

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Восточно-Сибирский государственный университет технологий и управления»  
(ВСГУТУ)  
Институт экономики и права  
Юридический факультет

Кафедра «Промышленная экология и защита в чрезвычайных ситуациях»

Допущен к защите  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ к.т.н., доц. Ю.М. Ханхунов

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ДИПЛОМНАЯ РАБОТА  
(Д.2513.24.0.75.205.0000)

на тему: «Прогнозирование и оценка загрязнения окружающей среды при аварии на предприятии  
теплоэнергетики»

Исполнитель: обучающийся по направлению подготовки «Техносферная безопасность» очной  
формы обучения группы 5106-21, направленности «Защита в чрезвычайных ситуациях»

МАКАРОВА СНЕЖАННА СЕРГЕЕВНА

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Руководитель работы \_\_\_\_\_ к.б.н., доц. /О.Н. Чудинова/  
(подпись, дата)

Консультанты: \_\_\_\_\_ к.т.н., доц. /Б.В. Бадмацыренов/  
(подпись, дата)

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ ст. преп /А.А. Бутакова/  
(подпись, дата)

Референт \_\_\_\_\_ к.б.н., преподаватель /С.Ж. Гулгенов/  
(подпись, дата)

Улан-Удэ, 2020

СОДЕРЖАНИЕ

	5
1. Анализ загрязнения окружающей среды при авариях на предприятиях теплоэнергетики	6
1.1 Характеристика предприятий теплоэнергетики	6
1.2 Характеристика производственных процессов	12
1.3 Причины аварий на предприятиях теплоэнергетики	24
1.4 Воздействие на окружающую среду последствий аварий на предприятиях теплоэнергетики	28
2. Характеристика предприятия теплоэнергетики	33
2.1 Общие сведения о предприятии	33
2.2 Характеристика производственных процессов	34
2.3 Характеристика используемого топлива	37
2.4 Характеристика основного технологического оборудования	38
2.5 Объекты вспомогательного производства	44
3. Воздействие на окружающую среду предприятия теплоэнергетики	46
3.1 Оценка влияния на атмосферный воздух расчётным методом	46
3.2 Оценка влияния на атмосферный воздух экспериментальным методом	59
4. Характеристика аварии на предприятии теплоэнергетики	67
5. Прогнозирование загрязнения окружающей среды при аварии	70
6. Экономический ущерб от загрязнения окружающей среды	72
Заключение	74
Список использованных источников	75
Приложение	

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в Российской Федерации действует около 566 тепловых электростанций мощностью от 500 кВт и выше, около 74,8 тыс. отопительных котельных. Основное назначение любой системы теплоснабжения состоит в обеспечении потребителей необходимым количеством теплоты требуемых параметров.

Эксперты отмечают, что оборудование в теплоэнергетической сфере устарело примерно на 60%. Очень часто возникают аварии и утечки, и вследствие этого тепловые потери и выбросы в окружающую среду неизбежны.

Исходя из вышеизложенного тема выпускной квалификационной работы «Прогнозирование и оценка загрязнения окружающей среды при аварии на предприятии теплоэнергетики» является актуальной.

Целью дипломной работы является прогнозирование и оценка загрязнения окружающей среды при аварии на предприятии теплоэнергетики.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- провести анализ загрязнения окружающей среды при авариях на предприятиях теплоэнергетики дать характеристику предприятия;
- рассмотреть воздействие на окружающую среду предприятия теплоэнергетики;
- дать характеристику предприятия теплоэнергетики;
- дать характеристику аварии на предприятии теплоэнергетики;
- провести прогнозирование загрязнения окружающей среды при аварии;
- рассчитать экономический ущерб от загрязнения окружающей среды.

# 1 АНАЛИЗ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ АВАРИЯХ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

## 1.1 Характеристика предприятий теплоэнергетики

К предприятиям теплоэнергетики относятся: ТЭС (тепловая электростанция), ГРЭС (государственная районная электростанция), ТЭЦ (теплоэнергоцентр), квартальные котельные.

Тепловая энергия используется для производства практически всех видов продукции, поэтому потребность в тепле имеется на всех современных промышленных предприятиях, как для технологических целей, так и для сантехнических нужд. Кроме собственных производственных объектов, тепло необходимо также для отопления жилых сооружений и бытовых нужд населения, живущего в прилегающих к промышленному предприятию районах - жилищно-коммунальный сектор.

На отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилых, общественных и промышленных зданий, а также на пароснабжение промышленных предприятий затрачивается около 36% всех потребленных в стране энергетических ресурсов, из которых полезно используется только 21%, а 15% являются потерями.

Теплоэнергетика является одной из основных составляющих энергетики и включает в себя процесс производства тепловой энергии, транспортировки, рассматривает основные условия производства энергии и побочные влияния отрасли на окружающую среду, организм человека и животных [18].

Как отмечает Ю.В. Новиков, по суммарным выбросам вредных веществ в атмосферу теплоэнергетика занимает первое место среди отраслей промышленности.

Если паровой котёл - «сердце» электростанции, то вода и водяной пар - её «кровь». Они циркулируют внутри установок, крутят лопасти турбин. Так вот эту «кровь» удалось сделать супер критической, в несколько раз увеличив её температуру и давление. Благодаря этому КПД электростанций существенно вырос.

Первая тепловая электростанция была построена в Нью-Йорке на Перл-Стрит (Манхэттен) в 1882 году. Родиной первой российской тепловой станции, спустя год, стал Санкт-Петербург. Как это ни странно, но даже в наш век высоких технологий ТЭС так и не нашлось полноценной замены: их доля в мировой энергетике составляет более 60 %. И этому есть простое объяснение, в котором заключены достоинства и недостатки тепловой энергетики. Ее «кровь» - органическое топливо - уголь, мазут, горючие сланцы, торф и природный газ по-прежнему относительно доступны, а их запасы достаточно велики.

Большим минусом является то, что продукты сжигания топлива причиняют серьезный вред окружающей среде.

ТЭС - это электростанция, применяющая в качестве источника энергии какое-либо органическое топливо. В качестве топлива может использоваться, к примеру, нефть, газ, уголь. На настоящий момент тепловые комплексы являются самым распространенным видом электростанций в мире. Объясняется популярность ТЭС, прежде всего доступностью органического топлива. Нефть, газ и уголь имеются во многих уголках планеты.

ТЭС - это помимо всего прочего, комплекс с довольно-таки высоким КПД. В зависимости от вида используемых турбин этот показатель на станциях подобного типа может быть равен 30 - 70%.

Классифицироваться станции этого типа могут по двум основным признакам: назначению; типу установок.

В первом случае различают ГРЭС и ТЭЦ. ГРЭС - это станция, работающая за счет вращения турбины под мощным напором струи пара.

ТЭЦ - это также довольно-таки распространенный вид ТЭС. В отличие от ГРЭС, такие станции оснащаются не конденсационными, а теплофикационными турбинами. Помимо конденсационных и теплофикационных установок (паротурбинных), на ТЭС могут использоваться следующие типы оборудования: газотурбинные установки; парогазовые.

ТЭЦ, является одной из разновидностей ТЭС. Отличается такая станция от других типов ТЭС, прежде всего тем, что часть вырабатываемой ею тепловой энергии идет на бойлеры, установленные в помещениях для их обогрева или же для получения горячей воды. Также люди часто путают названия ГЭС и ГРЭС. Связано это, прежде всего со сходством аббревиатур. Однако ГЭС принципиально отличается от ГРЭС. Оба этих вида станций возводятся на реках. Однако на ГЭС, в отличие от ГРЭС, в качестве источника энергии используется не пар, а непосредственно сам водяной поток.

Квартальные котельные - это обслуживающие целый комплекс зданий или отдельные микрорайоны города.

Котельная - это сооружение, в котором осуществляется нагрев рабочей жидкости (теплоносителя) (как правило - воды) для системы отопления или пароснабжения, расположенное в одном техническом помещении. Котельные соединяются с потребителями при помощи теплотрассы или паропроводов. Основным устройством котельной является паровой, жаротрубный и водогрейный котлы. Котельные используются при централизованном тепло и пароснабжении или при местном теплоснабжении зданий.

Котельная установка представляет собой комплекс устройств, размещенных в специальных помещениях и служащих для преобразования химической энергии топлива в тепловую энергию пара или горячей воды.

Основные виды топлива для промышленных котельных

Вид топлива и способ его сжигания влияют не только на конструктивные особенности котла, в котором оно будет сжигаться, перечень необходимого вспомогательного котельного оборудования, но, что самое важное, на технико-экономическую эффективность всего объекта в целом [42].

Виды топлива представлены в таблице 1, принято делить по способу получения - на природные и искусственные, которые получены в процессе человеческой деятельности (специально или попутно). Кроме того, топливо подразделяют по типу его агрегатного состояния - твердое, жидкое и газообразное.

Таблица 1 - Классификация видов топлива для котельных

Топливо	Агрегатное состояние		
	Твердое	Жидкое	Газообразное
1	2	3	4
Природное	Ископаемые угли ( <i>каменные, бурые, антрацит</i> ), торф, горючие сланцы, древесина	Мазут	Природный газ
Искусственное	Брикеты, гранулы (пеллеты) ( <i>из торфа, древесных отходов и отходов сельского хозяйства</i> ), древесные отходы ( <i>щепа, дроблёнка, стружка, опилки, древесная мука, древесная пыль</i> ), отходы сельского хозяйства ( <i>лузга, солома, костра льна, шелуха</i> )	Нефтяные топлива ( <i>мазут, соляровое масло, печное топливо</i> ) Масла ( <i>сланцевое, отработанное машинное</i> ) Эмульсии ( <i>ВУТ - водоугольное топливо</i> )	Доменный газ, коксовый газ, газы нефтепереработки, биогаз

Уголь, торф, древесину, мазут и природный газ принято считать традиционными видами топлива. К нетрадиционным видам топлива относят различные горючие отходы - угольные, нефтяные, промышленные, древесные, сельскохозяйственные. Они сжигаются либо как самостоятельные материалы, или из них предварительно изготавливают брикеты, гранулы (пеллеты) или смеси, например водноугольное топливо.

Нетрадиционные виды топлива еще часто называют альтернативными видами топлива. Особое место среди них занимает биотопливо, получаемое в основном из органических промышленных отходов и растительного сырья.

К твердому биотопливу относятся все горючие отходы деревообработки, сельскохозяйственного производства, торфа, в том числе брикеты и гранулы. У нас в стране твердое биотопливо пока все еще слабо используется для сжигания в котельных установках, в то время как Европа, например, с удовольствием покупает пеллеты российских производителей. Обосновано это тем, что котельная на пеллетах выдерживает самые жесткие требования экологов. Например, одна из построенных нами пеллетных котельных успешно работает в заповедном районе Алтая.

