 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) [105].

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 для 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.

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: со 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 КИП 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

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 электростанций позволяет оценить состояние сооружений во время нормальной эксплуатации.

ПО Союзтехэнерго совместно со специализированными научно-исследовательскими учреждениями (ВНИПИ Теплопроект и др.) осваивает дистанционный метод обследования дымовых труб во время эксплуатации с применением тепловизионной техники. Предполагается определять возможность ее применения для диагностики и контроля состояния дымовых труб и сооружений ТЭС, для своевременного нахождения возникающих дефектов и определения целесообразности и сроков проведения ремонтных работ, а также их объемов, что позволит значительно сократить непроизводительные потери энергетических и трудовых ресурсов

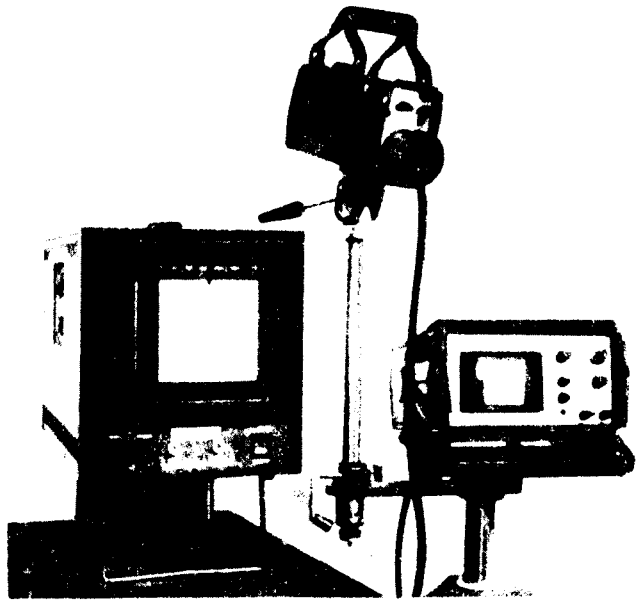


Рис. 12.2. Комплект тепловизионной аппаратуры

и строительных материалов и обеспечить при этом безопасность персонала электростанций.

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 в облачную погоду либо через 2—3 ч после захода солнца.

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 футеровки; отсутствие 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 черно-белых 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 $100 \times 100 = 10\,000$;
расстояние до обследуемого объекта от 10 до 300 м;
возможность регистрации термоизображений объекта на фотопленку или магнитный носитель информации (магнитная лента, магнитный диск);
возможность калибровки в рабочем диапазоне температур.

Перед проведением обследования для последующего анализа результатов изучаются проектная и исполнительная документация по обследуемым трубам, а также данные об условиях эксплуатации трубы в период обследования; температура отводимых газов; объем отводимых в единицу времени газов.

Для привязки местоположения выявленных в ходе обследования дефектов и температурных аномалий подготавливается план трубы в трех-четырех экземплярах (по числу точек, с которых будет обследоваться труба).

Выбор точек, с которых будет проводиться обследование трубы, производится таким образом, чтобы участки поверхности трубы, находящиеся в поле объектива тепловизора при обследовании с двух соседних точек, перекрывались и вся поверхность трубы была доступна для обследования. Точки обследования по возможности должны располагаться ближе к поверхности трубы. Если труба с какой-либо стороны недоступна для обзора с поверхности земли, возможен выбор точек на крышах главных корпусов и других технологических сооружений ТЭС. Расстояние от точки обследования до поверхности трубы не должно превышать 300 м.

В зависимости от расстояния до объекта выбирается объектив тепловизора (для телевизоров со сменными объективами): на расстоянии 10—50 м — 20°; на расстоянии 50—150 м — 7—10°; на расстоянии свыше 150 м — 3—5°.

Тепловизор размещается в одной из выбранных точек. После заливки жидкого азота в сосуд Дьюара камеры тепловизора и включения прибора следует выбрать уровень сигнала и диапазон измерений так, чтобы термоизображение любого обозреваемого с данной точки участка трубы полностью охватывалось изотермами и метка уровня изотермы находилась в пределах шкалы.

Поверхность газоотводящей трубы подробно обследуется при помощи тепловизора. Выявленные температурные аномалии (участки поверхности, более горячие либо холодные по сравнению с окружающей поверхностью) отмечаются на плане трубы. Производится регистрация термоизображений этих участков на фотопленку или магнитный носитель.

При использовании программы можно в процессе съемки рассчитать на микрокалькуляторе уровни изотермы по шкале тепловизора, соответствующие заданным температурам поверхности. Это существенно облегчает последующую обработку результатов обследования. Рекомендуется выбирать интервал между изотермами 1 °С.

Одновременно с тепловизионным обследованием производится визуальный осмотр поверхности трубы с помощью бинокля. Видимые дефекты (разрушения ствола трубы, трещины, обнажения арматуры и др.) фиксируются на плане трубы. Кроме того, для последующего анализа результатов тепловизионного обследования на плане фиксируются защитная окраска трубы, пятна грязи, сажи и др. Видимые дефекты трубы фиксируются при помощи фотоаппарата.

В процессе обследования в выбранных на поверхности трубы реперных точках измеряются температуры поверхности и соответствующие уровни изотерм по шкале тепловизора. Одновременно измеряется температура наружного воздуха.

Обследование трубы производится последовательно с каждой из выбранных точек.

Для проведения анализа результатов термографирования необходимо рассчитать температуры, соответствующие зафиксированным в процессе съемки изотермам.

Для проведения такого расчета должна быть заранее проведена градуировка тепловизора с используемым объективом, т. е. выявлена зависимость выходного сигнала тепловизора от измеряемой температуры абсолютно черного тела.

С целью упрощения расчетов используется температурный репер, т. е. совокупность двух чисел — температур какой-либо точки поверхности $T_р$ и соответствующего этой же точке сигнала тепловизора $I_р$.

Построение температурных полей производится по полученным при тепловизионном обследовании термоизображениям. При построении необходимо исключать попавшие в поле зрения тепловизора посторонние предметы (например, линии электропередачи, газопроводы, деревья и т. п.).

Температуры, соответствующие изотермам на термоизображении, определяются по градуировочным кривым в соответствии с руководством по применению тепловизора.

В качестве входной информации для счета по программе на микрокалькуляторе используются следующие данные: уровень изотермы; температура в реперной точке; уровень изотермы в реперной точке; температурный диапазон; коэффициент излуче-

Таблица 12.1. **Дефекты газоотводящих труб**

Тип дефекта	Тепловое поле		Примечание
	Труба под разрежением	Труба под избыточным давлением	
Дефектный шов бетонирования Трещина несущего ствола	Горизонтальная холодная линия Холодная линия	Горизонтальная теплая линия Холодная линия	Подтверждается при визуальном осмотре
Сквозная трещина несущего ствола	Холодная линия	Тепловая линия	
Понижение сопротивления газопроницанию материала несущего ствола	Холодный участок	Теплый участок	
Разрушение несущего ствола	В зависимости от глубины разрушения холодный либо теплый участок	Теплый участок	Устанавливается при визуальном 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 возникновения уточняется по проекту

ния поверхности; коэффициент затухания (либо расстояние до объекта).

Изотермы с указанием соответствующих температур наносятся на план трубы.

В случае, если при фотографировании термоизображений использовался калькулятор, отпадает необходимость расчета температур (так как они известны).

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 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.

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.

Описание дефектов газоотводящих труб и соответствующих им тепловых полей приведено в табл. 12.1.

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.

12.4. АППАРАТУРА И ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЙ НА ГАЗООТВОДЯЩИХ ТРУБАХ

Для измерений температуры в газоотводящих трубах используются электрические термометры сопротивления.

Наиболее пригодными металлами для изготовления термометров сопротивления, представляющих собой обычно спиральную обмотку из тонкой проволоки или ленты, заключенную в специальную арматуру, являются платина марки «Экстра» и медь (провода марок ПЭС и ПЭШО). Эти металлы удобны потому, что зависимость их электрического сопротивления от температуры близка к линейной и они могут быть получены в химически чистом виде. Последнее имеет большое значение для изготовления стандартных термометров с одинаковыми характеристиками.

