

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 113 с., 5 рис., 38 табл., 27 источников, 3 приложения.

Ключевые слова: батарейный циклон, скруббер Вентури, пылеулавливание, очистка газов.

Объектом исследования является промышленная котельная ОАО «Поляны» и ее выбросы.

Цель работы – разработать очистные сооружения для очистки дымовых газов от выбросов промышленной котельной.

В процессе проектирования проводился анализ существующих способов пылеулавливания, обзор аппаратов очистки, расчет основного оборудования.

В результате исследования была разработана технологическая схема очистки от выбросов котельной, а также спроектированы основные аппараты очистки.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: производительность 30000 м<sup>3</sup>/час, режим работы: непрерывный.

Степень внедрения: частичная.

Экономическая эффективность/значимость работы: спроектированные сооружения существенно уменьшают плату за выбросы в атмосферу. Данная схема может быть применена на других отопительных котельных Российской Федерации.

## **Abstract**

Final qualifying work 112 p., 3 Fig., 38 tab., 27 sources, 3 appendices.

Keywords: battery cyclone, Venturi scrubber, dust removal, gas cleaning.

The object of research is industrial boiler house of Polyany and its emissions.

Purpose – to develop a sewage treatment plant for cleaning flue gases from an industrial boiler emissions.

In the design process analyzed existing methods of dust collection, a review of the cleaning devices, the calculation of the main equipment.

The study was developed technological scheme of purification of emissions of the boiler and designed the basic devices of cleaning.

The basic constructive, technological and technical-operational characteristics: capacity 30,000 m<sup>3</sup>/hour mode of operation: continuous.

Level of implementation: partial.

Economic efficiency and significance of the work: buildings designed to significantly reduce the fee for emissions into the atmosphere. This scheme can be applied to other boiler plants of the Russian Federation.

## **Введение**

Производство тепловой энергии на источниках теплоснабжения имеет серьёзные последствия – выбросы огромного количества загрязняющих веществ, которые наносят вред биосфере.

Ежегодно, в атмосферу от промышленной котельной ОАО «Поляны», которая работает на твердом топливе, выбрасывается 247 тонн золы, 281 тонна сажи, 44 тонны диоксида серы, а так же оксиды азота, углерода, бензпирен. Общее количество выбросов составляет 1288 тонн в год.

Для уменьшения вредных выбросов разрабатывается комплекс мер по защите атмосферы: уменьшение или ликвидация выбросов; локализация источника; регулировка высоты дымовой трубы.

Внедрение очистных сооружений и совершенствование технологических процессов являются главными аспектами защиты окружающей среды.

Снижению выбросов вредных веществ в атмосферу с дымовыми газами от котельной, работающей на твердом топливе, способствует совмещение процессов сжигания топлива с процессом улавливания серы и понижения концентрации окислов азота в одном устройстве. Таким устройством является котлоагрегат с псевдоожиженным слоем, который работает при низких температурах – 900-950 °С, в данном котлоагрегате возможно сжигать топливо с низким качеством.

В настоящее время для улавливания и переработки газообразных, жидких и твердых промышленных отходов применяют следующее оборудование общепромышленного назначения: насосы, компрессоры, вентиляторы, фильтры, центрифуги, теплообменники, циклоны, электрофильтры, колонные аппараты, дробилки, классификаторы, сепараторы и др.

Поэтому, целью выпускной квалификационной работы является проектирование очистного сооружения для очистки загрязненного воздуха от котлоагрегатов котельной.

# 1 Обзор литературы

## 1.1 Свойства загрязняющих веществ

В процессе сжигания топлива в котлоагрегатах котельных, в атмосферу вместе с дымовыми газами поступает огромное количество загрязняющих веществ: окислы азота; окись углерода; сернистый ангидрид; бенз(а)пирен; сажа; зола и другие.

Оксиды азота  $\text{NO}_x$  появляются в процессе горения двумя путями: при окислении азота воздуха в условиях высоких температур или азотистых соединений топлива. В области высоких температур при ускорении отдельных молекул может происходить диссоциация кислорода и азота воздуха.  $\text{NO}_x$  образуются из азотистых соединений в процессе выхода и горения летучих, коксового остатка при значительно более низких температурах. На их выход температура оказывает меньше влияния, а более существенно сказывается концентрация кислорода [2].

Образование диоксида серы обусловлено содержанием в топливе серы и не связано с конструкцией котла, слабо зависит от топочных режимов. Способами уменьшения количества серы являются предварительная очистка топлива или последующие связывание и улавливание оксидов серы в скрубберах. При оценке выбросов  $\text{SO}_2$  учитывается частичное связывание кальцийсодержащей золой, частичное растворение сернистого ангидрида в орошающей воде систем мокрого золоулавливания (3-8 %); от 1 до 3 % диоксида серы при наличии в дымовых газах избытка воздуха окисляются в газовом тракте котла до серного ангидрида.

Оксид углерода образуется в топке из-за несовершенства организации топочного процесса: неравномерное распределение топлива и воздуха по горелкам, неудовлетворительное смесеобразование в каждой горелке, а также с преднамеренным введением режима с определенным химическим недожогом, который соответствует максимальной экономичности котла. Статистические данные показывают, что концентрации окиси углерода и

дымовых газов энергетических котлов, работающих на природном газе, в среднем  $100 \text{ мг/м}^3$ , для котлов на твердом топливе –  $125 \text{ мг/м}^3$ , при сжигании мазута с низким избытком воздуха около  $250 \text{ мг/м}^3$ .

Значительное место, среди вредных компонентов дымовых газов, занимает большая группа полициклических ароматических углеводородов (ПАУ), они обладают высокой канцерогенной и мутагенной активностью, активизируют фотохимические смоги в городах, что требует строгого контроля и ограничения их эмиссии. В то же время некоторые ПАУ, например, фенантрен, флуорантен, пирен и ряд других, физиологически почти инертны и не являются канцерогенно-опасными. ПАУ образуются в результате неполного сгорания любых углеродных топлив. Последнее имеет место из-за торможения реакций окисления углеводородов топлива холодными стенками топочных устройств, а также может быть вызвано неудовлетворительным смешением топлива и воздуха. Это приводит к образованию в топках (камерах сгорания) локальных окислительных зон с пониженной температурой или зон с избытком топлива. Вследствие большого количества разных ПАУ в дымовых газах и трудности измерения их концентраций принято уровень канцерогенной загрязненности продуктов сгорания и атмосферного воздуха оценивать по концентрации наиболее сильного и стабильного канцерогена бенз(а)пирина  $\text{C}_{20}\text{H}_{12}$ .

При сжигании засоленных углей существенное значение приобретает выделение газообразных и аэрозольных соединений хлора.

Выбросы золы твердого топлива зависят от количества зольности потребляемого топлива, а также от совершенства и уровня эксплуатации системы золоулавливания. Оценка выбросов золы в исходный период и на перспективу проводится на основе фактических среднеэксплуатационных показателей золоуловителей, определенных на основе испытаний.

Фракционный состав золы зависит от химического состава золы, способа подготовки топлива к сжиганию, способа сжигания, температуры горения и определяется в каждом случае экспериментальным путем [3].

Угольная пыль может выделяться от неорганизованных источников, таких как склад угля, дробилка, ленточный конвейер.

В свойства и характеристики угольной пыли входят размеры частиц пыли. Угольная пыль состоит из частиц размером до 300 мкм с преобладанием мелких фракции. В угольной пыли, больше всего частиц размером от 20 до 50 мкм. Они имеют неправильную форму, которая зависит главным образом от рода топлива. Угольная пыль сыпуча и легко растекается под влиянием легких толчков. В смеси с воздухом при больших концентрациях пыли (25:1) она образует подвижную эмульсию, легко перекачиваемую, как вода.

При сжигании жидкого топлива выделяется сажа, более токсичная, чем пыль, оказывающая влияние на прозрачность атмосферы. При сжигании газа пыли нет.

## 1.2 Свойства золы и угольной пыли

Важнейшими характеристиками золы и пыли является слипаемость, плотность, абразивность, дисперсность и химический состав, удельное электрическое сопротивление.

По степени слипаемость промышленные пыли условно разделяются на четыре группы (таблица 1).

Таблица 1

Слипаемость пыли

Группа слипаемости	Разрывная прочность слоя пыли, Р, Па	Некоторые пыли
1	Неслипающиеся, Р < 60	Доломитовая, глиноземная, шлаковая
2	Слабослипающиеся, Р = 60-300	Летучая зола с недожогом более 30 % при пылевидном сжигании каменных углей; летучая зола при слоевом сжигании углей; коксовая пыль; магнезитовая

Группа слипаемости	Разрывная прочность слоя пыли, Р, Па	Некоторые пыли
		пыль; сланцевая зола; доменная пыль; апатитовая сухая пыль[9]
3	Среднеслипающиеся, Р = 300-600	Летучая зола без недожога; торфяная зола; магранцитовая пыль; окиси цинка, свинца олова
4	Сильнослипающиеся Р > 600	Цементная пыль; гипсовая; пыль глины, мучная пыль, огарковая; волоknистые пыли; пыль содержащая крупные примеси

Слипаемость пыли зависит от ряда факторов – влажности, крупности, температуры, наличие частиц несгоревшего топлива. Слипаемость тесно связана с сыпучестью пыли. Сыпучесть, так же как и слипаемость, зависит от природных свойств пыли. Ее оценивают по углу естественного откоса, который принимает пыль в свеженасыпанном состоянии. Этой величиной определяется поведение пыли в бункерах и течках золо-пылеулавливающих установок. Увлажненная зола теряет свойство сыпучести, а в некоторых случаях, при большом содержании в ней вяжущих веществ, приобретает склонность к схватыванию.

Важнейшей характеристикой золы и пыли является их плотность, измеряемая в кг/м<sup>3</sup> или в г/м<sup>3</sup>. Различают истинную плотность (присущую материалу, из которого приготовлена пыль), насыпную и кажущуюся.

Насыпная плотность пыли учитывает наличие воздушных зазоров между частицами свеженасыпанной пыли. Насыпную величину плотности используют для определения объема пыли в бункерах. С увеличением однородности по размерам частиц, насыпная плотность пыли уменьшается из-за увеличения относительного объема воздушных прослоек.

Кажущаяся плотность — это отношение массы частицы к занимаемому ею объему, включая поры, пустоты, неровности. Такие частицы в сухих

инерционных аппаратах улавливаются лучше, чем пористые, так как при одинаковой массе они испытывают меньшее увлекающее действие очищенных газов, покидающих газоочистительную установку. А частицы с меньшей кажущейся плотностью при одинаковой массе лучше улавливаются в пенных аппаратах и рукавных фильтрах, из-за большей вероятности захвата, частиц водой или фильтровальной тканью[9]. Кажущаяся плотность золы зависит от ее состава (таблица 2).

Таблица 2

Кажущаяся и насыпная плотность золы некоторых видов топлива

Топливо	Кажущаяся плотность, г/см <sup>3</sup>	Насыпная плотность, г/см <sup>3</sup>
Антрацит	2,0 – 2,2	0,5 – 0,7
Подмосковный уголь	2,2 – 2,4	0,8 – 1,1
Воркутинский уголь	1,8 – 2,0	0,6 – 0,7
Донецкий уголь	1,9 – 2,5	0,4 – 0,7
Кузнецкий уголь	2,3 – 2,5	-
Александровский уголь	2,3 – 2,4	-
Ленинский уголь	2,4 – 2,9	-
Сланцы	1,8 – 2,1	1,0 – 1,1

Немаловажным свойством при эксплуатации и проектировании систем газоочистки является абразивность золы и пыли. Износ металла при одинаковой концентрации и скорости частиц пыли и золы зависит от размера, формы, веса и твердости частиц. Абразивное действие золы или пыли должно учитываться при выборе скоростей газопылевых потоков, толщины металла для изготовления газоходов и газоочистных установок или при выборе для них облицовочных материалов.

В пылеулавливающих установках поведение частиц пыли неодинаково. Поэтому важным значением является изучение дисперсного состава золы или пыли. Частицы промышленной пыли в большинстве случаев имеют неправильную форму – форму осколков, неправильных многогранников, в отдельных случаях частицы имеют шарообразную форму (частицы

получившиеся в результате конденсации паров или оплавленные при высоких температурах).

Дисперсный состав золы или пыли определяют экспериментально (таблица 3). Одни методы и приборы для экспериментального определения дисперсности пылей позволяют определять фактические размеры частиц, другие — их стоксовские диаметры.

Таблица 3

Характеристика летучей золы по данным НИИОГАЗ

Способ сжигания и размола	Топливо	Фракционный состав золы, %								
		Размер частиц, мкм								
		0 – 5	5 – 10	10 – 15	15 – 20	20 – 30	30 – 40	40 – 60	60 – 90	90
Слоевой (механическая решетка)	Подмосковский	1,3	3,7	1,5	3,5	9	22	37	22	-
Пылевидный	Тощий (недожог 30 %)	13	10	7	6	10,5	10	20,5	22	-
	Тощий (недожог 7%)	4,5	9,5	33	19	13	7	6	8	-
Слоевой (ручная топка)	Антрацит (рядовой штыб)	1,4	1,6	2,5	3,5	7	8	11	14	51
	Антрацит (плита, кулак, семечко, штыб)	6,5	9	6,5	6	8	6	9,5	11,5	37,5
Во взвешенном состоянии	Торф	6,2	19	10	7	10	7	11	12	17
В вихревой топке	Сланец	4	6	6	6	10	9	10	14	35
Пылевидный (шахтно-мельничная топка)	Подмосковный уголь	5	15	12	11	16,5	10	12,5	5	12
Слоевой (ручная топка)	То же	19	14	6,1	7,6	10,5	7,9	10,1	10,8	13,5

При электрической очистке газов удельное электрическое сопротивление слоя частиц пыли и золы влияет на эффективность работы электрофильтров. Удельное сопротивление слоя частиц золы и пыли имеют значения близкие к критическому и зависят от свойств отдельных частиц, так же от структуры слоя и параметров очищаемого газа [4].

### **1.3 Классификация пылеуловителей**

В настоящее время на крупных и мелких котельных установках для очистки дымовых газов используют сухую инерционную очистку, мокрую очистку, рукавные фильтры и электрофильтры.

К аппаратам сухой инерционной очистки дымовых газов относятся циклоны, прямоточные циклоны, батарейные циклоны и жалюзийные пылеуловители. В зависимости от требований очистки газов, дисперсного состава и свойств частиц, аппараты сухой очистки могут иметь самостоятельное значение или использоваться в качестве аппаратов одной из ступеней очистки в сочетании с другими газоочистными аппаратами.

Аппараты для мокрой очистки дымовых газов разделяются на несколько групп: аппараты статической промывки газа — полые и насадочные скрубберы; барботажно-пенные аппараты; пылеуловители ударно-инерционного типа; мокрые центробежные пылеуловители; скоростные пылеуловители (скрубберы Вентури)[4].

У рукавных фильтров эффективность улавливания пыли составляет 99% и она не зависит от дисперсности улавливаемой пыли. Рукавные фильтры состоят из тканей из стекловолокна и синтетических тканей. Данные фильтры могут работать при высоких температурах.

Электрическая очистка газов является одним из наиболее значимых в практическом отношении методов борьбы с пылью. В зависимости от направления газов в активной зоне аппарата различают вертикальные и горизонтальные электрофильтры, по конструкции осадительных электродов— трубчатые и пластинчатые электрофильтры. По способу удаления

осаждающихся на электродах частиц различают сухие и мокрые электрофильтры. В зависимости от числа последовательно расположенных систем электродов (электрофильтры бывают однополюсные, двухполюсные, трехполюсные и четырехполюсные, в зависимости от числа параллельно расположенных систем электродов — одно-, двух- или трехсекционные [4].

Так же, чтобы предотвратить существенное количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, необходимо применять следующие методы:

- количество  $\text{NO}_x$  можно уменьшить в продуктах сгорания, организовав низкотемпературное сжигание или сжигание с малым избытком воздуха. При снижении избытков воздуха  $\text{NO}_x$  уменьшается на 30-40%;

- очистка от соединений серы продуктов сгорания топлива (сероочистка дымовых газов), удаление серы из топлива до его сжигания;

- для уменьшения концентрации загрязняющих соединений в приземном слое атмосферы, котельные должны быть оборудованы высокими, до 100-200 и более метров, дымовыми трубами. Но это приводит также к увеличению площади их рассеивания;

- создание безотходных технологических процессов, предусматривающих, например, внедрение замкнутых газообразных и водных потоков.

### **1.3.1 Инерционные пылеуловители**

В инерционных пылеуловителях выделение частиц из газового потока происходит под действием сил инерции, возникающих вследствие изменения направления или скорости движения газа.