Пеллеты - это гранулированный вид твердого топлива цилиндрической формы из спрессованных отходов сельскохозяйственного производства деревообрабатывающей промышленности. Основными материалами для изготовления топливных гранул являются:

- опилки, щепа, кора, горбыль хвойных и лиственных пород древесины;
- торф;
- лузга подсолнечника, рапс, солома различных зерновых культур, кукуруза, шелуха, жмых и многое другое;
- древесный уголь;
- бытовые отходы.

Пеллеты для отопления - это гранулы белого или оттенков коричневого цвета, длиной от 10 до 30 мм, диаметром 6 - 8 мм, реже встречается топливо диаметром 10 мм, предельный диаметр гранул 25 мм. Потемнение пеллет связано с присутствием в структуре материала различных несгораемых остатков (пыли, земли, ряда других). На рисунке 1 представлены виды пеллет, используемые для отопления.



Рисунок 1 – Виды пеллетов используемые для отопления

По оценке экспертов энергетического рынка у газообразного биотоплива (биогаза) в России тоже неплохие перспективы. На биогазе, например, можно строить мини-ТЭЦ мощностью до 10 МВт.

Жидкое биотопливо - это в основном этанол, биодизель.

Различные виды топлива сравнивают между собой с помощью удельной теплоты сгорания - специального показателя, характеризующего теплотворную способность топлива. Он показывает, какое количество теплоты выделяется при полном сгорании 1 кг топлива. Удельная теплота сгорания измеряется в МДж/кг или калориях/кг. В таблице 2 представлены показатели теплоты сгорания веществ в воздухе. Чем больше удельная теплота сгорания топлива, тем меньше удельный расход топлива при той же величине коэффициента полезного действия КПД агрегата.

Для удобства проведения теплотехнических расчетов, связанных с различными видами топлива, используют понятие условного топлива. В России удельная теплота сгорания 1 кг условного топлива равна 29,3 МДж или 7000 ккал, что соответствует теплотворной способности одного из видов каменного угля - антрацита.

Таблица 2 – Удельная теплота сгорания веществ в воздухе измеряющихся в МДж/кг.

Наименование вещества (топлива)	МДж/кг
1	2
Торф	от 8 до 15
Дрова (березовые, сосновые)	10,2
Бурый уголь	от 14 до 15

Каменный уголь	от 22 до 29,3
1 у. т. (антрацит)	29.3 (7000 ккал/кг)
Газ (метан)	50,1
Мазут	39,2
Дизельное топливо	42,7

В России действуют более 17 тыс. предприятий теплоснабжения. По данным Росстата за 2013 г. общее количество тепловых электростанций с единичной установленной мощностью от 500 кВт составило 1586 ед., из них 537 тепловых электростанций общего пользования установленной мощностью более 25 МВт, около 74 тыс. отопительных котельных и порядка 18 млн. индивидуальных теплоисточников.

По состоянию на 1 января 2019 г., 79 % мощности тепловых электростанций России представлено электростанциями с паротурбинными установками, 15,5 % - с парогазовыми установками, 4,8 % - с газотурбинными установками, 0,7 % - с установками других типов (дизельные, газопоршневые). Расход условного топлива на выработку электроэнергии по итогам 2018 года составляет 309,8 грамм на кВт.ч. В таблице 3 представлены крупнейшие тепловые электростанции России.

Таблица 3 – Крупнейшие тепловые электростанции России

Название ТЭС	Установленная мощность, МВт	Топливо
1	2	3
Сургутская ГРЭС-2	5657,1	попутный нефтяной газ, природный газ
Рефтинская ГРЭС	3800	каменный уголь
Костромская ГРЭС	3600	природный газ
Пермская ГРЭС	3363	природный газ
Сургутская ГРЭС-1	3333	попутный нефтяной газ, природный газ
Рязанская ГРЭС	3130	бурый уголь, каменный уголь, природный газ

Киришская ГРЭС	2595	природный газ
Конаковская ГРЭС	2520	природный газ
Ириклинская ГРЭС	2430	природный газ
Ставропольская ГРЭС	2423	природный газ
Берёзовская ГРЭС	2400	бурый уголь
Новочеркасская ГРЭС	2258	каменный уголь, природный газ
Заинская ГРЭС	2204,9	природный газ

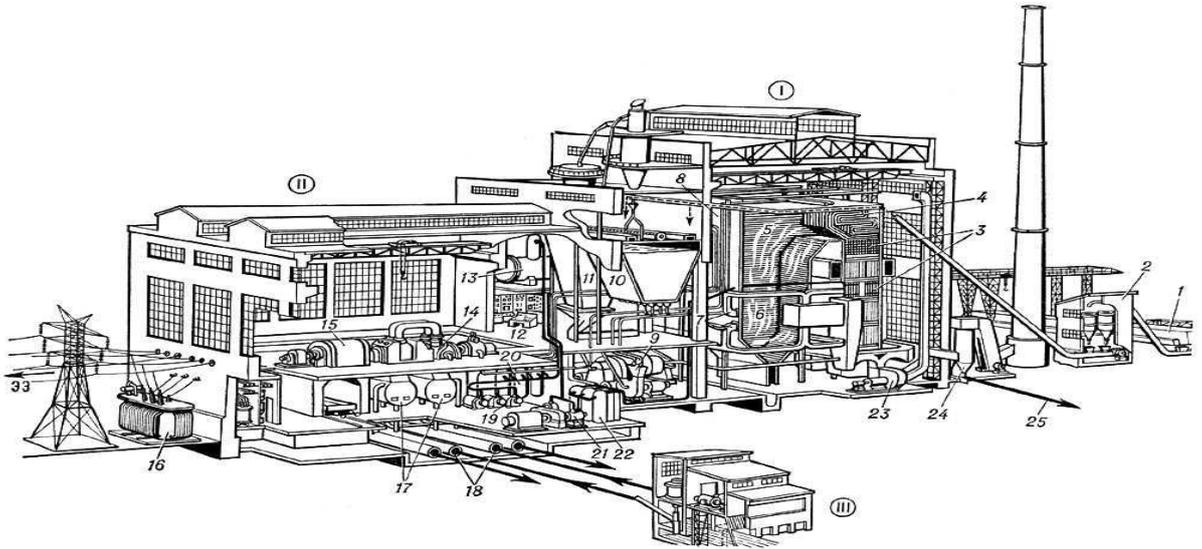
## 1.2 Характеристика производственных процессов

Производственные процессы во всех отраслях экономики нуждаются в энергии и топливе.

Энергоснабжение потребителей должно быть максимально надёжным, бесперебойным. Это вызвано тем, что не только перебои в снабжении, но даже снижение подаваемой электрической мощности влекут за собой значительный экономический ущерб, а зачастую вызывают аварии технологического оборудования, создают угрозу жизни и здоровью людей, наносят ущерб интересам государственной безопасности и обороны страны.

### Описание технологического процесса

Этот вид электростанций предназначен для централизованного снабжения промышленных предприятий и городов электроэнергией и теплом. В ТЭС электроэнергия вырабатывается генераторами электрического тока. Генераторы используют механическую работу двигателей. Системы охлаждения двигателей и выхлопные газы отдают тепловую энергию в виде горячей воды или технического пара. На рисунке 2 представлена схема ТЭС на твёрдом топливе.



1 - электрический генератор; 2 - турбина; 3 - щит управления; 4 - деаэрактор; 5 - бункер сырого топлива; 6 - бункер угольной пыли; 7 - сепаратор; 8 - циклон; 9 - паровой котел; 10 - поверхности нагрева котла; 11 - дымовая труба; 12 - дробильное помещение; 13 - резервный склад; 14 - жд. вагоны; 15 - разгрузочный бункер; 16 - конвейеры; 17 - дымососы; 18 - каналы гидрозолоудаления; 19 - золоуловитель; 20 - дутьевой вентилятор; 21 - топка котла; 22 - мельница; 23 - береговая насосная станция; 24 - водоем; 25 - насосы; 26 - регенеративный подогреватель высокого давления; 27 - питательные насосы; 28 - регенеративный подогреватель низкого давления; 29 - конденсатные насосы; 30 - конденсаторы; 31 - установка химической очистки воды; 32 - трансформаторы электроэнергии.

Рисунок 2 – Схема ТЭС на твердом топливе

Кроме основного оборудования, в комплекс электростанции входит многочисленное вспомогательное оборудование, а именно: механизированные склады твердого топлива, мазутное и газовое хозяйство, оборудование шлакозолоудаления, устройства для подготовки добавочной воды и технического водоснабжения, маслохозяйство и др.

Под схемой понимают последовательный путь топлива, воды, пара и электрического тока на паротурбинной электростанции, выдающей внешним потребителям электрическую и тепловую электроэнергию.

С места добычи твердое топливо доставляется на электростанцию по железной дороге в специальных саморазгружающихся вагонах 2. Вагон поступает в закрытое разгрузочное устройство 1 с вагонопрокидывателей, где топливо высыпается в находящийся под вагонопрокидывателем приемный бункер, из которого попадает на ленточный транспортер 6.

В зимнее время вагоны со смерзшимся углем предварительно подают для размораживания в размораживающее устройство. Транспортером уголь подается на склад угля 3 (обслуживаемый мостовым грейферным краном 4) или через дробильную установку 5 в бункера

сырого угля 7, установленные перед фронтом котельных агрегатов. В эти бункера уголь может быть подан также со склада 3. Для учета расхода топлива, поступающего в котельное отделение электростанции, на тракте топлива до бункеров котельной устанавливаются весы для взвешивания этого топлива.

Из бункеров сырого угля 7 топливо поступает в систему пылеприготовления: питатели сырого угля 8, а затем углеразмельняющие мельницы 9, из которых угольная пыль пневматически транспортируется через мельничный сепаратор 10, пылевой циклон 11 и пылевые шнеки 13 в пылеугольный бункер 12. Из бункера 12 пыль питателями 14 подается к горелкам 17 топочной камеры.

Весь пневматический транспорт пыли от мельницы до топки осуществляется мельничным вентилятором 15. Воздух, необходимый для горения топлива, забирается дутьевым вентилятором 22 из верхней зоны котельной или снаружи, затем подается в воздухоподогреватель 21, откуда после подогрева нагнетается; частично в мельницу 9 для подсушки и транспортировки топлива в топку котельного агрегата (первичный воздух) и непосредственно к пылеугольным горелкам 17 (вторичный воздух).