Термометры сопротивления измеряют среднюю температуру среды в зоне расположения их чувствительного элемента (обмотки). Платиновые электри-

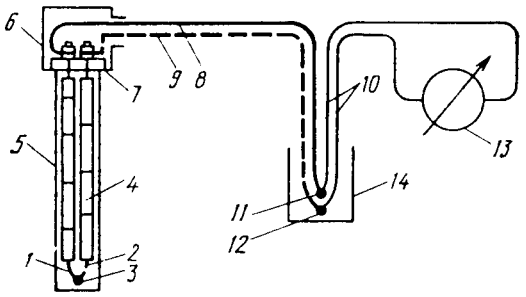


Рис. 12.3. Схема термоэлектрического пирометра:

1, 2 — термоэлектроды; *3* — горячий спай; *4* — изоляция; *5* — защитная оболочка; *6* — головка термопары; *7* — вкладыш с зажимами; *8, 9* — компенсационные провода; *10* — соединительные провода; *11, 12* — холодные спаи; *13* — электроизмерительный прибор; *14* — термостат

ческие термометры сопротнвления применяются для измерения температуры в пределах 200—500 °С, а медные 50—150 °С. Недостаточно большая прочность обмотки обоих термометров и сильное окисление меди при температурах выше +150 °С не позволяет использовать этн приборы для измерения более высоких температур.

При проведении испытаний на газоотводящих трубах для измерения температуры должны применяться термоэлектрические пирометры, включающие первичный прибор — термопару, непосредственно соприкасающуюся с измеряемой средой, вторичный прибор (потенциометр) и соединительные линии, связывающие первичные и вторичные приборы. Рекомендуется применение термопар хромель-копелевых, достаточно устойчивых против воздействия окислительной среды до температуры 600—700 °С. Свободные концы термоэлектрического термометра должны быть расположены в месте, где удобно стабилизировать температуру или производить ее измерение.

Схема соединения первичного со вторичным прнбором представлена на рис. 12.3.

Измерение давления и разрежения

Полное давление движущейся газовой среды слагается из двух частей, представляющих ее потенциальную и кинетическую энергию:

$$p_{\text{п}} = p_{\text{ст}} + p_{\text{д}}, \tag{12.1}$$

где $p_{\text{ст}}$ — статическое давление потока; $p_{\text{д}}$ — динамнческое давление потока (скоростиой напор).

В газоотводящей трубе нзмеряемымн параметрами являются статическое давление (разрежение) газов и воздуха в вентнлируемом канале и их разность. Давления (разрежения) в газоотводящей трубе обычно не превышают 1000 Па, поэтому для измереиия указанных параметров применяются напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры с упругими или вялыми мембраинымн чувствительными элементами. Измерение разности давлений осуществляется с помощью дифманиометров. Дифманометры преобразуют сигнал разности давлеиий в электрический сигнал, фиксируемый показывающим прибором, который может располагаться на значительиом расстоянии от дифманометра. Для измерений в газоотводящих трубах нспользуются дифманометры с упругимн чувствительными элементами — мембранные (типа ДМ) и сильфоиные (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

$$\Delta h = H \frac{\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}}, \tag{12.2}$$

где H — разность отметок между точкой отбора импульса и положением верхнего уровня рабочей жидкости в приборе, м; $\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{г}}$,$\rho_{\text{ж}}$ — плотность окружающего воздуха, измеряемой газовой среды в соединительной трубке и рабочей жидкости в приборе, кг/м³.

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 (12.1) является долей полного давления движущейся в трубе среды.

Динамическое давление потока связано со скоростью его движения, м/с, равенством

$$w = \sqrt{\frac{2gp_{\text{д}}}{\rho_{\text{г}}}}, \tag{12.3}$$

где w — скорость; g — ускорение силы тяжести.

Для практических условий формула (12.3) принимает вид

$$w = 4{,}43 k_{\text{н.т}} \sqrt{p'_{\text{д}}/\rho_{\text{г}}}, \tag{12.4}$$

где $k_{\text{н.т}}$ — коэффициент напорной трубки. Для напорной трубки Праидтля при $\text{Re} \geqslant 3000$ $k_{\text{н.т}} \approx 1$; $p'_{\text{д}}$ — видимое динамическое давление потока по показанию вторичного прибора, кгс/м².

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 осуществнмо в пределах скоростей 5—35 м/с, что допускает возможиость измерения скоростей в газоотводящих стволах.

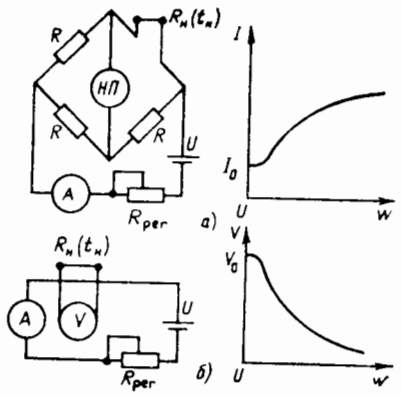


Рис. 12.4. Измерительные схемы и градуировочные кривые для термоанемометра с нагретой нитью:
а — по методу $t_н$=const; *б* — по методу I=const

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 телом от скорости потока. Для измерений применяются термоанемометры с нагретой нитью [106].

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. 12.4, *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. 12.4, *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 [107].

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

$$p_{п.с}^{H_2O} = p_{нас}^{H_2O} - c\,(t_с - t_м)\,p_{п.с}, \qquad (12.5)$$

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

$$p_г^{H_2O} = \frac{p_{п.с}^{H_2O} - p_г}{p_{п.с}}, \qquad (12.6)$$

где $p_г$ — давление в газоходе.

Зная упругость водяных паров в газоходе по таблицам можно определить 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 ротаметра 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.

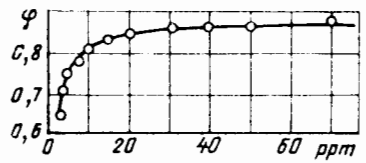
Для измерения содержания SO_3 в дымовых газах А. К. Внуковым [108] предложен и разработан прибор, основанный на избирательной конденсации паров серной кислоты.

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

$$P = \frac{49NV_1}{\varphi V_2 \tau \rho}, \qquad (12.7)$$

где N, V_1 — нормальность и объем раствора, пошедшего на титрование; V_2 — расход газов через приемник; ρ — плотность паров кислоты; τ — длительность

Рис. 12.5. Зависимость коэффициента конденсации от концентрации паров кислоты в газах



прохождения исследуемых газов через приемник; 49 — г-экв серной кислоты. Коэффициент улавливания φ, входящий в формулу, в основном зависит от измеряемой величины P и определяется из рис. 12.5.

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 тяжелее 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 срав-

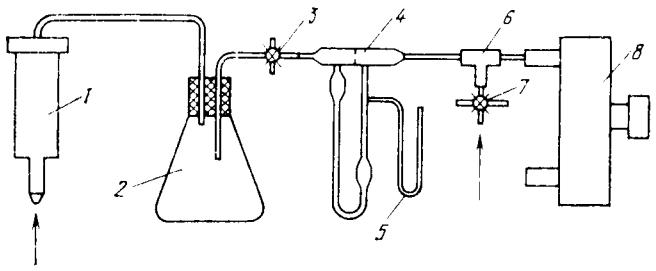


Рис. 12.6. Установка для определения фракционного состава золы с помощью прибора импактор

нению 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 [109].

Дисперсный состав золовых частиц крупных фракций (более 30 мкм) определяется с помощью ситового анализа по методике, изложенной в [109].

Дисперсный состав мелких фракций золы (0—30 мкм) определяется с помощью многоступенчатого струйного сепаратора (импактора) по методике НИИОГАЗ.

Для проведения измерений дисперсного состава пыли с помощью импактора собирается переносная установка по схеме, представленной на рис. 12.6. 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;

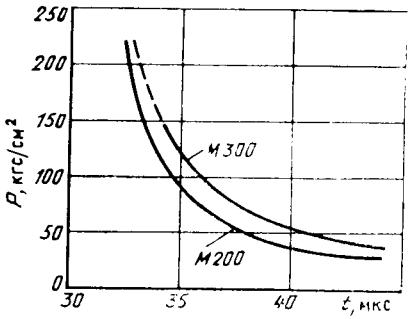
воздуходувка *8* с двигателем, обеспечивающая отсос 10 л/мин газа при разрежении до $2{,}32 \cdot 10^5$ Па;

вентили *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.

