

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника»

ЭКОЛОГИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЙ

Методические указания
и контрольные задания
для студентов специальности
1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика»

В 3 частях

Часть 2

Минск
БНТУ
2014

УДК 628.52 (075.8)

ББК 20.1я7

Э40

Составители:

В. А. Седнин, О. Ф. Краецкая

Рецензенты:

Н. Б. Карницкий, Р. И. Есьман

Методические указания содержат расчеты процессов загрязнения окружающей среды и теоретические основы расчетов: выброса загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлоагрегатах котельной, рассеивания и нормативов предельно допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу.

Материал методических указаний способствует более глубокому изучению и освоению материала дисциплины «Экология промышленных тепло-технологий».

Часть 1 «Основы инженерных расчетов» вышла в 2011 г.

© Белорусский национальный
технический университет, 2014

1. ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ПРИ СЖИГАНИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА И ОХРАНА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА

1.1. Выбросы загрязняющих веществ

Бытовые и производственные энергопотребности удовлетворяются следующими видами энергии:

- тепловой (технологические процессы, отопление, кондиционирование воздуха),
- электрической (привод машин, электроаппаратуры, освещение),
- электромагнитной (радиосвязь, телефонная связь, телевидение, приборы).

Наиболее универсальная – электрическая энергия, обеспечивающая потребность в электромагнитной и в значительном количестве – тепловой энергии. До настоящего времени большая часть энергопотребления покрывается за счет непосредственного сжигания органического топлива в печах.

Предприятия, вырабатывающие электроэнергию на базе органического топлива, называются *тепловыми электростанциями* (ТЭС). При сжигании топлива химическая энергия превращается в тепловую энергию пара, которая затем в паровой турбине переходит в механическую энергию, а турбогенератор уже делает ее электрической. Тепловой КПД обычной ТЭС весьма низкий – 37–39 %. Почти 2/3 тепловой энергии и остатков бывшего топлива в буквальном смысле вылетают в трубу, нанося вред окружающей среде.

На производство электроэнергии тепловыми электростанциями расходуется менее четверти всех добываемых горючих ископаемых, остальная часть расходуется в основном на получение промышленной и бытовой тепловой энергии. Предприятия, вырабатывающие как электрическую, так и тепловую энергию, называются *теплоэлектроцентралями* (ТЭЦ). Элект-

рическая энергия ТЭЦ подается в электросеть, а тепловая – в теплопроводы.

При сжигании органического топлива в топках промышленных и коммунальных котлоагрегатов и теплогенераторах производится тепловая энергия (водяной пар или горячая вода на отопление или горячее водоснабжение). Котельные установки, предназначенные для снабжения паром предприятий, принято называть *производственными* котельными; в случае когда котельная вырабатывает пар и нагревает воду для предприятия и нужд отопления, ее называют *производственно-отопительной*; и когда котельная установка сооружается лишь для потребностей отопления и горячего водоснабжения, ее называют *отопительной*. Представленные котельные могут быть различной мощности. Различают котельные с паропроизводительностью до 30 т/ч и выше.

Тепловые электростанции и теплоэлектроцентрали, вырабатывающие электрическую и тепловую энергию на базе сжигания органических видов топлива, оказывают отрицательное воздействие на окружающую среду. С дымовыми газами электростанций в воздушный бассейн выбрасывается большое число твердых и газообразных загрязнителей, среди которых такие вредные вещества, как *зола, оксиды углерода, серы и азота*. Помимо этого в воздушный бассейн попадает огромное количество *диоксида углерода и водяных паров*.

Объемы вредных выбросов ТЭС в атмосферу для примера можно характеризовать данными материального баланса угольной ТЭС мощностью 2400 МВт, работающей на угле типа донецкого антрацитового штыба (рис. 1.1). На такой ТЭС в час сжигается до 1060 т угля (калорийностью порядка 22,7 МДж/кг, зольностью 23 %, сернистостью 1,7 %), из топок котлов удаляется 34,5 т/ч шлака и из бункеров электрофильтров (на 99 % очищающих дымовые газы от золы) – 193,5 т/ч уловленной золы. Уловленная зола и шлак в количестве 228 т/ч попадают в золоотвал электростанции, засоряя и загромождая огромные

территории. При этом часовой выброс дымовых газов составляет около 8 млн м³, содержащих 2350 т углекислого газа, 251 т водяных паров, 34 т сернистого ангидрида, 9,3 т оксидов азота, 2 т летучей золы (при эффективности золоуловителей 99 %).

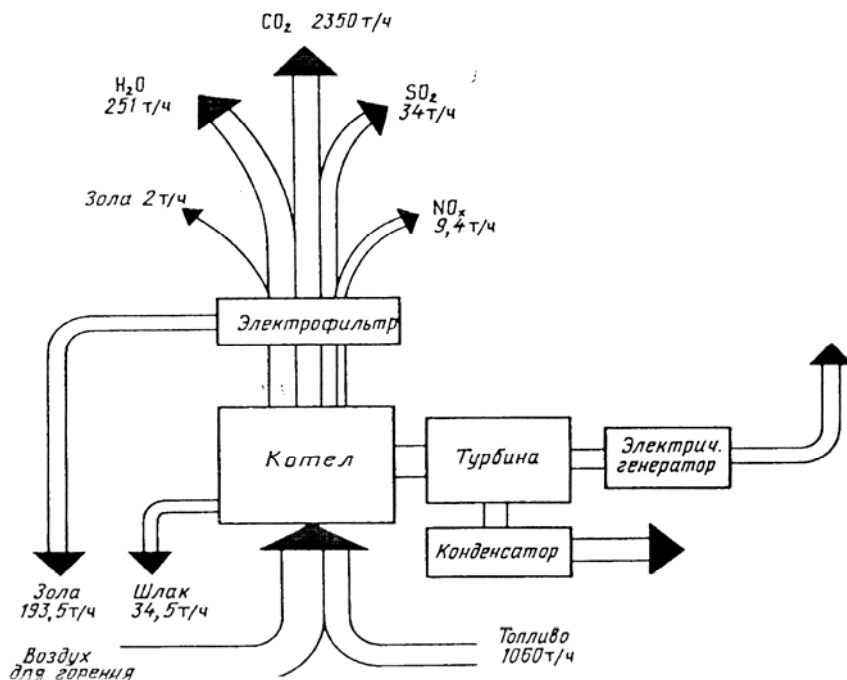


Рис. 1.1. Материальный баланс угольной ТЭС мощностью 2400 МВт

При сжигании твердого, жидкого и газообразного видов топлива вся их масса превращается в отходы, причем количество продуктов сгорания в несколько раз превышает массу использованного топлива за счет включения азота и кислорода (в пять раз – при сжигании газа, в четыре раза – угля).

Существенное влияние на состав образующихся вредных веществ при сжигании топлива оказывают его вид и режим горения.

На тепловых электростанциях используется твердое, жидкое и газообразное топливо.

Твердое топливо. В качестве твердого топлива в теплоэнергетике используют угли (бурые, каменные, антрацитовый штыб), горючие сланцы и торф.

Горючая часть топлива включает органическую, состоящую из углерода, водорода, кислорода, органической серы, и неорганическую часть (в состав горючей части топлива ряда месторождений входит пиритная сера FeS_2).

Негорючая (минеральная) часть топлива состоит из влаги и золы. Основная часть минеральной составляющей топлива в процессе сжигания переходит в летучую золу, уносимую дымовыми газами. Другая часть в зависимости от конструкции топки и физических особенностей минеральной составляющей топлива может превращаться в шлак.

Зольность отечественных углей колеблется в широких пределах (10–55 %). Соответственно изменяется и запыленность дымовых газов, достигая для высокозольных углей 60–70 г/м³.

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

Более детальные анализы минеральной части твердых топлив показывают, что в золе в небольших количествах могут быть и другие элементы, например, *германий, бор, мышьяк, ванадий, марганец, цинк, уран, серебро, ртуть, фтор, хлор*. Микропримеси перечисленных элементов распределяются в различных по размерам частиц фракциях летучей золы неравномерно, и обычно их содержание увеличивается с уменьшением размеров этих частиц.

В составе золы твердых видов топлива могут присутствовать радиоактивные изотопы калия, урана и бария. Эти выбросы практически не влияют на радиационную обстановку в районе ТЭС, хотя их общее количество может превышать выбросы радиоактивных аэрозолей на АЭС той же мощности.

Твердое топливо может содержать серу в следующих формах: колчедана Fe_2S и пирита FeS_2 , в составе молекул органической части топлива и в виде сульфатов в минеральной части. Соединения серы в результате горения превращаются в оксиды серы, причем около 99 % составляет сернистый ангидрид SO_2 .

Сернистость углей в зависимости от месторождения составляет 0,3–6,0 %. Сернистость горючих сланцев достигает 1,4–1,7 %, торфа – 0,1 %.

Жидкое топливо. В качестве жидкого топлива в теплоэнергетике применяются мазут, сланцевое масло, дизельное топливо.

В состав золы мазута входят пентаоксид ванадия (V_2O_5), а также Ni_2O_3 , Al_2O_3 , Fe_2O_3 , SiO_2 , MgO и другие оксиды. Зольность мазута не превышает 0,3 %. При полном его сгорании содержание твердых частиц в дымовых газах составляет около $0,1 \text{ г/м}^3$, однако это значение резко возрастает в период очистки поверхностей нагрева котлов от наружных отложений.