Растопка пылеугольных котельных агрегатов производится на газе или мазуте. Природный газ поступает из магистрального пункта в газорегулировочный пункт, а оттуда в котельную. Мазут доставляется на электростанцию в железнодорожных цистернах, в которых он перед сливом разогревается острым паром. После разогрева мазут сливается по межрельсовому (также обогреваемому) лотку в приемный резервуар малой емкости, откуда перекачивающим насосом подается в основной расходный резервуар. При растопке котельного агрегата мазут прокачивается насосом первого подъема через паровые подогреватели, после которых уже насосами второго подъема подается к мазутным форсункам,

В топке 18 и газоходах котельного агрегата 16 тепло газов, образующихся от сгорания топлива, передается последовательно воде (подаваемой в котельный агрегат питательными насосами 38) в водяном экономайзере 20, насыщенному и перегретому пару в топочных экранах и пароперегревателе 19 и воздуху, необходимому для горения топлива, в воздухоподогревателе 21. После воздухоподогревателя газы поступают в золоуловители 23 (механические, гидравлические или электрофильтры) для очистки от содержащейся в них летучей золы и затем дымососом 24 подаются в дымовую трубу 25.

При сгорании топлива образуется значительное количество шлака в топке и летучей золы, выносимой газами из котельного агрегата. Шлак (сухой раскаленный или жидкий) из шлаковых шахт топки котельного агрегата и летучая зола, осажденная в золоуловителях, смывными устройствами направляются в смывные каналы системы гидрошлакозолоудаления 26 и 27, после

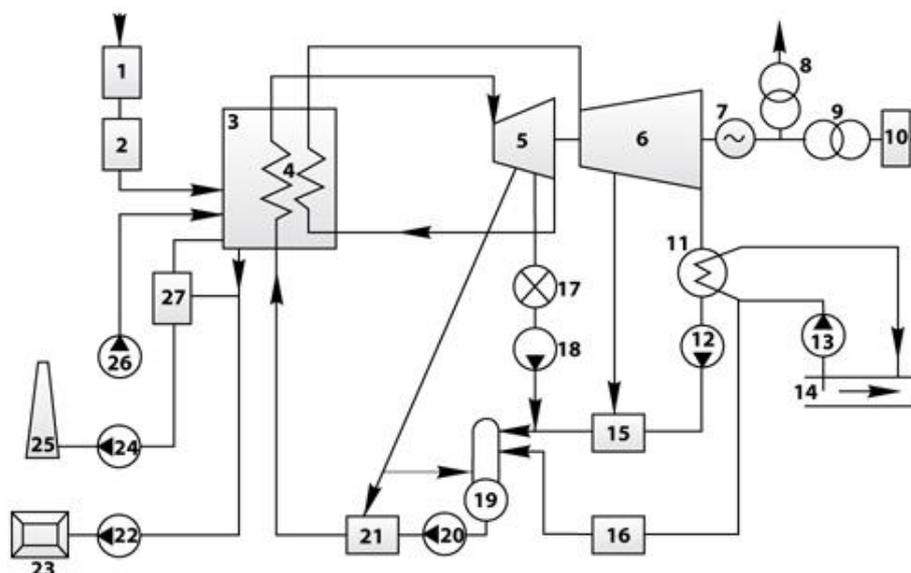
чего проходят металлоуловитель, шлакодробилку и поступают в багерный насос, которым перекачиваются в виде золошлаковой пульпы по золопроводам на золоотвал.

На паротурбинных электростанциях, сжигающих жидкое (мазут) и газообразное (природный газ) топливо, топливное хозяйство значительно проще, чем на пылеугольных электростанциях, и, кроме того, отсутствует необходимость в золоулавливании и шлакозолоудалении. Свежий перегретый пар после пароперегревателя 19 по паропроводу 28 направляется в ЦВД (цилиндр высокого давления) паровой турбины 31. После ЦВД пар со сниженным давлением и температурой по трубопроводу 29 поступает в промежуточный перегреватель котельного агрегата; расположенный между перегревателем свежего пара 19 и водяным экономайзером 20 и перегревается в нем снова до начальной температуры свежего пара. По трубопроводу 30 пар промежуточного перегрева поступает в ЦСД (цилиндр среднего давления), а оттуда по верхним перепускным трубам в ЦНД (цилиндр низкого давления) и из них в конденсаторы турбины 33.

Из конденсаторов конденсат насосами 34 направляется на фильтры установки очистки конденсата, а затем в группу вертикальных регенеративных подогревателей низкого давления 35 и оттуда в деаэратор 36. Из питательного блока деаэратора 37 вода, освобожденная от растворенных в ней газов - кислорода и углекислоты питательными насосами 55 прокачивается через регенеративные подогреватели высокого давления 39 и по трубопроводам 40 и подается в водяной экономайзер котельного агрегата 20. Здесь замыкается пароводяной тракт паротурбинной электростанции. При работе электростанции в пароводяном тракте происходят потери питательной воды, которые восполняются установкой приготовления и подачи добавочной воды. Химическая очистка сырой воды производится в ионообменных фильтрах химводоочистки 46, откуда вода поступает в бак обессоленной воды, забирается насосом и подается в конденсатор турбины. Для подачи охлаждающей воды в конденсатор турбины служит система технического водоснабжения.

Охлаждающая вода подается через очистные сетки циркуляционными насосами 43 по напорным трубопроводам 44, из источника водоснабжения (в данном примере - береговой насосной станции) 41 и возвращается по сливным трубопроводам 45. Электрический генератор 32 приводится во вращение паровой турбиной и вырабатывает переменный электрический ток, который поступает на повышающие электротрансформаторы, а оттуда на сборные шины открытого распределительного устройства электростанции. К выводам генератора через трансформатор собственных нужд присоединено также распределительное устройство собственных нужд.

На рисунке 3 представлен состав основного оборудования теплоэлектроцентрали станции и взаимосвязь ее систем. По этой схеме можно проследить общую последовательность технологических процессов протекающих на ТЭС.

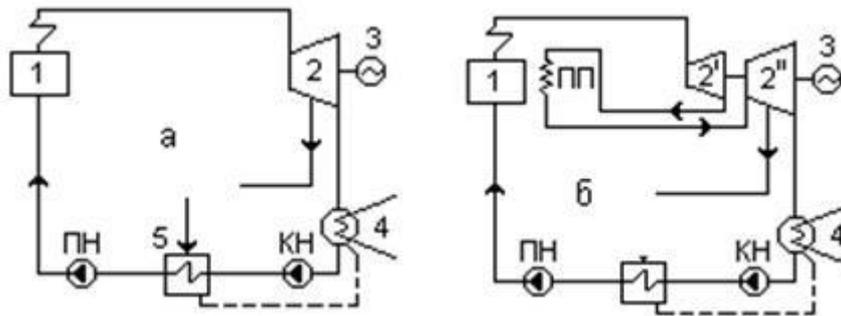


1 - Топливное хозяйство; 2 - Подготовка топлива; 3 - котел; 4 - промежуточный пароперегреватель; 5 - часть высокого давления паровой турбины (ЧВД или ЦВД); 6 - часть низкого давления паровой турбины (ЧНД или ЦНД); 7 - электрический генератор; 9 - трансформатор собственных нужд; 10 - трансформатор связи; 11 - главное распределительное устройство; 12 - конденсатор; 13 - конденсатный насос; 14 циркуляционный насос; 15 - источник водоснабжения (например, река); 16 - подогреватель низкого давления (ПНД); 17 - водоподготовительная установка (ВПУ); 18 - потребитель тепловой энергии; 19 - насос обратного конденсата; 20 - деаэрактор; 21 - питательный насос; 22 - подогреватель высокого давления (ПВД); 23 - шлакозолоудаление; 24 - золоотвал; 25 - дымосос; 26 - дымовая труба; 27 - дутьевой вентилятор (ДВ); 28 - золоуловитель.

Рисунок 3 – Схема состава основного оборудования ТЭС и взаимосвязь ее систем

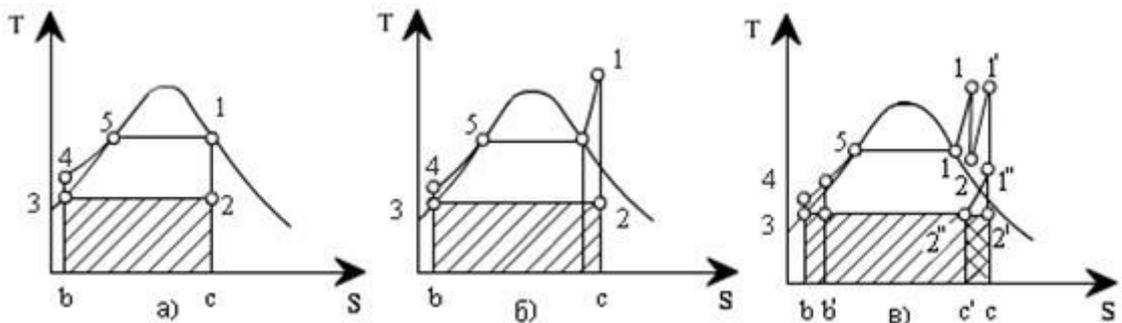
А сейчас рассмотрим паровой котел в технологической схеме производства пара.

Паротурбинная установка состоит из трех основных агрегатов: парового котла, паровой турбины и электрогенератора который представлен на рисунке 4. Тепловую эффективность работы паротурбинной установки можно оценить, если построить термодинамический цикл преобразования энергии - цикл Ренкина представлен на рисунке 5. В цикле на насыщенном паре средний уровень температуры подвода теплоты довольно низкий и КПД цикла не превышает 30 %.



1 - паровой котел, 2 - паровая турбина, 3 - электрогенератор, 4 - конденсатор, 5 - регенеративный подогреватель воды, ПН - питательный насос, КН - конденсатный насос, ПП - Промежуточный пароперегреватель. а) - без промежуточного перегрева пара; б) - с промежуточным перегревом пара.

Рисунок 4 – Принципиальная тепловая схема паротурбинной энергоустановки



а) - на насыщенном паре; б) - с перегревом пара; в) - с двукратным перегревом пара.

Рисунок 5 – Циклы паротурбинной установки в T, S-диаграмме

Значительно выгоднее цикл с перегревом пара состоящий из двух циклов: цикла получения насыщенного пара и дополнительного цикла его перегрева. При этом средний температурный уровень подвода теплоты во втором цикле значительно выше, чем в первом, его тепловая эффективность больше, поэтому такой цикл в целом имеет более высокий КПД до 40 %. На современных ТЭС мощностью 100 МВт и выше применяется в основном однократный промежуточный перегрев пара. В отдельных установках большой мощности применяется двойной промежуточный перегрев пара, который дополнительно увеличивает КПД турбинной установки. При переходе на сверхкритическое давление пара тепловая экономичность ТЭС приблизилась к своему термодинамическому пределу (КПД 42 %).

#### Технологическая схема котельной

Водяной пар соответствующего давления и температуры (или горячую воду заданной температуры) получают в котельной установке, представляющей собой совокупность устройств и механизмов для сжигания топлива и получения пара. Котельная установка состоит из одного

или нескольких рабочих и резервных котельных агрегатов и вспомогательного оборудования, размещаемого в пределах котельного цеха или вне его. На рисунке 6 представлено общее представление о рабочем процессе котельной работающей на жидком или газообразном топливе дает схема котельной с основными и вспомогательными устройствами.