Рис. 12.7. Зависимость прочности бетона от времени прохождения ультразвуковых колебаний при поверхностном прозвучивании



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. Использование 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. [110].

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.

Прибор «Бетон-12» 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. 12.7).

17 Зак. 280

ГЛАВА ТРИНАДЦАТАЯ

ВЕНТИЛЯЦИОННЫЕ ТРУБЫ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

13.1 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

$$R = dH, \tag{13.1}$$

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. 13.1) в зависимости от $v_м$, м/с:

$$v_м = 0{,}65 \sqrt[3]{V\Delta T/H}, \tag{13.2}$$

где V — секундный объем выбрасываемой из вентиляционной трубы смеси, м³/с; ΔT — разность температур выбрасываемой смеси и атмосферного воздуха, К.

В соответствии с [111] 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. В [46, 47] показано, что это превышение должно составлять не менее 2,4 раза с тем, чтобы не происходило самоокутывания вентиляционных труб, называемого в некоторых источниках [112] 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 в 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. 13.1, 13.2) [113].

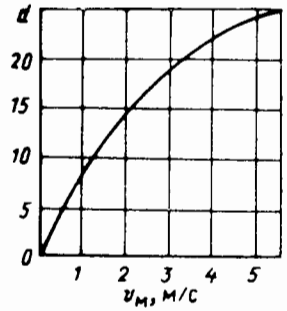


Рис. 13.1. Зависимость коэффициента d от $V_м$

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.

13.2. 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, в которых главный корпус выполнялся из нескольких различных объемов и за его пределы выносился ряд вспомогательных систем, в том числе установки по подавлению активности неконденсиру-

Таблица 13.1. **Среднесуточный допустимый выброс**

Нуклиды	N 1000 : 6000 МВт (э), $\frac{\text{Ки}}{\text{сут·1000 МВт (э)}}$	$N \geqslant 6000$ МВт (э), $\frac{\text{Ки}}{\text{сут·}N_{\text{АЭС}}}$
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.

ющихся 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 вентиля-

Таблица 13.2. **Среднесуточный допустимый выброс**

Выброс	Радионуклид					
	^{90}Sr	^{89}Sr	^{137}Cs	^{60}Co	^{54}Mn	^{51}Cr
$\frac{N=1000\div6000\ \text{МВт, Ки}}{\text{мес·1000 МВт}}$	1,5	15	15	15	15	15
$\frac{N\geqslant6000\ \text{МВт, Ки}}{\text{мес·}N_{\text{АЭС}}}$	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.

ционных 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. 13.2). 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

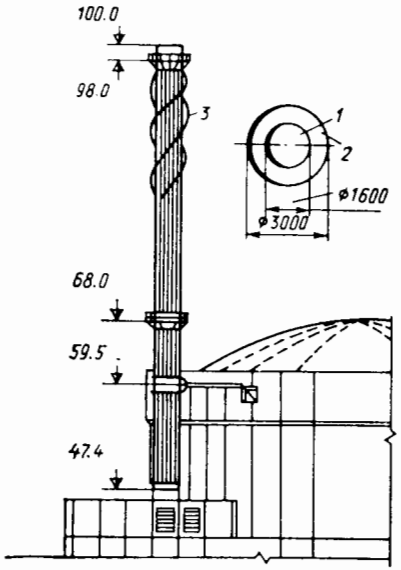


Рис. 13.2. Вентиляционная труба моноблока с реакторами ВВЭР-1000:
1 — внутренний ствол; *2* — наружный ствол; *3* — турбулизаторы

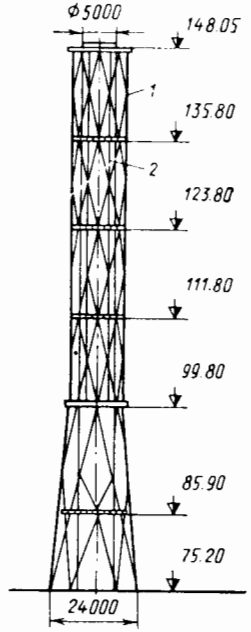


Рис. 13.4. Вентиляционная труба АЭС с реактором РБМК-1000;
1 — решетчатая башня; *2* — газоотводящий ствол

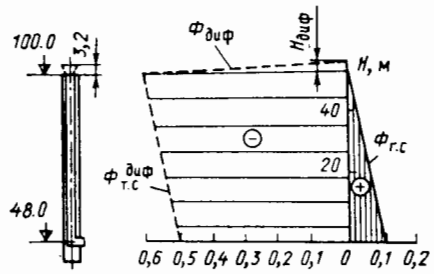


Рис. 13.3. Изменение форм-параметра относительного и статического давления по высоте газоотводящего ствола № 1

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 труба 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. 13.3.

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 и эксплуатационным персоналом электростанции (при неработающем реакторе), 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. 13.4). 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 $\varnothing$ 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».

13.3. 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. 13.5. Область аэродинамического искажения имеет три зоны: зону смещения, зону следа и зону тени (зону завихрения). Образование первой из этих зон связано

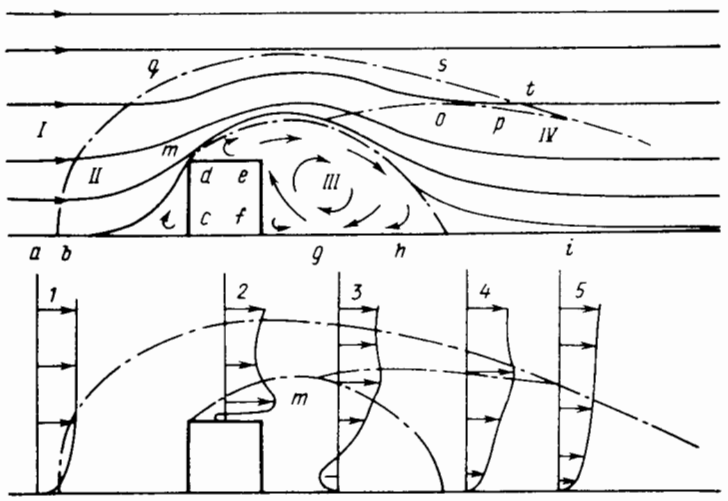


Рис. 13.5. Схемы потоков вблизи прямоугольного здания.
Вверху:
I — первичный поток; *II* — зона смещения; *III* — аэродинамическая тень; *IV* — след.
Внизу: *1—5* — профили скорости ветра в продольном направлении

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 параллельно твердой поверхности, внезапно покидает поверхность и движется внутрь поля потока. Границу следа трудно определить точно, так как поток оказывается сильно турбулизированным. Поэтому, например, в [22] 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 *akln*. 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 [114] 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 $f \leqslant 100$ м/(с^2·°С). Параметр f вычисляется по формуле

$$f = 10^3 w_0 D/(H^2 \Delta T), \tag{13.3}$$

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, содержащие 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 [22, 114, 115, 116] 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:

$$\bar{C} = = C/Q = 1/K_р. \tag{13.4}$$

Таблица 13.3. **Значения ионизирующего коэффициента** $\varkappa$

Рельеф местности	Поправочный коэффициент $\varkappa$
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

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 [114], 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 $\varkappa$ (табл. 13.3).

Для одиночного высокого источника нагретых выбросов коэффициент $K_р$ определяется по формуле

$$K_р = H^2 \sqrt[3]{V \Delta T}/(AFmn\alpha (p/p_0)), \tag{13.5}$$

а для холодных выбросов

$$K_р = 8H^{4/3}V/(AFnD\alpha p/p_0), \tag{13.6}$$

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$^{2/3}$·°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 временно́го осреднения; p/p_0 — показатель вытянутости розы ветров. Остальные обозначения те же, что и в предыдущих формулах данной главы.