В жидком топливе отсутствует пиритная сера (FeS_2). Сера в мазуте находится преимущественно в виде органических соединений, элементарной серы и сероводорода H_2S . Ее содержание зависит от сернистости нефти, из которой она получена.

В мазуте, сжигаемом в котельных и на ТЭЦ, содержится много сернистых соединений. После его сгорания образуется диоксид серы, являющийся причиной выпадения так называемых кислотных дождей. Предотвратить вредное воздействие кислоты на здоровье людей, жизнь животных и растительный мир, особенно при сверхнормативной ее концентрации, можно при внедрении эффективных технологических схем по обессериванию мазутов. При переработке высокосернистой нефти только 5–15 % серы переходит в дистилляционные продукты; остальная часть серы остается в мазуте, сжигание которого в больших количествах на крупных ТЭЦ связано с высокой концентрацией сернистых соединений в отходящих дымовых газах.

Топочные мазуты в зависимости от содержания в них серы подразделяются на малосернистые – содержание серы $S^p < 0,5 \%$, сернистые ($S^p = 0,5\text{--}2,0 \%$) и высокосернистые ($S^p > 2,0 \%$).

Дизельное топливо по содержанию серы делится на две группы: первая – до 0,2 % и вторая – до 0,5 %. В сланцевом масле содержание серы не более 1 %.

Газообразное топливо представляет собой наиболее «чистое» органическое топливо, так как при его полном сгорании из токсичных веществ образуются только оксиды азота. При неполном сгорании в выбросах присутствует оксид углерода (СО).

ТЭС на природном газе экологически значительно чище угольных, мазутных и сланцевых, но нельзя забывать о вреде, который наносит природе добыча газа и прокладка тысячекиллометровых трубопроводов. В составе загрязняющих веществ, характерных для объектов газовой промышленности, обычно выделяют сероводород H_2S . Природные газы могут быть бессернистыми или содержать значительное количество сероводорода. Добыча и переработка сероводородсодержащих газов, токсичность и летучесть компонентов которых выше, чем у нефти, сопровождается выделением больших количеств H_2S в атмосферу и является более опасной по загрязнению воздуха и других экологических объектов по сравнению с природным газом, свободным от сероводорода. В процессе переработки газов, содержащих H_2S , происходит разрушение и износ оборудования, в результате чего в окружающую среду в опасных объемах выделяются сероводород и сопутствующие ему токсичные сернистые, азотные и другие соединения.

Природные газы различаются содержанием сероводорода. Например, природные газы Оренбургского месторождения содержат 4–6 % сероводорода, астраханского – 25 %. В Канаде эксплуатируются газовые месторождения с содержанием сероводорода до 50 %. Газы нефтепереработки могут содержать от 0,5 до 15 % сероводорода.

Требования к степени очистки зависят от назначения газа. При очистке газа, выбрасываемого в атмосферу, содержание сероводорода должно соответствовать ПДК. При очистке технологических газов содержание сероводорода регламентиру-

ется требованиями процессов дальнейшей переработки. Сероводород, выделяемый при очистке, перерабатывают в элементарную серу или серную кислоту. Методы очистки от сероводорода можно разделить на две основные группы: сорбционные методы и методы каталитического окисления. Наибольшее распространение получил метод хемосорбции, обеспечивающий степень очистки до 99,9 %.

При сжигании органического топлива различают четыре режима горения:

1) нейтральное (стехиометрическое или полное сгорание топлива при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$);

2) окислительное (полное сгорание при небольшом избытке воздуха, $\alpha > 1$);

3) восстановительное (неполное сгорание при недостатке воздуха, $\alpha < 1$);

4) смешанное (окислительно-восстановительное, характерное для горения твердого топлива при неравномерном взаимодействии поверхностей его частиц с воздухом, когда $\alpha > 1$).

Перечисленные факторы влияют на выброс всех вредных веществ, содержащихся в дымовых газах, – золы, оксидов азота, углерода, серы, оксидов ванадия (в основном выделяется пентаоксид ванадия V_2O_5).

Диоксид углерода и пары воды – основные по массе отходы производства – поступают в атмосферу, включаются в природные циклы и поглощаются растительностью в процессе синтеза органических соединений и регенерации кислорода. В этом качестве эти отходы нельзя признать вредными.

Однако масштабы использования органического топлива и соответственно выброса диоксида углерода, по некоторым оценкам, превышают регенерационные возможности растительного мира. В результате в атмосфере наблюдается возрастание удельного веса диоксида углерода (углекислого газа) CO_2 . Влияние CO_2 выражается не только в токсическом воздействии на живые организмы, но и в способности поглощать инфракрасные лучи.

При нагревании земной поверхности солнечными лучами часть тепла в виде инфракрасного излучения отдается обратно в мировое пространство. Это возвращаемое тепло частично перехватывается газами, которые поглощают инфракрасное излучение и в результате нагреваются. Если это явление происходит в тропосфере, то с ростом температуры могут происходить климатические изменения («парниковый эффект»). По мнению многих ученых, это может привести к ряду катастрофических последствий глобального масштаба, в том числе к таянию ледников, повышению уровня Мирового океана и затоплению огромных и наиболее обжитых прибрежных территорий океанов, перераспределению осадков, речного стока и др.

Одна из основных проблем состоит в том, чтобы определить масштабы и временные рамки климатических изменений в результате накопления тепла за счет CO_2 . До сих пор еще остается неясным, в какой степени климатические изменения связаны с поглощением инфракрасного излучения в атмосфере. Все усилия по определению возможного воздействия на климат при увеличении содержания CO_2 в атмосфере связаны с выяснением дальнейших изменений, которые будут наблюдаться при достижении концентрации диоксида углерода 0,06 % (об.) (в настоящее время в земной атмосфере содержание CO_2 составляет 0,03–0,034 % (об.)). Трудно предсказать, когда это значение будет достигнуто. Если считать, что выбросы CO_2 и в дальнейшем будут постоянно возрастать, то эта концентрация будет достигнута примерно в 2050 г. Если расходование углерода сохранится на современном уровне, то установление концентрации CO_2 в атмосфере на уровне 0,06 % (об.) можно ожидать только к 2200 г. Если же удастся постоянно сокращать потребление природного топлива, то это состояние наступит около 3000 г.

При предсказании возможных изменений климата в результате удвоения содержания CO_2 используют модельные расчеты, которые чрезвычайно сложны и дают неоднозначные ре-

зультаты. Нет уверенности в надежности ряда данных, которые используются при конструировании модели. К ним, в частности, относится вопрос о количестве CO_2 , уходящем из атмосферы и растворяющемся в Мировом океане.

При удвоении содержания CO_2 в тропосфере изменение климата с повышением температуры становится вполне вероятным, если не происходит никаких компенсирующих процессов, как, например, усиленное поглощение и рассеяние излучения в стратосфере из-за загрязнений в виде пыли и аэрозолей.

Проблема обогащения атмосферы диоксидом углерода не должна рассматриваться изолированно, так как в кругообороте CO_2 участвуют и синергические и антагонистические факторы. К синергическим факторам относится влияние таких газов, как диоксид серы SO_2 , оксид азота (I) N_2O , фторхлоруглеводороды (фреоны), метан CH_4 и озон O_3 . Водяные пары должны быть исключены из этого рассмотрения, так как, несмотря на локальные различия в распределении над поверхностью планеты, их общая доля в атмосфере практически остается постоянной и не вносит заметного вклада в нагревание земной поверхности. Другие газы, поглощающие ИК-излучение, вносят приблизительно 50 % по сравнению с общим количеством тепла, накапливаемого за счет диоксида углерода. При оценке так называемого парникового эффекта, вызванного деятельностью человека, необходимо учитывать влияние и этого фактора.

Действие пыли и аэрозолей противоположно действию газов, накапливающих тепло, так как первые уменьшают количество солнечного света, падающего на поверхность Земли.

Недавно учеными было установлено, что углекислый газ, выбрасываемый в больших количествах ТЭС, интенсивно разрушает и озоновую оболочку Земли.

Зола, оксиды серы, азота и многие другие компоненты дымовых газов являются вредными веществами, превышение концентрации которых над санитарными нормами в воздушном бассейне недопустимо.

Количество *твердых веществ*, выбрасываемых в атмосферу, определяется зольностью топлива, полнотой сгорания горючей массы, глубиной золоочистки.

При горении сера, присутствующая в органическом топливе, превращается в *диоксид серы*, количество которого определяется сернистостью используемого топлива. Наибольшую сернистость имеют топлива европейской части (подмосковные и украинские бурые угли, донецкий, кизеловский каменные угли, эстонские горючие сланцы, мазуты и нефти Татарии и Башкирии). Сибирские угли имеют небольшое содержание серы. Бессернистым топливом является природный газ большинства месторождений, за исключением Оренбургского, месторождений Средней Азии и нижней Волги.

Проблема загрязнения атмосферы сернистым ангидридом приобретает еще большую остроту в связи с трансграничным переносом примесей. Потоки сернистого ангидрида, измеряемые миллионами тонн в год, пересекают государственные границы, особенно на территории Европы и Северной Америки. В наиболее неблагоприятном положении оказались страны, расположенные на Востоке и Северо-Востоке Европы, в связи с преобладанием западных потоков воздушных масс в этом регионе (страдают леса и озера Скандинавских стран: Норвегии, Швеции).