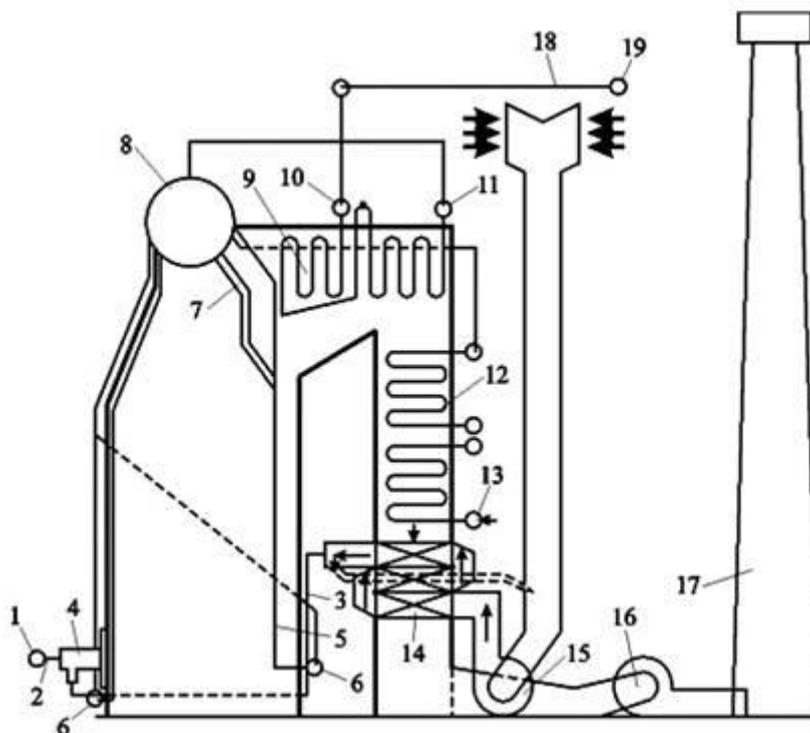


Рисунок 6 – Технологическая схема котельной

Жидкое или газообразное топливо по топливопроводам котельной 1 и котельного агрегата 2 подается в мазутные форсунки или газовые горелки 4 и по мере выхода из них сгорает в виде факела в топочной камере.

Стены топочной камеры покрыты трубами 5, называемыми топочными экранами. В результате непрерывного горения топлива в топочной камере образуются нагретые до высокой температуры газообразные продукты сгорания. Продукты сгорания снаружи омывают экранные трубы и излучением (радиацией) и частично конвективным путем передают теплоту воде и пароводяной смеси, циркулирующим внутри этих труб.

Продукты сгорания, охлажденные в топке до температуры 1000-1200 °С, непрерывно двигаясь по газоходам котельной, омывают вначале разреженный пучок кипятильных труб 7, затем трубы пароперегревателя 9, экономайзера 12 и воздухоподогревателя 14, охлаждаются до температуры 150-200°С и дымососом 16 через дымовую трубу 17 удаляются в атмосферу.

Движение воздуха и продуктов сгорания по газоходам котельного агрегата обеспечивается тягодутьевой установкой (вентилятор 15, дымосос 16 и дымовая труба 17).

Питательная вода (конденсат и добавочная предварительно подготовленная вода) после подогрева питательным насосом подается в коллектор 13 водяного экономайзера 12. В экономайзере вода нагревается до температуры, близкой к температуре кипения при давлении в барабане котла, а иногда частично испаряется в экономайзерах кипящего типа и направляется в барабан 8 котла, к которому присоединены трубы топочных экранов 5 и фестона 7. Из этих труб в барабан котла поступает образовавшаяся пароводяная смесь. В барабане происходит отделение (сепарация) пара от воды. Насыщенный пар затем направляется в сборный коллектор 11 и пароперегреватель 9, где он перегревается до заданной температуры. Перегретый пар из змеевиков пароперегревателя поступает в сборный коллектор 10. Отсюда он через главный запорный вентиль по паропроводу котельного агрегата 18 направляется в главный паропровод 19 котельной к потребителям. Отделившаяся от пара в барабане котла вода смешивается с питательной водой, по необогреваемым опускным трубам подводится к коллекторам 6 экранов и из них поступает в подъемные экранные трубы 5 и фестон 7, где частично испаряется, образуя пароводяную смесь. Полученная пароводяная смесь снова поступает в барабан котла.

Последний элемент котельного агрегата по ходу газообразных продуктов сгорания - воздухоподогреватель 14. Воздух в него подается дутьевым вентилятором 15, и после подогрева до заданной температуры по воздухопроводу 3 направляется в топку.

#### Автоматизация котельной

Управление рабочим процессом котельных агрегатов, нормальная и бесперебойная их эксплуатация обеспечиваются необходимыми контрольно-измерительными приборами, аппаратурой и средствами автоматики.

Необходимость в тех или иных вспомогательных устройствах и их элементах зависит от назначения котельной установки, вида топлива и способа его сжигания. Основными параметрами котлов являются:

- паропроизводительность;
- давление и температура питательной воды;
- КПД.

Используемая автоматика должна отвечать характеру работы технологического оборудования котельных. С помощью автоматики в котельной обычно решаются следующие задачи: регулирование в определенных пределах заранее заданных значений величин, характеризующих технологический процесс; управление работой установки; защита оборудования котельной от повреждений из-за нарушения процессов; блокировка, обеспечивающая автоматическое включение и выключение оборудования с определенной последовательностью, обусловленной технологическим процессом.

Перечислим основные измеряемые величины и точки замера в отопительных котельных установках:

- 1) по тракту топливоподачи - в котельных, работающих на жидком и газообразном топливе, устанавливают объемные или скоростные расходомеры;
- 2) по тракту питания котла водой - измеряют расход воды на котельную в целом, а также давление ее на отдельных участках трубопроводов. Обычно используют показывающие приборы;
- 3) по паровому тракту - измеряют давление в паровом котле и перед потребителями пара в самой котельной - пароводонагревателями. Измеряют и записывают расход пара, подаваемого потребителям;
- 4) по водоподготовке - регистрируют расход воды, идущей на химическую очистку и после нее, измеряют ее температуру (ртутными термометрами) и давление в различных точках тракта;
- 5) по пароводоподогревательной установке - в основном измеряют расход воды и пара, температуру воды до и после установки, а также давление в трактах воды и пара. Регистрируют лишь расход воды и температуру после установки;

На рисунке 7 представлена функциональная структурная схема подсистемы автоматизации контура регулирования температуры котельной установки.



Рисунок 7 – Функциональная структурная схема работы котельной

Под первичными преобразователями подразумеваются термопреобразователи сопротивления, термоэлектрические преобразователи, датчик расхода воздуха и др., которые передают измерительную информацию о температуре дымовых газов, температуре розжига котла, температуре кипящего слоя, температуре воды до и за контуром охлаждения, расходе воздуха на вторичные приборы и блок логического управления.

Вторичные приборы устанавливаются на щите управления и позволяют контролировать и регистрировать следующие параметры:

- показание непрерывных измерений температуры кипящего слоя;
- показание непрерывных измерений температуры розжига котла;
- показание непрерывных измерений и сигнализация критических значений температуры перед входом в тепловую сеть;
- многоканальная регистрация температуры кипящего слоя;
- многоканальная регистрация температуры дымовых газов;
- показание непрерывных измерений и многоканальная регистрация температуры воды до и за контуром охлаждения.

Блок логического управления получает сигналы от первичных преобразователей и осуществляет управление исполнительными механизмами по заранее заданному алгоритму.

Исполнительные механизмы, получив сигналы с блока логического управления, регулируют подачу топлива в топку котла, либо уменьшают или увеличивают количество воздуха, требуемого для горения топлива.

Котлы как технические устройства для производства пара или горячей воды отличаются многообразием конструктивных форм, принципов действия, используемых видов топлива и производственных показателей. Но по способу организации движения воды и пароводяной смеси все котлы могут быть разделены на следующие две группы:

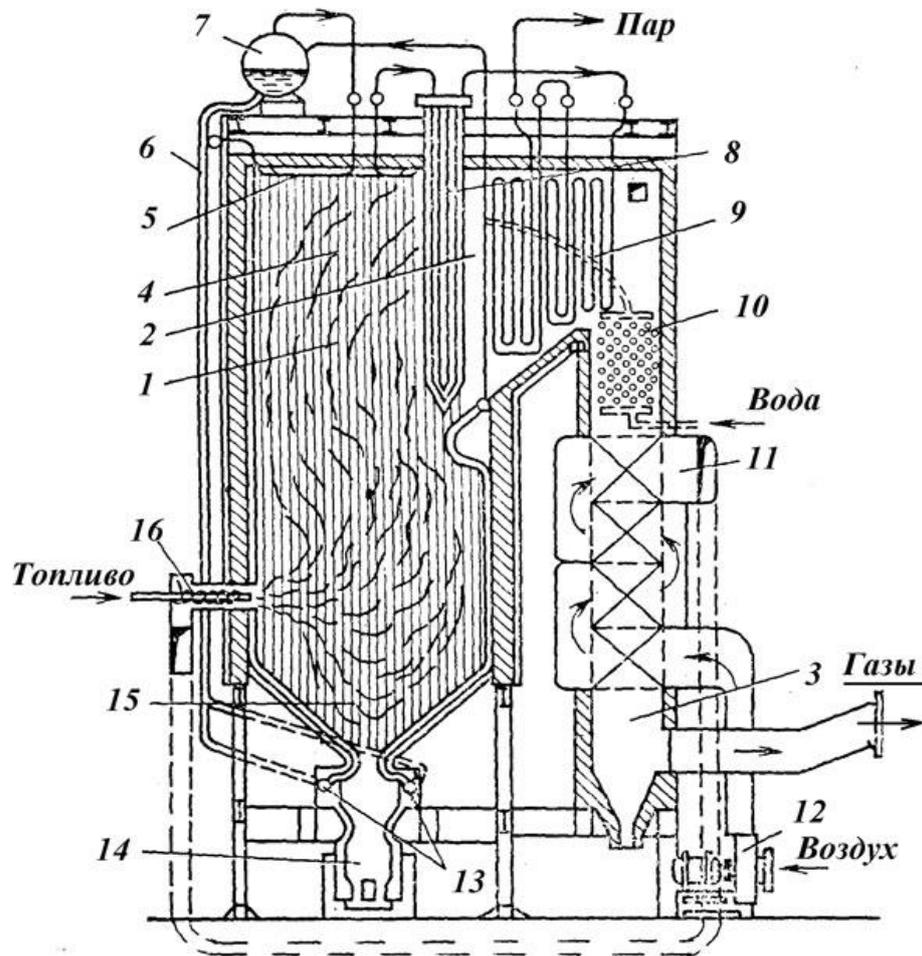
- котлы с естественной циркуляцией;
- котлы с принудительным движением теплоносителя (воды, пароводяной смеси).