Циклонные золоуловители широко применяются в промышленных котельных и установках промышленной теплотехники, особенно при слоевом сжигании твердого топлива. Прямоточные циклоны имеют большой диаметр, они удобны для нанесения защитной футеровки. Данные циклоны находят

применение в качестве первой ступени при улавливании высоко-абразивной золы.

Батарейные циклоны применяются для очистки дымовых газов от золы всех видов топлива (кроме АШ, так как он забивает циклонные элементы). В качестве самостоятельного золоуловителя батарейные циклоны применяются для котлов малой и средней мощности.

Батарейные циклоны по своей конструкции подразделяются на типы:

- по форме конуса – прямоугольные или цилиндрические;
- по форме газораспределительной камеры – прямоугольные или клиновидные;
- по числу секций – односекционные и многосекционные;
- по назначению аппарата – для невзрывоопасной и взрывоопасной пыли.

Батарейные циклоны типа БЦ-2 в зависимости от типоразмера имеют от 20 до 56 цельнолитых циклонных элементов, диаметр цилиндрической части которых 254 мм.

Каждый аппарат разделен на две параллельно работающие секции. При уменьшении количества очищаемого газа одну из секций можно отключить шибером. В каждой секции на крышках предусмотрены предохранительные клапаны. Батарейные циклоны могут работать при нормальных условиях с запыленностью газа не более 75 г/м<sup>3</sup> при слабослипающейся пыли и не более 35 г/м<sup>3</sup> при среднеслипающейся.

Батарейный циклон БЦ-2 имеет ряд преимуществ. Циклон БЦ-2 обладает высокой степенью очистки, что позволяет иметь КПД циклона не ниже 85%. Регулируется по производительности благодаря устройствам отключения секции. Циклон изготавливается с чугунными корпусами циклонных элементов, что обеспечивает повышенное сопротивление абразивному износу. Благодаря разборной конструкции циклонных элементов имеет высокую степень ремонтпригодности.

Недостатком батарейных циклонов является более высокий удельный расход металла по сравнению с одиночными циклонами, а также неравномерное распределение очищаемого воздуха между элементами, что приводит к некоторому снижению эффективности очистки по сравнению с одиночными циклонами того же диаметра, что и элементы батарейного циклона.

Жалюзийные золоуловители просты своей конструкцией и компактны.

Они имеют низкую эффективность очистки и в настоящее время находят применение только для очистки дымовых газов от котлов малой производительности, работающих на торфе; редко для первой ступени очистки.

К преимуществам аппаратов относится высокая надежность и простота конструкции. Аппараты сухой очистки газов обеспечивают возможность извлечения из газов в сухом виде золу и пыль. Так же в зависимости от требований очистки газов, дисперсного состава и свойств частиц, аппараты сухой очистки могут иметь самостоятельное значение или использоваться в качестве аппаратов одной из ступеней очистки в сочетании с другими газоочистными аппаратами.

### **1.3.2 Мокрые пылеуловители**

Процессу улавливания пыли в мокрых пылеуловителях способствует процесс укрупнения частиц пыли за счет конденсации на них водяных паров. Этот процесс основан на том, что твердые частицы имея неровную поверхность, при давлении ниже давления насыщенного пара и при данной температуре происходит капиллярная конденсация. Эффект улавливания пыли зависит от потери напора и не зависит от размера, геометрии или типа скруббера (кроме скоростного газопромывателя). При гидравлическом сопротивлении 1250 – 2500 н/м<sup>2</sup> больше 10 мкм, а при сопротивлении в 5000 – 10000 н/м<sup>2</sup> улавливают частицы меньше 5 мкм. При мокрой очистке дымовых газов очень легко вывести пыль из газового потока.

В процессе мокрой очистки газов образуются кислые стоки, так как вода при соприкосновении с газами растворяет содержащиеся в газах сернистые соединения и другие вещества, которые ведут к коррозии аппаратуры, газового тракта, шламособорщиков, насосов. Так же некоторые пыли образуют в мокрых пылеуловителях твердые отложения, которые выводят систему из строя. Устанавливать мокрые пылеуловители для очистки дымовых газов рекомендуется, если приведенная сернистость топлива не более 0,3% на 1 Мдж/кг, жесткость воды для орошения не должна быть более 15 мг-экв/кг.

Скруббер Вентури – аппарат мокрого пылеулавливания, очищает дымовые газы от мелкодисперсных частиц (менее 5 мкм), и также удаляет диоксид серы. Пыльные газы попадают в трубу Вентури и мгновенно вступают в контакт с тангенциально введенной жидкостью, закрученной к низу сходящихся стен аппарата. В верхней части скруббера Вентури газовый поток и жидкость сталкиваются, жидкость разбивается на капли, которые улавливают частицы пыли. Эта газожидкостная смесь проходит через затопленный «локоть» и попадает в каплеотбойник, через тангенциально расположенное входное отверстие [30]. Под действием центробежных сил тяжелые смоченные частицы удаляются из потока газа в дальнейшем попадая в шламоотстойник.

К достоинствам данного аппарата относятся:

- 99% эффективности очистки;
- перепад давления от 2,5 – 15 кПа;
- регулировка (ручная или автоматическая);
- распределение жидкости по открытым трубам;
- практически не требует обслуживания.

Основной проблемой эксплуатации данного вида технических устройств является абразивный износ стенок скруббера, возникающий вследствие высоких скоростей газа, которые в горловине могут достигать значений 430 км/ч. Твёрдые частицы или капли жидкости, двигаясь с такой скоростью и соударяясь со стенками, вызывают быструю эрозию стенок. Износ может быть

уменьшен, если стенки горловины изнутри покрыть карбидом кремния, для удобства сделав внутреннюю втулку из этого вещества сменной. Износ может также происходить в колене в нижней части скруббера. Для уменьшения износа здесь, дно колена, ведущего в разделитель, заполняют слоем той же жидкости, которую подают в скруббер в верхней части. Частички и капельки жидкости попадают в этот слой, и ударные нагрузки на стенки уменьшаются.

### **1.3.3 Рукавные фильтры**

Рукавные фильтры состоят из тканей из стекловолокна и синтетических тканей. Данные фильтры могут работать при высоких температурах. При очистке дымовых газов, на поверхности ткани формируется слой улавливаемых частиц и при достаточной его толщине почти полностью задерживает вновь поступающие частицы (автофильтрация). По мере увеличения толщины слоя пыли на ткани у фильтра существенно возрастает гидравлическое сопротивление и ткань необходимо регенерировать путем отряхивания или обратной продувкой очищенным газом. Эффективность работы тканевых фильтров зависит от правильного подбора фильтрующей ткани в соответствии с конструкцией аппарата и родом пыли, а так же режимом его эксплуатации.

### **1.3.4 Электрофильтры**

Электрофильтр состоит из металлического или железобетонного корпуса с размещенными внутри него осадительными и коронирующими электродами. На входе в электрофильтр обычно устанавливается газораспределительное устройство, обеспечивающее равномерное распределение газов в активной зоне аппарата. Аппарат снабжается специальными устройствами для удаления уловленной пыли.

В зависимости от направления газов в активной зоне аппарата различают вертикальные и горизонтальные электрофильтры, по конструкции осадительных электродов— трубчатые и пластинчатые электрофильтры. По

способу удаления осаждающихся на электродах частиц различают сухие и мокрые электрофильтры. В сухих электрофильтрах осевшие на электродах частицы удаляются с помощью механизмов встряхивания и под действием сил тяжести осыпаются в бункер с последующим удалением из аппарата. В мокрых электрофильтрах оседающие на электродах частицы смываются пленкой воды. Поскольку в процессе зарядки некоторая часть пыли приобретает положительный заряд и осаждается на коронирующих электродах, последние также снабжаются механизмами встряхивания или обмываются водой. В зависимости от числа последовательно расположенных систем электродов (электрофильтры бывают однополюсные, двухполюсные, трехполюсные и четырехполюсные, в зависимости от числа параллельно расположенных систем электродов — одно-, двух- или трехсекционные [4].

Эффективность электрофильтров определяется длиной пути газов в аппарате, скоростью газов. Температура газов так же влияет на эффективность электрофильтра. Снижение температуры газов уменьшает их вязкость, увеличивает прочность разрядного промежутка, приводит к увеличению в них доли сернистого ангидрида. Повышение эффективности электрофильтра связано с увеличением влагосодержания газов, так как за счет абсорбции влаги на частицах образуется проводящая пленка, которая снижает удельное сопротивление слоя пыли на осадительных электродах. Скорость газов определяет время пребывания частиц пыли в электрофильтре, ведь при повышенной скорости газа увеличивается вторичный унос.

## **2 Объекты и методы исследования**

### **2.1 Общая характеристика предприятия**

Основным видом деятельности ОАО «Поляны» является добыча угля открытым способом. Мощность предприятия по добыче угля составляет 900 тыс. тонн/год. Добыча угля осуществляется на основании лицензии на право пользования недрами КЕМ 13998 ТЭ.

Объекты для осуществления основной производственной деятельности расположены в городе Киселёвске Кемеровской области.

Климат района расположения предприятия резко континентальный, характеризуется продолжительной морозной зимой и коротким, но жарким летом. Средняя температура наиболее холодного месяца (января) составляет минус 21,2 °С. Средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца (июля) составляет 24,9 °С. Господствующие ветра имеют юго-западное направление. Скорость ветра, вероятность превышения которой составляет 5 %, равна 12 м/с[16].

Объекты и сооружения предприятия расположены на 6-ти площадках:

– центральная промплощадка включающая в себя объекты: котельную КВ-ТС 20, железнодорожный погрузочный комплекс угля, системы аспирации, механический цех, кузнечный горн, пост сварки и резки металла, гараж-стоянка легкового транспорта, открытая стоянка транспорта, склады угля, административно-бытовой корпус (АБК), химическая лаборатория, медпункт;

- участок открытых горных работ;
- внешний отвал № 1;
- внутренний отвал № 2;
- внешний отвал № 2 (вводится в 2017 году);
- перегрузочный пункт.

Ближайшая жилая застройка от источников основной площадки расположена на расстоянии 280 м в западном направлении.

Промышленная котельная ОАО «Поляны» была сдана в эксплуатацию в 1963 году. За время работы она подверглась неоднократной реконструкции. В 1986-1987 г.г. было произведено расширение котельной – построена новая котельная с установкой трех котлов КВ-ТС-20 и нового оборудования. Сама котельная предназначена для снабжения тепловой энергией в виде высокотемпературной воды отопительно-вентиляционных установок и систем горячего водоснабжения промышленных зданий ОАО «Поляны».

Число дней работы котельной в год – 230 дней, 5520 ч/год.

Основными документами, регламентирующими деятельность предприятия в области охраны окружающей природной среды являются:

- Закон РФ «Об охране окружающей природной среды»;
- Закон РФ «Об охране атмосферного воздуха»;
- инструкция по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и в водные объекты;
- правила эксплуатации установок очистки газа.

## **2.2 Основное оборудование котельной**

В промышленной котельной ОАО «Поляны» установлено следующее оборудование: три водогрейных котла КВ-ТС-20 со слоевым сжиганием топлива с механической топкой ПМЗ с пневмомеханическим забрасывателем и цепной чешуйчатой решеткой обратного хода ТЧЗМ-2,7/6,5; дробилка угля ДДЗ-400; ленточный конвейер В-800; очистное оборудование; вентиляторы и дымососы[16].

Дробилка ДДЗ-400 предназначена для крупного и среднего дробления угля, горючих сланцев, кокса и других материалов средней твердости. Дробилка применяется для дробления твердого топлива в системе топливоподачи котельных установок с котлами, оборудованными пневмомеханическими забрасывателями топлива на решетку. Крупность дробления регулируется установкой соответствующих сегментов с зубьями на

валках и изменением зазоров между ними. Характеристика дробилки указана в таблице 4.

Таблица 4

Характеристика дробилки ДДЗ-400

Производительность, т/час	20
Максимальный класс угля, поступающего в дробилку, мм	200
Класс дробления	25
Число оборотов валков, в мин	64
Мощность двигателя, кВт	1,1
Число оборотов двигателя, об/мин	730

Для транспортирования угля в котельной используется ленточный конвейер В-800:

Производительность, т/час – 180;

Ширина ленты, мм – 800;

Скорость движения ленты, м/сек – 1,2;

Диаметр приводного барабана, мм – 630;

Мощность электродвигателя, кВт – 15.

Пневмомеханический забрасыватель топлива ПМЗ-600, предназначен для механизации подачи топлива на колосниковую решётку в котлах малой мощности[16].

Применение забрасывателя топлива типа ПМЗ позволяет полностью механизировать и автоматизировать обслуживание котлов с механическими решётками.

Рабочая ширина, мм – 600;

Производительность, кг/час – 5200;

Мощность электродвигателя, кВт – 1,1;

Частота вращения ротора, об/мин – 980.

Основной особенностью работы топки с цепной решеткой является непрерывное движение топлива вместе с решеткой. Это обеспечивает непрерывность топочного процесса. Характеристика топки указана в таблице 5.

## Характеристика топочного устройства

Наименование и типоразмер топки	Размеры колосникового полотна, мм		Площадь зеркала горения, м	Масса, т
	Ширина	Длина		
Топка с пневмомеханическим забрасывателем и цепной решеткой обратного хода ТЧЗ-2,7/6,5.	2700	6500	15,8	28,3

Водогрейный котел КВ-ТС-20 (рис.1) предназначен для сжигания топлива и получения горячей воды, используемой в системах отопления и горячего водоснабжения промышленного и бытового назначения, а также для технических целей. Котел представляет из себя конструкцию из двух блоков – топочной камеры и конвективной шахты. Подробная техническая характеристика котла указана в таблице 6.

Топочная камера предназначена для сжигания топлива, а также для передачи теплоты расположенным в ней конвективным поверхностям нагрева. Конфигурация топочной камеры в поперечном разрезе напоминает профиль железнодорожного габарита. Конвективная поверхность нагрева расположена в вертикальной, полностью экранированной шахте, набирается из U-образных ширм из труб  $\varnothing 28 \times 3$  с шагом  $S_1 = 64$  мм и  $S_2 = 40$  мм.

Несущий каркас у котлов отсутствует. Блоки котла – топочный и конвективный – имеют опоры, приваренные к нижним коллекторам. Котлы выполняются в облегченной обмуровке, которая крепится к стоякам конвективной шахты. Общая толщина обмуровки приблизительно 110 мм [16].

Таблица 6

## Технические данные котла

Наименование	Единица измерения	Величина или характеристика
Теплопроизводительность котла	Гкал/ч	20
Рабочее давление	кгс/см	10-25

Наименование	Единица измерения	Величина или характеристика
Температура воды: на входе	°С	70
на выходе	°С	150
Расчетный вид топлива		каменный уголь
Теплотворная способность топлива	Ккал/кг	6686
Коэффициент полезного действия	%	80,66
Расход топлива (брутто)	кг/час	4000
Температура уходящих газов	°С	120
Расход воды через котел	м <sup>3</sup> /час	247
Сопротивление газового тракта	мм в.ст.	87
Сопротивление воздушного короба	мм в.ст.	65
Гидравлическое сопротивление котла	кг/м	2Д

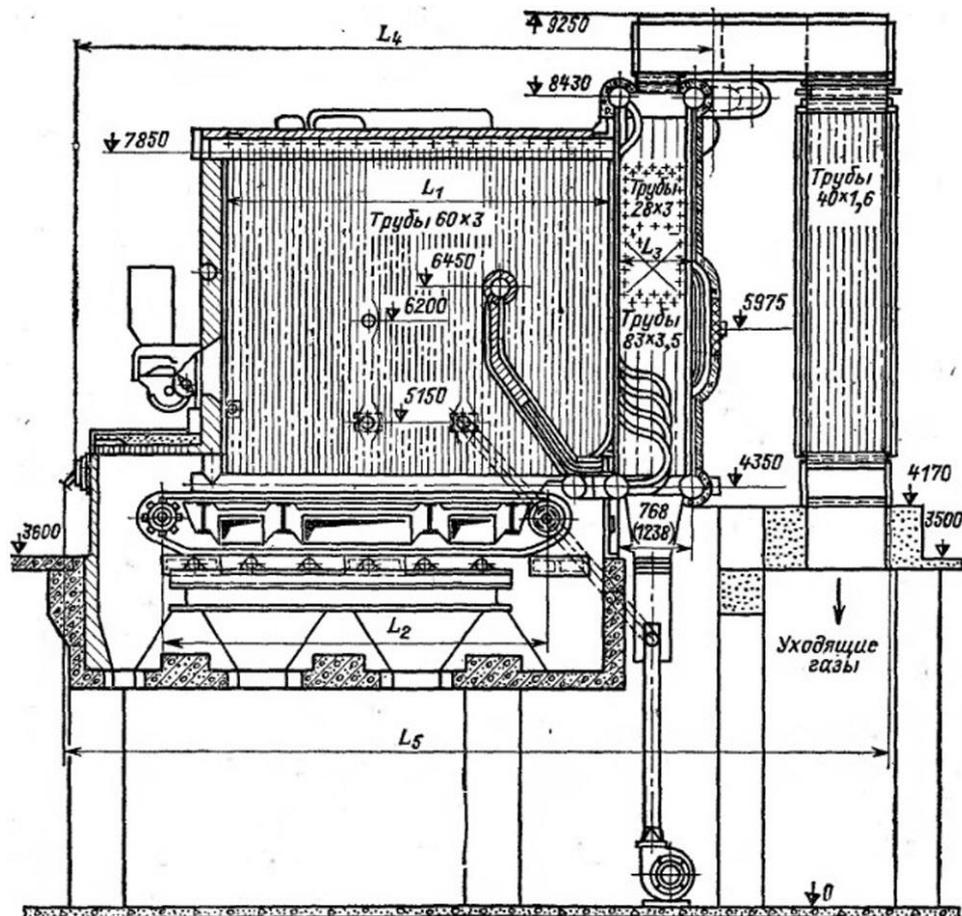


Рис. 1. Котел КВ-ТС-20

Для отвода продуктов сгорания, загрязненных летучей золой, несгоревшими частицами топлива, оксидами серы и азота служит дымовая труба.