Оксиды азота образуются при горении за счет окисления азота воздуха только при высоких температурах и за счет азота в топливе, находящегося в сложных органических соединениях, входящих в состав угля и в молекулярном состоянии. В оксид азота (II) NO переходит 10–30 % топливного азота. На выходе из дымовой трубы диоксид азота (NO₂) составляет 10–15 %, остальные 85–90 % составляет в основном NO. Далее при движении дымового факела в атмосфере количество диоксида азота увеличивается до 60–70 %. Диоксид азота токсичнее, чем оксид. Если выбросы от автотранспорта производятся на уровне земли, то выбросы энергетических предпри-

ятий осуществляются на высоте более 100–300 м. Это способствует не только дальнему переносу примесей, но и попаданию их в верхние слои атмосферы, в частности в озоновый слой, расположенный на высоте 18–26 км.

В результате сложных реакций в диапазоне температур 700–800 °С при недостаточном количестве кислорода, подаваемого в зону горения, в дымовых газах образуется полициклический углеводород *бенз(а)пирен* $C_{20}H_{16}$, обладающий канцерогенными свойствами. Агрегатное состояние бенз(а)пирена в дымовых газах – аэрозольное. Канцерогенными веществами являются химические вещества, воздействие которых на человека вызывает рак и другие опухоли.

При неполном сгорании жидкого топлива в дымовых газах образуются крупнодисперсные, липучие частицы сажи, состоящие преимущественно из углерода. Сажа способна адсорбировать бенз(а)пирен, в результате чего ее частицы приобретают канцерогенные свойства.

К вредным воздействиям ТЭС следует отнести и выбросы *теплоты*, приводящие к тепловому загрязнению окружающей среды. Энергетический баланс угольной ТЭС складывается таким образом, что потребителю отдается только 30–35 % энергии, полученной при сжигании топлива. Примерно 10 % теплоты уходит в атмосферу с дымовыми газами, а более 50 % отводится в процессе охлаждения конденсаторов турбин либо водой, забираемой из рек или водоемов, либо в градирнях. Происходящее при этом тепловое загрязнение водоемов при недостаточности защитных мер способно нарушить условия обитания водной флоры и фауны, привести к развитию в водоемах нежелательных биологических процессов (разрастанию сине-зеленых водорослей и т. п.). Тепловые выбросы ТЭС воздействуют на окружающую среду, меняя микроклимат в районе ее размещения, а при больших концентрациях мощности могут привести к изменению циркуляции воздушных масс, их температуры и влажности.

Таким образом, участие энергетических предприятий (ТЭС, котельных) в загрязнении окружающей среды продуктами сгорания, твердыми отходами и низкопотенциальным теплом весьма значительно.

1.2. Охрана атмосферного воздуха

Загрязнение воздушного бассейна объектами теплоэлектроэнергетики связано в основном с выбросами дымовых газов, образующихся при сжигании органического топлива в котлах электростанций. В связи с этим для снижения вредного воздействия энергетики на воздушный бассейн могут быть использованы как минимум три пути:

1) уменьшение количества и улучшение качества органического топлива, сжигаемого для производства электроэнергии и теплоты;

2) подавление образования и улавливание вредных компонентов дымовых газов и сокращение благодаря этому выброса электростанциями вредных веществ в атмосферу;

3) уменьшение концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы в результате рассеивания вредных выбросов высокими трубами электростанций, более рационального их размещения, усиления контроля за выбросами и экологическое управление режимами энергетических предприятий с использованием экологически чистых топлив.

1.2.1. Уменьшение количества и улучшение качества сжигаемого топлива

Снижение объема вредных выбросов в атмосферу в первую очередь может быть обеспечено за счет сокращения количества и улучшения качества сжигаемого топлива.

Глобальным направлением в этой области является всемерное *повышение коэффициента полезного действия* (КПД) электростанций и соответствующего снижения удельных расходов топлива.

Для усиления этого процесса необходимо не только все более совершенствовать оборудование, но и интенсифицировать демонтаж и реконструкцию устаревшего оборудования, доля которого в энергосистемах страны с каждым годом увеличивается.

Основное направление в повышении КПД топливоиспользования на электростанциях в настоящее время связывается с использованием парогазовых установок (ПГУ). Как известно, достигнутый в настоящее время КПД тепловых электростанций находится на уровне, близком к 40 %. Отечественные и зарубежные оценки показывают, что при сжигании природного газа КПД ПГУ может быть доведен до 50–56 %, т. е. экономия топлива и соответственно снижение выбросов при использовании таких установок могут составить 27,5–40 % по сравнению с обычными ТЭС.

Важным природоохранным мероприятием является и *повышение качества используемого топлива*. С позиций охраны воздушного бассейна преимущества имеют те виды топлива, которые содержат меньше нежелательных примесей, в первую очередь золы, серы и азота. Поэтому во избежание излишнего загрязнения воздушного бассейна предпочтение по возможности должно отдаваться малозольным и малосернистым топливам. Наиболее чистым органическим топливом является природный газ. При его сжигании не выделяются твердые частицы и практически отсутствуют выбросы сернистых соединений.

В связи с этим переориентация газомазутных электростанций на сжигание преимущественно природного газа и сокращение доли высокосернистого мазута могут привести к не менее ощутимому результату, чем установка дорогостоящих серочистных сооружений на электростанциях, сжигающих высокосернистые топлива.

По имеющимся оценкам, для мазутных ТЭС наиболее целесообразным путем сокращения выбросов диоксида серы с экологической и социальной точки зрения является облагоражи-

вание топлива в процессе его производства на нефтеперерабатывающих заводах со снижением содержания серы до 1 % и менее. Народнохозяйственные затраты в этом случае оказываются в 1,3–2 раза ниже, чем при установке на электростанциях сероочистных сооружений. При этом упрощается эксплуатация электростанций и возрастает надежность электро- и теплоснабжения потребителей.

Дополнительного уменьшения выбросов оксидов серы можно достичь повышением доли использования малосернистых твердых топлив.

С экологической точки зрения важное значение имеют *обогащение и переработка твердого топлива*, повышающие его качества, в том числе снижающие в нем содержание золы и серы. Расчеты показывают, что при снижении зольности 1 млн т угля на 1 % можно сократить выброс золы примерно на 10 тыс. т.

За рубежом, особенно в США и Германии, осуществляются *газификация* твердого топлива и получение на этой базе транспортабельного газообразного топлива с высокой удельной теплотой сгорания.

Среди методов газификации твердого топлива интерес представляет *термохимический способ* переработки топлива на электростанциях, позволяющий получить очищенный газ для сжигания в котлах и в виде побочных продуктов – серы, бензола, толуола и др. Создание оптимальной технологии переработки топлива по этому методу при его реализации в энергетике позволит получить дополнительный экономический эффект за счет извлечения побочной продукции.

1.2.2. Методы подавления и улавливания вредных компонентов дымовых газов на электростанциях

Для охраны воздушного бассейна наиболее важными являются мероприятия, сокращающие выбросы с дымовыми газами электростанций твердых частиц (золы), оксидов серы и азота.

Методы борьбы с выбросами твердых частиц. Количество твердых частиц золы и недожога топлива (под недожогом топлива имеется в виду механический недожог, т. е. твердые частицы несгоревшего топлива), образующихся в топках котлов и уносимых из топки дымовыми газами, пропорционально количеству сжигаемого топлива, его зольности и степени шлакоулавливания. Последняя составляет 5–10 % при твердом и 15–30 % при жидком шлакоудалении. Для котлов с механизированными слоевыми топками этот показатель значительно выше (80 %).

Количество летучей золы, выбрасываемой в атмосферу энергетическими установками, определяется эффективностью очистки газов в золоуловителях, устанавливаемых за котлами.

По принципам действия золоуловители разнообразны: электрофильтры, мокрые инерционные, сухие инерционные.

Тепловые электростанции, работающие на твердом топливе, складировать свои *золошлаковые отходы* на специально построенных золоотвалах. Строительство золоотвалов требует значительных отводов земель. Кроме того, они представляют определенную опасность для окружающей природной среды, поскольку загрязняют почву и грунтовые воды в связи с пылением и инфильтрацией.

Летучая зола отличается повышенным абразивным воздействием на механизмы и силикозным – на организм человека из-за большого количества диоксида кремния. Пыление вызывает снижение продуктивности сельскохозяйственных полей, сокращение ресурса механизмов, работающих в зоне запыленности, и ухудшает санитарное состояние территории, что негативно влияет на здоровье человека.

Особенно неблагоприятно проявляется пыление золоотвалов в районах с большими скоростями ветра. В этих условиях золоотвал может послужить источником загрязнения территории площадью в несколько сот квадратных километров. По этим причинам мероприятия, направленные на уменьшение

и нейтрализацию вредного воздействия пыления золоотвалов, важнейшие при их эксплуатации.

В настоящее время имеются отработанные технологии использования золы и золошлаков для производства различных строительных материалов: бетонов, в том числе ячеистых, глиноземного керамзита, иглопористого гравия, шлакоблоков и др.

Защита от оксидов серы. Тепловые электростанции вносят существенный вклад в загрязнение воздушного бассейна выбросами диоксида серы.

Диоксид серы и продукты его взаимодействия с другими загрязнителями осаждаются на почву, попадают в водоемы в виде аэрозолей и растворов, выпадающих с атмосферными осадками (кислотные дожди). В районах расположения крупных ТЭС наблюдается повышенное содержание сульфатов в почвах, в связи с чем снижается их продуктивность. Вредное влияние диоксида серы усиливается при наличии в воздухе оксидов азота, поэтому санитарными нормами введено требование учета суммации концентраций оксидов серы и азота.