Коэффициент m определяется по формуле

$$m = \frac{1}{0{,}67 + 0{,}1\sqrt{f} + 0{,}34\sqrt[3]{f}}. \tag{13.7}$$

Таблица 13.4. **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

Коэффициент n определяют в зависимости от параметра $V_м$ по соотношениям:

при $V_м \leqslant 0{,}3$ м/с $n=3$;

при $0{,}3 < V_м \leqslant 2$ м/с

$$n = 3 - \sqrt{(V_м - 0{,}3)(4{,}36 - V_м)}; \qquad (13.8)$$

при $V_м \geqslant 2$ м/с $n=1$;

для нагретых выбросов параметр $V_м$ рассчитывается по формуле

$$V_м = 0{,}65 \sqrt[3]{V\Delta T/H}, \qquad (13.9)$$

для холодных — по формуле

$$V_м = 1{,}3 w_0 D/H. \qquad (13.10)$$

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. 13.4).

Для газоаэрозольных выбросов АЭС коэффициент $F=1$.

Коэффициент временно́го 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.

13.4. РАСПРОСТРАНЕНИЕ ВЫБРОСОВ ИЗ ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ ТРУБ АЭС В УСЛОВИЯХ ПРОМПЛОЩАДКИ

Выполнение требований [113] 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, основные 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 [117, 118]. 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 [119] 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. 13.6).

При таком компоновочном решении важно учитывать влияние зданий и сооружений, находящихся на территории промплощадки, на рассеивание примесей, 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. 13.7, *а*) со следующими размерами: $H^{I}_{зд}=58$ м, $B^{I}=66$ м, $L^{I}=66$ м; $H^{II}_{зд}=40{,}8$ м, $B^{II}=57$ м, $L^{II}=122$ м (за ширину принимается сторона, расположенная по потоку). Во втором случае про-

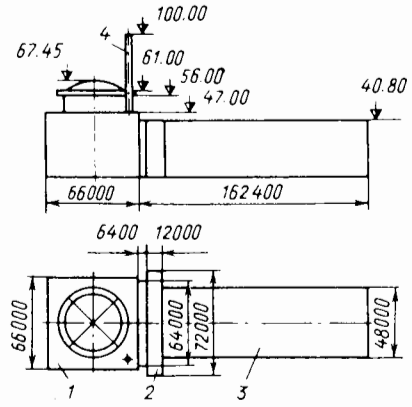


Рис. 13.6. Схема главного корпуса моноблока с реактором ВВЭР-1000:
1 — реакторное отделение; *2* — деаэраторная этажерка; *3* — машинное отделение; *4* — вентиляционная труба

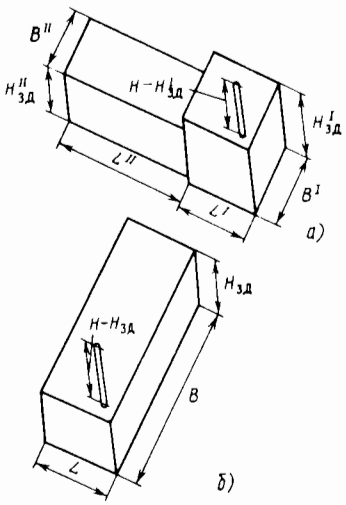


Рис. 13.7. Схема аппроксимации главного корпуса моноблока с реактором ВВЭР-1000:
а — двумя параллелепипедами; *б* — одним параллелепипедом

ведена замена одним параллелепипедом (рис. 13.7, *б*) с размерами $H=48$ м, $B=171$ м, $L=66$ м. Существует несколько методик построения зон возмущения.

В соответствии с [114] 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 $B<2{,}5\ H_{зд}$

$$H_{пз}=0{,}36b_1+2{,}5H_{ад};$$

для $B>2{,}5\ H_{зд}$

$$H_{пз}=0{,}36b_1+1{,}7H_{ад},$$

где b_1 — расстояние в пределах ширины крыши от источника до подветренной стены здания равно соответственно $b^{I}_1=10{,}8$ м; $b^{II}_1=160{,}2$ м.

Из рис. 13.8 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. 13.9 в зависимости от высоты источника и места его расположения [114].

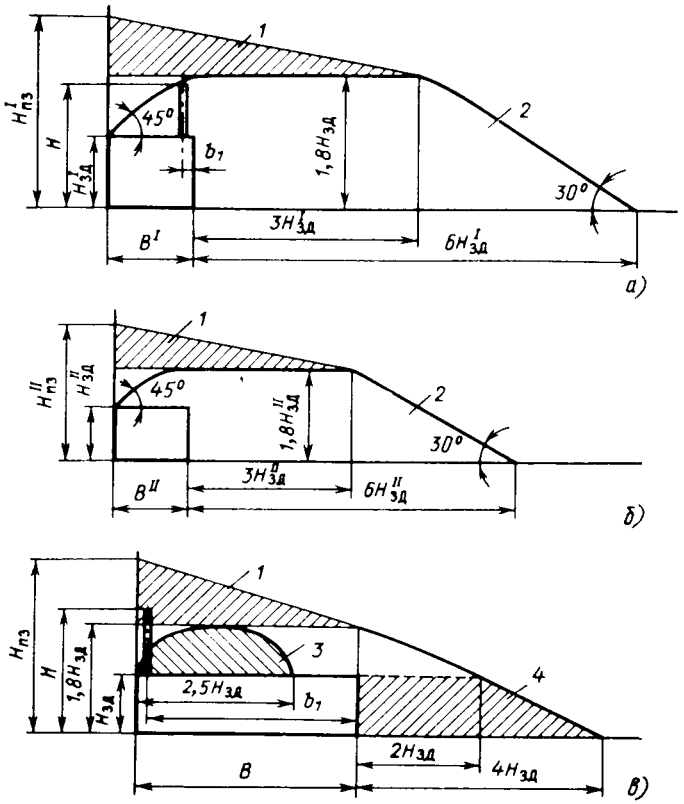


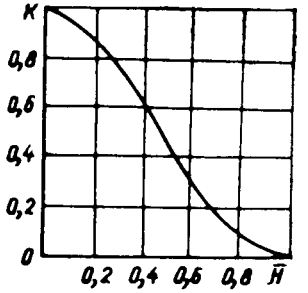
Рис. 13.8. Схема обтекания главного корпуса моноблока с реактором ВВЭР-1000 ветровым потоком по [114]:

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

На рис. 13.10 приведены границы зоны аэродинамической тени для отдельно стоящего моноблока при двух направлениях ветра, а на рис. 13.11 — для промплощадки, построенные по методике [119]. Из рисунков видно, что при построении по методике [119] устье вентиляционной трубы не попадает в зону аэродинамической тени, а влияние переходной зоны по этой методике не учитывается. Методика, изложенная в [120], имеет много общего с методикой [119] и дала для рассмотренного случая близкие результаты.

Использование расчетных методик [114, 119] приводит к неоднозначным выводам, поэтому для столь ответственных объектов, как атомные электростанции, необходимы специальные модельные исследования.

Рис. 13.9. Зависимость коэффициента K от высоты источника



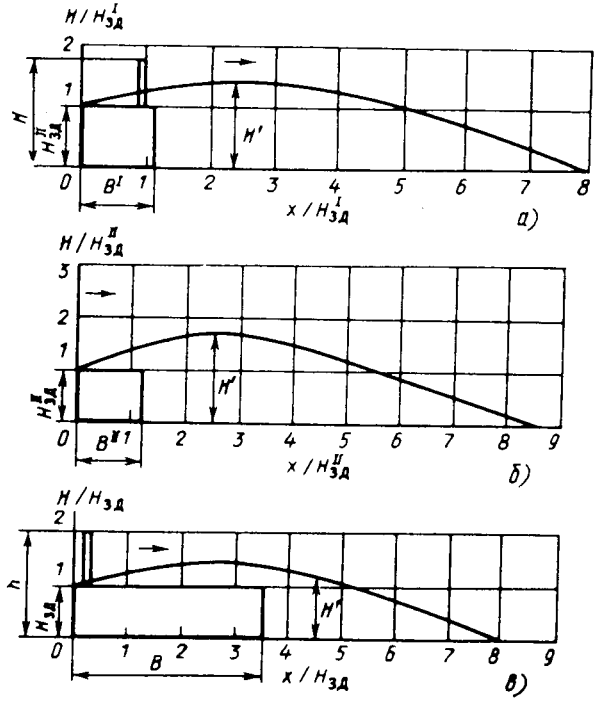


Рис. 13.10. Схема обтекания главного корпуса моноблока с реактором ВВЭР-1000 ветровым потоком по [119]:

а — вариант I, сечение по оси реакторного отделения; *б* — вариант I, сечение по оси машинного отделения; *в* — вариант II

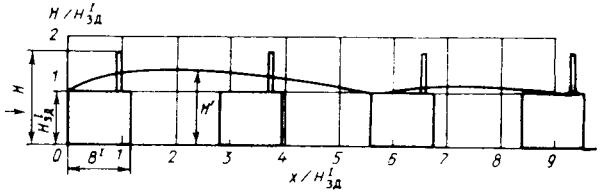


Рис. 13.11. Схема обтекания ветровым потоком промплощадки АЭС по [119]

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 $\sim 2{,}1\ H_{зд}$ ($H_{зд}$ — 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_z 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. 13.12 представлены профили скорости ветра в плоскости по оси вентиляционных труб реакторного зала и по оси машинного зала. 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.