Дымовая труба выполнена из кирпича с кирпичной футеровкой.

В целях защиты ствола трубы от разрушающего воздействия дымовых газов футеровка выполнена на всю высоту ствола трубы. Зазоры между стволом и футеровкой оставлены воздушными.

Таблица 7

#### Характеристика дымовой трубы

Наименование	Единица измерения	Показатели
Диаметр устья трубы	м	2,4
Высота трубы	м	60

### 2.3 Происхождение и состав топлива

Топливом называется горючее вещество, используемое в качестве источника получения теплоты в энергетических, промышленных и отопительных установках. Основными его видами являются органические топлива: продукты переработки нефти, торф, угли, горючие сланцы, природный газ,

Органическое топливо образовалось из органической части растений и микроорганизмов различных периодов развития биологических структур. Основная выработка электрической и тепловой энергии производится на твердом топливе.

Органическая часть твердых и жидких топлив состоит из большого количества сложных химических соединений, образованных пятью химическими элементами: углерод С, водород Н, сера S, кислород О и азот N. Кроме того, топливо содержит минеральные примеси, которые превращаются при сжигании в золу и влагу. Поэтому химический состав твердых и жидких топлив определяется по элементному составу топлива.

Горючими элементами топлива являются углерод, водород, сера. Углерод является основным горючим элементом топлива, имеет высокую теплоту сгорания 34,4 МДж/кг и составляет большую часть горючей массы топлива. Водород также имеет высокую теплоту сгорания 120,5 МДж/кг, но

его содержание в топливе невелико, 2-4% в твердом и 10-11% в жидком. Сера имеет невысокую теплоту сгорания 9,3 МДж/кг, и ее содержание в топливе невелико 0,3-0,5%, поэтому она не представляет ценности как горючий элемент. Но поскольку при сжигании топлива образуется диоксид серы, сернистость топлива является важной характеристикой. В твердом топливе сера присутствует в органическом виде, в составе горючих минеральных веществ, в составе негорючих минеральных веществ.

Негорючими элементами топлива являются минеральные примеси и вода. Вода в твердом топливе находится в виде капель, пленок, капиллярной влаги и молекул, адсорбированных на поверхности. Примеси твердого топлива образованы большим числом различных минеральных веществ, главными из которых обычно являются алюмосиликаты  $Al_2O_3$ ,  $2SiO_2$ ,  $2H_2O$ , кремнезем  $SiO_2$ , карбонаты  $CaCO_3$ ,  $MgCO_3$ ,  $FeCO_3$ , сульфиды  $FeS_2$ ,  $CaS$ , сульфаты  $CaSO_4$ ,  $MgSO_4$ , соли щелочных металлов  $NaCl$ ,  $KCl$ . Помимо перечисленных основных компонентов в минеральных примесях твердого топлива присутствуют часто в повышенных концентрациях соединения многих редких элементов: платины, палладия, никеля, кобальта, германия, урана и др[1].

К твердым топливам относятся:

– древесина, характерные свойства:  $V^T=85\%$ ,  $W^P=40\%$ ,  $A^P=0,6\%$ ,  $Q_H^P=10-12$  МДж/кг, сера практически отсутствует. Древесина как топливо используется редко и в основном в виде отходов (опил, щепа);

– торф, характерные свойства:  $V^T=70\%$ ,  $W^P=48-53\%$ ,  $A^P=3-19\%$ ,  $Q_H^P=8,4-10,5$  МДж/кг, высокое содержание кислорода

По способу добычи различают кусковой и фрезерный (мелкая крошка) торф. Торф характеризуется плохой сыпучестью, склонностью к слеживанию, повышенной взрывоопасностью, высокой гигроскопичностью и легкостью смерзания;

– горючие сланцы, характерные свойства:  $V^r=85-90 \%$ ,  $A^c=40-65 \%$ ,  $W^p \leq 13 \%$ ;  $Q_H^p=5,5-13,9$  МДж/кг, сера практически отсутствует;

– бурые угли, характерными свойствами бурого угля являются большая гигроскопичность, определяющая высокую влажность, большой выход летучих  $V^r > 40 \%$ ; невысокая теплота сгорания, отсутствие спекаемости, склонность к самовозгоранию. По принятой классификации к бурым углям относят угли с высшей теплотой сгорания рабочей массы беззольного. По содержанию влажности в рабочем состоянии бурые угли делятся на три группы: Б1 ( $W^p > 40 \%$ ), Б2 ( $W^p 30-40 \%$ ), Б3 ( $W^p \leq 30 \%$ ).

– каменные угли, к каменным относятся угли с высшей теплотой сгорания в условном беззольном состоянии и с массовым выходом летучих  $V^r > 9 \%$ . Каменные угли весьма разнообразны по своим свойствам и составу, поэтому их единая классификация затруднена. Поскольку единой классификации не существует, используются бассейновые классификации. В число классификационных признаков входят выход летучих, характеристика нелетучего остатка коксования и степень спекаемости угля. По этим признакам выделены основные марки каменных углей, в частности для Кузнецкого бассейна, таблица. Угли марок от газового жирного до отощенного спекающегося пригодны для получения металлургического кокса и являются сырьем металлургической промышленности. Каменные угли малой (длиннопламенные и газовые) и высокой степени углефикации (слабоспекающиеся, тощие, антрациты) используются в качестве топлива в энергетике и коммунальном хозяйстве.

Для использования углей в ряде производств важно поставлять уголь с определенным размером кусков. Угли по ГОСТ 19242-73 подразделяют на классы в соответствии с размером кусков, мм: плитный (П) – 100 – 200, крупный (К) – 50 – 100, орех (О) – 25 – 50, мелкий (М) – 13 – 25, семечко (С) – 6 – 13, штыб (Ш) – 0 – 6, рядовой (Р) – 0 – 300.

## Классификация каменных углей Кузнецкого бассейна

Наименование угля	Обозначение	Группы	Выход летучих $V^r$ , %	Толщина пластического слоя, мм
Длиннопламенный	Д	-	>37	-
Газовый	Г	Г6	>37	6-16
		Г17	>37	17-25
Газовый жирный	ГЖ	-	31-37	6-25
Жирный	Ж	1Ж26	> 33	26 и более
		2Ж26	33 и менее	26 и более
Коксовый жирный	КЖ	КЖ14	25-31	14-25
		КЖ6	25-31	6-13
Коксовый	К	К13	<25	13-25
		К10	17-25	10-12
Коксовый второй	К <sub>2</sub>	-	17-25	6-9
Отощенный спекающийся	ОС	-	<17	6-9
Слабоспекающийся	СС	1СС	25-17	-
		2СС	17-25	-
Тощий	Т	-	Менее 17	-
Антрацит	А	-	Менее 7	-

Основным видом жидкого энергетического топлива является мазут, получаемый в процессе переработки нефти. Мазуты получают на нефтеперерабатывающих заводах одновременно с производством других продуктов (моторных топлив, масел и др.). В соответствии с ГОСТ 10585-75 установлены следующие марки мазутов: флотский Ф 5 и Ф 12; топочный М 40 и М 100. Марка мазута характеризует максимальное значение условной вязкости при температуре 50 °С. Флотские мазуты относятся к категории легких топлив, топочный мазут марки М 40 – к категории средних топлив, топочный мазут марки 100 – к категории тяжелых топлив[1].

В пределах марок топочные мазуты подразделяются на три сорта в зависимости от содержания серы: малосернистые  $S_p = 0,5 \%$ , сернистые  $S_p = 0,5-2,0 \%$  и высокосернистые  $S_p = 2,5-3,5 \%$ . Для мазута, получаемого при переработке высокосернистой нефти, допускается содержание серы не более 4,3 %.

В качестве газового топлива в энергетике используется преимущественно природный газ. Природным газовым топливом являются газовые смеси, добываемые из земных недр и состоящие в основном из метана и его гомологов. Попутный газ получают при разработке нефтяных месторождений в процессе десорбции растворенных в нефти газов. Для месторождений восточных районов России выход попутного газа составляет 50-60 м<sup>3</sup> на 1 тонну добываемой нефти. Для попутного газа характерно наибольшее, до 50 %, содержание высших углеводородов по сравнению с другими видами газового природного топлива.

Газ газоконденсатных месторождений помимо метана содержит до 10 % высших углеводородов, главным образом пропана и бутана. Газ чисто газовых месторождений состоит почти из одного метана; этан и пропан содержится в незначительных количествах. Балласт природного газа представлен преимущественно азотом и диоксидом углерода, в некоторых случаях в объемный состав входит до 1 % гелия [1].

В качестве топлива, в промышленной котельной ОАО «Поляны» используется собственный каменный уголь марки ТР[16]. Характеристика угля указана в таблице 9.

Таблица 9

#### Характеристика каменного угля

№ п/п	Наименование показателя	Ед., изм.	Результаты	Норма
1	Влага общая, $W_t^f$	%	6,3	12,0
2	Зольность исходного угля, $A^d$	%	13,0	25,0
3	Выход летучих веществ, $V^{daf}$	%	17,7	-
4	Индекс свободного вспучивания, $SI$	%	0	-
5	Высшая теплота сгорания, $Q^{daf}$	Мдж/кг (ккал/кг)	35,09 (8381)	-
6	Низшая теплота сгорания, $Q_i^f$	Мдж/кг (ккал/кг)	27,65 (6604)	-
7	Низшая теплота сгорания на влажное беззольное состояние, $Q_s^{nf}$	Мдж/кг (ккал/кг)	33,59 (8022)	-
8	Водород, $H^{daf}$	%	4,8	-
9	Сера общая, $S_t^d$	%	0,26	1,0
10	Хлор, $Cl^d$	%	0,051	0,3

№ п/п	Наименование показателя	Ед., изм.	Результаты	Норма
11	Мышьяк, $As^d$	%	0,0008	0,01

## 2.4 Описание технологического процесса

Современная промышленная котельная установка представляет собой комплекс основного и вспомогательного оборудования. Водогрейные котлы, устанавливаемые в котельной, вырабатывают горячую воду с температурой до 200°C, используемую для обеспечения теплотой систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Котельная оборудована тремя котлами, марки КВ-ТС-20 со слоевым сжиганием твердого топлива, производительностью 20 Гкал/час.

Для каждого котла предусмотрено к установке следующее котельно-вспомогательное оборудование: дымосос, дутьевой вентилятор, вентилятор возврата уноса, золоуловитель марки БЦ-2, скруббер Вентури.

Для получения паспортной производительности котла, каждый котел комплектуется механической топкой ПМЗ с пневмомеханическим забрасывателем и цепной чешуйчатой решеткой обратного хода ТЧЗМ-2,7/6,5. Основной особенностью работы топки с цепной решеткой является непрерывное движение топлива вместе с решеткой. Это обеспечивает непрерывность топочного процесса.

В соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации котлов на выходном трубопроводе до запорной задвижки установлено два предохранительных клапана[16].

В качестве топлива используется собственный каменный уголь, марки ТР. Уголь для котельной доставляется автотранспортом в приемный бункер котельной. Из приемного бункера уголь поступает в дробилку ДДЗ-400, где он дробится до необходимой кондиции. Из дробилки уголь поступает на ленточный конвейер В-800 котельной. С ленточного конвейера с помощью ножей уголь распределяется по бункерам котлов. Из бункеров, с помощью

механических забрасывателей ПМЗ-600 уголь поступает на колосниковую решетку.

Для обеспечения подачи в топку воздуха, необходимого для организации процесса горения, используются дутьевые вентиляторы. В качестве вентиляторов для промышленных водогрейных котлов в котельной применяются центробежные машины одностороннего всасывания марки ВДН-15.

При сжигании твердого топлива образуются шлак и зола. Шлак выпадает в топке, а зола улавливается из продуктов сгорания золоуловителем.

Для контроля за работой газоочистного оборудования применяются автоматические контрольно-измерительные приборы. Приборы контроля и автоматики очистной установки представлены в таблице 10.

Таблица 10

Контрольно-измерительные приборы

Регулирующий параметр	Назначение	Марка прибора	Характеристика прибора	Расположение
Температура	Измерение температуры газа	ТХА – 0806	Термопара хромель-алюмелевая	Всасывающие и нагнетательные воздухопроводы. Нагнетательный трубопровод воды
Расход газа	Измерение расхода газа	ДК6 – 50; 13ДД11; ПВ4.2Э	Сужающее устройство; Преобразователь расхода; Вторичный прибор	Воздуховоды
Расход воды	Измерение расхода воды и количества жидкости	ДК6 – 50; 13ДД11; ПВ4.2Э ПИК – 1а	Сужающее устройство; Преобразователь расхода; Вторичный прибор; Интегратор пневматический	Нагнетательный трубопровод орошающей воды
Температура	Измерение температуры воды	ТХК – 0515; КСП – 4	Термоэлектрический преобразователь; Электронный потенциометр	Нагнетательный трубопровод орошающей воды

Давление	Измерение давления	13ДИ13; ПВ.2П	Передающий преобразователь Вторичный прибор	Всасывающие воздуховоды и трубопровод
Состав газа	Измерение состава газа	ГХП – 3М	Газоанализатор	Воздуховод

Контроль давления воды, поступающей в каплеуловитель, осуществляется с помощью манометра ОБМ-1, предел измерений 0 - 0,1 МПа (0 - 1 кгс/см<sup>2</sup>); в трубу Вентури - ЭКМ-IV, предел измерений 0 - 0,6 МПа (0 - 6 кгс/см<sup>2</sup>). При падении давления воды ниже допустимого предела 0,3 МПа (3 кгс/см<sup>2</sup>), манометр ЭКМ-IV отключает электродвигатель установки во избежание засорения скруббера и вывода из строя оборудования установки.

Контроль расхода воды осуществляется с помощью водосчетчика ВСКМ (предел измерений 0,001 - 16,0 м<sup>3</sup>/ч). Измерение уровня осадка осуществляется с помощью электродных датчиков, располагаемых в приемном резервуаре.

Для удаления шлака и золы за пределы здания котельной, принята система сухого шлакоудаления. Из топок котлов шлак и зола сбрасываются на скребковые конвейера С-50, С-53, и скребковыми конвейерами транспортируются в бункера, а затем передаются компании ОАО «СПЕЦЗАКАЗ» для производства шлакоблоков.

Шлак из золоуловителей БЦ-2 так же сбрасывается на скребковые конвейера и транспортируется в наружный шлаковый бункер, а затем передается для изготовления шлакоблоков.

Шлак из бункера скруббера Вентури удаляется с помощью шлюзного опорожнения. Устройство состоит из двух последовательно соединенных дроссельных клапанов с пневматическим приводом и расположенного между ними сборника. После наполнения сборника шлаком верхний клапан закрывается, а нижний открывается. Вода после осветления идет на повторное использование[16].

Для отвода продуктов сгорания служит дымовая труба с диаметром устья 2,4 м и высотой 60 м. Дымовая труба выполнена из кирпича с кирпичной футеровкой.

В результате эксплуатации котельной образуются следующие отходы:

- золошлаки от сжигания углей;
- обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел менее 15 %);
- резиноасбестовые отходы (в том числе изделия отработанные и брак).

Основным источником водоснабжения котельной является шахтовая вода, подаваемая из шахты насосами ЦНС-300/240 в поверхностный противопожарный водоем емкостью 500 м<sup>3</sup>. Из водоема вода поступает на натри-катионитовые фильтра жесткостью 14-21 экв/литр. Данная химводоочистка предназначена для удаления из воды солей жесткости (Са, Mg).

Электроснабжение котельной осуществляется от подстанции №13 ОАО «Электрические сети» по двум кабелям 6 кВ от разных секций шин. В котельной установлено два ПКТП-1000 кВА 6/0,4 кВ, от которой по низкой стороне 0,4 кВ запитаны все потребители котельной через автоматические выключатели и пускатели[16].