Основное количество серы в дымовых газах находится в виде диоксида серы (до 99 %) и только 1 % приходится на триоксид серы. Однако концентрация именно SO_3 в дымовых газах определяет коррозию элементов газозащитного тракта.

Доля SO_3 в газе снижается с ростом температуры и с уменьшением избытка воздуха в топке. Такое ведение процесса горения возможно при поддержании точного соотношения между количествами топлива и воздуха.

Существует большое количество методов очистки дымовых газов от SO_2 , основанных на селективном поглощении серы различными соединениями. Наиболее экономичные мокрые способы очистки имеют один существенный недостаток – ухудшают способность дымовых газов рассеиваться, в результате чего концентрация SO_2 в приземном слое электростанции, несмотря на очистку, зачастую оказывается выше допустимых норм.

К особенностям сероулавливающих установок электростанций относится их крупномасштабность. Площадь, занимаемая сероулавливающими установками, соизмерима с площадью основных сооружений электростанции.

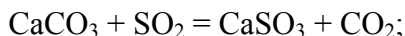
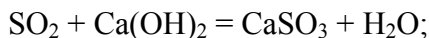
Эксплуатация сероулавливающих установок связана с потреблением значительного количества реагентов (известняка, извести, аммиака и др.) и образованием соответствующего количества отходов сероулавливания, которые могут иметь и товарную ценность. Для улавливания 1 т оксидов серы из дымовых газов электростанций требуется 1,8 т известняка.

Химическая продукция, получаемая при очистке дымовых газов от диоксида серы, зависит от выбранного технологического процесса. При очистке аммиачно-циклическим методом в качестве готовых продуктов можно получить 100%-й сжиженный диоксид серы и сульфат аммония. При использовании магнезитового метода получается промежуточный продукт – кристаллы сульфата магния, которые после их обработки (сушка, обжиг) поступают в сернокислотное производство.

Очистка отходящих газов от диоксида серы экономически выгодна при содержании 0,5–2,5 об.%. Удаление SO₂ из дымовых газов – дело трудное, так как необходимо переработать огромное количество газа, нагретого до высокой температуры и с малым содержанием диоксида серы 0,1–0,4 об.%. Методы дороги и малоэффективны.

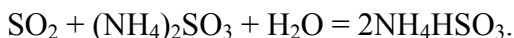
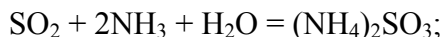
Для очистки газов от сернистых соединений применяют несколько способов: промывку газов водой, известковый, кислотно-каталитический, комбинированный (сочетание кислотнокаталитического и известкового), магнезитовый и аммиачные (мокрый и сухой) методы. Наиболее полно разработаны три метода, основанных на селективном поглощении диоксида серы: аммиачно-циклический, магнезитовый и известковый.

Известковый метод. После очистки от пыли газ поступает в скруббер, орошаемый известковым раствором:



Недостаток метода – образование шлама, содержащего сульфит и сульфат кальция, которые плохо растворяются в воде, непрореагировавшую известь или известняк (CaO , CaCO_3). Этот шлам не используют и сбрасывают в отвал. За рубежом разработана технология, позволяющая получать из шлама влажный гипс, который после соответствующей подготовки отвечает требованиям строительной промышленности. Степень очистки этим методом достигает 98 %.

Аммиачный метод основан на взаимодействии диоксида серы с водными растворами сульфита аммония:



В зависимости от способа разложения бисульфита аммония различают несколько вариантов этого метода:

– аммиачно-циклический метод – заключается в поглощении диоксида серы растворами сульфит-бисульфит аммония при низкой температуре и выделении его при нагревании, степень извлечения диоксида серы – 90 %;

– аммиачно-автоклавный – сульфит и бисульфит аммония нагревают в автоклаве при 140–160 °С с получением товарных продуктов – серы и сульфата аммония;

– при обработке бисульфита аммония серной кислотой выделяющийся диоксид серы используют для производства серной кислоты – аммиачно-сернокислотный метод;

– при обработке бисульфита аммония азотной (фосфорной) кислотой – аммиачно-азотно-кислотный (фосфорно-кислотный). При этом образуются диоксид серы, азотные и фосфорные удобрения.

Аммиачные методы относительно экономичны и эффективны, недостаток их – безвозвратные потери дефицитного продукта – аммиака.

Магнезитовый метод основан на взаимодействии диоксида серы с суспензией оксида магния:



Сульфит магния отфильтровывают, сушат и разлагают термически (900–1000 °С), при этом получается чистый SO₂, который используется как сырье для получения серной кислоты.

Преимущества метода – степень очистки до 95–96 %, возможность очистки запыленных газов с высокой температурой, отсутствие отходов и сточных вод.

Но способ громоздок, требуются значительные капитальные и эксплуатационные расходы (на регенерацию поглотителя), применяется редко – в основном в установках, которые работают на сернистом топливе.

Аммиачный и магнезитовый методы в отличие от известкового позволяют возвращать реагенты в производство или получать товарные продукты.

Защита от оксидов азота. Образование оксидов азота при высокотемпературном сжигании топлива обусловлено в основном окислением молекулярного азота воздуха непосредственно в зоне горения. При низкотемпературном сжигании топлива увеличивается доля оксидов азота, образовавшихся в результате окисления связанного азота, входящего в состав топлива. Этот процесс происходит легче и быстрее, чем окисление молекулярного азота воздуха, и при относительно низких температурах, например, для угля при 250–280 °С.

Максимальный выход оксидов азота наблюдается в зоне активного горения. В остальных зонах, где уровень температуры относительно ниже, атмосферный азот практически не окисляется. Это означает, что снижение температуры горе-

ния топлива способствует уменьшению содержания оксидов азота в выбросах.

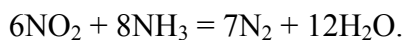
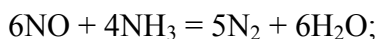
Снижение выбросов оксидов азота с дымовыми газами электростанций обеспечивается режимными и конструктивными мероприятиями, направленными на уменьшение образования газов в топках котлов (двухступенчатое сжигание, рециркуляция дымовых газов в зону горения, сжигание топлива при малых избытках воздуха, разработка новых типов горелок и различное конструктивное решение топочных устройств). На выбор оптимального метода снижения содержания оксидов азота в топочной камере существенно влияют мощность котла и вид топлива (газообразное, жидкое, твердое).

На газомазутных энергетических котлах режимными и конструктивными мероприятиями удастся сократить выброс оксидов азота на 35–40 %. При этом увеличение стоимости ТЭС не превышает 2 %. При сжигании твердых топлив даже применение комплекса конструктивных и режимных мероприятий позволяет снизить выброс оксидов азота не более чем на 25 %.

Перспективным способом снижения выбросов оксидов азота является очистка дымовых газов, которая все шире практикуется за рубежом.

Азотоочистительные установки следует использовать лишь после исчерпания возможностей подавления реакций образования оксидов азота сравнительно дешевыми технологически методами, так как очистка дымовых газов от азота – довольно дорогое мероприятие.

Наиболее распространенный аммиачно-каталитический метод разложения оксидов азота имеет степень очистки до 85 %. В качестве катализаторов используются сплавы из металлов платиновой группы (палладий, платина) или составы, содержащие никель, хром, цинк, ванадий и др.:



Большого эффекта можно достичь при сжигании твердых топлив в топках с «кипящим слоем», а также при газификации топлив и использовании парогазовых установок. При сжигании газифицированных топлив количество оксидов азота может быть снижено на 80–90 %.

Защита от оксида углерода. Химические методы очистки не нашли промышленного применения. В основном используется дожигание CO до CO₂ при высоком содержании CO, при низком – используют каталитическое окисление.

1.2.3. Рассеивание вредных веществ в атмосфере

Концентрация вредных веществ в приземном слое атмосферы зависит не только от объема вредных выбросов, но и от климатических и метеорологических условий местности, а также от конструкции дымовой трубы.

При данных природных условиях и заданных размерах выбросов вредных веществ в атмосферу уровень их концентрации зависит от конструкции дымовой трубы, в первую очередь от ее высоты (концентрация обратно пропорциональна квадрату высоты трубы).

В связи с этим рост требований к охране воздушного бассейна при прочих равных условиях ведет к необходимости увеличения высоты дымовых труб, наиболее высокие из которых в настоящее время превысили 300 м.

Создание высоких труб обходится достаточно дорого, причем их стоимость по мере увеличения высоты возрастает почти по квадратической зависимости. Тем не менее стоимость дымовых труб значительно ниже, чем сооружений по очистке дымовых газов, что с экономической точки зрения говорит в пользу труб. Однако в настоящее время сооружение высоких дымовых труб не признается в качестве генерального направления охраны воздушного бассейна, так как вредные выбросы из высоких дымовых труб рассеиваются на весьма значительные расстояния.

В связи с этим в настоящее время приоритет отдается методам, позволяющим максимально снизить выбросы вредных веществ в атмосферу, после чего для обеспечения должного ПДК допускается выбирать соответствующую высоту труб.

Таким образом, тепловые электростанции, сжигающие органические виды топлива, оказывают существенное влияние на чистоту атмосферного воздуха. В то же время следует помнить, что эти масштабы зависят от мощности ТЭС, вида и характеристик сжигаемого топлива, уровня природоохранных мероприятий, степени технологического совершенства электростанции и многих других факторов.

2. РАСЧЕТ ВЫБРОСА ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ПРИ СЖИГАНИИ ТОПЛИВА В КОТЛОАГРЕГАТАХ КОТЕЛЬНОЙ

Для котлоагрегатов и парогенераторов производительностью до 30 т/ч и выше существуют различные методики расчета загрязняющих веществ.