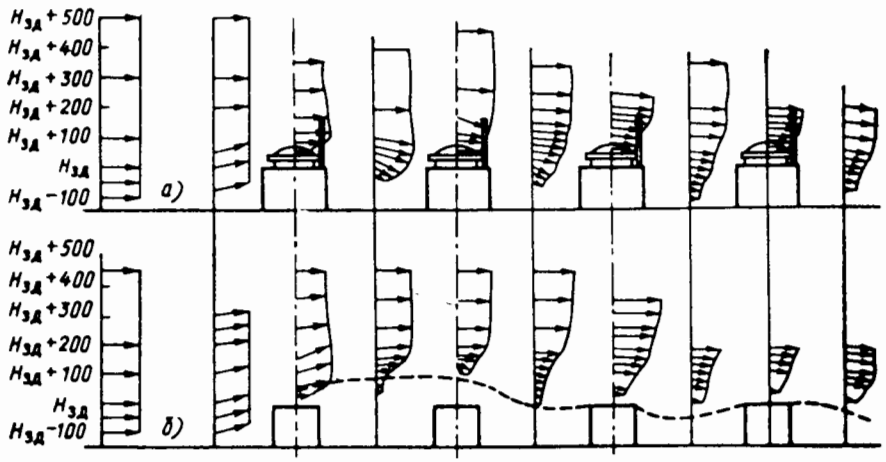


Рис. 13.12. Схема фотодымовой визуализации потока

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 $\overline{H}_{вт} = H_{вт}/H_{р} = 1{,}42$ 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 $H_{вт} = 1{,}57$; 1,71; 1,86; 2,00 и 2,14. Видно, что при $\overline{H}_{вт} = 1{,}57$; 1,71 и 1,86 наблюдается попадание факела в зоны аэродинамической тени за зданиями и только при относительной высоте $\overline{H}_{вт} = 2{,}00$ 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.

Таблица П.1. **Физические параметры для сухого воздуха при $B=1{,}01\cdot10^5$ Па**

Температура t, °С	Плотность ρ, кг/м³	Теплоемкость c, кДж/(кг·°С)	Теплопроводность $\lambda\cdot10^2$, Вт/(м·°С)	Температуропроводность $a\cdot10^2$, м²/с	Вязкость динамическая $\mu\cdot10^6$, Па·с	Вязкость кинематическая ν, 10^6м²/с	Критерий Прандтля Pr
—50	1,584	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

Таблица П.2. **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 природного 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 тяжелый	 1500 2300	 20	 0,46—0,5 0,72—0,93	 0,82 0,82
Бетоны на природных пористых заполнителях: Туфобетон Пемзобетон	 1800 1600	 0—20	 0,53 0,42	 0,82
Бетоны на искусственных пористых заполнителях: керамзитобетон перлитобетон	 1800 1200	 0—20	 0,66 0,30	 0,82 0,82

Продолжение табл. П. 2

Наименование материалов	Плотность ρ, кг/м³	Температура t, °С	Коэффициент теплопроводности λ, Вт/(м·°С)	Удельная теплоемкость c, кДж/(кг·°С)
Бетон на зольном гравии	1400	0—20	0,46	0,82
Бетоны ячеистые: газо- и пенобетон	 1000	 0—20	 0,30	 0,82
Кирпич: красный машинной формовки красный ручной формовки силикатный	 1800 1700 1900	 20	 0,77 0,70 0,81	 0,88 0,88 0,84
Кладка из глиняного обыкновенного кирпича (ГОСТ 530-77)	1900 1800 1700 1600	20	0,93 0,84 0,81 0,67	0,88 0,88 0,84 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 1000—1450	0,85—0,90 1,46—1,53	0,80 1,1
Огнеупоры: плотный шамот легковесный шамот то же с содержанием 40 % угля	 181 145 96	 200 200 200	 1,21 0,756 0,49	 — — —
Вата минеральная и стеклянная и изделия из нее: вата минеральная войлок минеральный плиты минераловатные то же на битумной связке то же на синтетической связке	 150 150 125 350 200	 25 125 125 125 —	 0,042 0,07 0,046 0,993 0,059	 0,86 0,86 0,86 0,86 0,86
Перлитоцементные плиты	225 250 300 350	 25±5 (300±5)	0,065 0,070 0,076 0,081	0,056 0,060 0,068 0,070
Плиты теплоизоляционные из ячеистых бетонов	400	25±5	0,93	0,86
Плиты перлитокерамические	250 300	25±5	0,65 0,70	— —
Сталь строительная	7850	0—100	58	—
Алюминий	2600	0—100	219	—

Продолжение табл. П. 2

Наименование материалов	Плотность ρ, кг/м³	Температура t, °С	Коэффициент теплопроводности λ, Вт/(м·°С)	Удельная теплоемкость c, кДж/(кг·°С)
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

Таблица П.3. **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 $\lambda \cdot 10^2$, Вт/(м·°С)	Вязкость кинематическая $\nu \cdot 10^6$, 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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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.

2. **Рихтер Л. А.** Тепловые электрические станции и защита атмосферы. М.: Энергия, 1975.

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.

4. **Внуков А. К., Скворцов А. П.** Защита газоотводящих стволов дымовых труб от сернокислотной коррозии//Энергетическое строительство. 1970. № 10. С. 12—15.

5. **Скворцов А. П.** Дымовые трубы тепловых электростанций. М.: Информэнерго, 1973.

6. **Сапожников Ф. В., Рихтер Л. А., Волков Э. П.** Дымовые трубы высокой надежности//Теплоэнергетика. 1976. № 6. С. 43—49.

7 **Материалы** фирмы Benjamin Foster (США). Защита от коррозии кирпичных, стальных и бетонных дымовых труб.

8. **O'Sullivan M.** Design of reenforced concrete chimney.— Transactions of the Institution of civil Engineers of Ireland. 1965—1966. P. 172—205.

9. **Stelle W.** Falls smoke stack for Mitchell Plant//Civil Engineering 1969. № 3. P. 44—47.

10. **Фукуи Сабуро, Ямамото Акихиро.** Борьба с коррозией дымовых труб и дымоходов//Нэпу канри сирё. 1967. № 1.

11. **The chimney** at Drax power station//Concrete. 1969. № 7. P. 281—285.

12. **Шишков И. А., Лебедев В. Г., Беляев Д. С.** Дымовые трубы энергетических установок. М.: Энергия, 1976.

13. **Указания** по приготовлению и применению строительных растворов (СН 290-64).

14. **Кирилишин В. К.** Кремнебетон. Киев: Будивельник, 1975.

15. **Стальные** конструкции. Нормы проектирования. СНиП II-В.3-72. Введ. 1/VII 1973.

16. **Временные** указания по защите от коррозии железобетонных дымовых труб (ВСН 275-71). М.: ЦБНТИ Минмонтажспецстроя СССР. 1972.

17. **Рихтер Л. А., Волков Э. П., Покровский В. Н.** Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. М.: Энергоиздат, 1981.