Электроснабжение насосной притивопожарного водоема осуществляется по двум кабелям 6 кВ от РП-6 станции перекачки шахтных вод через ТП компрессорной 6/0,4 кВ через секционированную систему шин 0,4 кВ. Насосы подключены через автоматические выключатели и пускатели.

## **2.5 Аналитический контроль выбросов**

На промышленной котельной ОАО «Поляны» существует контроль за соблюдением установленных нормативов выбросов.

В соответствии с «Правилами организации контроля выбросов в атмосферу на тепловых электростанциях и в котельных», контролю подлежат выбросы нормируемых загрязняющих веществ.

К загрязняющим веществам, выбрасываемые с дымовыми газами, и подлежащих нормированию относятся: пыль (зола твердого топлива); оксид серы (в пересчете на диоксид серы); диоксид азота; оксид азота; оксид углерода; сажа и бензпирен (для котлов теплопроизводительностью менее 20 Гкал/ч).

При контроле определяют следующие выбросы: максимальные, средние за 20 мин, в граммах в секунду и суммарные, за длительный период, в тоннах. Контроль максимальных выбросов осуществляется только для загрязняющих веществ, на которые установлен норматив выбросов в граммах в секунду.

Контроль выбросов подразделяется на систематический, осуществляемый непрерывно или периодически, и разовый. Непрерывный систематический (аналитический) контроль с определением максимальных и годовых выбросов из дымовых труб осуществляется с помощью стационарных автоматических газоанализаторов, пылемеров и расходомеров дымовых газов.

Универсальный газоанализатор предназначен для быстрого определения окиси углерода и других газов, и паров. Он состоит из резинового воздухозаборного устройства – сильфона, продувающего воздух через индикаторную трубку, и индикаторных трубок для каждого вещества. Продолжительность определения – от 1 до 5 мин.

Установки мокрой очистки газов должны оснащаться автоматическими стационарными газоанализаторами в обязательном порядке. Автоматические газоанализаторы служат для определения содержания одного или нескольких компонентов в газовой смеси путем непрерывной регистрации концентрации анализируемого газа в воздухе. Допускается определение объема дымовых газов расчетным методом по расходу топлива и содержанию кислорода в дымовых газах при условиях регистрации расхода топлива и содержания кислорода прямыми или косвенными методами.

При временном отсутствии стационарных газоанализаторов и пылемеров осуществляется периодический контроль, с применением переносных газоанализаторов и пылемеров или расчетными методами.

При систематическом периодическом контроле:

– максимальные выбросы диоксида серы при наличии сероочистой установки, золы твердого топлива, оксидов азота, оксида углерода определяются расчетом с использованием результатов плановых инструментальных измерений содержания этих веществ в дымовых газах; при отсутствии сероочистных установок максимальные выбросы диоксида серы допускается определять расчетными методами без инструментальных измерений;

– максимальные выбросы сажи, бензпирена и годовые выбросы всех веществ определяются расчетными методами с использованием зависимостей содержания вещества в дымовых газах от нагрузки котла.

Разовый контроль выбросов из дымовой трубы осуществляется:

– после выхода котла, его пылегазоочистного оборудования из капитального ремонта;

– после реализации воздухоохраных мероприятий (включая мероприятия, предназначенные для реализации при неблагоприятных метеоусловиях) для оценки их эффективности;

– при переводе котла на длительное использование нового топлива;

– после реконструкции, замены, изменения режима работы пылегазоочистного оборудования;

– по завершении пусконаладочных и режимно-наладочных работ.

Разовый контроль осуществляется путем инструментального измерения содержания в дымовых газах золы твердого топлива, оксида азота, оксида углерода, диоксида серы, а также расчетными методами.

Измерения при контроле с использованием стационарных и переносных приборов должны производиться в дымовой трубе или газоходе за газоочистой установкой. При измерении содержания газообразных загрязняющих веществ в дымовых газах допускается отбирать пробы из шунтовых труб на участках газоходов.

Место отбора проб должно быть оборудовано всем необходимым для работы (площадкой, штуцерами, подводом сжатого воздуха и др.).

Периодические инструментальные измерения целесообразно проводить при максимальных нагрузках, имеющих место в установленный период измерения.

Периодические измерения должны проводиться одновременно на всех котельных установках, подключенных к трубе и выбрасывающих данное загрязняющее вещество.

Объем дымовых газов при периодических измерениях определяется с помощью прибора определения объема дымовых газов, а при его отсутствии — косвенным методом: по нагрузке котельной установки и содержанию кислорода в дымовых газах.

Независимо от периодичности инструментальных измерений контроль расчетными методами осуществляется не реже 1 раза в месяц.

Допустимая погрешность определения валового выброса составляет  $\pm 25\%$  [15].

Погрешность инструментального определения выброса складывается из среднеквадратичной суммы погрешностей измерения концентрации загрязняющего вещества и объемного расхода дымовых газов.

Погрешность расчетного определения выброса складывается из среднеквадратичной суммы погрешностей определения входящих в расчеты параметров [18].

### 3 Расчеты и аналитика

#### 3.1 Инвентаризация выделяющихся загрязняющих веществ

Расчет выбросов оксидов азота при слоевом сжигании твердого топлива приведен ниже.

Расчет выбросов от котельной произведен в соответствии с «Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тон пара в час или менее 20 ГКАЛ в час».

Число дней работы котельной в год – 230 дней.

Число часов работы – 5520 ч/год.

Годовой расход угля – 9500 тонн.

Расчетный расход топлива найдем по формуле[12]

$$B_p = m \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right)$$

где,  $m$  – расход топлива, т/год, г/с;

$q_4$  – потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива, %.

Таблица 11

Характеристика топки

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

Примем  $q_4 = 5,5$ .

$$B_p = 9500 \cdot \left(1 - \frac{5,5}{100}\right) = 8977,5 \text{ т/год};$$

$$B_p = 925,9 \cdot \left(1 - \frac{5,5}{100}\right) = 875 \text{ г/с}.$$

Находим фактическую тепловую мощность котла по введенному в топку теплу

$$Q_T = B_p \cdot Q_i^r = 24,2157 \text{ МВт}$$

где,  $B_p$  – расчетный расход топлива; при определении максимально разовых берется т/час; при определении годовых выбросов – т/год;

$Q_i^r$  – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг. Этот показатель принимается из таблицы 9.

Рассчитаем тепловое напряжение зеркала горения

$$q_R = \frac{Q_T}{F} = \frac{24,2157}{15,9} = 1,523 \text{ МВт/м}^2$$

где,  $F$  – зеркало горения (определяется по паспортным данным котельной установки, приложение ), м<sup>2</sup>;

$Q_T$  – фактическая тепловая мощность котла по введенному в топку теплу, МВт.

Коэффициент избытка воздуха в топке, определяется по формуле

$$a_t = \frac{21}{21 - O_2}$$

где,  $O_2$  – концентрация кислорода в дымовых газах за котлом, %; при отсутствии информации о концентрации кислорода в дымовых газах за котлом можно принимать  $a_t=2,5$ ;

$$K_{NO_2}^T = 11 \cdot 10^{-3} \cdot a_t \cdot \left(1 + 5,46 \cdot \frac{100 - R_6}{100}\right) \cdot \sqrt[4]{Q_i^r \cdot q_R} = 11 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot \left(1 + 5,46 \cdot \frac{100-40}{100}\right) \cdot \sqrt[4]{27,65 \cdot 1} = 0,27 \text{ г/МДж}$$

где,  $a_t$  – коэффициент избытка воздуха в топке;

$R_6$  – характеристика гранулометрического состава угля, остаток на сите с размером ячеек 6 мм, % (принимается по сертификату на топливо);

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

$q_R$  – тепловое напряжение зеркала горения, МВт/м<sup>2</sup>.

Для расчета выбросов оксидов азота, необходимо найти  $B_r$ , безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов, подаваемых в смеси с дутьевым воздухом под колосниковую решетку, на образование оксидов азота.

$$B_r = 1 - 0,075\sqrt{r} = 1$$

где,  $r$  – степень рециркуляции дымовых газов, %.

Рассчитаем выбросы оксидов азота при слоевом сжигании твердого топлива[12]

$$M_{NOx} = B_p \cdot Q_i^r \cdot K_{NO_2}^T \cdot B_r \cdot k_{\Pi}$$

где,  $B_p$  – расчетный расход топлива, кг/с, т/год;

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

$K_{NO_2}^T$  – удельный выброс оксидов азота при слоевом сжигании твердого топлива, г/МДж;

$k_{\Pi}$  - коэффициент пересчета:

при определении выбросов в граммах в секунду  $k_{\Pi} = 1$ ;

при определении выбросов в тоннах  $k_{\Pi} = 10^{-3}$ .

$$M_{NOx} = 8977,5 \cdot 27,65 \cdot 0,27 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 67,021 \text{ т/год};$$

$$M_{NOx} = 875 \cdot 27,65 \cdot 0,27 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 6,532 \text{ г/с.}$$

$$M_{NO_2} = M_{NOx} \cdot 0,8 = 67,021 \cdot 0,8 = 53,616 \text{ т/год};$$

$$M_{NO_2} = 6,532 \cdot 0,8 = 5,225 \text{ г/с.}$$

$$M_{NO} = M_{NO} \cdot 0,13 = 67,021 \cdot 0,13 = 8,712 \text{ т/год};$$

$$M_{NO} = 6,532 \cdot 0,13 = 0,849 \text{ г/с.}$$

Расчет выброса диоксидов серы приведен ниже.

Расчет выброса диоксидов серы ведется по формуле[12]

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^r \cdot (1 - n'_{SO_2}) \cdot (1 - n''_{SO_2})$$

где,  $B$  – расход натурального топлива за рассматриваемый период, г/с (т/год);

$S^r$  – содержание серы в топливе на рабочую массу, %;

$n'_{SO_2}$  – доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле, для прочих углей равна 0,1;

$n''_{SO_2}$  – доля оксидов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе попутно с улавливанием твердых частиц, в данном случае равна 0.

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot 9500 \cdot 0,26 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0) = 44,460 \text{ т/год};$$

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot 925,9 \cdot 0,26 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0) = 4,333 \text{ г/с.}$$

Расчет выброса оксида углерода приведен ниже.

Масса выброса оксида углерода рассчитывается по[12]

$$M_{CO} = 10^{-3} \cdot B \cdot C_{CO} \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right)$$

где,  $C_{CO}$  – выход оксида углерода при сжигании топлива, г/кг (г/нм<sup>3</sup>) или кг/т (кг/тыс. нм<sup>3</sup>).

$$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q_i^r$$

где,  $q_3$  – потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, %;  
 $R$  – коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания оксида углерода; 1 - для твердого топлива;

$q_4$  – потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива, %.

$$C_{CO} = 0,5 \cdot 1 \cdot 27,65 = 13,825;$$

$$M_{CO} = 10^{-3} \cdot 9500 \cdot 13,825 \cdot \left(1 - \frac{5,5}{100}\right) = 124,113 \text{ т/год};$$

$$M_{CO} = 10^{-3} \cdot 925,9 \cdot 13,825 \cdot \left(1 - \frac{5,5}{100}\right) = 12,096 \text{ г/с}.$$

Расчет выброса твердых частиц приведен ниже

$$M_{ТВ} = 0,01 \cdot B \cdot \left(a_{ун} \cdot A^r + q_4^{ун} \cdot \frac{Q_i^r}{32,68}\right) \cdot (1 - n_3)$$

где,  $B$  – расход натурального топлива, г/с (т/год);

$A^r$  – зольность топлива на рабочую массу, %;

$a_{ун}$  – доля золы, уносимой газами из котла (доля золы топлива в уносе); при отсутствии данных замеров можно использовать ориентировочные значения, приведенные в нормативном методе «Тепловой расчет котельных агрегатов»;

$n_3$  – доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях; если золоуловитель отсутствует, то  $(1 - n_3)=1$ ;

$q_4^{ун}$  – потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, %;

32,68 – теплота сгорания углерода, МДж/кг.

$$M_{ВЗВ} = 0,01 \cdot 9500 \cdot \left(0,2 \cdot 13 + 3,5 \cdot \frac{27,65}{32,68}\right) \cdot 1 = 528,322 \text{ т/год};$$

$$M_{ВЗВ} = 0,01 \cdot 925,9 \cdot \left(0,2 \cdot 13 + 3,5 \cdot \frac{27,65}{32,68}\right) \cdot 1 = 51,491 \text{ г/с}.$$

Количество летучей золы, входящее в суммарное количество твердых частиц, уносимых в атмосферу, вычисляем по формуле[12]

$$M_3 = 0,01 \cdot B \cdot a_{\text{yn}} \cdot A^r \cdot (1 - n_3).$$

$$M_3 = 0,01 \cdot 9500 \cdot 0,2 \cdot 13 \cdot 1 = 247 \text{ т/год};$$

$$M_3 = 0,01 \cdot 925,9 \cdot 0,2 \cdot 13 \cdot 1 = 24,073 \text{ г/с}.$$

Количество коксовых остатков, образующихся в топке в результате механического недожига топлива и выбрасываемых в атмосферу, определяем по формуле

$$M_K = M_{\text{ТВ}} - M_3.$$

$$M_K = 78,720 - 36,803 = 281,322 \text{ т/год};$$

$$M_K = 7,672 - 3,586 = 27,418 \text{ г/с}.$$

Расчет выброса бенз(а)пирена приведен ниже.

Для расчета выброса бенз(а)пирена найдем  $K_d$ , коэффициент, учитывающий нагрузку котла[12]

$$K_d = \left( \frac{D_n}{D_\phi} \right)^{1,2}$$

где,  $D_n$  – номинальная нагрузка котла, кг/с;

$D_\phi$  – фактическая нагрузка котла, кг/с.

$$K_d = 1,11.$$

Рассчитаем коэффициент, учитывающий степень улавливания бенз(а)пирена золоуловителем

$$K_{3y} = 1 - n_{3y} \cdot z$$

где,  $n_{3y}$  – степень очистки газов в золоуловителе по золе, %;

$z$  – коэффициент, учитывающий снижение улавливающей способности золоуловителем бенз(а)пирена. При  $t \geq 185^\circ\text{C}$ ,  $z=0,8$ , для сухих золоуловителей;  $z=0$  для мокрых. При  $t < 185^\circ\text{C}$ ,  $z=0,7$ , для сухих;  $z=0,8$  для мокрых.

При отсутствии золоуловителя,  $K_{3y} = 1$ .

Массовую концентрацию бенз(а)пирена найдем исходя из формулы

$$C_{\text{бп}} = 10^{-3} \cdot \left( \frac{A \cdot Q_i^r}{e^{2,5aT}} + \frac{R}{t_n} \right) \cdot K_d \cdot K_{\text{зy}} \cdot \frac{a_T''}{a_0}, \text{ мг/нм}^3$$

где,  $A$  – коэффициент, характеризующий тип колосниковой решетки и вид топлива;

$a_T''$  – коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания на выходе из топки;

$R$  – коэффициент, характеризующий температурный уровень экранов; для  $t_n < 150^\circ\text{C}$ ,  $R=290$ ; для  $t_n \geq 150^\circ\text{C}$ ,  $R=350$ ;

$K_d$  – коэффициент, учитывающий нагрузку котла;

$K_{\text{зy}}$  – коэффициент, учитывающий степень улавливания бенз(а)пирена золоуловителем. При стандартном коэффициенте избытка воздуха  $a_0=1,4$  и нормальных условиях,  $\text{мг/нм}^3$ .

$$C_{\text{бп}} = 10^{-3} \cdot \left( \frac{2,5 \cdot 27,65}{518,0106469} + \frac{290}{110} \right) \cdot 1,11 \cdot 1 \cdot \frac{2,5}{1,4} = 0,0054 \text{ мг/нм}^3.$$

Рассчитаем объём сухих дымовых газов.