Настоящая методика предназначена для расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с газообразными продуктами сгорания при сжигании твердого топлива, мазута и газа в топках промышленных и коммунальных котлоагрегатов и теплогенераторов производительностью до 30 т/ч.

При *сжигании твердого топлива* наряду с основными продуктами сгорания (CO_2 , H_2O) в атмосферу поступают твердые частицы (летучая зола с частицами несгоревшего топлива), оксиды серы, углерода и азота.

При *сжигании мазутов* с дымовыми газами выбрасываются оксиды углерода, серы, азота и мазутная зола (в пересчете на соединения ванадия).

При *сжигании газа* с дымовыми газами выбрасываются диоксид азота и оксид углерода.

Выбросы загрязняющих веществ зависят как от количества и вида топлива, так и от типа котлоагрегата.

Валовый выброс твердых частиц в дымовых газах

$$M_T = A \cdot m \cdot \chi \cdot (1 - \eta_T/100), \text{ т/год},$$

где A – зольность топлива, % (табл. 2.1);

m – количество израсходованного топлива в год, т;

χ – безразмерный коэффициент, характеризующий долю уносимой с дымовыми газами летучей золы, зависит от типа топки и топлива (табл. 2.2);

η_T – эффективность золоуловителей, % (табл. 2.3).

Таблица 2.1

Характеристика топлив (при нормальных условиях)

Наименование топлива	A , %	S , %	Q^H , МДж/кг; МДж/м ³
Угли			
Донецкий бассейн, марки угля (к)			
ДР	28,0	3,5	18,50
Д концентрат	10,0	3,0	23,74
ГР	28,0	3,5	20,47
Подмосковный бассейн (б)			
Б2Р, Б20МСШ	39,0	4,2	9,88
Челябинский бассейн (к)			
Б3	29,9	1,0	14,19
Канско-Ачинский бассейн (б)			
БР2 (Ирша-Бородинский разрез)	6,7	0,2	15,54
БР2 (Назаровский разрез)	7,3	0,4	13,06
Б2 (Березовское месторождение)	4,7	0,2	15,70
Б1 (Итатское месторождение)	6,8	0,4	12,85
Б1 (Боготольское месторождение)	6,7	0,5	11,84

Продолжение табл. 2.1

Наименование топлива	A, %	S, %	Q^H , МДж/кг; МДж/м ³
Иркутский бассейн (к)			
БР (Черемховское месторождение)	27,0	1,0	17,93
ДР (Забитуйское месторождение)	23,0	4,1	20,91
БЗР (Тулунский разрез)	12,6	0,4	16,38
Сахалинский бассейн (к)			
БЗР, БЗ концентрат	22,0	0,4	17,33
ГСШ (Углегорский район)	20,0	0,3	22,86
БЗР (шахта Шебунино)	16,0	0,4	18,17
БЗР концентрат (ш. Горнозаводская)	12,0	0,5	18,92
Южноуральский бассейн	6,6	0,7	9,11
Партизанский бассейн	34,0	0,5	20,81
Кузнецкий бассейн (к)			
БР, ДСШ	13,2	0,4	22,93
ГР, 1М, ГСШ	14,3	0,5	25,32
Г (промпродукт)	23,8	0,5	20,07
ССР	14,1	0,6	27,51
ОС (промпродукт)	27,9	0,8	21,84
ОС2ССМ	18,2	0,4	24,78
ТОМСШ	18,6	0,6	25,20
СС1ССМ	18,2	0,3	23,64
Горючий сланец			
Эстонсланец	50,5	1,6	11,34
Ленинградсланец	54,2	1,5	11,34
Торф			
Росторф	12,5	0,3	8,12
Другие виды топлива			
Дрова	0,6	–	10,24
Мазут малосернистый	0,1	0,5	40,30
Мазут сернистый	0,1	1,9	39,85
Мазут высокосернистый	0,1	4,1	38,89

Окончание табл. 2.1

Наименование топлива	$A, \%$	$S, \%$	$Q^H, \text{МДж/кг};$ МДж/м^3
Дизельное топливо	0,025	0,3	42,75
Соляное масло	0,02	0,3	42,46
Природный газ из газопроводов			
Саратов–Москва	–	–	35,80
Саратов–Н. Новгород	–	–	36,13
Брянск–Москва	–	–	37,30
Уренгой–Помары–Ужгород	–	–	41,75

Таблица 2.2

Значения коэффициента χ в зависимости
от типа топки и топлива

Тип топки	Топливо	χ
С неподвижной решеткой и ручным забросом	Бурые и каменные угли	0,0023
	Антрацит АС и АМ	0,0030
	Антрацит АРМ	0,0078
С забрасывателями и цеп- ной решеткой	Бурые и каменные угли	0,0035
Шахтная	Твердое топливо	0,0019
Шахтно-цепная	Торф кусковой	0,0019
Камерные топки	Мазут	0,010
	Легкое жидкое топливо	0,010
Слоевые топки бытовых теплоагрегатов	Дрова	0,0050
	Бурые угли	0,0011
	Каменные угли	0,0011
С пневмомеханическими забрасывателями и непод- вижной решеткой	Бурые и каменные угли	0,0026
	Антрацит АРШ	0,0088

Таблица 2.3

Средние эксплуатационные эффективности аппаратов пылеулавливания и газоочистки отходящих газов котельных

Аппарат, установка	Эффективность улавливания, %
Батарейные циклоны типа БЦ-2	85
Батарейные циклоны на базе секции СЭЦ-24	93
Батарейные циклоны типа ЦБР-150У	93–95
Электрофильтры	97–99
Центробежные скрубберы ЦС-БТИ	88–90
Групповые циклоны ЦН-15	85–90
Жалюзийные золоуловители	75–85

Валовый выброс мазутной золы в пересчете на ванадий

$$M_V = 10^{-6} \cdot q_V \cdot m \cdot (1 - n_{oc}) \cdot (1 - n_y), \text{ т/год},$$

где q_V – содержание ванадия в мазуте, г/т;

m – количество израсходованного топлива в год, т;

n_{oc} , n_y – коэффициенты оседания и улавливания оксидов ванадия ($n_{oc} = 0$, $n_y = 0$).

Содержание ванадия в мазуте определяется в зависимости от зольности мазута по формуле

$$q_V = 4000 \cdot A / 1,8, \text{ г/т}.$$

Валовый выброс оксида углерода

$$M_{CO} = C_{CO} \cdot m \cdot (1 - q_4/100) \cdot 10^{-3}, \text{ т/год},$$

где m – количество израсходованного топлива, т/год, (тыс. м³/год);

q_4 – потери теплоты вследствие механической неполноты сгорания, % (табл. 2.4);

C_{CO} – выход оксида углерода при сжигании топлива:

$$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q^H, \text{ кг/т, (кг/тыс. м}^3\text{)},$$

где q_3 – потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, % (табл. 2.4);

R – коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленный наличием в продуктах сгорания оксида углерода:

$R = 1$ – для твердого топлива,

$R = 0,5$ – для газа,

$R = 0,65$ – для мазута;

Q^H – низшая теплота сгорания натурального топлива (см. табл. 2.1), МДж/кг, МДж/м³.

Таблица 2.4

Характеристики топок котлов малой мощности

Тип топки и котла	Топливо	q_3	q_4
С пневмомеханическими забрасывателями и неподвижной решеткой	Антрацит	0,5–1	13,5–10
	Бурые угли	0,5–1	9–7,5
	Каменные угли	0,5–1	5,5–3
С пневмомеханическими забрасывателями и цепной решеткой	Каменные угли	0,5–1	5,5–3
	Бурые угли	0,5–1	6,5–4,5
Шахтная топка с наклонной решеткой	Дрова	2	2
	Торф кусковой	2	2
	Дробленые отходы	2	2
Камерная топка с твердым шлакоудалением	Каменные угли	0,5	5–3
	Бурые угли	0,5	3–1,5
	Торф	0,5	3–1,5
При неподвижной решетке и ручном забросе топлива	Антрацит	1	10
	Бурые угли	2	8
	Каменные угли	2	7
Камерная топка	Мазут	0,5	0
	Газ	0,5	0

Примечание: большие значения q_4 – при отсутствии средств уменьшения уноса, меньшие – при остром дутье и наличии возврата уноса, а также для котлов производительностью 25–35 т/ч.

Валовый выброс оксидов азота в пересчете на диоксид азота

$$M_{\text{NO}_2} = m \cdot Q^{\text{H}} \cdot K_{\text{NO}_2} \cdot (1 - \beta) \cdot 10^{-3}, \text{ т/год},$$

где K_{NO_2} – параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла, кг/ГДж (табл. 2.5);

β – коэффициент, зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений. Для котлов производительностью до 30 т/ч $\beta = 0$.