18. **Указания** по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий (СН 369-74). М.: Стройиздат, 1975.

19. **Carpenter S. B. et al.** Principal Plume Dispertion Models. TVA Power Plants. 63d Annual Meeting. Air Pollution Control Association, June 1970.

20. **Recommended** Cuide for prediction of the Sipersion of Airforce effuent (Sedond edition). The American Society of Mechanical Engineers, New York, 1973, № 4.

21. **Work-booc** of Atmospheric Dispersion Estimates (D. B. Turner ed) V. S. Department of Health, Education and Welfare, «Cincinnaty» Ohio, 1969.

22. **Метеорология** и атомная энергия. Пер. с англ. Л.: Гидрометеоиздат, 1971.

23. **Гаврилов Е. И.** Режимы работы газоотводящих труб//Теплоэнергетика. 1984. № 4. С. 46—49.

24. **Рихтер Л. А.** Аэродинамическне характернстики дымовых труб// Электрические станции. 1968. № 4. С. 11—14.

25. **Рихтер Л. А., Гаврилов Е. И.** Избыточное давление в дымовых трубах и способы его устранения//Электрические стаиции. 1974. № 4. С. 38—41.

26. **Рихтер Л. А., Гаврилов Е. И., Лебедев В. Г.** Аэродинамические характеристики дымовых труб с диффузорами//Электрическне стаиции. 1975. № 12. С. 18—21.

27. **Натурные** исследования аэродинамики высотной кремнебетонной дымовой трубы/Э. П. Волков, Е. И. Гаврилов, А. И. Чупраков, и др.//Электрические станции, 1976. № 11. С. 13—16.

28. **Рихтер Л. А., Гаврилов Е. И., Чупраков А. И.** Выбор диффузоров для дымовых труб//Изв. вузов СССР. Энергетика. 1976. № 4. С. 69—74.

29. **Рихтер Л. А.** Газовоздушные тракты тепловых электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1984.

30. **Идельчик И. Е.** Справочник по гидравлическим сопротивлениям. М.: Госэнергоиздат, 1960.

31. **Дейч М. Е., Зарянкин А. Е.** Газодинамика диффузоров и выхлопных патрубков турбомашии. М.: Энергия, 1970.

32. **Гаврилов Е. И.** Оптимальное выполнение конических дымовых труб// Трубы МЭИ. 1974. Вып. 184.

33. **Гаврилов Е. И.** Приземная концентрация примесей от высотного источника с диффузорным выходом//Известия вузов. Энергетика. 1979.

34. **Инструкция** по теплоаэродинамическому расчету дымовых железобетонных труб с противодавлением в зазоре между стволом и футеровкой (ВСН 383-77). М.: ЦБНТИ Минмонтажспецстроя СССР, 1979.

35. **Шлихтинг Г.** Теория пограничного слоя. М.: Наука, 1969.

36. **Аэродинамический** расчет котельных установок (Нормативный метод. Л.: Энергия, 1977.

37. **Волков Э. П., Ильинская О. Н.** Унифицированный цоколь подвесного газоотводящего ствола//Теплоэнергетика. 1980. № 10.

38. **Волков Э. П., Гаврилов Е. И., Ильинская О. Н.** Цокольная часть дымовой трубы с кремнебетоиным газоотводящим стволом при подключении трех блоков большой мощности//Тр. МЭИ. 1979. Вып. 408.

39. **Волков Э. П., Гаврилов Е. И., Ильинская О. Н.** Цокольная часть высотных дымовых труб мощных ТЭС//Электрические станции. 1982. № 7.

40. **Справочник** по динамике сооруженнй/Под ред. проф. Б. Г. Коренева, И. М. Рабиновича. М.: Стройиздат, 1972.

41. **Блюмина Л. Х., Захаров Ю. Г.** Колебания цилиндрических тел в воздушном потоке//Исследование по динамике сооружений. М.: Госстройиздат, 1957.

42. **Блюмина Л. Х., Федяевский К. К.** Исследование влияния вынужденных колебаний цилиндра в воздушном потоке на механизм срыва вихрей//Изв. АН СССР. МЖГ. 1969. № 1.

43. **Барштейн М. Ф.** Динамический расчет высотных сооружений цилиндрической формы//Исследование по динамике сооружений. М.: Госстройиздат, 1957.

44. **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.

45. **Причины** самоокутывания дымовых труб/Л. А. Рихтер, С. М. Горлин, Е. И. Гаврилов и др.//Изв. вузов СССР. Энергетика. 1977. № 10.

46. **Рихтер Л. А., Гаврилов Е. И., Прохоров В. Б.** Причины и условия возникновения процесса самоокутывания дымовых труб//Теплоэнергетика. 1980. № 11.

47. **Рихтер Л. А., Гаврилов Е. И., Прохоров В. Б.** Исследование в аэродинамической трубе самоокутывания дымовых труб//Изв. вузов. Энергетика. 1985. № 4. С. 47—51.

48. **Лойцянский Л. Г.** Механика жидкости и газа. М.: Наука, 1970.

49. **Тринкер Б. Д., Егоров Л. А.** Коррозия и защнта железобетоинных промышленных труб. М.: Изд-во литературы по строительству и архитектуре, 1969.

50. **Кутепова Л. И.** Метеорологические наблюдения на высотных башнях и мачтах СССР//Тр. ЦВГМО, 1980.

51. **Оценка** влияния конструкции 300-метровой метеорологической мачты на показания датчиков скорости ветра/Э. В. Боровенко и др.//Исследование инжиего 300-метрового слоя атмосферы. М.: Изв. АН СССР.

52. **Аэродинамические** трубы института механики/Под ред. С. М. Горлина, Е. Г. Худякова//Тр. Ин-та механики МГУ. 1971. № 14.

53. **Исследование** обтекання воздушным потоком модели дымовой трубы/ Э. П. Волков, Е. И. Гаврилов, Г. Е. Худяков и др.//Изв. вузов. Энергетика. 1982. № 6.

54. **Матвеев Л. Т.** Основы общей метеорологии. Физика атмосферы. Л.: Гидрометеоиздат, 1984.

55. **Методические** указания по организации и производству метеорологических наблюдений на высоких башнях и мачтах. М.: Гидрометеоиздат, 1975. Вып. 1.

56. **Технико-экономические** основы выбора параметров конденсационных электрических станций/под ред. Л. С. Стермана. М.: Высшая школа, 1970.

57. **К вопросу** оптимизации основных характеристик дымовых труб мощных электростанций/С. А. Зыков, З. Ф. Немцев, В. С. Браиский, А. П. Лоскутов// Теплоэнергетика. 1972. № 4. С. 50—54.

58. **Аэродинамический** расчет котельных установок (Нормативиый метод). М.: Энергия, 1977.

59. **Рихтер Л. А., Волков Э. П.** Определенне стоимости дымовых труб ТЭС и оптимизация скоростей газов в газоотводящем стволе//Теплоэнергетика. № 4. 1975. С. 12—16.

60. **Петросян Р. А., Гудкевич Э. Л., Назаров И. И.** Коррозионная стойкость низколегированных сталей для газоходов котлов//Электрические станции. 1975. № 12. С. 27—28.

61. **Совершенствование** проектирования и строительства дымовых труб и градирен для крупных энергоблоков. Тезисы докладов Всесоюзного научно-технического семинара. М.: Информэнерго, 1974.

62. **Волков Э. П.** Графоаналитическое определение оптимальных скоростей газов в дымовых трубах ТЭС//Электрические станции. 1978. № 12.

63. **Волков Э. П.** Выбор оптимальных скоростей в газовоздушных трактах ТЭС с учетом частичных нагрузок работы оборудования//Теплоэнергетика. 1978. № 11. С. 36—40.

64. **Левенталь Т. Б., Попырин Л. С.** Оптимизация теплоэнергетических установок. М.: Энергия, 1970.

65. **Тепловой** расчет котельных агрегатов (Нормативный метод)/Под ред. Н. Н. Кузнецова. М.: Энергия, 1973.

66. **Теория** тепломассообмена/Под ред. А. И. Леонтьева. М.: Высшая школа, 1979.