Объём дымовых газов на 1 кг сжигаемого топлива рассчитывается по формуле

$$V_{cr} = K \cdot Q^H$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий характер топлива и равный 0,365 (для каменных углей).

$$V_{cr} = 0,365 \cdot 27,65 = 10,09 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

Массовый выброс бенз(а)пирена [12]

$$M_{\text{бп}} = C_{\text{бп}} \cdot V_{cr} \cdot B_p \cdot k_n$$

где,  $C_{\text{бп}}$  – массовая концентрация бенз(а)пирена в сухих дымовых газах;

$V_{cr}$  – объём сухих дымовых газов, образующихся при полном сгорании 1 кг топлива при  $a_0=1,4$   $\text{нм}^3/\text{кг}$ ;

$B_p$  – расчетный расход топлива; при определении максимально разовых берется т/час; при определении годовых выбросов – т/год;

$K_n$  – при определении выбросов в граммах в секунду  $k_n=0,278 \cdot 10^{-3}$ ;

при определении выбросов в граммах в год  $k_n=10^{-6}$ .

$$M_{\text{бп}} = 0,0054 \cdot 10,09 \cdot 8977,5 \cdot 10^{-6} = 0,00048 \text{ т/год};$$

$$M_{\text{бп}} = 0,0054 \cdot 10,09 \cdot 875 \cdot 10^{-6} = 0,000048 \text{ г/с.}$$

Расчет количества образования шлака за год

$$M_{\text{ш}} = \left( B \cdot \frac{A^r}{100} \right) - M_{\text{взв}}, \text{ т/ГОД}$$

$$M_{\text{ш}} = \left( 9500 \cdot \frac{13}{100} \right) - 78,720 = 1156,28 \text{ т/год.}$$

Данные расчетов заносим в таблицу 12.

Таблица 12

### Инвентаризация загрязняющих веществ

Тип котла	Примесь	г/с	т/год
КВ-ТС 20	Диоксид азота	5,225	53,616
	Оксид азота	0,849	8,712
	Диоксид серы	4,333	44,460
	Оксид углерода	12,096	124,113
	Бенз(а)пирен	0,000048	0,00048
	Зола	24,073	247
	Взвешенные вещ.	51,491	528,322
	Сажа	27,418	281,322
Всего:		125,485	1287,545

### 3.2 Материальный баланс очистного оборудования

Материальный баланс батарейного циклона приведен ниже.

Расход газов при нормальных условиях  $V = 30000 \text{ м}^3/\text{ч}$ , плотность газа  $1,3 \text{ кг/м}^3$ , температура газа  $120 \text{ }^\circ\text{C}$ . Барометрическое давление  $745 \text{ мм рт. ст.}$ . На входе в батарейный циклон газ находится под разрежением  $310 \text{ Па}$ . Пыль слабо слипающаяся. Данные для расчета получены в результате отбора проб от источника загрязнения (водогрейный котел КВ-ТС-20).

Массовый расход воздуха определяется по формуле

$$G = V \cdot \rho_{\text{г}}$$

где,  $V$  – объем газа,  $\text{м}^3/\text{час}$ ;

$\rho_{\text{г}}$  – плотность газа.

Определяем плотность газовой смеси при рабочих условиях

$$\rho_r = \rho_0 \cdot \frac{273 \cdot (P_{\text{бар}} \pm P_{\text{ц}})}{(273 + T_r) \cdot P_{\text{бар}}}$$

где,  $\rho_0$  – плотность газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$P_{\text{бар}}$  – барометрическое давление, Па;

$P_{\text{ц}}$  – разрежение газа на входе в батарейный циклон, Па;

$T_r$  – температура очищаемого газа, °С.

$$\rho_r = 1,3 \cdot \frac{273 \cdot (745 + 2,3)}{(273 + 120) \cdot 745} = 1,3 \cdot \frac{204012,9}{292784} = 0,9 \text{ кг/м}^3.$$

Найдем массовый расход воздуха

$$G = 30000 \cdot 0,9 = 27000 \text{ кг/час.}$$

Массовый расход пыли в час определяется из

$$G_{\text{п}} = \frac{M_{\text{п}}^{\text{в}}}{T}$$

где,  $M_{\text{п}}^{\text{в}}$  – валовое выделение пыли в год, кг/год;

$T$  – время работы, час/год.

$$G = \frac{1056644,48}{5520} = 191,42 \text{ кг/час.}$$

Пыль в бункере

$$П = G_{\text{п}} \cdot 0,85 = 191,42 \cdot 0,85 = 162,707 \text{ кг/час}$$

где, 0,85 % – степень очистки циклона.

Результаты расчетов заносим в таблицу 13.

Таблица 13

Сводная таблица материального баланса циклона

ПРИХОД				РАСХОД			
№	Поток	Кг/ч	%	№	Поток	Кг/ч	%
1	Газы на очистку, в том числе:	27000	100	1	Сбрасываемые газы, в том числе:	26837,29	100
	1.1 Воздух	26808,58	99,3		1.1 Воздух	26808,58	99,89
	1.2 Пыль	191,42	0,7		1.2 Пыль	28,71	0,11
				2	Пыль в бункере	162,71	100
	Всего:	27000			Всего:	27000	

Материальный баланс скруббера Вентури приведён ниже.

Количество очищаемого газа – 29819 м<sup>3</sup>/ч;

Температура газов на входе в скруббер  $t = 85^{\circ}\text{C}$ ;

Начальная концентрация пыли 0,0010 г/м<sup>3</sup>.

Рассчитаем массу газа на входе в скруббер:

$$M_{\Gamma} = V \cdot \rho_{\Gamma} = 29819 \cdot 0,9 = 26837,29 \text{ кг/ч.}$$

Масса воды на орошение равна:

$$M_{\text{В}} = V \cdot \rho_{\text{В}} = 20 \cdot 1000 = 20000 \text{ кг/ч.}$$

Определим массовый расход пыли:

$$G_{\text{П}} = V \cdot C = 26837,29 \cdot 0,0010 = 26,84 \text{ кг/ч}$$

где,  $C$  – концентрация загрязняющих веществ, г/м<sup>3</sup>.

Находим массу диоксида серы:

$$M_{\text{SO}_2} = V \cdot C = 29819 \cdot 0,00002 = 0,59 \text{ г/ч} = 0,0006 \text{ кг/ч.}$$

Масса оксида азота определяется по формуле:

$$M_{\text{NO}_2} = V \cdot C = 29819 \cdot 0,000025 = 0,7 \text{ г/ч} = 0,0007 \text{ кг/ч.}$$

Масса диоксида азота определяется по формуле:

$$M_{\text{NO}} = V \cdot C = 29819 \cdot 0,000004 = 0,11 \text{ г/ч} = 0,00011 \text{ кг/ч.}$$

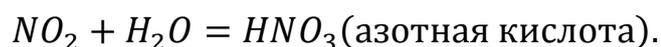
Масса оксида углерода:

$$M_{\text{CO}} = V \cdot C = 29819 \cdot 0,00005 = 1,5 \text{ г/ч} = 0,0015 \text{ кг/ч.}$$

Масса бензпирена:

$$M_{\text{C}_{20}\text{H}_{12}} = V \cdot C = 29819 \cdot 1,44 \cdot 10^{-7} = 0,0041 \text{ г/ч} = 0,000004 \text{ кг/ч.}$$

В скруббере протекают две реакции:



Масса  $\text{H}_2\text{SO}_3$  в шламовых водах:

$$M_{\text{H}_2\text{SO}_3} = 0,0006 \cdot \frac{82}{64} = 0,0007 \text{ кг/ч}$$

где, 82 – молярная масса  $\text{H}_2\text{SO}_3$ , г/моль;

64 – молярная масса  $\text{SO}_2$ , г/моль.

Масса  $HNO_3$  в шламовых водах:

$$M_{HNO_3} = 0,0007 \cdot \frac{63}{46} = 0,0009 \text{ кг/ч}$$

где, 46 – молярная масса  $NO_2$ , г/моль;

63 – молярная масса  $HNO_3$ , г/моль.

Масса пыли в шламе газоочистки:

$$M_{\text{п}} = G_{\text{п}} \cdot 0,97 = 28,71 \cdot 0,97 = 27,85 \text{ кг/ч}$$

где, 0,97 – степень очистки, %.

Масса влажного газа на выходе из скруббера:

$$M_{\text{вл.г}} = V \cdot \rho_{\text{г}} = 26808,58 \cdot 1,2 = 32170,3 \text{ кг/ч.}$$

Масса воды в газе составляет 13,7 %:

$$M_{H_2O} = 32170,3 \cdot 0,137 = 4407,3 \text{ кг/ч.}$$

Масса воды прошедшей на реакции:

$$M_{H_2O} = \left(0,0006 \cdot \frac{18}{64}\right) + \left(0,0007 \cdot \frac{18}{46}\right) = 0,00043 \text{ кг/ч}$$

где, 18 – молярная масса воды, г/моль.

Результаты расчетов заносим в таблицу 14.

Таблица 14

Сводная таблица материального баланса скруббера Вентури

ПРИХОД				РАСХОД			
№	Поток	Кг/ч	%	№	Поток	Кг/ч	%
1	Газы на очистку, в том числе:	26837,29	100	1	Сбрасываемые газы, в том числе:	32170,3	100
	1.1 Воздух	26808,58	99,9		1.1 Воздух	27762,1	86,19
	1.2 Пыль	28,71	0,0107		1.2 Пыль	0,86	0,0002
	1.3 CO	0,0015	0,000003		1.3 NO	0,00011	0,0000002
	1.4 SO <sub>2</sub>	0,0006	0,000001		1.4 C <sub>20</sub> H <sub>12</sub>	0,000004	0,0000001
	1.5 NO	0,00011	0,0000002		1.5 Вода	4407,3	13,8
	1.6 NO <sub>2</sub>	0,0007	0,000001				
	1.7 C <sub>20</sub> H <sub>12</sub>	0,000004	0,00000001				
2	Вода	20000	100	2	Шлам газоочистки, в том числе:	15620,8	100
					1.1 Вода	15593	99,9
					1.2 Пыль	27,85	0,02

ПРИХОД				РАСХОД			
				1.3 H <sub>2</sub> SO <sub>3</sub>	0,0007	0,000005	
				1.4 HNO <sub>3</sub>	0,0009	0,000006	
Всего:		46837,29		Всего:		46837,29	

### 3.3 Расчет батарейного циклона

Исходные данные:

Расход запыленного газа  $V - 30000 \text{ м}^3 / \text{ч}$ ;

Время работы  $T - 5520 \text{ час/год}$ ;

Плотность воздуха  $\rho - 1,29 \text{ кг/м}^3$ ;

Плотность газа  $\rho_{\Gamma} - 0,9 \text{ кг/м}^3$ ;

Температура газа  $t - 120^{\circ} \text{ C}$ ;

Задаемся типом циклона – БЦ-2.

Расход газа при рабочих условиях составит

$$V_{\Gamma} = \frac{V_0 \cdot \rho_0}{3600 \cdot \rho_{\Gamma}} = \frac{30000 \cdot 1,3}{3600 \cdot 0,9} = 12,03 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Определяем расход газов,  $\text{м}^3 / \text{с}$ , при котором обеспечиваются оптимальные условия работы циклонного элемента, по формуле[9]

$$q_{\text{опт}} = 0,785 \cdot D^2 \cdot \omega_{\text{опт}}$$

где,  $\omega_{\text{опт}}$  – оптимальная скорость потока в элементе,  $\text{м/с}$ ;

$D$  – внутренний диаметр элемента,  $\text{м}$ .

Выбираем циклонные элементы диаметром 250 мм с направляющими потока в виде розетки с углом наклона лопасти  $25^{\circ}$ . По таблице 15 допустимая запыленность газов  $75 \text{ г/м}^3$ .

Оптимальная скорость газов в корпусе элемента колеблется в пределах от 2,2 до 5  $\text{м/с}$ . Примем скорость газа 4,5  $\text{м/с}$ [9].

$$q_{\text{опт}} = 0,785 \cdot 0,25^2 \cdot 4,5 = 0,22 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Таблица 15

Характеристика циклонных элементов

Диаметр элемента, мм	Наибольшая допустимая запыленность газа, г/м <sup>3</sup> (при 0° и 760 мм рт. ст.)	Степень улавливания пыли (в %) при диаметре частиц			Коэффициент гидравлического сопротивления $\xi_0$ при угле наклона лопастей	
		5 мкм	10 мкм	15 мкм	25°	30°
250	75	72	84	93	90	65
150	35	78	88	95		
100	15	82	91	96		

Число циклонных элементов, необходимое для оптимальной работы батарейного циклона, определяется как

$$n_{\text{опт}} = \frac{V_{\Gamma}}{q_{\text{опт}}}$$

где,  $V_{\Gamma}$  – расход газа при рабочих условиях, м<sup>3</sup>/с.

$$n_{\text{опт}} = \frac{12,03}{0,22} = 54,6 \approx 56 \text{ шт.}$$

Располагаем циклонные элементы в восемь рядов по ходу газа (семь элементов в каждом ряду). Подбираем подходящий батарейный циклон из таблицы 16.

Определим действительную скорость потока в элементе

$$\omega = \frac{V_{\Gamma}}{0,785 \cdot D^2 \cdot n} = \frac{12,03}{0,785 \cdot 0,25^2 \cdot 56} = 4,3 \text{ м/с.}$$

Отклонение действительной скорости воздуха в циклоне от оптимальной составит

$$\frac{\omega_{\text{опт}} - \omega}{\omega_{\text{опт}}} = \frac{4,5 - 4,3}{4,5} \cdot 100 = 4,4\%.$$

Отклонение меньше 15 %, что допустимо.

Потери давления (аэродинамическое сопротивление) в батарейном циклоне, Па[9]

$$\Delta p = \xi \cdot \frac{\rho_{\Gamma} \cdot \omega^2}{2}$$

где,  $\xi$  – коэффициент гидравлического сопротивления, принимается по таблице 15;

$$\Delta\rho = 90 \cdot \frac{0,9 \cdot 4,04^2}{2} = 661 \text{ Па.}$$

Таблица 16

Технические характеристики циклона БЦ-2[2]

Марка циклона БЦ 2	Кол-во элементов	Расход газа при 150 °С, м <sup>3</sup> /с при сопротивлении, кг/м <sup>2</sup> (Па)	Габаритные размеры, мм			Масса, кг,	Рекомендуемая паропроизводительность котлов, т/ч (теплопроизводительность, Гкал/ч)
			длина	ширина	высота		
Циклон БЦ-2-4х(3+2)	20	4,18-4,84	2120	1610	4010	3000	6,5
Циклон БЦ-2-5х(3+2)	25	5,25-6,07	2400	1610	4110	3700	6,5
Циклон БЦ-2-5х(4+2)	30	6,28-7,25	2400	1890	4110	4200	10,0 (4,0)
Циклон БЦ-2-6х(4+2)	36	7,55-8,72	2680	1890	4210	4900	10,0 (4,0)
Циклон БЦ-2-6х(4+3)	42	8,77-10,15	2890	2170	4410	5500	15,0 (6,0)
Циклон БЦ-2-7х(5+3)	56	11,72-13,58	3460	2170	4520	7200	20,0 (8,0)

Эффективность работы батарейного циклона при эталонных условиях подсчитываем по выражению

$$\eta_{\text{э}} = \sum \frac{\eta_i \cdot \Phi_i}{100}$$

где,  $\eta_i$  – фракционные коэффициенты очистки, определяемые по кривой парциальных коэффициентов для частиц среднего размера каждой фракции (рис. 1);  $\Phi_i$  – процентное содержание каждой фракции.

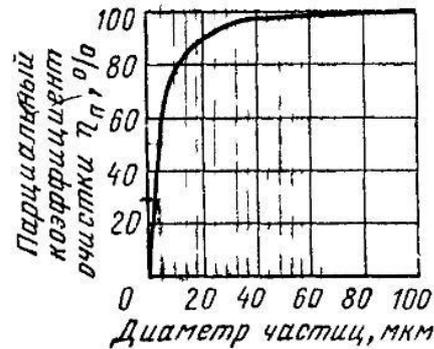


Рис. 2. Кривая парциальных коэффициентов очистки пылеулавливающих аппаратов

$$\eta_{\Sigma} = \frac{30 \cdot 5 + 70 \cdot 15 + 85 \cdot 20 + 86 \cdot 30 + 87 \cdot 40}{100} = \frac{150 + 1050 + 1700 + 2580 + 3480}{100} = 89,6 \%$$

Эффективность работы батарейного циклона при рабочих условиях найдем по номограмме (рис. 2),  $\eta=85 \%$  [11].

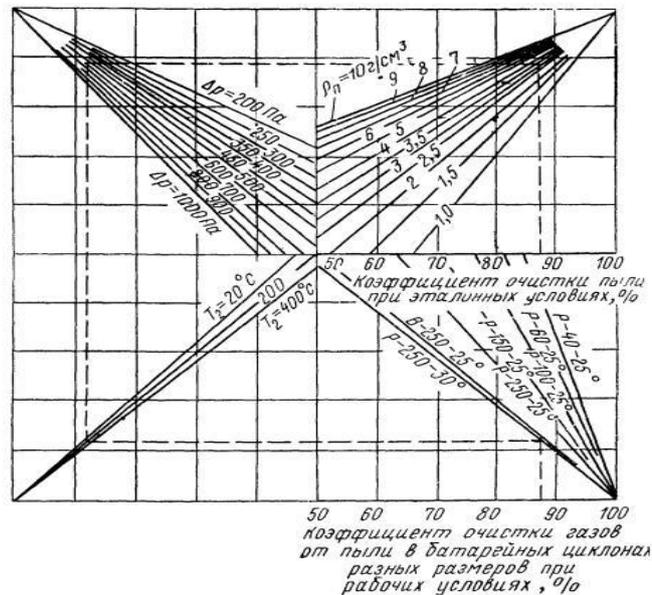


Рис. 3. Графики для пересчета эффективности очистки батарейного циклона на рабочие условия

### 3.4 Расчет скруббера Вентури

Исходные данные:

Количество очищаемого газа –  $29819 \text{ м}^3/\text{ч} = 8 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

Температура газов на входе в скруббер  $t = 85^\circ\text{C}$ ;

Начальная концентрация пыли  $0,0010 \text{ г}/\text{м}^3$ .