В современных отопительных и отопительно-производственных котельных для производства пара используются в основном котлы с естественной циркуляцией, а для производства горячей воды - котлы с принудительным движением теплоносителя, работающие по прямоточному принципу.

В современных паровых котлах организуется факельное сжигание топлива в камерной топке, представляющей собой призматическую вертикальную шахту. Факельный способ сжигания характеризуется непрерывным движением топлива вместе с воздухом и продуктами сгорания в топочной камере. Топливо и необходимый для его сжигания воздух вводятся в топку котла через специальные устройства - горелки. Топка в верхней части соединяется с призматической вертикальной шахтой (иногда с двумя), называемой по основному виду проходящего теплообмена конвективной шахтой.

В топке, горизонтальном газоходе и конвективной шахте находятся поверхности нагрева, выполняемые в виде системы труб, в которых движется рабочая среда. В зависимости от преимущественного способа передачи тепла к поверхностям нагрева их можно подразделить на следующие виды: радиационные, радиационно-конвективные, конвективные.

В топочной камере по всему периметру и по всей высоте стен обычно расположены трубные плоские системы - топочные экраны, являющиеся радиационными поверхностями нагрева. На рисунке 8 представлена схема парового котла.



1 - топочная камера (топка); 2 - горизонтальный газоход; 3 - конвективная шахта; 4 - топочные экраны; 5 - потолочные экраны; 6 - спускные трубы; 7 - барабан; 8 - радиационно-конвективный пароперегреватель; 9 - конвективный пароперегреватель; 10 - водяной экономайзер; 11 - воздухоподогреватель; 12 - дутьевой вентилятор; 13 - нижние коллекторы экранов; 14 - шлаковый комод; 15 - холодная коронка; 16 - горелки.

Рисунок 8 – Схема парового котла

### Золоуловители ЗУ

Золоуловители - это технические устройства горизонтального циклического действия. Их основным назначением является сухая инерционная очистка газовых потоков, выделяемых водонагревающими котлами, от золы пыли, с максимальным температурным режимом 260С.

Заводская комплектация состоит из корпусного короба золоуловителя и бункера - накопителя. Сами же золоуловители зу выглядят как корпуса с изогнутыми стенками,

непосредственно присоединяющимися к котлам фланцем прямоугольного сечения, и выходным отверстием сбоку, предназначенным для непосредственного отвода очищенных потоков газа. Все соединения абсолютно герметичные и оснащены специальным уплотнением, выполненным из шнурового или картонного асбеста. На рисунке 9 представлена схема золоуловителя наименования ЗУ 1-2.

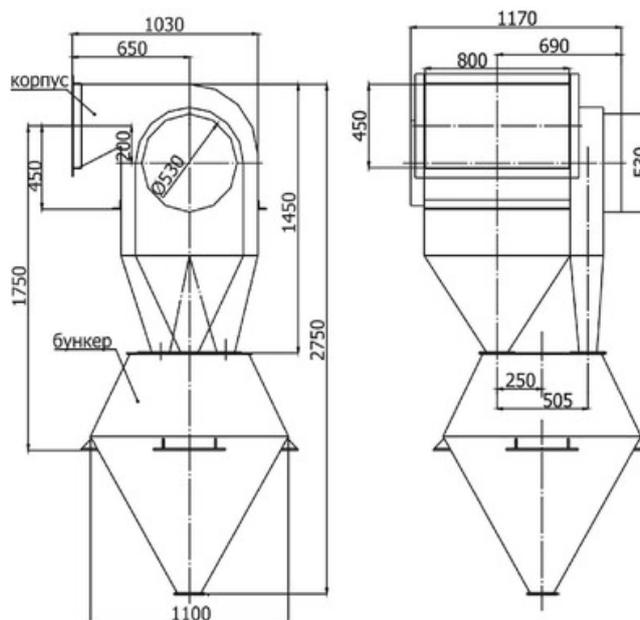


Рисунок 9 – Схема золоуловителя наименования ЗУ 1-2

Самоочищение проходит довольно просто: через одно отверстие поступает газовый поток и проходит весь корпус аппарата. В итоге действует гравитация и из выхлопного потока через шибер, абсорбируется пыль золы, накапливается в бункере. А чистый поток газа отводится при помощи выходного отверстия корпуса.

Золоуловители делятся на виды:

- скрубберы;
- тканевые фильтры;
- электрофильтры;
- жалюзийные;
- циклоны.

Все типы золоуловителей ЗУ применимы для удаления золы пыли, выделяющейся после котлов для подогрева воды. Ставят такие аппараты непосредственно в зданиях котельной, и возле их корпуса, при оптимальной температуре климата от -55С до +45 °С. Золоуловители

могут обслуживать наряду с одним котлом, еще несколько котлов. В таблице 4 представлены технические характеристики золоуловителей.

Таблица 4 – Технические характеристики золоуловителей

Наименование	Масса, кг	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Рабочий объем бункера, м <sup>3</sup>
1	2	3	4
ЗУ 1-1	180	3 375	0,04
ЗУ 1-2	240	6 750	0,15
ЗУ 2-1	130	1 200	0,06
ЗУ 2-2	130	1 200	0,06
ЗУ 1	370	8 000	1,2
ЗУ 2	370	8 000	1,2

#### Принцип работы золоуловителей

Сухие золоуловители отличаются простой конструкцией и высоким процентом КПД. Популярный в котельных агрегат имеет горизонтально расположенную конструкцию, работающую на силе инерции. Короб устройства имеет зауженную к низу конусообразную форму и присоединяется к дымоотводу посредством прямоугольного фланца.

Через последний элемент и поступает дым в циклон. Устройство конструкции «заставляет» газовое облако опускаться вниз. Находящаяся в дыме зола (результат сжигания угля, торфа, древесины) оседает на внутренних стенках уловителя и попадает в устройство бункера.

Такие золоуловители сбоку имеют отверстие. Очищенный от примесей горения дым поднимается вверх к такому выходу в атмосферу.

#### Виды золоуловителей ЗУ

Учитывая разные устройства котельных, установленные золоуловители делятся на несколько видов. Классификация основывается на принципах очистки дыма.

- 1) Агрегаты «сухого» типа. Очистка дыма от зольных частиц выполняется методом инерции, учитывая наличие центробежной силы.
- 2) Устройства «мокрого» типа. Процесс очистки выполняется в несколько этапов:
  - увлажняется рабочая поверхность уловителя;
  - на выходе поток дыма дополнительно орошается;
  - на образованной плёнке воды собирается осадок золы.

3) Электрические приспособления. Такие золоуловители ЗУ имеют встроенные электроды, обеспечивающие процесс ионизации воздуха. Из попадающего в эту область дыма отделяются частички золы и оседают на установленных заряженных элементах [33].

### 1.3 Причины аварий на предприятиях теплоэнергетики

Обобщенный анализ причин известных аварий, с учетом данных Ростехнадзора России, МЧС России, статистических данных, можно сделать группировку наиболее вероятных причин возможных аварий, следующим образом:

- 60 % - ошибочные действия персонала (включая нарушения норм технологического режима и правил безопасного ведения работ);
- 37 % - отказ оборудования или отсутствие необходимых технических устройств;
- 3 % - иные причины.

При этом в группе «ошибочные действия персонала» значительную долю ошибок следует ожидать в части нарушения порядка ведения технологических операций, обслуживания оборудования и порядка ведения ремонтных и огневых работ. В группе «отказ оборудования или отсутствие необходимых технических устройств» следует в первую очередь выделить такие причины как «разрушение некачественного сварного шва», «отказ по причине ошибок проектирования и изготовления», «коррозия оборудования», «физический износ и механические повреждения оборудования», «отказы запорной арматуры».

В группе «иные причины» следует учитывать риски следующих опасных воздействий: внезапные отключения электроэнергии, воздействия опасных факторов аварий на соседних участках, стихийные бедствия, а также антропогенное воздействие криминального характера (террористические акты).

Большое внимание необходимо уделить группе «отказ оборудования или отсутствие необходимых технических устройств» т.к. на ТЭЦ имеются изъяны в технологическом оборудовании, которые могут привести к ЧС. Большая часть электротехнического оборудования ТЭЦ отработала свои нормативные сроки службы. Показатели надежности оборудования на объекте занижены.

Основные факторы и возможные технические причины, способствующих возникновению и развитию аварийных ситуаций:

- 1) Обращение в технологическом процессе значительных количеств опасных веществ;
- 2) Характерные свойства опасных веществ, являющихся горючими жидкостями и относящихся к 4 классу опасности по степени воздействия на организм человека;

- 3) Наличие оборудования работающего под напряжением, высоким давлением и при повышенной температуре;
- 4) Высокая концентрация технологического оборудования, групповое расположение емкостей и насосов;
- 5) Эксплуатация оборудования, подверженного коррозии;
- 6) Нахождение в непосредственной близости оборудования других блоков.

#### Аварийные ситуации на теплоэлектростанциях

На ТЭС все энергоблоки размещаются в одном здании. Однако, несмотря на удобство данного решения, с точки зрения пожарной безопасности оно несовершенно - при авариях имеется повышенная опасность распространения пожара, и как результат - выход из строя нескольких агрегатов ТЭС.

С точки зрения пожарной опасности корпуса электростанций - это здания 1-2-й степени огнестойкости. Главный корпус включает в себя котельный цех, машинный зал, служебные помещения; здесь же находятся главный щит управления и распределительные устройства генераторного напряжения. Закрытые или открытые распределительные устройства высокого напряжения располагаются отдельно от главного корпуса.

К основным составляющим объектов ТЭС, идентифицированных по предельному количеству опасных веществ в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" и определяющих риск поражающего воздействия на персонал, население и прилегающую территорию, относятся:

- система мазутоснабжения (мазутное хозяйство);
- цех химводоочистки (ХВО) с баками химреагентов;
- система маслоснабжения ТЭЦ.

За последние 30 лет в главных корпусах ТЭС произошло 30 крупных аварий с выходом из строя более одного энергоблока.

Местами возникновения пожаров на ТЭЦ являются:

- основные производственные помещения, цеха;
- подсобные и вспомогательные помещения производств;
- кабельные туннели и полуэтажи;
- помещения котельной и другие вспомогательные устройства.

Согласно статистике, порядка 90% крупных аварий вызваны отказами в работе оборудования и сопровождаются пожаром, 10% являются следствием повреждений строительных конструкций. На долю аварий, произошедших в машинных отделениях, приходится 72% от общего их числа, в котельных отделениях - 23% и в кабельных туннелях - около 5%.

### *Причины аварий в котельной*

Возникновения аварийной ситуации связано с рядом факторов. Аварии в котельных возникают в первую очередь из-за износа оборудования и систем коммуникации. Согласно данным статистики, средняя величина износа коммуникации в теплоснабжении составляет 65%. Авария в котельной также становится следствием следующих причин. На рисунок 10 представлены основные причины аварий в котельной.