67. **СНиПII-91-77.** Нормы проектирования. Сооружение промышленных предприятий. М.: Стройиздат, 1978.

68. **Михеев М. А., Михеева М. И.** Основы теплопередачи. М.: Энергия, 1973.

69. **Кришер О.** Научные основы техники сушки. М.: Изд-во иностр. лит., 1961.

70. **Исаченко В. П., Осипова В. А., Сукомел А. С.** Теплопередача. М.: Энергия, 1965.

71. **Цой П. В.** Методы расчета тепло- и массопереноса. М.: Энергоатомиздат, 1984.

72. **Фильчиков П. Ф., Панчишин В. И.** Интеграторы ЭГДА. Моделирование потенциальных полей на электропроводной бумаге. Киев: Из-во АН УССР, 1961.

73. **Берман Л. Д.** К обобщению опытных данных по тепло- и массообмену при испарении и конденсации//Теплоэнергетика. 1980. № 4. С. 8—13.

74. **Теплотехнический** справочник. М.: Энергия, 1975. Т. 1.

75. **Нестеренко А. В.** Основы термодинамических расчетов вентиляции и кондиционирование воздуха. М.: Высшая школа, 1965.

76. **Взаимосвязь** скорости сернокислотной коррозии металлических труб с их тепловым режимом/В. С. Ермаков, О. В. Жидович, В. Н. Альшевский, Ф. П. Дужих//Теплоэнергетика. 1975. № 4. С. 17—21.

77. **Perry R. E.** A mechanical Collector Performance Test Report on Oil Fere Power Boiler//Combustion. 1972. Vol. 43. № 11. P. 24—28.

78. **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.: ВНИПИ Теплопроект, 1978. С. 48—58.

79. **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.

80. **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.

81. **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.

82. **Осоловский В. П., Чайка Е. А., Заседателев И. Б.** Разработка режимов образования плотных золовых отложений в дымовых трубах. Экспресс-информация. М.: Информэнерго, 1981.

83. **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.

84. **Внуков А. К.** Теплохимические процессы в газовом тракте паровых котлов. М.: Энергоиздат, 1981.

85. **Инструкция** по проектированию железобетонных дымовых труб. М.: Госстройиздат, 1962.

86. **Указания** по расчету железобетонных дымовых труб. (ВСН 286-72*) Минмонтажспецстрой СССР. М.: ЦБНТИ, 1973.

87. **Мурашев В. И.** Новый метод расчета железобетонных дымовых труб// Строительная промышленность. 1951. № 6. С. 18—21.

88. **Дейч М. Е.** Техническая газодинамика. М.: Энергия, 1974.

89. **Рихтер Л. А.** Изыскание форм элементов газовоздухопроводов тепловых электростанций//Изв. вузов. Энергетика. 1967. № 1.

90. **Семашко В. А.** Вопросы аэродинамической оптимизации и исследования температурных характеристик газовоздухопроводов ТЭС: Автореф. дис... канд. техн. наук. М.: МЭИ, 1976.

91. **Сборник** временных ведомственных технико-экономических показателей по сооружению дымовых труб. М.: Оргэнергострой, 1983.

92. **Рыжкин В. Я.** Тепловые электрические станции. М.: Энергия, 1976.

93. **Некрасов К. Д., Жуков В. В., Гуляев В. Ф.** Сушка и первый нагрев тепловых агрегатов из жаростойких бетонов. М.: Стройиздат, 1976.

94. **О выборе** рабочих температур железобетонных дымовых труб/А. К. Внуков, И. И. Стриха, Ф. П. Дужих, О. В. Жидович//Электрические станции. 1977. № 4. С. 10—12.

95. **Заседателев И. Б., Дужих Ф. П., Шишков И. А.** Оптимизация режимов эксплуатации дымовых труб с противодавлением//Электрические станции. 1978. № 2. С. 20—23.

96. **Стриха И. И., Несмиян В. С., Дужих Ф. П.** Определение оптимальных режимов эксплуатации железобетонных дымовых труб//Электрические станции. 1978. № 6.

97. **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.

98. **Чурсина Н. Я., Михайловская Л. О.** Сульфатизация золы каиско-ачинских углей и отдельных ее компонентов в атмосфере топочного газа/Проблемы теплоэнергетики и прикладной теплофизики. Вып. 7. Алма-Ата: Наука, 1971.

99. **Айлер Р. К., Вольф К.** Коллоидная химия кремнезема и силикатов. М.: Госстройиздат, 1969.

100. **Кремнебетон** для наружных газоотводящих трактов ТЭС Технические условия ТУ 34-48-17611-79. М.: Минэнерго СССР, 1979.

101. **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.

102. **Дужих Ф. П., Матвеев Ю. В., Коновалов А. А.** Исследование работы дымовых труб в маневренном режиме//Теплоэнергетика. 1983. № 5. С. 34—37.

103. **Дужих Ф. П., Мардухаев И. Н.** Исследование кремнебетона в качестве материала газоотводящих стволов дымовых труб//Электрические станции. 1985. № 4. С. 18—21.

104. **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.

105. **Заседателев И. Б., Дужих Ф. П.** Контроль эксплуатационных режимов работы дымовых железобетонных труб//Электрические станции. 1970. № 11. С. 42—44.

106. **Тепло- и массообмен.** Теплотехнический эксперимент//Под общ. ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. М.: Энергоиздат, 1982.

107. **Методика** испытаний котельных установок/Е. Д. Фингер, Г. Г. Бойко, А. А. Авдеева. М.: Энергия, 1970.

108. **Внуков А. К.** Теплотехнические процессы в газовом тракте паровых котлов. М.: Энергоиздат, 1981.

109. **Русанов А. А., Урбах И. И., Анастасиади А. П.** Очистка дымовых газов в промышленной энергетике. М.: Энергия, 1969.

110. **Ботаки А. А., Ульянов В. Л., Шарко А. В.** Ультразвуковой контроль прочности свойств конструкционных материалов. М.: Машиностроение. 1983.

111. **Нормы** технологического проектирования атомных электрических станций ВНТП-80 .М.: Минэнерго СССР, 1981.

112. **Ядерная** технология/В. И. Седов, И. Л. Рыбальченко, В. П. Шевцов, И. Н. Власов. М.: Атомиздат, 1979.

113. **Санитарные** правила проектирования и эксплуатации атомных электростанций (СП АЭС-79). М.: Энергоатомиздат, 1981.

114. **Допустимые** выбросы радиоактивных и химических веществ в атмосферу/Под ред. Е. И. Теверовского и И. А. Терновского. М.: Энергоатомиздат, 1985.

115. **Берлянд М. Е.** Современные проблемы атмосферной диффузии и загрязнения атмосферы. Л.: Гидрометеоиздат, 1975.

116. **Бызова Н. Л.** Рассеивание примесей в пограничном слое атмосферы. М.: Гидрометеоиздат, 1974.

117. **Горлин С. М.** Некоторые вопросы аэродинамики городских застроек// Сб. научн. трудов № 49. М.: Изд-во МГУ, 1979. С. 25—44.

118. **Горлин С. М., Зражевский И. М.** Изучение обтекания моделей рельефа и городской застройки в аэродинамической трубе//Тр. Главной Геофизической обсерватории. 1968. Вып. 234. С. 49—59.

119. **Эльтерман В. М.** Вентиляция химических производств. М.: Химия, 1980.