Примем концентрацию пыли после скруббера Вентури равной  $C_{\text{вых}} = 0,00002 \text{ г}/\text{м}^3$ , чтобы обеспечить получение ПДК в зоне дыхания.

Находим требуемый коэффициент очистки

$$n = \frac{C_1 - C_2}{C_1}$$

где,  $C_1$  и  $C_2$  – концентрация пыли до и после очистки,  $\text{г}/\text{м}^3$ .

$$n = \frac{0,0010 - 0,00002}{0,0010} = 98 \%$$

Определяем затраты энергии на очистку[6]

$$K_T = \chi \sqrt{-\frac{\ln(1 - n)}{B}}$$

где,  $B$  и  $\chi$  – константы, зависящие от физико-химических свойств и дисперсного состава пыли. При сжигании угля:  $B = 4,34 \cdot 10^{-3}$ ,  $\chi = 0,3$ .

Отсюда энергия, затрачиваемая на пылеулавливание равна

$$K_T = 0,3 \sqrt{\frac{3,5}{4,34 \cdot 10^{-3}}} = 9860 \text{ кДж на } 1000 \text{ м}^3 \text{ газа} = 2,73 \text{ кВт/ч.}$$

Давление жидкости, подаваемой на орошение трубы Вентури принимаем равным  $P_{\text{жс}} = 8 \text{ кг}/\text{см}^2$  ( $80000 \text{ кг}/\text{м}^2$ ), удельный расход на орошение принимаем равным  $m = 0,95 \text{ л}/\text{м}^3 = 3 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

Из уравнения теплового баланса, составленного для  $1 \text{ м}^3$  сухого газа методом последовательных приближений, находим температуру газа, на выходе из скруббера Вентури

$$t_{\text{вых}} = (0,133 - 0,041 \cdot m) \cdot t_{\text{вх}} + 35$$

где,  $t_{\text{вх}}$  – температура газа на входе в скруббер.

$$t_{\text{вых}} = (0,133 - 0,041 \cdot 0,95) \cdot 85 + 35 = 43^\circ\text{C}.$$

Находим потери давления в скруббере Вентури:

$$\Delta P = K_T - P_{\text{ж}} \cdot m = 9860 - 80000 \cdot 0,95 \cdot 10^{-3} = 9784 \text{ Па} = 997 \text{ кгс/м}^2.$$

Общее гидравлическое сопротивление для скруббера Вентури[6]

$$\Delta P = \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{к}}$$

где,  $\Delta P_{\text{тр}}$  – гидравлическое сопротивление трубы Вентури;

$\Delta P_{\text{к}} = 58,9 \text{ кгс/м}^2$ , гидравлическое сопротивление каплеуловителя Вентури.

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{K_T - 2,724 \cdot 10^{-3} \cdot m \cdot P_{\text{ж}} \cdot 10}{2,724 \cdot 10^{-3}} = \frac{2,73 - 2,724 \cdot 10^{-3} \cdot 0,95 \cdot 10^{-3} \cdot 80000 \cdot 10}{2,724 \cdot 10^{-3}} = 242 \text{ кгс/м}^2;$$

$$\Delta P = 242 + 58,9 = 300,9 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2} = 2951,83 \text{ Па}.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления, учитывающий подачу в трубу Вентури орошающей жидкости, рассчитывается из соотношения

$$\xi_{\text{ж}} = 13,4 \cdot \xi_{\text{сух}} \cdot m^{0,024} = 13,4 \cdot 0,15 \cdot 0,95 \cdot 10^{-3} = 1,7$$

где,  $\xi_{\text{сух}}$  – коэффициент гидравлического сопротивления сухой трубы Вентури, принимается равным 0,15 (принимается от 0,12 до 0,15).

Удельный вес дымовых газов всех энергетических топлив при нормальных условиях перед трубой Вентури равен  $\gamma = 1,3 \text{ кг/м}^3$ .

Температуру точки росы принимаем равной температуре газов на выходе из скруббера  $T_m = 43^\circ\text{C}$ .

Находим скорость газа на выходе из трубы Вентури

$$w_{\text{г}} = \sqrt[{-1,8}]{\frac{m}{2440}} = \sqrt[{-1,8}]{\frac{0,95}{2440}} = 77 \text{ м/с}.$$

Газы, выходящие из трубы Вентури при  $t = 43^\circ\text{C}$  имеют влагосодержание  $f = 0,059 \text{ кг/м}^3$  сухого газа.

Тогда объемное содержание влаги в газе равно

$$\frac{f}{0,804} = \frac{0,059}{0,804} = 0,073 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

где, 0,804 – удельный вес водяного пара,  $\text{кг/м}^3$ .

Удельные вес нормального влажного газа на выходе из трубы Вентури находим по уравнению[6]

$$\begin{aligned}\gamma_{\text{ВЛГ}}^0 &= \gamma_{\text{П}}^0 \cdot 0,121 + \gamma_{\text{СМ}}^0 \cdot (1 - 0,121) = 0,804 \cdot 0,121 + 1,3 \cdot (1 - 0,121) \\ &= 1,2 \text{ кг/м}^3.\end{aligned}$$

Находим удельный вес газа на выходе из трубы Вентури при рабочих условиях

$$\gamma_{\Gamma}^{\text{P}} = \frac{\gamma_{\Gamma}^0 \cdot 273}{(273 + t_{\text{ВЫХ}}) \cdot \frac{(760 - \frac{\Delta P}{13,6})}{760}} = \frac{1,2 \cdot 273}{(273 + 43) \cdot \frac{(760 - \frac{997}{13,6})}{760}} = 1,14 \text{ кг/м}^3.$$

Рассчитаем скорость газа в горловине трубы Вентури

$$w_{\Gamma} = \sqrt{\frac{\Delta P \cdot 2 \cdot g}{\gamma_{\Gamma}^{\text{P}} \cdot \left( \xi_{\text{СУХ}} + \frac{\xi_{\text{Ж}} \cdot m \cdot \gamma_{\text{Ж}}}{\gamma_{\Gamma}^{\text{P}}} \right)}}$$

где,  $\gamma_{\text{Ж}}$  – удельный вес орошающей жидкости, принимаем равным  $\gamma_{\text{Ж}} = 1 \text{ кг/л}$ .

По условиям работы скруббера Вентури его принимают от 0,3 до 5,0 кг/м<sup>3</sup>.

$$w_{\Gamma} = \sqrt{\frac{997 \cdot 2 \cdot 9,81}{1,14 \cdot \left( 0,15 + \frac{1,7 \cdot 1 \cdot 0,95}{1,14} \right)}} = 105 \text{ м/с.}$$

Объем влажного газа в выходном сечении трубы Вентури находим по формуле

$$V = V_0 \cdot \left( 1 + \frac{f_3}{0,804} \right) \cdot \frac{760 \cdot (273 + t_{\text{ВЫХ}})}{273 \cdot \left( B - \frac{\Delta P}{13,6} \right)}$$

где,  $V_0$  – объемный расход газа на входе в трубу Вентури, м<sup>3</sup>/ч;

$B = 745 \text{ мм. рт. ст}$  – барометрическое давление.

$$V_3 = 29819 \cdot \left( 1 + \frac{0,073}{0,804} \right) \cdot \frac{760 \cdot (273 + 43)}{273 \cdot \left( 745 - \frac{997}{13,6} \right)} = 42599 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Диаметр горловины трубы Вентури рассчитаем по формуле

$$d_{\Gamma} = 1,88 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{V_3}{v_{\Gamma}}} = 1,88 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{29819}{105}} = 0,3 \text{ м.}$$

Примем  $d_z = 300 \text{ мм}$ .

Длина горловины трубы Вентури равна

$$l_{\Gamma} = 0,15 \cdot d_{\Gamma} = 0,15 \cdot 0,3 = 0,045 \text{ м.}$$

Диаметр входного сечения конфузора рассчитаем по формуле

$$d_1 = d_2 = 1,88 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{V_3}{w_3}}$$

где,  $w_3$  – скорость газового потока в выходном сечении трубы Вентури, обычно принимается равной 12 – 20 м/с. Примем скорость равной 15 м/с.

$$d_1 = 1,88 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{29819}{15}} = 0,83 \text{ м.}$$

Длина конфузора рассчитывается по формуле

$$l_1 = \frac{d_1 - d_{\Gamma}}{2 \cdot \operatorname{tg} \cdot \frac{\alpha_1}{2}}$$

где,  $\alpha_1$  – угол раскрытия конфузора составляет 15–28°, примем  $\alpha_1 = 25^\circ$ .

$$l_1 = \frac{0,83 - 0,3}{2 \cdot \operatorname{tg} \cdot \frac{25}{2}} = 1,2 \text{ м.}$$

Длина диффузора рассчитывается по выражению

$$l_2 = \frac{d_2 - d_{\Gamma}}{2 \cdot \operatorname{tg} \cdot \frac{\alpha_2}{2}}$$

где,  $\alpha_2$  – угол расширения диффузора принимается равным  $\alpha_2 = 7^\circ$ .

$$l_2 = \frac{0,83 - 0,3}{2 \cdot \operatorname{tg} \cdot \frac{7}{2}} = 4,4 \text{ м.}$$

Общая длина трубы Вентури[6]:

$$l = l_{\Gamma} + l_1 + l_2 = 0,045 + 1,2 + 4,4 = 5,6 \text{ м.}$$

### 3.5 Расчет циклона – каплеуловителя

Примем скорость газа во входном патрубке циклона – каплеуловителя равной скорости газа в выходном сечении диффузора трубы Вентури, ( $w_3 = w_{\text{ц}} = 15$  м/с[7]), тогда рассчитаем диаметр циклона

$$d_{\text{ц}} = \sqrt{\frac{V}{3600 \cdot K \cdot w_3}}$$

где,  $V$  – объем газа на входе в циклон,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$K = 0,2$ .

$$d_{\text{ц}} = \sqrt{\frac{29819}{3600 \cdot 0,2 \cdot 15}} = 1,6 \text{ м.}$$

Средняя скорость газа, отнесенная ко всей площади цилиндрической части циклона, рассчитывается по формуле:

$$w_{\text{ц}} = \frac{V}{3600 \cdot 0,785 \cdot d_{\text{ц}}} = \frac{29819}{3600 \cdot 0,785 \cdot 1,6} = 6,6 \text{ м/с.}$$

Высоту циклона  $H_{\text{ц}}$  в соответствии с выбранной скоростью газа принимаем:

$$H_{\text{ц}} = 2,5 \cdot d_{\text{ц}} = 2,5 \cdot 1,6 = 4 \text{ м.}$$

Рассчитаем расход орошающей жидкости:

$$Q_{\text{ж}} = m \cdot 10^{-3} \cdot V = 0,95 \cdot 10^{-3} \cdot 29819 = 28 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Давление орошающей жидкости примем как  $8 \text{ кг/см}^2$ .

Диаметр отверстий находим из выражения

$$d_0 = \sqrt{4 \cdot \frac{V_{\text{в}}}{\mu \cdot \pi \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot P}{\rho_{\text{в}}}}}}$$

где,  $\mu$  – коэффициент расхода приблизительно равен  $0,73$ ;

$P$  – давление воды на орошение;

$\rho_{\text{в}}$  – плотность воды,  $\text{кг/м}^3$ .

$$d_0 = \sqrt{4 \cdot \frac{20}{0,73 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 8}{1000}}}} = 17 \text{ мм.}$$

Гидравлическое сопротивление циклона – каплеуловителя

$$\Delta\rho_{\text{ц}} = \frac{\xi_{\text{ц}} \cdot w_{\text{ц}}^2 \cdot \gamma_{\text{г}}^{\text{п}}}{2}$$

где,  $\xi_{\text{ц}} = 2,6$  – коэффициент гидравлического сопротивления циклона;

$\gamma_{\text{г}}^{\text{п}}$  – плотность газа на входе в циклон,  $\text{кг/м}^3$ ;

$w_{\text{ц}}$  – скорость газа во входной трубе циклона,  $\text{м/с}$ .

$$\Delta\rho_{ц} = \frac{2,6 \cdot 15^2 \cdot 1,14}{2} = 333,45 \text{ Па} = 34 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2}.$$

### 3.6 Тепловой расчет скруббера Вентури

Рассчитаем среднюю разность температур между газом и водой в скруббере

$$\Delta T_{\text{ср}} = \frac{(T_1 - T_k) - (T_2 - T_n)}{2,31 \cdot \lg \frac{(T_1 - T_k)}{(T_2 - T_n)}}$$

где,  $T_1$  – температура газа на входе в скруббер;

$T_2$  – температура газа на выходе из скруббера;

$T_n = 20$  °С – начальная температура воды;

$T_k = 40$  °С – конечная температура воды принимается равной на 5–10°С ниже температуры мокрого термометра.

$$\Delta T_{\text{ср}} = \frac{(85-40)-(43-20)}{2,31 \cdot \lg \frac{(85-40)}{(43-20)}} = 31,4 \text{ } ^\circ\text{С}.$$

Находим начальную и конечную энтальпии водяных паров, содержащихся в газах

$$I_1 = 2480 + 1,96 \cdot T_1 = 2480 + 1,96 \cdot 85 = 2646,6 \text{ Дж/кг};$$

$$I_2 = 2480 + 1,96 \cdot T_2 = 2480 + 1,96 \cdot 43 = 2564,28 \text{ Дж/кг};$$

Определим количество тепла, отнимаемое от газов в скруббере

$$Q = V_{\text{ос}} \cdot [c \cdot (T_1 - T_2) + y \cdot (I_1 - I_2)]$$

где,  $y = 0,0137$  кг/м<sup>3</sup> – содержание водяных паров в насыщенном влагой газе;

$c = 1,3$  кДж/м<sup>3</sup> теплоемкость сухого газа;

$V_{\text{ос}}$  – объемный расход сухого газа при нормальных условиях, м<sup>3</sup>/с.

$$Q = 3,8 \cdot [1,3 \cdot (85 - 43) + 0,0137 \cdot (2646,6 - 2564,28)] = 211,7 \text{ Вт}.$$

Объемный расход сухих газов при нормальных условиях найдем по

$$V_{\text{ос}} = \frac{V_0 \cdot 0,804}{(0,804 + y)} = \frac{29819}{3600} \cdot 0,804}{(0,804 + 0,0137)} = 8,22 \text{ м}^3/\text{с}$$

где,  $0,804$  – удельный вес водяного пара. Объемный коэффициент теплопередачи в скруббере по эмпирическим данным находится в пределах  $60 - 240 \text{ Вт / (м}^3/\text{с)}$ . Принимаем  $K_0 = 130 \text{ Вт / (м}^3/\text{с)}$ .

### 3.7 Аэродинамический расчет воздухопроводов

Расчет воздухопроводов батарейного циклона приведен ниже.

Аэродинамический расчет имеет цель подобрать вентилятор для отсоса загрязненного воздуха. Воздуховоды проектируются в соответствии с требованиями СНиП, учитывая возможности максимальной индустриализации строительно-монтажных работ и применения при этом сборных конструкций из стандартных и типовых элементов, и деталей, изготавливаемых на заводах или заготовительных мастерских.

Общие потери давления,  $\text{кгс/м}^2$ , определяются по формуле

$$P = \sum (R \cdot l + Z)$$

где,  $R$  – потери давления на трение на расчетном участке сети,  $\text{кгс/м}^2$ ;

$l$  – длина участка воздухопровода, м;

$Z$  – потери давления на местные сопротивления на расчетном участке сети,  $\text{кгс/м}^2$ .

Потери давления на местные сопротивления определяются по формуле

$$Z = \sum \xi \cdot \frac{v^2 \cdot \gamma}{2 \cdot g}$$

где,  $\sum \xi$  – сумма коэффициентов местных сопротивлений на расчетном участке воздухопровода;

$\frac{v^2 \cdot \gamma}{2 \cdot g}$  – скоростное (динамическое) давление,  $\text{кгс/м}^2$ .

По плану размещения оборудования выделяем два участка воздухопроводов.

Участок № 1 имеет расход воздуха  $L = 30000 \text{ м}^3/\text{ч}$ , длина  $l = 10 \text{ м}$ , местные сопротивления – 1 поворот на  $90^\circ$ .