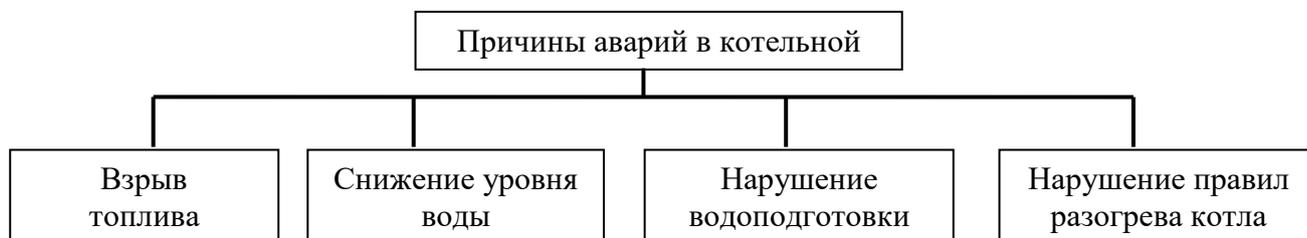


Рисунок 10 – Причины аварий в котельной

**Взрыв топлива.** Использование газовой смеси делает котел «миной замедленного действия» и нарушение режимов правильной эксплуатации может спровоцировать взрыв. Причиной взрыва газовых котлов становится перенасыщение горючей смеси, возникающее при накоплении несгоревшего топлива. Еще одной причиной взрыва топлива является нарушение работы горелок;

**Снижение уровня воды.** Поддержание требуемого уровня воды является залогом нормальной работы котла. Длительное функционирование котельного оборудования с недостаточным уровнем воды может привести к нагреванию стальных труб и их расплавлению

**Нарушение водоподготовки.** Аварии в котельных с участием промышленных котлов происходят из-за недостаточного смягчения воды или ее загрязнения. Водоподготовка является обязательной процедурой, позволяющей снизить количество образующейся накипи и устранить излишки кислорода, который служит причиной язвенной кислородной коррозии. Причина аварии вследствие нарушения водоподготовки характеризуется появлением сквозной ржавчины на небольшом участке оборудования, приводящей к нарушению работы, что может стать причиной аварии;

**Нарушение правил разогрева котла.** При пуске или остановке котельной, оборудование испытывает повышенные нагрузки, что требует четкого следования правилам эксплуатации. Соблюдение регламента разогрева и следование этапам необходимых операций пуска послужит гарантией длительного срока службы котла и предотвратит аварию.

Статистические данные по авариям в котельных

Специально созданный государственный орган - Ростехнадзор, выполняет задачу по обеспечению безопасной работы опасных промышленных объектов и осуществляет контроль того, как происходит ликвидация аварий на газовых котельных. Ежегодно ведется учет статистических данных, позволяющих проследить динамику ситуации в стране в целом и отдельных регионах, отследить наиболее частые причины аварии на котельных, статистика по которым имеет табличную форму для удобства восприятия. Статистика аварий на котельных, приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Статистика аварий на котельных.

Год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6	7	8
Количество аварий	5	1	9	5	3	4	7
Случаи травматизма	3	5	7	8	4	5	25
Случаи со смертельным исходом	2	5	7	3	2	2	6

Параллельно с общим учетом случаев аварии на котельных, статистика включает данные по распределению категории работников, пострадавших при возникновении чрезвычайной ситуации, соотношения случаев по травмирующему фактору, распределение аварийных сбоев по видам котельного оборудования.

Например, аварии на газовых котельных, статистика которых составляет 43,2% от общей массы всех видов устройств, занимают первое место по аварийности. Показатели, демонстрирующие рост чрезвычайных случаев, могут свидетельствовать о постепенном выходе из строя оборудования и его износе.

Любая организация, имеющая оборудование, работающее под давлением и занимающаяся обеспечением производства тепла, должна иметь разработанный план, согласно которому осуществляется ликвидация аварий на газовых котельных. Там должны быть прописаны первоочередные действия персонала, система оповещения людей при возникновении аварийной ситуации, список ответственных лиц, отвечающих за опасный производственный объект. Важной частью плана является установление масштабов повреждений, действия, нужные для их ликвидации и сроки ремонта.

По факту произошедшего чрезвычайного происшествия назначается комиссия, в число членов которой входят технические эксперты Ростехнадзора, чьей обязанностью является проведение экспертизы [46].

Пример аварий в котельных

Октябрь 2016 г. в Балашихе произошел сбой автоматической системы котельной, приведший к выходу из строя вентиляции. Произошедший взрыв, причиной которого явилось накопление отработанных газов, повредил вентиляционный короб и выбил стекла здания. Никто не пострадал.

Декабрь 2016 г. в Бузулуке из-за прорыва трубопровода, проходящего внутри котельной, произошла аварийная ситуация, результатом которой явилось нарушение системы отопления нескольких микрорайонов города. Из-за последствий происшествия без отопления остались жилые дома, школы и детские учреждения. Их ликвидация потребовала двое суток усиленной работы коммунальщиков.

Январь 2017 г. в результате гидроудара произошло отключение водоснабжения в Щербинке. Это небольшое поселение, являющееся частью Новой Москвы. Отзывы жителей позволяют судить о том, что авария была оперативно устранена.

Еще одна чрезвычайная ситуация произошла в Красногорске. Авария случилась из-за выхода из строя насосов. Более 12 тысяч жителей на долгое время остались без теплоснабжения при температуре окружающего воздуха -25 градусов.

Февраль 2017 г. в Кемерово при пожаре внутри котельной, который возник вследствие возгорания трансформатора, было нарушено теплоснабжение нескольких домов. Оперативное прибытие на место коммунальных служб позволило быстро переподключить тепловые носители на резервную схему работы.

11 июля 2019 г. в районе 90 километра МКАД на территории ТЭЦ-27 загорелась газовая станция высокого давления. Площадь возгорания составила 200 м<sup>2</sup>. По предварительным данным, пострадали семь человек.

#### 1.4 Воздействие на окружающую среду последствий аварий на предприятиях теплоэнергетики

Из всех, существующих на нынешний день видов электростанций тепловые станции, работающие на органическом топливе, более всего загрязняют атмосферу. Объёмы загрязнения окружающей среды и вид загрязнения зависят от типа и мощности станций.

Результатом работы тепловых станций является загрязнение атмосферы углекислотой, выделяющейся при сжигании топлива, окисью углерода, окислами серы, углеводородами, окислами азота, огромными количествами твёрдых частиц (зола) и другими вредными веществами. Кроме того происходит значительное тепловое загрязнение водоёмов при сбрасывании в них тёплой воды.

Увеличение количества углекислоты в атмосфере Земли ведёт к возникновению так называемого «парникового эффекта». Углекислый газ поглощает длинноволновое излучение нагретой поверхности Земли, нагревается и тем самым способствует сохранению на ней тепла. Увеличение доли углекислого газа в атмосфере может привести к повышению на несколько градусов температуры низких слоёв атмосферы, а это в свою очередь, может привести к таянию ледников и затоплению части суши.

Наряду с увеличением содержания углекислого газа, происходит уменьшение доли кислорода в атмосфере, который расходуется на сжигание топлива на тепловых станциях.

Вредное воздействие на животный и растительный мир оказывает загрязнение атмосферы окисью серы. Наибольшее загрязнение атмосферы серой приходится как раз на долю электростанций и отопительных установок.

Вредное воздействие окиси углерода на человека и животных состоит в том, что она, соединяясь с гемоглобином крови, очень быстро лишает организм кислорода.

Станции, работающие на угле, потребляют его в больших количествах и больше всего выбрасывают загрязняющих атмосферу веществ. Выбросы в атмосферу зависят от качества сжигаемого угля.

Сбросы горячей воды в водоёмы и повышение вследствие этого их температуры приводят к нарушению экологического равновесия, установившегося в естественных условиях, что неблагоприятно влияет на флору и фауну. Тепловое загрязнение водоёмов может быть уменьшено с переходом на замкнутые циклы использования воды.

Одним из загрязнителей окружающей среды являются золошлакоотвалы.

Так как в золошлаковых отходах содержится значительное количество опасных элементов, то их складирование негативно воздействует на все компоненты окружающей среды, создавая опасность загрязнения содержащимися в них токсичными веществами и тяжёлыми металлами. В них сконцентрировано большое количество соединений алюминия, железа, хрома, марганца. Также зольные отходы содержат редкие и рассеянные элементы: ванадий, галлий, германий.

Аэрогенный вынос золошлакового материала обуславливает загрязнение приземного слоя атмосферы, а ассимиляция твёрдых частиц на прилегающей территории приводит к загрязнению почв и грунтов зоны аэрации.

Одним из существенных путей воздействия золоотвалов ТЭЦ на окружающую среду является вынос в атмосферу пылевых частиц в результате ветровой эрозии и последующее осаждение на почве, растительности, водной поверхности. Пыление возникает в результате несовершенства проектных решений и технологии складирования золошлаков, нарушения правил эксплуатации объектов. Инфильтрационным потоком обусловлено вторичное

загрязнение подземных вод подвижными в данных средах компонентами, а разгрузка подземного потока в естественные дрены вызывает загрязнение поверхностного стока. Загрязнение поверхностных водных объектов за счёт разгрузки подземных вод в водотоки и водоёмы, а также аэрогенный привнос золошлакового материала оцениваются как второстепенные.

С золами ТЭЦ происходит техногенное загрязнение местности тяжёлыми металлами, некоторые из которых, например, ртуть, свинец и кадмий, опасны для всего живого даже при низких концентрациях.

При сжигании угля за счёт выгорания углерода и удаления летучих соединений происходит концентрирование в продуктах сгорания угля и радионуклидов. Степень концентрирования зависит от зольности углей, форм нахождения в них микроэлементов и летучести их оксидов и других соединений, образующихся в процессе горения и перемещения газов по дымовому тракту. В ЗШО содержание естественных радионуклидов может увеличиваться. Существует опасность необратимого загрязнения биосферы вследствие распыления золы ТЭЦ при хранении в отвалах, поскольку при сгорании угля в золе остаются радиоизотопы уран-радиевого и ториевого рядов, содержащихся в исходном угле. Они не разбавлены массой углерода, т. е. находятся в концентрированном, а, следовательно, более опасном виде. Например, содержание радия и тория превосходит их содержание в углях в 3 раза.

В зонах воздействия золоотвалов формируются неблагоприятные экологические ситуации из-за пылеобразования, а также вымывания компонентов золы (радионуклидов и тяжёлых металлов), попадания их в почву и подземные воды, что, в свою очередь, представляет опасность для здоровья населения и угрозу растительному и животному миру близлежащих районов.