Таблица 2.5

Коэффициент K_{NO_2} для производительности до 30 т/ч
(1 кал = 4,1868 Дж, 1 т/ч = 0,641 Гкал/ч = 743,6 кВт)

Паропроизводительность котлоагрегатов			Значение K_{NO_2}			
т/ч	Гкал/ч	кВт	Природный газ, мазут	Антрацит	Бурый уголь	Каменный уголь
0,2	0,13	148,7	0,060	0,092	0,14	0,15
0,25	0,16	185,9	0,065	0,095	0,145	0,155
0,5	0,32	371,8	0,070	0,105	0,15	0,165
0,7	0,45	520,5	0,080	0,11	0,16	0,175
1,0	0,64	743,6	0,085	0,115	0,165	0,18
2,0	1,28	1487	0,090	0,125	0,175	0,2
2,5	1,60	1860	0,095	0,13	0,18	0,21
4,0	2,56	2974	0,098	0,133	0,19	0,215
6,0	3,85	4461	0,100	0,14	0,2	0,22
8,0	5,13	5949	0,102	0,145	0,21	0,23
10,0	6,41	7436	0,103	0,15	0,22	0,235
15,0	9,62	11153	0,105	0,155	0,225	0,245
20,0	12,82	14871	0,109	0,16	0,23	0,25
25,0	16,03	18509	0,110	0,162	0,235	0,255
30,0	19,23	22307	0,115	0,165	0,24	0,26

Валовый выброс оксидов серы в пересчете на диоксид серы (определяется только для твердого и жидкого топлива)

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot m \cdot S \cdot (1 - \eta'_{\text{SO}_2}) \cdot (1 - \eta''_{\text{SO}_2}), \text{ т/год,}$$

где S – содержание серы в топливе, %, см. табл. 2.1;

η'_{SO_2} – доля оксидов серы, связываемых летучей золой топлива. Для эстонских и санкт-петербургских сланцев принимается равной 0,8; остальных сланцев – 0,5; углей Канско-Ачинского бассейна – 0,2 (Березовских – 0,5); торфа – 0,15; экибастузских – 0,02; прочих углей – 0,1; мазута – 0,02; газа – 0;

η''_{SO_2} – доля оксидов серы, улавливаемых в золоуловителе.

Для сухих золоуловителей принимается равной 0.

Расчет предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ (ПДВ) проводится для случая максимального расхода топлива. В общем случае **максимальный расход топлива** определяется по формуле

$$m = \Pi \cdot 10^6 / Q^{\text{н}} \cdot \text{КПД} \cdot 3,6, \text{ г/с, л/с,}$$

где Π – суммарная теплопроизводительность котлов, Гкал/ч,

$Q^{\text{н}}$ – низшая теплота сгорания топлива, ккал/кг, ккал/м³,

КПД – коэффициент полезного действия котлоагрегата.

Для установок, где максимальный расход топлива значительно превышает значение среднегодового расхода (например, для отопительных котельных) за m' принимается расход топлива в самый напряженный месяц (например, январь для отопительных котлов).

Тогда максимальный разовый выброс (г/с) определяется по следующим формулам:

максимальный разовый выброс твердых частиц в дымовых газах

$$G_{\text{т}} = A \cdot m \cdot \chi \cdot (1 - \eta_{\text{т}}/100), \text{ г/с;}$$

максимальный разовый выброс мазутной золы в пересчете на ванадий

$$G_V = 10^{-6} \cdot q_V \cdot m \cdot (1 - n_{oc}) \cdot (1 - n_V), \text{ г/с};$$

максимальный разовый выброс оксида углерода

$$G_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q^H \cdot m \cdot (1 - q_4/100) \cdot 10^{-3}, \text{ г/с};$$

максимальный разовый выброс оксида азота

$$G_{NO_2} = m \cdot Q^H \cdot K_{NO_2} \cdot (1 - \beta) \cdot 10^{-3}, \text{ г/с};$$

максимальный разовый выброс оксида серы,

$$G_{CO_2} = 0,02 \cdot m \cdot S \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}), \text{ г/с}.$$

ПРИМЕР РАСЧЕТА ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ПРИ СЖИГАНИИ ТОПЛИВА В КОТЕЛЬНЫХ

З а д а н и е : рассчитать выбросы вредных веществ в атмосферу от отопительной котельной, потребляющей в год 360 т каменного угля Кузбасского бассейна марки ССР (подземный способ добычи).

Теплотехнические характеристики углей:

– низшая теплота сгорания угля $Q^H = 27,42$ МДж/кг (6550 ккал/кг);

– зольность угля (на рабочую массу) $A = 14,1$ %;

– содержание серы (на рабочую массу) $S = 0,6$ %.

Продолжительность отопительного периода 234 дня (5616 ч).

Расход угля в самый холодный месяц года (январь) 62 т.

Паропроизводительность котлоагрегата 0,6 т/ч.

Топка с неподвижной решеткой и ручным забросом.

В атмосферу от котельных при сжигании твердого топлива выбрасываются **твердые частицы, диоксиды серы и азота, оксид углерода.**

Расход топлива в январе

$$m = 62 \cdot 10^6 / (31 \cdot 24 \cdot 3600) = 23,15 \text{ г/с.}$$

Расчет выбросов твердых частиц в дымовых газах:

$$M_T = A \cdot m \cdot \chi \cdot (1 - \eta_T / 100),$$

$$G_T = A \cdot m \cdot \chi \cdot (1 - \eta_T / 100).$$

$$M_T = 360 \cdot 14,1 \cdot 0,0023 \cdot (1 - 0) = 11,67 \text{ т/год,}$$

$$G_T = 23,15 \cdot 14,1 \cdot 0,0023 \cdot (1 - 0) = 0,75 \text{ г/с.}$$

Расчет выбросов оксидов углерода:

$$M_{CO} = C_{CO} \cdot m \cdot (1 - q_4 / 100) \cdot 10^{-3},$$

$$G_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q^H \cdot m \cdot (1 - q_4 / 100) \cdot 10^{-3}.$$

Потери теплоты вследствие механической и химической неполноты сгорания топлива в данном случае будут $q_4 = 7\%$, $q_3 = 2\%$ (см. табл. 2.4), $R = 1$ – для твердого топлива.

$$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q^H = 2 \cdot 1 \cdot 27,42 = 54,84 \text{ кг/т;}$$

$$M_{CO} = 0,001 \cdot 54,84 \cdot 360 \cdot (1 - 7/100) = 18,36 \text{ т/год;}$$

$$G_{CO} = 0,001 \cdot 54,84 \cdot 23,15 \cdot (1 - 7/100) = 1,18 \text{ г/с.}$$

Расчет выбросов оксидов азота:

$$M_{NO_2} = m \cdot Q^H \cdot K_{NO_2} \cdot (1 - \beta) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 0,001 \cdot 360 \cdot 27,42 \cdot 0,17 \cdot (1 - 0) = 1,68 \text{ т/год;}$$

$$G_{\text{NO}_2} = m \cdot Q^{\text{H}} \cdot K_{\text{NO}_2} \cdot (1 - \beta) \cdot 10^{-3} G_{\text{NO}_2} =$$

$$= 0,001 \cdot 23,15 \cdot 27,42 \cdot 0,17 \cdot (1 - 0) = 0,11 \text{ г/с.}$$

$$K_{\text{NO}_2} = 0,17 \text{ кг/ГДж (см. табл. 2.5); } \beta = 0.$$

Расчет выбросов оксидов серы:

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot m \cdot S \cdot (1 - \eta'_{\text{SO}_2}) \cdot (1 - \eta''_{\text{SO}_2});$$

$$G_{\text{CO}_2} = 0,02 \cdot m \cdot S \cdot (1 - \eta'_{\text{SO}_2}) \cdot (1 - \eta''_{\text{SO}_2}).$$

η'_{SO_2} – доля оксидов серы, связываемых летучей золой топлив, для прочих углей равна 0,1;

η''_{SO_2} – доля оксидов серы, улавливаемых в золоуловителе, в данном случае равна 0.

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot 360 \cdot 0,6 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0) = 3,89 \text{ т/год;}$$

$$G_{\text{CO}_2} = 0,02 \cdot 0,6 \cdot 23,15 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0) = 0,25 \text{ г/с.}$$

Результаты расчета представлены в табл. 2.6.

Таблица 2.6

Выбросы вредных веществ в атмосферу при сжигании угля в котельной

Количество вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу				
Ед. изм.	SO ₂	CO	NO ₂	Твердые вещества
т/год	3,89	18,36	1,68	11,67
г/с	0,25	1,18	0,11	0,75

3. РАСЧЕТ РАССЕИВАНИЯ И НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРЕ

Степень опасности загрязнения приземного слоя атмосферного воздуха выбросами вредных веществ от промышленных предприятий (заводов, ТЭС, котельных и т. д.) определяется по наибольшей рассчитанной величине приземной концентрации вредных веществ (C_m , мг/м³).

Величина C_m определяется на определенном расстоянии от места выброса при наиболее неблагоприятных метеорологических условиях.

Значение C_m каждого вредного вещества не должно превышать предельно допустимой концентрации данного вредного вещества, т. е. должно соблюдаться условие

$$C_m \leq \text{ПДК}.$$

При одновременном совместном присутствии в атмосферном воздухе нескольких (n) вредных веществ, обладающих суммацией действия, их безразмерная суммарная концентрация q при расчете не должна превышать единицу:

$$q = \frac{C_1}{\text{ПДК}_1} + \frac{C_2}{\text{ПДК}_2} + \dots + \frac{C_n}{\text{ПДК}_n} \leq 1,$$

где C_1, C_2, \dots, C_n – концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе в одной и той же точке местности, мг/м³;

ПДК₁, ПДК₂, ..., ПДК_{*n*} – соответствующие максимальные разовые предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе, мг/м³.

Максимальные разовые концентрации вредных веществ определяют по пробам, отобраным в течение 20 мин.