Определим диаметр воздухопровода по формуле

$$D = \sqrt{\frac{L}{2830 \cdot V_p}}$$

где,  $L$  – расход воздуха на участке, м<sup>3</sup>/с;

$V_p$  – рекомендуемая скорость движения воздуха на участке вентиляционной сети. Рекомендуемую скорость принимаем по таблице 17.

Таблица 17

Рекомендуемая скорость

Здание	в начале системы	вблизи вентилятора
Административные здания	4...5 м/с	8...12 м/с
Производственные здания	5...6 м/с	10...20 м/с

$$D = \sqrt{\frac{30000}{2830 \cdot 17,2}} = 0,78 \text{ м, (800x800мм)}.$$

Фактическую скорость определяем с учетом площади сечения принятого стандартного воздуховода:

$$V_{\text{фак}} = \frac{L}{2830 \cdot D^2} = \frac{30000}{2830 \cdot 0,80^2} = 16,5 \text{ м/с}.$$

Необходимая площадь сечения воздуховода рассчитывается по формуле

$$F = \frac{V}{3600 \cdot V_p}$$

где,  $V$  – объем очищаемого газа, м<sup>3</sup>/час;

$F_{\text{фак}} = 0,56 \text{ м}^2$  для стандартного воздуховода с площадью сечения 800x800мм.

Потери давления на трение:  $R = 1,61 \text{ кгс/м}^2$ , динамическое давление на участке  $\frac{\vartheta^2 \cdot \gamma}{2 \cdot g} = 45,2 \text{ кгс/м}^2$ .

Определим сумму местных сопротивлений: поворот на 90°  $\xi = 0,7$  при  $R/d = 2$ .

Потери давления на местные сопротивления составляют:

$$Z = (0,7 + 1,67) \cdot 45,2 = 107,12 \text{ кгс/м}^2.$$

Потери давления на расчетном участке составляют:

$$P_1 = 1,61 \cdot 10 + 107,12 = 123,22 \text{ кгс/м}^2.$$

Участок № 2 имеет: расход воздуха  $L = 29819 \text{ м}^3/\text{ч}$ , длина  $l = 10 \text{ м}$ , местные сопротивления – 3 поворота на  $90^\circ$ .

Определим диаметр воздуховода по формуле

$$D = \sqrt{\frac{L}{2830 \cdot V_p}}$$

где,  $L$  – расход воздуха на участке,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$V_p$  – рекомендуемая скорость движения воздуха на участке вентиляционной сети.

Рекомендуемую скорость принимается по таблице 17.

$$D = \sqrt{\frac{29819}{2830 \cdot 17,2}} = 0,78 \text{ м, (800x800мм)}.$$

Фактическую скорость определим с учетом площади сечения принятого стандартного воздуховода:

$$V_{\text{фак}} = \frac{L}{2830 \cdot D^2} = \frac{29819}{2830 \cdot 0,80^2} = 16,4 \text{ м/с}.$$

Необходимая площадь сечения воздуховода рассчитывается по формуле

$$F = \frac{V}{3600 \cdot V_p}$$

где,  $V$  – объем очищаемого газа,  $\text{м}^3/\text{час}$ ;

$F_{\text{фак}} = 0,56 \text{ м}^2$  для стандартного воздуховода с площадью сечения  $800 \times 800 \text{ мм}$ .

Потери давления на трение:  $R = 1,61 \text{ кгс/м}^2$ , динамическое давление на участке  $\frac{\vartheta^2 \cdot \gamma}{2 \cdot g} = 45,2 \text{ кгс/м}^2$ .

Определим сумму местных сопротивлений: поворот на  $90^\circ$   $\xi = 0,7$  при  $R/d = 2$ .

Потери давления на местные сопротивления составляют:

$$Z = 0,7 \cdot 3 \cdot 45,2 = 94,92 \text{ кгс/м}^2.$$

Потери давления на расчетном участке составляют:

$$P_2 = 1,61 \cdot 10 + 94,92 = 111,02 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2}.$$

Потери давления в циклоне  $P_{\text{ц}} = 661 \text{ Па} = 67,40 \text{ кгс} / \text{м}^2$ . (Перевод из Па в  $\text{кгс}/\text{м}^2 = 661/9,80665 = 67,40 \text{ кгс}/\text{м}^2$ ).

Потери давления в сети:

$$\sum P = P_1 + P_2 + P_{\text{ц}} = 123,22 + 111,02 + 67,40 = 301,64 \text{ кгс}/\text{м}^2.$$

Результаты расчетов оформляем в виде таблицы.

Таблица 18

Потери давления в сети воздухопроводов котельного цеха

№ участка	Расход воздуха $L$ , $\text{м}^3/\text{ч}$	Скорость воздуха $V$ , $\text{м}/\text{с}$	Диаметр воздухопровода $D$ , $\text{мм}$	Площадь поперечного сечения $F$ , $\text{м}^2$	Длина участка $l$ , $\text{м}$	Потери давления на трение $R$ , $\text{кгс}/\text{м}^2$	Потеря давления в местных сопротивлениях			Суммарные потери давления $P$ , $\text{кгс}/\text{м}^2$
							Сумма местных сопротивлений $\xi$	Динамическое давление $\frac{\rho^2 \cdot v}{2 \cdot g}$ , $\text{кгс}/\text{м}^2$	Потери давления на местные сопротивления $Z$ , $\text{кгс}/\text{м}^2$	
1	30000	16,5	800	0,56	10	1,61	0,7	45,2	107,12	123,22
2	29819	16,4	800	0,56	10	1,61	0,7	45,2	94,92	111,02
Потери давления в циклоне										67,40
Потери давления в сети										301,64

Расчет воздухопроводов скруббера Вентури приведен ниже.

Общие потери давления,  $\text{кгс}/\text{м}^2$ , определяются по формуле

$$P = \sum (R \cdot l + Z)$$

где,  $R$  – потери давления на трение на расчетном участке сети,  $\text{кгс}/\text{м}^2$ ;

$l$  – длина участка воздухопровода,  $\text{м}$ ;

$Z$  – потери давления на местные сопротивления на расчетном участке сети, кгс/м<sup>2</sup>.

Потери давления на местные сопротивления определяются по формуле

$$Z = \sum \xi \cdot \frac{\vartheta^2 \cdot \gamma}{2 \cdot g}$$

где,  $\sum \xi$  – сумма коэффициентов местных сопротивлений на расчетном участке воздуховода;

$\frac{\vartheta^2 \cdot \gamma}{2 \cdot g}$  – скоростное (динамическое) давление, кгс/м<sup>2</sup>.

По плану размещения оборудования выделяем два участка воздуховодов. Участок № 1 имеет расход воздуха  $L = 29819$  м<sup>3</sup>/ч, длина  $l = 8$  м, местные сопротивления – 1 поворот на 90°,  $D = 830$  мм.

Определим диаметр воздуховода по формуле

$$D = \sqrt{\frac{L}{2830 \cdot V_p}}$$

где,  $L$  – расход воздуха на участке, м<sup>3</sup>/с;

$V_p$  – рекомендуемая скорость движения воздуха на участке вентиляционной сети.

$$D = \sqrt{\frac{29819}{2830 \cdot 20}} = 0,69 \text{ м.}$$

Фактическую скорость определяем с учетом площади сечения принятого стандартного воздуховода:

$$V_{\text{фак}} = \frac{L}{2830 \cdot D^2} = \frac{29819}{2830 \cdot 0,83^2} = 15,3 \text{ м/с.}$$

Необходимая площадь сечения воздуховода рассчитывается по формуле:

$$F = \frac{V}{3600 \cdot V_p}$$

где,  $V$  – объем очищаемого газа, м<sup>3</sup>/час;

$F_{\text{фак}} = 0,44$  м<sup>2</sup> для стандартного воздуховода с площадью сечения 800 мм.

Потери давления на трение:  $R = 0,5 \text{ кгс/м}^2$ , динамическое давление на участке  $\frac{\vartheta^2 \cdot \gamma}{2 \cdot g} = 24,48 \text{ кгс/м}^2$ .

Определим сумму местных сопротивлений: поворот на  $90^\circ$   $\xi = 0,14$  при  $R/d = 2$ .

Потери давления на местные сопротивления составляют:

$$Z = 0,14 \cdot 24,48 = 3,4 \text{ кгс/м}^2.$$

Потери давления на расчетном участке составляют:

$$P_1 = 0,5 \cdot 8 + 3,4 = 7,4 \text{ кгс/м}^2.$$

$P_2 = 997 \text{ кгс/м}^2$  – потери давления в скруббере Вентури, которые складываются из потерь давления в трубе Вентури и потерь давления в циклоне – каплеуловителе.

Участок № 2 имеет: расход воздуха  $L = 34590 \text{ м}^3/\text{ч}$ , длина  $l = 10 \text{ м}$ , местные сопротивления – 3 поворота на  $90^\circ$ .

Определим диаметр воздуховода по формуле

$$D = \sqrt{\frac{L}{2830 \cdot V_p}}$$

где,  $L$  – расход воздуха на участке,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$V_p$  – рекомендуемая скорость движения воздуха на участке вентиляционной сети.

$$D = \sqrt{\frac{34590}{2830 \cdot 20}} = 0,71 \text{ м}.$$

Фактическую скорость определяем с учетом площади сечения принятого стандартного воздуховода:

$$V_{\text{фак}} = \frac{L}{2830 \cdot D^2} = \frac{34590}{2830 \cdot 0,8^2} = 19,09 \text{ м/с}.$$

Необходимая площадь сечения воздуховода рассчитывается по формуле:

$$F = \frac{V}{3600 \cdot V_p}$$

где,  $V$  – объем очищаемого газа, м<sup>3</sup>/час;

$F_{\text{фак}} = 0,14 \text{ м}^2$  для стандартного воздуховода с площадью сечения 800 мм.

Потери давления на трение:  $R = 1,61 \text{ кгс/м}^2$ , динамическое давление на участке  $\frac{\vartheta^2 \cdot \gamma}{2 \cdot g} = 45,2 \text{ кгс/м}^2$ .

Определим сумму местных сопротивлений: поворот на  $90^\circ \xi = 0,7$  при  $R/d = 2$ .

Потери давления на местные сопротивления составляют:

$$Z = 0,7 \cdot 45,2 = 31,6 \text{ кгс/м}^2.$$

Потери давления на расчетном участке составляют:

$$P_3 = 1,61 \cdot 10 + 31,6 = 47,7 \text{ кгс/м}^2.$$

Потери давления в сети:

$$\sum P = P_1 + P_2 + P_3 = 7,4 + 997 + 47,7 = 1052 \text{ кгс/м}^2.$$

Результаты расчетов оформляем в виде таблицы.

Таблица 19

Потери давления в сети воздухопроводов котельного цеха

№ участка	Расход воздуха $L$ , м <sup>3</sup> /ч	Скорость воздуха $V$ , м/с	Диаметр воздуховода $D$ , мм	Площадь поперечного сечения $F$ , м <sup>2</sup>	Длина участка $l$ , м	Потери давления на трение $R$ , кгс/м <sup>2</sup>	Потеря давления в местных сопротивлениях			Суммарные потери давления $P$ , кгс/м <sup>2</sup>
							Сумма местных сопротивле	Динамическое	Потери давления на местные	
1	29819	20,3	710	0,44	8	0,5	0,14	24,48	3,4	7,4
2	34590	19,09	800	0,14	10	1,61	0,7	45,2	31,6	47,7
Потери давления в скруббере Вентури										997
Потери давления в сети										1052

### 3.8 Гидравлический расчет

Гидравлический расчет имеет цель подбора насоса для подачи орошающей воды в скруббер.

Исходные данные:

Количество воды, перекачиваемой насосом  $V_B = 20 \text{ м}^3 / \text{ч}$ ;

Плотность воды  $\rho_B - 1000 \text{ кг/м}^3$ ;

Геометрическая высота подъема воды  $H_2 - 10 \text{ м}$ ;

Диаметр трубопровода  $d_y - 100 \text{ мм}$ ;

Местные сопротивления: 2 отвода на  $90^\circ$  радиусом  $R = 2,5 \text{ м}$ ,  
диафрагма  $d_0 = 75 \text{ мм}$ , на нагнетательной линии установлена 1 задвижка;

Давление на нагнетательной линии  $P_2 - 3 \text{ кг/см}^2$ ;

Давление на всасывающей линии  $P_1 - 2 \text{ кг/см}^2$ ;

Температура воды  $t - 20 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Рассчитаем объемный расход воды, перекачиваемой насосом

$$V_B = \frac{20}{3600} = 0,005 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Рассчитаем скорость воды во всасывающей и нагнетательной линиях.

Принимаем скорость воды одинаковой во всасывающей и нагнетательной линиях. Выбираем стальной трубопровод с незначительной коррозией.

$$\omega = \frac{V_B}{0,785 \cdot d_y^2} = \frac{0,005}{0,785 \cdot 0,1^2} = 0,6$$

где,  $d_y$  – диаметр трубопровода, м.

Определим режим течения воды

$$R_e = \frac{\omega \cdot d \cdot \rho_B}{\mu} = \frac{0,6 \cdot 0,1 \cdot 1000}{1,005 \cdot 10^{-3}} = 5714$$

где,  $\mu = 1,005 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  – вязкость воды при  $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Режим течения жидкости турбулентный. Определяем сумму местных сопротивлений на всасывающей линии. По схеме на всасывающей линии нет задвижек и отводов, значит сумма местных сопротивлений равна:

$\sum \xi_{\text{вс}} = \xi = 0,5$  – вход в трубу находим по значению коэффициента трения.

Значение коэффициента трения зависит от абсолютной шероховатости стенок труб. Среднее значение абсолютной шероховатости для стенок стального трубопровода  $\ell = 0,2$ . Относительная шероховатость  $\frac{d}{l} = \frac{100}{0,2} = 500$ .

По значению относительной шероховатости находим значение коэффициента трения  $\lambda = 0,023$ .

Находим потери давления на всасывающей линии

$$\Delta P_{\text{вс}} = \frac{\sum \xi_{\text{вс}} \cdot \rho \cdot \omega^2}{2} = \frac{0,5 \cdot 1000 \cdot 0,6^2}{2} = 90 \text{ Па.}$$

Потери напора на всасывающей линии рассчитаем по формуле

$$\Delta H_{\text{вс}} = \frac{\Delta P_{\text{вс}}}{\rho \cdot g} = \frac{90}{1000 \cdot 9,81} = 0,009 \text{ м.}$$

Определяем сумму местных сопротивлений на нагнетательной линии трубы  $\frac{2500}{100} = 25$ . Отсюда находим  $B = 0,04$ ,  $\xi_2 = 1 \cdot 0,04 = 0,04$ ,  $\xi_3 = 0,25$  – задвижка,

$\xi_4 = 2$  – диафрагма диаметром  $d_0 = 75$  мм, определяется по значению  $m = \left(\frac{d_0}{d_y}\right)^2 \cdot m = \frac{75}{100} = 0,6$ . Отсюда находим  $\xi_4 = 2$ .

Сумма местных сопротивлений равна

$$\sum \xi_{\text{н}} = \xi_1 + \xi_2 + \xi_3 + \xi_4 = 1 + 2 \cdot 0,04 + 0,25 + 2 = 3,33.$$

Потери давления на нагнетательной линии равны

$$\Delta P_{\text{н}} = \frac{\sum \xi_{\text{н}} \cdot \rho \cdot \omega^2}{2} = \frac{3,33 \cdot 1000 \cdot 0,6^2}{2} = 599,4 \text{ Па.}$$

Потери напора на нагнетательной линии

$$\Delta H_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{н}}}{\rho \cdot g} = \frac{599,4}{1000 \cdot 9,81} = 0,06 \text{ м.}$$

Общие потери напора

$$H = \Delta H_{\text{вс}} + \Delta H_{\text{н}} = 0,009 + 0,06 = 0,069 \text{ м.}$$

Рассчитываем полный напор, развиваемый насосом по формуле

$$H = \frac{P_2 - P_1}{\rho \cdot g} + H_{\Gamma} + H = \frac{294300 - 196200}{1000 \cdot 9,81} + 10 + 0,069 = 20,069 \text{ м.}$$

Объемная производительность насоса

$$V = 0,785 \cdot d_y^2 \cdot \omega = 0,785 \cdot 0,1^2 \cdot 0,6 = 0,004 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Полезная мощность насоса

$$N = V \cdot \rho \cdot g \cdot H = 0,004 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 20,069 = 787,5 \text{ Вт} = 0,78 \text{ кВт.}$$

По производительности и напору выбираем насос центробежный консольный ГОСТ 22247 – 96 марки К 65-50-160.