Основными компонентами минеральной части золы являются оксиды кремния, алюминия, железа и кальция. В то же время в золошлаковых отходах имеет место значительная концентрация микроэлементов (железо, марганец, медь, цинк, молибден и др.) которые важны и необходимы растениям в малых количествах. Но все они могут оказывать отрицательное влияние на растения, если концентрация их доступных форм превышает определенные пределы. При сжигании угля в пылевидном состоянии происходит существенное перераспределение элементов, их термодинамических и химических свойств и соединений (кобальт, никель, цинк, преимущественно концентрируются в шлаке и фиксируются в минералах, образующих золу).

Зола характеризуется повышенным относительно кларков осадочных пород содержанием Ni, Co, Cr, Zn, Sr, Ag, вода пруда-отстойника - повышенным содержанием Na, Ba, Mg, Co, K, Fe, Mn, Si, Zn, анионов NO<sub>3</sub>, NH<sub>4</sub>. Меньше накапливаются в золошлаках свинец, ванадий, марганец, молибден, хром, титан, барий. Часть микроэлементов (медь, цинк, свинец, марганец), образуя газообразные соединения, конденсируются на поверхности летучей золы, что усиливает ее

токсикологические свойства. В отвальных золошлаковых массах концентрация отдельных микроэлементов несколько повышается, что связано со способностью их накапливаться в природной среде. Вместе с золами ТЭЦ происходит техногенное заражение местности тяжелыми металлами, значительная часть которых аккумулирована в верхних горизонтах почвы. Повышение концентрации металлов в почве сверх допустимых значений может вести к тяжелым осложнениям.

Химические вещества, попадающие в почву из выбросов, сбросов и отходов ТЭЦ, по степени вредности для человека разделены на три класса опасности. К первому классу чрезвычайно опасных отнесены мышьяк, кадмий, ртуть, селен, свинец, цинк, фтор, бенз(а)пирен. Во второй класс высокой опасности входят бор, кобальт, никель, молибден, медь, сурьма, хром. Третий класс опасных веществ составляют барий, ванадий, вольфрам, марганец, стронций и ацетофенон. Присутствуют в золошлаках и радионуклиды.

Вода, используемая в системах гидрозолоудаления ТЭЦ, после контакта с золой и шлаком представляет собой многокомпонентный солевой раствор. В ходе эксплуатации золоотвала происходит формирование техногенного горизонта грунтовых вод, источником питания которых является загрязненный фильтрат. Переход техногенных вод в нижние природные водоносные горизонты приводит к существенному изменению гидрохимического состава (загрязнению) естественных грунтовых (подземных) вод. Инфильтрационным потоком обусловлено вторичное загрязнение подземных вод подвижными в данных средах компонентами, а разгрузка подземного потока в естественные дрены вызывает загрязнение поверхностного стока. Однако загрязнение поверхностных водных объектов за счёт разгрузки подземных вод в водотоки и водоёмы, а также аэрогенного привноса золошлакового материала некоторыми авторами оцениваются как второстепенные.

Несовершенство гидравлической изоляции золошлакоотвалов приводит к внедрению в подземную гидросферу массы техногенных вод, отличающихся повышенной температурой, щелочностью, своеобразным химическим составом, что ведет к заболачиванию прилегающих территорий и к загрязнению природных вод.

Можно выделить несколько основных групп наиболее важных взаимодействий теплоэнергоустановок с конденсированными компонентами окружающей среды:

- водопотребление и водоиспользование, обуславливающее изменение естественного материального баланса водной среды (перенос солей, питательных веществ);
- осаждение на поверхности твёрдых выбросов продуктов сгорания органических топлив из атмосферы, вызывающее изменение свойств воды, её цветности, альбедо;
- выбросы непосредственно на поверхность суши и воды продуктов сжигания твёрдых топлив (зола, шлаки), а также продуктов продувок, очистки поверхностей нагрева (сажа, зола);

– выбросы теплоты, следствиями которых могут быть: постоянное локальное повышение температуры в водоёме, временное повышение температуры, изменение условий состава льда, зимнего гидрологического режима, изменение условий паводков, изменение распределения осадков, испарений, туманов;

– выбросы на поверхность воды и суши твёрдых топлив при транспортировке, переработке, перегрузке.

Примесные загрязнения могут суммарно воздействовать на естественный круговорот и материальные балансы тех или иных веществ между атмосферой, гидросферой и литосферой.

Из анализа общих схем взаимодействия теплоэнергетических установок с окружающей средой, следует, что основным фактором взаимодействия ТЭЦ и ТЭС с водной средой является потребление воды системами технического водоснабжения, в том числе безвозвратное потребление воды. Основная часть расхода воды в этих системах на охлаждение конденсаторов паровых турбин. Остальные потребители технической воды (системы зола и шлакоудаления, химической водоочистки, охлаждения и промывки оборудования) потребляют 7% общего расхода воды, являясь при этом, основным источником примесного загрязнения.

Таким образом, мы видим, что влияние ТЭЦ на биосферу огромно и неблагоприятно. Но, несмотря на это пока тепловые электростанции и теплоэлектроцентрали остаются преобладающими при производстве электроэнергии и тепла для нужд человека [24].

При аварии на теплоэнергетике большую роль загрязнения окружающей среды будет играть характеристики ТЭС, ТЭЦ, котельной, какое топливо используется, от мощности, характеристики оборудования предприятия и т.д. В таблице 6 представлен перечень веществ выбрасываемых предприятиями теплоэнергетики, при работе на разных видах ископаемого топлива.

Таблица 6 – Перечень веществ, выбрасываемых предприятиями теплоэнергетики, при работе на разных видах ископаемого топлива

Вид топлива	Газообразные вещества	Аэрозоли	Элементы примеси
Уголь	NO, NO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , SO <sub>3</sub> , CO <sub>2</sub> , HCl, HF, Hg(пары), As(пары), H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub>	Летучая зола, сажа, формальдегид, бензапирен, 40К, 226Ra, 232Th (торий)	As, Cd, Pb, Ti, Cr, Na, Ni, V, Cu, Zn, Mn, Mo, Sb, SiO <sub>2</sub> , Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , TiO <sub>2</sub> , No <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>
Мазут	NO, NO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , SO <sub>3</sub> , CO <sub>2</sub> , Hg(пары), углеводороды	Зола (V <sub>2</sub> O <sub>5</sub> ), формальдегид, бензапирен, сажа	As, Cd, Pb, Ti, Cr, Na, Ni, V, Cu, Zn, Mn, Mo, Sb

Газ	NO, NO <sub>2</sub> , CO, CO <sub>2</sub> , следы углеводороды	Углеводороды	-
-----	--	--------------	---

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

### 2.1 Общие сведения о предприятии

Наименование предприятия: Открытое акционерное общество «Территориальная генерирующая компания № 14» филиал «Улан-Удэнский энергетический комплекс».

Юридический адрес: 672020, Забайкальский край, г. Чита, ул. Лазо, д. 1

Почтовый адрес: 670045, г. Улан-Удэ, ул. Тракторная, д. 11

Коды ЕГРПО и ЕГРЮЛ:

ОГРН 1047550031242

ИНН 7534018889

КПП 032603003

ОКПО 95102677

ОКАТО 81401000000

ОКФС 16

ОКОПФ 90

ОКВЭД 40.30.5, 40.30.3, 40.30.2, 40.30.11

Руководитель филиала: Дружинин Дмитрий Константинович

тел. 8(3012)46-69-31, 46-69-32

Главный инженер: Абзалов Вячеслав Александрович

Лицо, ответственное за экологическую безопасность: Ведущий инженер по охране окружающей среды Папырина Татьяна Владимировна, тел. 46-69-34.

Основным видом деятельности филиала ОАО «ТГК-14» «Улан-Удэнский энергетический комплекс» является выработка и передача тепловой энергии для обеспечения теплом жилого массива г. Улан-Удэ.

Временной режим работы котельных филиала ОАО «ТГК-14» «Улан-Удэнский энергетический комплекс»: Количество рабочих дней в году - 365, число смен в сутки - 2, продолжительность смены - 12 часов.

Топливо - уголь каменный Тугнуйского разреза марки ДР, уголь бурый Тулунугольного разреза станция Азей (далее по тексту Азейский) марки ЗБР, уголь бурый Тигнинского разреза марки ЗБР.

ОАО «ТГК-14» «Улан-Удэнский энергетический комплекс» предприятие на своем балансе имеет 38 площадок, расположенных в черте г. Улан-Удэ одной из крупных является котельная

Юго-Западная.

Нами была рассмотрена одна площадка - Котельная "Юго-Западная".

Котельная «Юго-Западная» расположена в г. Улан-Удэ ст. Медведчиково, 19а в производственной зоне. С юга и юго-запада от котельной находятся карьер ОАО «Горняк», мусороперерабатывающий завод, Иркутский вторчермет. С северной стороны от котельной «Юго-Западная» расположены производственные объекты КПД-2, ООО «Китой». Ближайшая жилая застройка находится на расстоянии 471 метор в северо-западном направлении от территории площадки.

На территории площадки котельной расположены объекты основного производства, функционирование которых связано непосредственно с выработкой теплоэнергии: отопительная котельная, склад угля, шлакоотвал, дробильная установка. К объектам вспомогательного производства относятся гараж (стояночные боксы), посты газовой и электродуговой сварки.

Котельная «Юго-Западная» обеспечивает теплом и горячей водой потребителей сотых кварталов, п.Медведчиково, п.Силикатный. Мощность котельной составляет 102 Гкал/час [44].

Ситуационная карта-схема расположения котельной «Юго-Западная» в г. Улан-Удэ, а также котельной с нанесенными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в приложении 1.

## 2.2 Характеристика производственных процессов

Режим работы котельной - круглогодичный (365 дней в году по 24 часа в сутки).

Котельная предназначена для централизованного снабжения промышленных предприятий и населения теплом. В Юго-Западной котельной электроэнергия вырабатывается генераторами электрического тока. Генераторы используют механическую работу двигателей. Системы охлаждения двигателей и выхлопные газы отдают тепловую энергию в виде горячей воды

Независимо от вида используемого топлива принципиальная технологическая схема котельной включает в себя одни и те же основные элементы, необходимые для нормального функционирования. Заметные отличия если и имеются, то только в устройстве систем хранения и подачи топлива в топку котлов и конструкциях самих топок.

Пар и горячую воду в котельных установках получают, используя теплоту, выделяющуюся при сжигании органического топлива в специальных теплообменных аппаратах, называемых соответственно паровыми и водогрейными котлами [30].

На рисунке 11 представлена технологическая схема котельной, работающей на твердом топливе.