Расчет загрязнения атмосферы выбросами одиночного источника

Максимальное значение приземной концентрации вредного вещества при выбросе *нагретой* газовой смеси из одиночного точечного источника с круглым устьем достигается при неблагоприятных метеорологических условиях на расстоянии x_m , м, от источника и определяется по формуле

$$C_m = \frac{AMFmn\eta}{H^2 \sqrt[3]{V_i \Delta t}}$$

Максимальная приземная концентрация вредных веществ для выброса *холодной* газовой смеси из одиночного источника с круглым устьем определяется по формуле

$$C_m = \frac{AMFm\eta}{H^{4/3}} K,$$

где A – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы и определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе; размерность – $\text{с}^{2/3} \cdot \text{мг} \cdot \text{°C}^{1/3} / \text{г}$;

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

F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе;

m и n – коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса;

H – высота источника выброса над уровнем земли (для наземных источников при расчетах принимается $H = 2$ м), м;

η – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, в случае ровной или слабопересеченной местности с перепадом высот, не превышающим 50 м на 1 км, $\eta = 1$;

Δt – разность между температурой выбрасываемой газовой-душной смеси t_r и температурой окружающего воздуха t_b , °С;

V_i – расход газовойдушной смеси, определяемый по формуле

$$V_i = \frac{\pi D^2}{4} \omega_0, \text{ м}^3/\text{с},$$

где D – диаметр устья источника выброса, м;

ω_0 – средняя скорость выхода газовойдушной смеси из устья источника выброса, м/с.

Величина K рассчитывается по формуле

$$K = \frac{D}{8V_i} = \frac{1}{7,1\sqrt{\omega_0 V_i}}.$$

Значение коэффициента A , соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, при которых концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе максимальна, принимается равным:

а) 250 – для районов Средней Азии южнее 40° с.ш., Бурятии и Читинской области;

б) 200 – для Европейской территории бывшего СССР: для районов России южнее 50° с.ш., для остальных районов Нижнего Поволжья, Кавказа, Молдовы; для Азиатской территории бывшего СССР: для Казахстана, Дальнего Востока и остальной территории Сибири и Средней Азии;

в) 180 – для Европейской территории бывшего СССР и Урала от 50 до 52° с.ш., за исключением попадающих в эту зону перечисленных выше районов и Украины;

г) 160 – для Европейской территории бывшего СССР и Урала севернее 52° с.ш. (за исключением Центра ЕТС), а также для Украины (для расположенных на Украине источников вы-

сотой менее 200 м в зоне от 50 до 52° с.ш. – 180, а южнее 50° с.ш. – 200);

д) 140 – для Московской, Тульской, Рязанской, Владимирской, Калужской, Ивановской областей.

Для других территорий значения коэффициента A должны приниматься соответствующими значениями коэффициента A для районов со сходными климатическими условиями турбулентного обмена.

Величина M – количество вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, г/с, может определяться расчетом в технологической части проекта или приниматься в соответствии с действующими для данного производства или процесса нормативами.

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

Для котельных, при расчетах работающих по отопительному графику, значения t_v допускается принимать равными средним температурам наружного воздуха за самый холодный месяц. При отсутствии данных по t_v они запрашиваются в территориальном управлении Госкомгидромета.

Значение безразмерного коэффициента F принимается:

а) для газообразных вредных веществ и мелкодисперсных аэрозолей (пыли, золы и т. п.), скорость упорядоченного оседания которых практически равна нулю, 1;

б) для мелкодисперсных аэрозолей (кроме указанных выше) при среднем эксплуатационном коэффициенте очистки выбросов не менее 90 % – 2; от 75 до 90 % – 2,5; менее 75 % и при отсутствии очистки – 3.

Если выбросы сопровождаются выделениями водяного пара и имеет место его конденсация, а также коагуляция влаж-

ных пылевых частиц, то F принимается равным 3, вне зависимости от эффективности очистки.

Коэффициент m определяется по формуле

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

$$f = 1000 \frac{\omega_0^2 D}{H^2 \Delta t}.$$

Выбросы, для которых $f < 100$, относят к *нагретым*, а $f \geq 100$ – к *холодным*.

Коэффициент n при $f < 100$ определяется в зависимости от v_{\max} (максимальная скорость ветра, м/с) по формулам:

$$n = 1 \quad \text{при } v_{\max} \geq 2;$$

$$n = 0,532 v_{\max}^2 - 2,13 v_{\max} + 3,13 \quad \text{при } 0,5 \leq v_{\max} < 2;$$

$$n = 4,4 v_M \quad \text{при } v_{\max} < 0,5.$$

Для холодных выбросов ($f \geq 100$) n определяется так же, как и для нагретых выбросов при $v_{\max} = v'_{\max}$.

Для *нагретых* выбросов параметр v_{\max} определяется по формуле

$$v_{\max} = 0,65 \sqrt[3]{\frac{V_i \Delta t}{H}},$$

а для холодных

$$v'_{\max} = 1,3 \frac{\omega_0 D}{H}.$$

Расстояние x_{\max} , м, от источника выбросов, на котором приземная концентрация c , мг/м³, при неблагоприятных метеорологических условиях достигает максимального значения c_{\max} определяется по формуле

$$x_{\max} = \frac{5-F}{4} dH,$$

где безразмерный коэффициент d при $f < 100$ находится по формуле

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

Значение параметра f_e рассчитывается по формуле

$$f_e = 800 (v'_{\max})^3.$$

$$d = 4,95 v_{\max} (1 + 028 \sqrt[3]{f_e}) \text{ при } v_{\max} \leq 0,5 < v_{\max} \leq 2;$$

$$d = 7 \sqrt{v_{\max}} (1 + 028 \sqrt[3]{f_e}) \text{ при } v_{\max} > 2.$$

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

$$d = 5,7 \text{ при } v'_{\max} \leq 0,5;$$

$$d = 11,4 v_{\max} \text{ при } 0,5 < v'_{\max} \leq 2;$$

$$d = 16 \sqrt{v_{\max}} \text{ при } v'_{\max} > 2.$$

Предельно допустимый выброс (ПДВ, г/с) вредного вещества в атмосферу из одиночного источника (трубы), при котором обеспечивается не превышающая ПДК его концентрация в приземном слое воздуха, определяется по формулам:

для нагретых выбросов

$$\text{ПДВ} = \frac{(\text{ПДК} - C_{\phi})H^2 \sqrt[3]{V_i \Delta t}}{AFm\eta};$$

для холодных выбросов

$$\text{ПДВ} = \frac{8(\text{ПДК} - C_{\phi})H \sqrt[3]{HV_i}}{AFm\eta D}.$$

Требуемая степень очистки от вредного вещества рассчитывается по формуле

$$E = \frac{M - \text{ПДВ}}{M} 100 \%$$

ПРИМЕР РАСЧЕТА РАССЕИВАНИЯ И НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

З а д а ч а

Источником выброса на предприятии является паросиловое производство, сжигающее уголь. Выброс дымовых газов с температурой $T_{\Gamma} = 195$ °С ведется через одну трубу высотой $H = 30$ м и диаметром $D = 1,1$ м со скоростью $w_0 = 13$ м/с. Рассеивание происходит в атмосферном воздухе, температура которого $T_{\text{в}} = 23,4$ °С. Количество выбрасываемых в атмосферу вредных веществ M (г/с): $M_{\text{CO}} = 13,0$, $M_{\text{NO}_2} = 0,87$, $M_{\text{SO}_2} = 6,0$, $M_{\text{пыли}} = 13,3$. Коэффициент A принимается равным 200.

Необходимо:

1) определить наибольшую ожидаемую концентрацию C_{max} , мг/м³, вредных веществ: оксида углерода CO, сернистого газа

SO₂, оксидов азота NO_x, пыли в приземном слое атмосферы при неблагоприятных условиях рассеивания;

2) рассчитать расстояние x_m , м, от источника выбросов, на котором приземная концентрация C , мг/м³, при неблагоприятных метеорологических условиях достигает максимального значения C_{\max} ;

3) сравнить фактическое содержание вредных веществ в атмосферном воздухе ($C_m + C_\phi$) с учетом фоновой концентрации C_ϕ с санитарно-гигиеническими нормами (ПДК), если:

$$C_\phi^{\text{CO}} = 20 \% \text{ от ПДК}^{\text{CO}}, \quad \text{ПДК}^{\text{CO}} = 5,0 \text{ мг/м}^3;$$

$$C_\phi^{\text{NO}_2} = 20 \% \text{ от ПДК}^{\text{NO}_2}, \quad \text{ПДК}^{\text{NO}_2} = 0,25 \text{ мг/м}^3;$$

$$C_\phi^{\text{SO}_2} = 20 \% \text{ от ПДК}^{\text{SO}_2}, \quad \text{ПДК}^{\text{SO}_2} = 0,5 \text{ мг/м}^3;$$

$$C_\phi^{\text{пыли}} = 20 \% \text{ от ПДК}^{\text{пыли}}, \quad \text{ПДК}^{\text{пыли}} = 0,15 \text{ мг/м}^3;$$

4) рассчитать ПДВ отдельно по каждому выбрасываемому веществу с учетом фоновых концентраций C_ϕ , мг/м³;

5) определить требуемую степень очистки и дать рекомендации по снижению выбросов, если фактический выброс M какого-либо вредного вещества превышает расчетный норматив (ПДВ).

Р е ш е н и е

1. Расчет коэффициента f :

$$f = 1000 \frac{\omega_0^2 D}{H^2 \Delta t} = 1000 \cdot 13^2 \cdot 1,1 / (30^2 \cdot (195 - 23,4)) = 1,2.$$

Поскольку $f = 1,2 < 100$, то расчет необходимо проводить по формулам для нагретых выбросов.