120. **Мадоян А. А., Власик В. Ф.** Вентиляция атомных электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1984.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

Глава первая. **Конструктивные схемы газоотводящих труб ТЭС** 5

1.1. Конструкции отечественных газоотводящих труб . . . 5
1.2. Конструкции зарубежных газоотводящих труб 19

Глава вторая. **Материалы для газоотводящих труб** 26

2.1. Материалы для железобетонного ствола-оболочки и фундаментов труб 26
2.2. Материалы для футеровки 28
2.3. Материалы для тепловой изоляции газоотводящих труб . 31
2.4. Материалы для стальных стволов и металлоконструкций . 33
2.5. Материалы для антикоррозионной защиты и маркировочной окраски 33

Глава третья. **Расчет высоты газоотводящих труб** 35

3.1. Общие положения по рассеиванию примесей в атмосфере . 35
3.2. Методика расчета рассеивания вредных примесей и выбор высоты газоотводящих труб 40
3.3. Зарубежный опыт в области расчета высоты газоотводящих труб ТЭС 43

Глава четвертая. **Аэродинамические характеристики газоотводящих стволов** 47

4.1. Основные теоретические положения 47
4.2. Аэродинамика газоотводящих стволов различной геометрии 50
4.3. Аэродинамические характеристики диффузоров 55
4.4. Выбор диффузоров для проектируемых и существующих газоотводящих труб 59
4.5. Аэродинамические характеристики газоотводящих труб с вентилируемыми зазорами 65
4.6. Аэродинамические характеристики действующих газоотводящих труб 74
4.7. Аэродинамика цокольной части газоотводящих труб . . 76

Глава пятая. **Наружная аэродинамика газоотводящих труб** . 80
5.1. Особенности обтекания газоотводящих труб ветровым потоком 80
5.2. Самоокутывание газоотводящих труб 81
5.3. Использование газоотводящих труб для градиентных метеорологических наблюдений 92
Глава шестая. **Выбор оптимальных параметров газоотводящих труб мощных ТЭС** 94
6.1. Методика выбора оптимальных параметров 94
6.2. Графоаналитический выбор оптимальных скоростей газов в стволе трубы 103
6.3. Методика учета частичных нагрузок подключенного оборудования на оптимизацию параметров газоотводящих труб 108
Глава седьмая. **Тепловой расчет газоотводящих труб** . . . 113
7.1. Теплообмен в газоотводящей трубе 113
7.2. Особенности расчета теплопередачи в газоотводящей трубе 120
7.3. Методы расчета температурных полей в газоотводящих трубах 124
7.4. Массообмен в газоотводящей трубе 134
Глава восьмая. **Статический расчет ствола газоотводящей трубы** 144
8.1. Общие положения 144
8.2. Определение ветровой нагрузки 148
8.3. Расчет горизонтальных сечений 150
8.4. Напряжение в арматуре при совместном действии внешних сил и температур 160
8.5. Расчет по раскрытию горизонтальных трещин 163
8.6. Расчет вертикальных сечений 165
Глава девятая. **Основы выбора числа и типа газоотводящих труб и их унификация** 166
9.1. Основы выбора числа и типа газоотводящих труб на ТЭС 166
9.2. Унификация газоотводящих труб 170
9.3. Унифицированный цоколь газоотводящих труб 172
Глава десятая. **Возведение, реконструкция и ремонт газоотводящих труб** 179
10.1. Возведение газоотводящих труб 179
10.2. Технико-экономические показатели по возведению газоотводящих труб 185
10.3. Реконструкция и ремонт газоотводящих труб 189
Глава одиннадцатая. **Эксплуатация и надежность газоотводящих труб** 193
11.1. Общие положения 193
11.2. Ввод газоотводящих труб в эксплуатацию 194
11.3. Эксплуатация газоотводящих труб с прижимной футеровкой 196
11.4. Эксплуатация газоотводящих труб с противодавлением 200
11.5. Повышение газоплотности и коррозионной стойкости газоотводящих труб методом управляемых золовых отложений 205
11.6. Оценка надежности газоотводящих труб с проходным зазором 222
Глава двенадцатая. **Эксплуатационный контроль на газоотводящих трубах ТЭС** 229
12.1 Наблюдение за состоянием газоотводящей трубы . . . 229
12.2. Тепловой и аэродинамический контроль на газоотводящих трубах 232
12.3. Контроль состояния газоотводящей трубы с помощью тепловизионной техники 236
12.4. Аппаратура и приборы для измерений на газоотводящих трубах 241
Глава тринадцатая. **Вентиляционные трубы атомных электростанций** 250
13.1. Общие положения по выбору вентиляционных труб АЭС . 250
13.2. Компоновочно-конструктивные решения по вентиляционным трубам АЭС 251
13.3. Особенности рассеивания в атмосфере газоаэрозольных выбросов АЭС 256
13.4. Распространение выбросов из вентиляционных труб АЭС в условиях промплощадки 261
Приложения 268
Список литературы 271

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ИЗДАНИЕ

ЭДУАРД ПЕТРОВИЧ ВОЛКОВ
ЕВГЕНИЙ ИВАНОВИЧ ГАВРИЛОВ
ФЕДОР ПЕТРОВИЧ ДУЖИХ

ГАЗООТВОДЯЩИЕ ТРУБЫ ТЭС и АЭС

Редактор И. А. Шишков
Редактор издательства А. А. Кузнецов
Художественный редактор В. А. Гозак-Хозак
Технический редактор В. В. Хапаева
Корректор Г. А. Полонская

ИБ № 780

Сдано в набор 03.04.87. Подписано в печать 10.07.87. Т-16429.
Формат 60×90¹/₁₆. Бумага офсетная № 1. Гарнитура литературная.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 17,5. Усл. кр.-отт. 17,5.
Усл. кр.-отт. 17,5. Уч.-изд. л. 20,47. Тираж 3400 экз.
Заказ 280. Цена 1 р. 40 к.

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Московская типография № 6 Союзполиграфпрома
при Государственном комитете СССР по делам издательств,
полиграфии и книжной торговли.
109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.

ББК 31.37
В 67
УДК 697.81:621.311.22

Рецензент: Ю. Г. Ермаков

1637/88

Волков Э. П. и др.

В 67 Газоотводящие трубы ТЭС и АЭС/Э. П. Волков, Е. И. Гаврилов, Ф. П. Дужих.— М.: Энергоатомиздат, 1987.—280 с.: ил.

В книге рассмотрены конструктивные и газодинамические схемы газоотводящих труб ТЭС и АЭС. Изложены вопросы выбора газоотводящих труб при проектировании электростанций, оптимизации основных характеристик, унификации и типизации. Освещены различные аспекты их возведения, эксплуатации, надежности работы, ремонта и реконструкции.

Книга рассчитана на инженеров, занимающихся проектированием, строительством и эксплуатацией инженерных сооружений тепловых и атомных электростанций.

В $\frac{2303030000\text{-}457}{051(01)\text{-}87}$ 228-87 ББК 31.37

© Энергоатомиздат, 1987

ПРЕДИСЛОВИЕ

Высотные газоотводящие трубы ТЭС и АЭС являются сложными и дорогостоящими сооружениями, работающими в тяжелых условиях в среде агрессивных газов.

Особую актуальность при уменьшении числа газоотводящих труб на электростанции приобретает надежность их работы, так как выход трубы из строя приводит к отключению оборудования большой мощности и недоотпуску электроэнергии. Решающими являются индустриализация и сокращение сроков возведения высотных газоотводящих труб. При скоростных методах строительства электростанции увеличение сроков сооружения трубы может лимитировать ввод энергетических мощностей.

На современном этапе развития и строительства газоотводящих труб тепловых электростанций выявился целый ряд проблем, из которых можно выделить три основные в области конструирования газоотводящих труб ТЭС и АЭС: повышение долговечности и надежности; снижение стоимости; сокращение сроков строительства и трудозатрат. Важным является также унификация конструктивных элементов труб и типизация их основных размеров, требуют решения и следующие взаимосвязанные вопросы: выбор типоразмеров труб; исследование характеристик материалов, используемых для изготовления газоотводящих стволов; разработка аэродинамических схем газоотводящих стволов и их оптимизация; выбор рациональных конструктивных решений; разработка унифицированных опалубок для возведения железобетонных стволов и оболочек и разработка монтажных механизмов.

В книге «Дымовые трубы энергетических установок» — авторы И. А. Шишков, В. Г. Лебедев, Д. С. Беляев основное внимание уделено конструктивным схемам, строительным материалам, расчету на прочность газоотводящих труб ТЭС и котельных установок. Причем в книге изложены в основном материалы, касающиеся труб электростанций относительно малой мощности и неотражены вопросы технологической привязки труб и выбора их параметров, оптимизации и выбора типоразмеров, а также унификации отдельных элементов труб. Частично эти вопросы отражены в книге Л. А. Рихтера «Газовоздушные тракты тепловых электростанций», но собственно газоотводящим трубам посвящена ее