### Технические характеристики насоса

Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Допускаемый кавитационный запас, м	Максимальная потребляемая мощность, кВт	КПД, %	Электродвигатель
25	32	2900	3,8	4,2	60	АО2-62-2

### 3.9 Подбор вспомогательного оборудования

Выбор тягодутьевых машин (ТДМ) - дымососов и вентиляторов, состоит в подборе машины, гарантирующей подачу (производительность) и напор (давление), определенные при расчете газового тракта, при условии минимального потребления электроэнергии приводом в эксплуатационных режимах работы.

В результате аэродинамического расчета котельного агрегата расход дымовых газов перед дымососом составляет  $V = 29819 \text{ м}^3/\text{ч}$  при  $t = 120^\circ$ ,  $\Delta P = 2958,07 \text{ Па}$  ( $301,64 \text{ кгс}/\text{м}^2 \cdot 9,80665 = 2958,07 \text{ Па}$ ).

Расчетная производительность дымососа определяется по формуле

$$Q_p = \beta_1 \cdot V \cdot \frac{760}{h_{\text{бар}} - \frac{\beta_2 \cdot H_{\text{вх}}}{13,6}}$$

где,  $\beta_1$  – коэффициент запаса по подаче;

$\beta_2$  – коэффициент запаса по давлению;

$h_{\text{бар}}$  – среднее барометрическое давление атмосферы;

$H_{\text{вх}}$  – разрежение газов на входе дымососа.

Таблица 21

#### Коэффициенты запаса для выбора тягодутьевых машин

Наименование тягодутьевых машин	Коэффициент запаса	
	по подаче $\beta_1$	по давлению $\beta_2$
Дутьевой вентилятор и дымосос	1,1	1,2
Дутьевой вентилятор и дымосос при расчете котлоагрегата на пиковую нагрузку	1,03	1,05

Наименование тягодутьевых машин	Коэффициент запаса	
	по подаче $\beta_1$	по давлению $\beta_2$
Дымосос рециркуляции газов и вентилятор рециркулирующего воздуха	1,05	1,1

$$Q_p = 1,1 \cdot 29819 \cdot \frac{760}{745 - \frac{1,2 \cdot 111,02}{13,6}} = 33907 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Необходимое полное давление тягодутьевой машины определяется по формуле:

$$H_p^{\text{нр}} = K_p \cdot H_p$$

Коэффициент  $K_p$  определяется по формуле

$$K_p = \frac{0,132}{\rho_0} \cdot \frac{273 + t}{273 + t_{\text{хар}}} \cdot \frac{760}{h_{\text{бар}} - \frac{\beta_2 \cdot H_{\text{вх}}}{13,6}}$$

где  $\rho_0$  – плотность перемещаемых газов при 0°C и 760 мм рт. ст. (в кг  $\text{с}^2/\text{м}^4$ );

$t$  - температура газов перед ТДМ, 0°C;

$t_{\text{хар}}$  - температура, для которой составлена характеристика, 0°C.

$Q_p$  и  $H_p^{\text{нр}}$  в расчетном режиме должны лежать на паспортной напорной характеристике.

$$K_p = \frac{1,3}{1,3} \cdot \frac{273+120}{273+100} \cdot \frac{760}{745 - \frac{1,2 \cdot 111,02}{13,6}} = 1 \cdot 1,05 \cdot 1,03 = 1,08.$$

Сопротивление сети с запасом 20%:

$$H_p = \beta_2 \cdot H_{\text{н}} = 1,2 \cdot 2958,07 = 3549 \text{ Па}.$$

Полное давление тягодутьевой машины:

$$H_p^{\text{нр}} = 1,08 \cdot 3549 = 3833 \text{ Па}.$$

Из сводных графиков характеристик выбираем дымосос одностороннего всасывания с назад загнутыми лопатками правого и левого вращения типоразмера ДН-12,5, при  $n = 1500$  об/мин КПД максимальный составляет 83 %. Дымосос ДН-12,5 применяется для удаления дымовых газов

из топок стационарных паровых и водогрейных котлов, перемещения пылегазовоздушных смесей в технологических установках.

Найдем установленную мощность электродвигателя для дымососа ДН-12,5 по формуле

$$N_{\text{дв}} = 1,05 \cdot \frac{1}{K_p} \cdot \frac{H_{\text{пр}} \cdot Q}{3670 \cdot \eta_{\text{э}}} = 1,05 \cdot \frac{1}{1,08} \cdot \frac{420 \cdot 33907}{3670 \cdot 83} = 45,5 \text{ кВт.}$$

Следует установить электродвигатель А225М4 на 1500 об/мин, 55 кВт.

Таблица 22

#### Технические характеристики дымососа ДН-12,5

Мощность электродвигателя, кВт	Частота вращения, об/мин	Электродвигатель	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Полное давление, Па	Масса, кг
55	1500	А225М4	39900	4400	1215

Рассчитаем условное давление для подбора вентилятора по формуле[10]

$$P_y = P_{\text{раб}} \cdot \frac{273 + t}{273} \cdot \frac{760}{P_{\text{бар}}} = 1052 \cdot \frac{273 + 43}{273} \cdot \frac{760}{720} = 1245,7 \text{ кг/м}^2$$

где,  $P_{\text{бар}}$  – барометрическое давление  $P_{\text{бар}} = 720$  мм. рт. ст.

Из расчета условного давления подбираем вентилятор высокого давления ВЦ6-20-8-01 с электродвигателем.

Таблица 23

#### Технические характеристики вентилятора

Типоразмер вентилятора	Двигатель		Частота вращения рабочего колеса, мин <sup>-1</sup>	Параметры в рабочей зоне	
	Типоразмер	Мощность, кВт		Производительность тыс.м <sup>3</sup> /час	Полное давление, Па
ВЦ6-20-8-01	АИР200L2	45	2945	4-9,5	12000-10500

#### Общая степень очистки после двух аппаратов

$$\eta_{\text{общ}} = 1 - (1 - \eta_{\text{ц}}) \cdot (1 - \eta_{\text{с}}) = 1 - (1 - 0,85) \cdot (1 - 0,98) = 99,7 \%$$

### **3.10 Результаты проведенной разработки**

В результате работы были спроектированы очистные сооружения, а также подобрано вспомогательное оборудование и проведен аэродинамический расчет воздухопроводов. Для очистки дымовых газов котельной был разработан батарейный циклон БЦ-2-7(5+3) и скруббер Вентури с циклоном каплеуловителем. Эффективность батарейного циклона составила 85%, эффективность скруббера 98%.

### **3.11 Правила эксплуатации очистного оборудования**

В процессе эксплуатации, батарейные циклоны должны подвергаться систематическим осмотрам, не менее двух раз в год — детальным внутренним и наружному осмотрам. При систематических осмотрах, в течение каждой смены проверяют работу пылевыгрузочных устройств, обследуют состояние фланцевых соединений аппарата, люков, лазов, предохранительных клапанов для предотвращения подсоса наружного воздуха при работе аппарата под избыточным давлением. При нерегулярном выпуске пыли из бункера, уменьшается коэффициент очистки газа и возможно забивание циклонных элементов пылью. Для выпуска пыли из бункеров на пылевыпускных отверстиях устанавливают пылевые затворы.

При детальном осмотре проверяют степень изношенности деталей аппарата, отсутствие отложений пыли и лопатках направляющего аппарата и в конусах элементов.

При эксплуатации батарейных циклонов следует соблюдать меры безопасности против ожогов и отравлений токсичными газами, воспламеняемости и взрываемости пыли и газов. Если горючая пыль отлагается внутри аппарата, она может возгораться от источника огня или самовозгораться при окислении кислородом воздуха. Это следует иметь в виду при проведении ремонтных сварочных работ внутри аппарата и

предварительно тщательно очищать его от пыли, а также исключать подсос атмосферного воздуха в аппарат.

Для возможности обслуживания элементов аппаратов на высоте более 1,8 м необходимо предусматривать стационарные лестницы и площадки с ограждениями, а для отключения батарейных циклонов на газоходах следует устанавливать шиберы [5].

В процессе работы мокрых газоочистителей аппараты, газоходы и водяные системы орошения зарастают пылью. Это ухудшает работу газопроводных и газоочистных устройств. В некоторых случаях отложения, образующиеся на внутренних поверхностях аппаратов, отваливаются, падают в бункер и закупоривают патрубок для вывода шлама. В результате вода накапливается в нижней части скрубберов и переливается в патрубок для ввода газа. Возможны прорывы пробки отложений и выброс шлама и газа через гидрозатвор. Поэтому в период остановки технологического оборудования аппараты отключают от газа, вентилируют, а затем обмывают системы орошения, прочищают сопла и ремонтируют аппарат и газоходы. Для этого на корпусе аппаратов должны быть предусмотрены удобно расположенные герметичные люки.

Отложения пыли в аппаратах можно уменьшить, если соблюдать оптимальные скорости истечения газа в них. При этом уменьшается брызгоунос и ухудшаются условия образования нерастворимых пылевых соединений. Особенно неблагоприятное воздействие оказывает пыль, оседающая на лопатках ротора дымососов и вентиляторов. Толщина слоя пыли в отдельных случаях, например при очистке конверторного газа, может достигать 50 мм. Неравномерное налипание пыли вызывает дисбаланс ротора, выход из строя подшипников и в конечном итоге приходится останавливать дымососы. Поэтому лопатки ротора газодутьевых машин промывают холодной или горячей водой либо во время остановки машины, либо на ходу. Для промывки может быть использована техническая вода давлением 6—10 МПа. Для уменьшения отложений пыли на поверхностях дымососов и

вентиляторов были сделаны попытки покрыть их поверхности синтетическими материалами, в частности тефлоном. Мокрые аппараты газоочистки и газовый тракт в значительно большей степени, чем сухие, подвержены коррозионному воздействию газов и воды. Поэтому при эксплуатации систем с мокрыми газоочистителями необходимо осуществлять систематическое наблюдение за ними и вести водно-химический контроль.

Вода, подаваемая в оросительные устройства мокрых пылеуловителей, должна быть очищена от механических и органических примесей.

Необходимо соблюдать оптимальный расход воды и требуемое давление ее в оросительной системе.

Для осуществления ремонтных работ внутри аппарата в районе люков следует предусматривать опорные балки, на которые укладывают подмости; могут быть использованы и подвесные люльки с пропуском крепежных приспособлений через люки. Доступ внутрь аппарата для осмотра разрешается после тщательной вентиляции аппарата и коммуникаций к ним от вредных и взрывоопасных газов, и проведения анализа газа на требуемый компонент с помощью газоанализатора. В случае необходимости аппарат должен быть промыт водой или нейтрализующим раствором. Температура внутри аппарата не должна превышать 50 °С [5].

## **Заключение**

Основными источниками загрязнения атмосферы от промышленной котельной ОАО «Поляны» являются водогрейные котлы и соответственно дымовая труба.

Совершенствование технологического процесса и внедрение очистных сооружений – главные аспекты защиты окружающей среды.

Внедрение очистных сооружений и совершенствование технологических процессов являются главными аспектами защиты окружающей среды. Рост производственных мощностей всегда должен сопровождаться соответствующим ростом производительности очистных сооружений и повышением качества очистки.

В качестве сооружений для защиты атмосферного воздуха от загрязнений, выделяемых промышленной котельной, используют аппараты сухой и мокрой очистки отходящих газов. К первым относятся циклоны, а ко вторым – скрубберы Вентури с каплеуловителями.

В данном проекте было разработано очистное оборудование – батарейный циклон БЦ-2-7(4+3), скруббер Вентури, для очистки дымовых газов промышленной котельной ОАО «Поляны». Общая степень очистки газа после двух аппаратов составляет 99,7 %.

Так же был выполнен анализ производственная безопасности, пожаровзрывобезопасности, экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Экономия денежных ресурсов за счет уменьшения платы за выбросы составляет 128871 рубля. Дополнительный доход предприятия от реализации шлака на изготовление шлакоблоков составляет около 1100847 рублей в год.

## Список использованных источников

- 1 Мунц В.А., Павлюк Е.Ю. Основы теории горения топлив. – М.: Учеб, пособие / ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. – 102 с.;
- 2 Деев Л.В., Балахничев Н.А. Котельные установки и их обслуживание. Пособие для ПТУ. – М.: Высшая школа, 1990. – 239 с.;
- 3 Гужулев, В.В. Шалай, А.Н. Лямин, А.Б. Калистратов. Основы современной малой энергетики: учеб., пособие: в 3 т. / Э.П. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2006. – 528 с.;
- 4 Русанов А. А., Урбах И. И., Анастасиади А. П. Очистка дымовых газов в промышленной энергетике. – М., «Энергия», 1969. – 456 с.;
- 5 Юдашкин М. Я., Карлов М. П. Механическое оборудование установок очистки газов. – М., «Металлургия», 1979. – 247 с.;
- 6 Дубинская Ф.Е. Скрубберы Вентури. Выбор, расчет, применение. Обзорная информация. Серия ХМ – 14. – М.: ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1977. – 60 с.;
- 7 Биргер М. И, Вальдберг А. Ю. Справочник по пыле- золоулавливанию. – М., «Энергия», 1983. – 312 с.;
- 8 Тимонин А.С. Основы конструирования и расчета технологического и природоохранного оборудования: Справочник Т.2 /А.С. Тимонин; Московский государственный университет инженерной экологии. – Калуга: Издательство Н. Бочкаревой, 2001 – 756 с.;
- 9 Кропп Л.Д и Бронштейн А.Ш, Эксплуатация батарейных циклонов. М.— издательство «Энергия», 1964. – 152 с.;
- 10 Росляков Е.М., Коченков Н.В., Золотухин И.В. Насосы. Вентиляторы. Кондиционеры – Спб. – «Политехника», 2006. – 822 с.;
- 11 Алиев Г. М. Техника пылеулавливания и очистки промышленных газов. – М.: «Металлургия», 1986. – 544 с.;
- 12 Бондалетова Л.И., Новиков В.Т., Алексеев Н.А. Расчет выбросов загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлоагрегатах котельных:

Ме-тодическое пособие по выполнению практических заданий. - Томск: Изд-во ТПУ, 2000. - 39 с.;

13 Методы и средства защиты человека от опасных и вредных производственных факторов. Учебное пособие /Сост. И.М. Башлыков, О.В. Бердышев,

Л.М. Веденева, С.Н. Костарев, О.В. Кушнарера, О.В. Лонский, Г.Б. Лялькина, А.Д. Овсянкин, Л.В. Плахова, Т.Г. Серода, В.А. Трефилов, Г.А. Цветков, А. Е. Шевченко/ под ред. В.А. Трефилова. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 346 с.;

14 Экономика и управление производством. Расчет экономической части дипломного проекта: метод, указ, для студентов хим. спец. ИДО / сост. Т.Г. Рыжакина. – Томский политехнический университет. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – 22 с.;

15 Методика выполнения измерения валовых выбросов с использованием автоматических, полуавтоматических и экспрессных газоанализаторов. – СПб.: НИИ Атмосфера. 1991 – 107 с.;

16 Паспорт на эксплуатацию котельной ОАО «Поляны», Киселёвск. – 2010. – 16 с.;

17 Проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение ОАО «Поляны», Киселёвск. – 2010. 35 с.;

18 РД 34.11.321-96. Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций подстанций.

19 ТОИ Р-218-55-95. Типовая инструкция по охране труда для рабочих котельной. Федеральный дорожный департамент, 1995. – 25 с.;

20 Технологические процессы в котельных установках. [Электронный ресурс], URL: <http://kramteplo.dn.ua/2010/08/27/technologicheskie-processy-v-kotelnykh-ustanovkakh.html>;

21 Батарейные циклоны БЦ-2. [Электронный ресурс], URL: <http://nmzaltay.ru/page/page87.html>;

22 Мокрые скрубберы. [Электронный ресурс], URL: [http://www.cesolutions.ru/production/gazochistka/mokrye\\_skrubery/](http://www.cesolutions.ru/production/gazochistka/mokrye_skrubery/);

23 Микроклимат и система вентиляции в котельной. [Электронный ресурс], URL: <http://www.pervyimaster.ru/blog-mikroklimat-i-sistema-ventiljacii-v-kotelnoj.html>;

24 Защита от воздействия шума и вибрации производственная санитария и гигиена труда. [Электронный ресурс], URL: [http://studopedia.su/7\\_52070\\_vliyanie-shuma-i-vibratsii-na-rganizm-cheloveka.html](http://studopedia.su/7_52070_vliyanie-shuma-i-vibratsii-na-rganizm-cheloveka.html);

25 Запыленность и загазованность производственных помещений. [Электронный ресурс], URL: <http://www.diagram.com.ua/info/ohrana/ohrana-truda38.shtml>;

26 Наставление по пожарной охране в гражданской авиации. [Электронный ресурс], URL: [http://snipov.net/c\\_4651\\_snip\\_114977.html](http://snipov.net/c_4651_snip_114977.html);

27 Проектирование оснований и фундаментов многоэтажного гражданского здания. [Электронный ресурс], URL: <https://www.kazedu.kz/referat/107599#2>.