2. Определение объема V_i выбрасываемых дымовых газов:

$$V_i = \frac{\pi D^2}{4} \omega_0 = 3,14 \cdot 1,1^2 \cdot 13/4 = 12,35 \text{ м}^3/\text{с}.$$

3. Безразмерный коэффициент m находят по формуле

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} = 1/(0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,2} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,2}) = 0,88.$$

4. Вычисление для нагретых выбросов параметра v_{\max} :

$$v_{\max} = 0,65\sqrt[3]{\frac{V_i \Delta t}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{12,35 \cdot 171,6/30} = 2,69.$$

5. Поскольку $(v_{\max} = 2,69) > 2$, то $n = 1$.

6. Наибольшую ожидаемую концентрацию вредных веществ в приземном слое атмосферы определяют по формуле

$$C_M = \frac{AMFm\eta}{H^2 \sqrt[3]{V_i \Delta t}}.$$

$$C_M^{\text{SO}_2} = 200 \cdot 6,0 \cdot 1,0 \cdot 0,88 \cdot 1,0 / (30^2 \cdot \sqrt[3]{12,35 \cdot 171,6}) = 0,09135 \text{ мг/м}^3;$$

$$C_M^{\text{SO}} = 200 \cdot 13,0 \cdot 1,0 \cdot 0,88 \cdot 1,0 / (30^2 \cdot \sqrt[3]{12,35 \cdot 171,6}) = 0,19792 \text{ мг/м}^3;$$

$$C_M^{\text{NO}_2} = 200 \cdot 0,87 \cdot 1,0 \cdot 0,88 \cdot 1,0 / (30^2 \cdot \sqrt[3]{12,35 \cdot 171,6}) = 0,01325 \text{ мг/м}^3;$$

$$C_{\text{max}}^{\text{пыли}} = 200 \cdot 13,3 \cdot 1,0 \cdot 0,88 \cdot 1,0 / (30^2 \cdot \sqrt[3]{12,35 \cdot 171,6}) = 0,60745 \text{ мг/м}^3.$$

7. Расстояние x_{\max} от источника выбросов, на котором приземная концентрация C , мг/м^3 , при неблагоприятных метеорологических условиях достигает максимального значения $C_{\text{м}}$ находят по формуле

$$x_{\max} = \frac{5-F}{4}dH, \text{ м},$$

Так как $(v_{\max} = 2,69) > 2$, то d находят по формуле

$$d = 7\sqrt{v_{\max}(1 + 0,28\sqrt[3]{f})} = 14,92.$$

Тогда

$$x_{\max}^{\text{SO}_2} = x_{\text{м}}^{\text{CO}} = x_{\text{м}}^{\text{NO}_2} = (5-1)/4 \cdot 14,92 \cdot 30 = 447,6 \text{ м};$$

$$x_{\max}^{\text{пыли}} = (5-3)/4 \cdot 14,92 \cdot 30 = 223,8 \text{ м}.$$

8. Сравнение фактического загрязнения (с учетом фоновой концентрации) с санитарно-гигиеническим нормативом показывает, что только выбросы пыли загрязняют воздушный бассейн:

$$(C_{\max}^{\text{пыли}} + C_{\text{ф}}^{\text{пыли}} = 0,6075 + 0,03 = 0,6375 \text{ мг/м}^3) > (\text{ПДК}^{\text{пыли}} = 0,15 \text{ мг/м}^3).$$

Проводят расчет ПДВ по каждому выбрасываемому веществу по формуле

$$\text{ПДВ} = \frac{(\text{ПДК} - C_{\text{ф}})H^2\sqrt[3]{V_i\Delta t}}{AFmn\eta},$$

$$\text{ПДВ}^{\text{CO}} = (5-1) \cdot 30^2 \cdot \sqrt[3]{12,35 \cdot 171,6} / 200 \cdot 1,0 \cdot 0,88 \cdot 1,0 = 262,38 \text{ г/с};$$

$$\text{ПДВ}^{\text{NO}_2} = (0,25-0,05) \cdot 30^2 \cdot \sqrt[3]{12,35 \cdot 171,6} / 200 \cdot 1,0 \cdot 0,88 \cdot 1,0 = 13,14 \text{ г/с};$$

$$\text{ПДВ}^{\text{SO}_2} = (0,5-0,1) \cdot 30^2 \cdot \sqrt[3]{12,35 \cdot 171,6} / 200 \cdot 1,0 \cdot 0,88 \cdot 1,0 = \\ = 26,264 \text{ г/с};$$

$$\text{ПДВ}^{\text{пыли}} = (0,15-0,03) \cdot 30^2 \cdot \sqrt[3]{12,35 \cdot 171,6} / 200 \cdot 1,0 \cdot 0,88 \cdot 1,0 = \\ = 7,88 \text{ г/с}.$$

Анализ проведенных расчетов показывает, что фактический массовый выброс M по газообразным веществам (CO , NO_2 , SO_2) не превышает расчетных значений ПДВ, а по пыли превышает ($M^{\text{пыли}} = 13,3 \text{ г/с}$, $\text{ПДВ}^{\text{пыли}} = 7,88 \text{ г/с}$). Поэтому необходимо разработать мероприятия по снижению выбросов пыли для достижения норматива. Требуемая степень очистки от пыли

$$E = (M - \text{ПДВ}) \cdot 100 \% / M = (13,3 - 7,88) \cdot 100 \% / 13,3 = 40,75 \%$$

Для улавливания пыли можно рекомендовать циклон соответствующей производительности.

КОНТРОЛЬНЫЕ ЗАДАНИЯ

З а д а н и е 1

Рассчитать выбросы в атмосферу вредных веществ, удаляемых с дымовыми газами от отопительной котельной, при сжигании 420 т/год мазута со следующими характеристиками:

- низшая теплота сгорания $Q_n = 40,30 \text{ МДж/кг}$ (9641 ккал/кг),
 - содержание серы $S = 0,5 \%$,
 - зольность $A = 0,1$,
 - расход топлива 420 т/год,
 - продолжительность отопительного периода 234 дня (5616 часов);
 - расход мазута в самый холодный месяц года (январь) 73 т;
 - паропроизводительность котлоагрегата 0,5 т/ч.
- Топка камерная.

Задание 2

Рассчитать выбросы вредных веществ в атмосферу от отопительной котельной, потребляющей в год 1200 тыс. м³/год газа со следующими характеристиками:

- теплота сгорания $Q_n = 35,7$ МДж/м³ (8550 ккал/м³);
 - продолжительность отопительного периода 234 дня (5616 часов);
 - расход газа в самый холодный месяц года (январь) 208 тыс. м³;
 - паропроизводительность котлоагрегата 1,0 т/ч.
- Топка камерная.

Задание 3

В отделении предварительной подготовки сырья на предприятии от установленного соответствующего оборудования выделяется пыль, которая системой вытяжной вентиляции выбрасывается в атмосферу с температурой пыли $T_{\text{пыли}} = 27$ °С. Выбросы проводятся со скоростью $w_0 = 8,2$ м/с через трубу высотой $H = 18$ м и диаметром устья $D = 1,0$ м. Температура окружающей среды $T_{\text{в}} = 25$ °С.

Обосновать необходимость установки аппарата пылеулавливания на линии вытяжной вентиляции, если ПДК^{пыли} = 0,15 мг/м³.

ЛИТЕРАТУРА

1. Экология энергетики : учебное пособие / под общ. ред. В. Я. Путилова. – М. : Изд-во МЭИ, 2003. – 716 с.
2. Мельников, А. А. Проблемы окружающей среды и стратегия ее сохранения / А. А. Мельников. – М. : Академический проект; Гаудеамус, 2009. – 720 с.
3. Стриха, И. И. Экологические аспекты энергетики. Атмосферный воздух : учебное пособие / И. И. Стриха, Н. Б. Карницкий. – Минск : УП «Технопринт», 2001. – 304 с.
4. Панин, В. Д. Экология для инженера / В. Д. Панин, А. И. Сечин, В. Д. Федосова. – М. : Издательский дом «Нюосфера», 2001. – 284 с.
5. Зайцев, В. А. Промышленная экология / В. А. Зайцев. – М. : МХТИ, 2000. – 291 с.
6. Хван, Т. А. Промышленная экология / Т. А. Хван. – Ростов н/Д : Феникс, 2003. – 320 с.
7. Промышленная экология : основы инженерных расчетов / С. С. Фридланд [и др.]. – М. : КолосС, 2008. – 176 с.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ПРИ СЖИГАНИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА И ОХРАНА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА.....	3
2. РАСЧЕТ ВЫБРОСА ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ПРИ СЖИГАНИИ ТОПЛИВА В КОТЛОАГРЕГАТАХ КОТЕЛЬНОЙ.....	24
3. РАСЧЕТ РАССЕЙВАНИЯ И НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	35
КОНТРОЛЬНЫЕ ЗАДАНИЯ.....	45

Учебное издание

**ЭКОЛОГИЯ
ПРОМЫШЛЕННЫХ
ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЙ**

Методические указания
и контрольные задания
для студентов специальности
1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика»

В 3 частях

Часть 2

С о с т а в и т е л и:
СЕДНИН Владимир Александрович
КРАЕЦКАЯ Оксана Фоминична

Редактор *Т. Н. Микулик*
Компьютерная верстка *Н. А. Школьниковой*

Подписано в печать 31.12.2013. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 2,18. Тираж 70. Заказ 938.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет. ЛИ № 02330/0494349 от 16.03.2009. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.