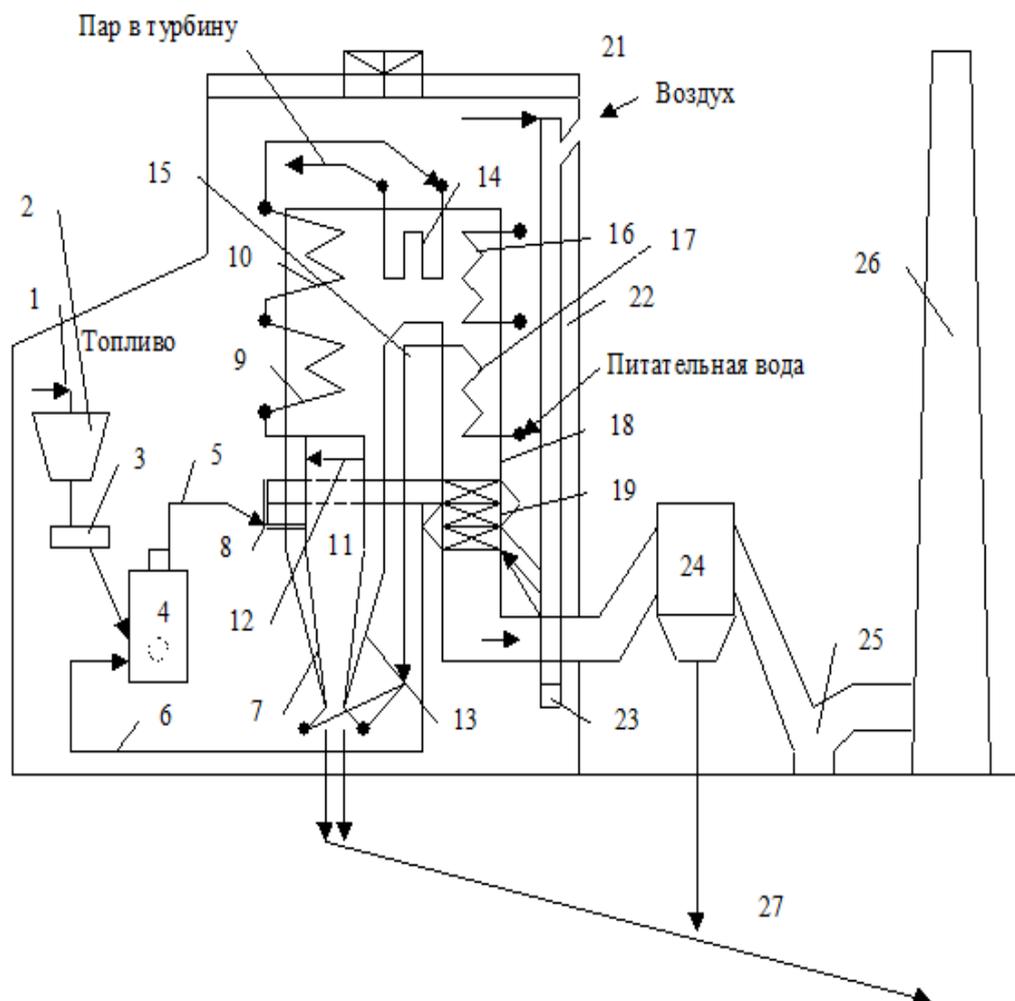


Рисунок 11 – Технологическая схема котельной, работающей на твердом топливе

Топливо 1 с угольного склада подается в бункер сырого угля 2, из которого оно направляется в систему пылеприготовления, состоящую из питателя 3 угля и углеразмельняющей мельницы 4. Пылевидное топливо по пылепроводам 5 транспортируется к горелочным устройствам 8 воздухом, поступающим по воздуховоду 6. К горелкам 8 подводится также вторичный воздух по воздуховоду 12 с помощью дутьевого вентилятора 23. Для устойчивого и интенсивного горения вторичный воздух нагревается до 250-400 °С в воздухоподогревателе. Забор в воздуховод 22 вторичного воздуха производится зимой из окружающей среды 22, а летом из помещения 20.

Поступающая в котел вода, называемая питательной, сначала подогревается в экономайзере 17 и далее поступает в топочные экраны 7 и 9, где происходит процесс парообразования. Сухой насыщенный пар поступает в ширмовый 10 и конвективный 14 пароперегреватели, после чего перегретый пар направляется к потребителю.

Продукты сгорания топлива, пройдя экономайзер 17 и воздухоподогреватель 16, очищаются от золы в золоулавливающем устройстве 24 и дымососом 25 выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу 26. Уловленная из дымовых газов зола и выпавший в нижнюю часть топки шлак удаляется, как правило, потоком воды по каналу или в ручную 27.

Паровой котел состоит из топочной камеры 11, в которой происходит сжигание специально подготовленного топлива и частичное охлаждение продуктов сгорания за счет теплоотвода к располагаемым в ней поверхностям нагрева и газоходов, в которых также размещаются поверхности нагрева, воспринимающие теплоту продуктов сгорания топлива. Стены топочной камеры покрыты внутри огнеупорным материалом, а снаружи - тепловой изоляцией 13. Непосредственно у стен по всему внутреннему периметру топочной камеры расположены трубы, которые, получают теплоту от топочных газов, являются парогенерирующими поверхностями нагрева и называются топочными экранами 7 и 9. Топочные экраны являются радиационными поверхностями нагрева, так как они воспринимают теплоту сгорания топлива преимущественно излучением от факела и от продуктов сгорания.

Топочные газы покидают топочную камеру и поступают в горизонтальный газоход 15, в котором первым по ходу газов располагается пароперегреватель 10, выполненный из трубчатых змеевиков, собранных в плоские пакеты (ширмы). Теплообмен в ширмовых поверхностях нагрева осуществляется одновременно излучением и конвекцией, и поэтому они называются полурadiационными. Пройдя ширмовый пароперегреватель, газы охлаждаются до 800-900°C. В горизонтальном газоходе 15 за ширмовым пароперегревателем 10 располагается конвективный пароперегреватель 14, представляющий собой пакеты труб, расположенных в шахматном порядке. Теплообмен в пароперегревателе во всех последующих поверхностях нагрева осуществляется конвекцией. В верхней части конвективной шахты 18 промежуточный пароперегреватель. После промежуточного пароперегревателя газы имеют температуру 500-600 °С. Теплота этих газов используется в экономайзере 17, располагаемом далее по ходу газов, и в воздухоподогревателе 19, размещаемом в нижней части конвективной шахты 18 непосредственно за экономайзером. За воздухоподогревателем газы имеют температуру 110-160 °С.. Пройдя устройство очистки от золы 24, газы выбрасываются в атмосферу [26].

К объектам основного и вспомогательного оборудования котельной относятся:

- котлы типа «КЕ 25-14» в количестве 3 штук и «КВТС-20» в количестве 3 штук;
- дымовая труба высотой 120 м и диаметром 4,83 м;

- батарейные циклоны 5 штук сухой инерционной очистки типа БЦ со средней эффективностью очистки 77,02% (БЦ-2-7\*(5+3) -2 штуки и БЦ-2-6\*(4+3) - 3 штуки);
- дробильное оборудование;
- транспортер углеподачи;
- конвейер (шириной 1,6 метра и длиной 130 метра);
- труба высотой 22 м и диаметром 0,5 м;
- склад угля (открыт с 2-х сторон, количество перерабатываемого материала 171640 т/год, площадью 5500 м<sup>2</sup>) и шлакоотвал (открыт с 3-х сторон, количество перерабатываемого материала 14280, площадью 1200 м<sup>2</sup>);
- автотракторная техника (бульдозер 1 штука Т-170, погрузчик 1 штука ПК-2703);
- стояночные боксы гаража (ГАЗ-3307 2 штуки, ЗИЛ-ММЗ-4502 1 штука, КАМАЗ-5511 3 штуки);
- посты газовой и электродуговой сварки (электроды сварочные МР-3, МР-4, с годовым расходом 500 кг);
- приемный бункер угля (количество перерабатываемого угля 59024 т/год);
- узлы пересыпа угля (количество перерабатываемого угля 29512 т/год);
- тепловоз (ТЭМ-2, одна секция).

### 2.3 Характеристика используемого топлива

Топливом для котельной «Юго-Западная» служит смесь каменного угля Тугнуйского разреза марки ДР, а также бурых углей Тигнинского разреза марки ЗБР и Азейского угольного разреза марки ДР.

Уголь Тугнуйский марки ДР 0-300,

Зольность-12,5% Влага-11% Выход летучих-45% сера-0,4

Теплота сгорания-5200 (средняя) -7400 (высшая).

Разрез «Тугнуйский» - одно из предприятий региона, оснащенное высокопроизводительной техникой, новейшими технологиями отработки месторождения, применяющий принцип ответственного недропользователя.

Разрез «Тугнуйский» осуществляет разработку открытым способом Олонь-Шибирского каменноугольного месторождения, расположенного в Петровск-Забайкальском районе Забайкальского края и в Мухоршибирском районе Республики Бурятия. Центральная часть месторождения находится в 90 км на юго-восток от г. Улан-Удэ.

Уголь бурый марки Б (ЗБР), крупностью 0-300 мм, изготовитель: ООО «Разрез Тигнинский», с. Новопавловка, Забайкальский край, (ГОСТ Р 51971-2002, ТУ 0325-004-0453615-2009)

Уголь Тигнинского:

- отгружается только рядовой уголь 0-300 мм. В составе рядового угля содержание штыба – 20%, содержание нужной фракции (0-50мм) - 30-40%.

Содержание серы в Тигнинском угле выше нормы. Если котельная предусматривает запас мощности, и котлы работают не на 100% нагрузке - Тигнинский уголь использовать можно.

Азейское месторождение (Азейский угольный разрез) расположено в 10 км юго-восточной города Тулун. Существующий в настоящее время «Разрез Азейский» (предприятие ООО «Компания «Востсибуголь») образован путём слияния в 2003 году двух угольных разрезов Тулунского и Азейского. Филиал «Разрез Азейский» обрабатывает северную и южную части месторождения.

В естественном состоянии угли плотные, относительно крепкие, вязкие, влажные, полуматовые и полублестящие [44].

Добываемые угли - бурые, средняя зольность 19%, влажность 25%, содержание серы 1,4%, низшая теплота сгорания рабочего топлива 4233 кал/кг. Мощность вскрыши от 3 до 40 м. Средний коэффициент вскрыши 3,2 м<sup>3</sup>/т. В таблице 7 представлена характеристика угля и его расход.

Таблица 7 –Характеристика топлива и его расход топлива

Характеристика	Размерность	Вид угля	Среднегодовая величина
1	2	3	4
Расход топлива: – годовой	т/год	всего	59 024
		в т.ч. Тугнуйский	29 512
		в т.ч. Азейский	17 707
		в т.ч. Тигнинский	11 805
– максимальный часовой	кг/час	смесь углей	13 825
Зольность топлива (рабочая)	%	Тугнуйский	25,4
		Азейский	19,8
		Тигнинский	20,0
Содержание серы в топливе	%	Тугнуйский	0,38
		Азейский	1,44
		Тигнинский	0,85
Низшая теплота сгорания топлива	МДж/кг	Тугнуйский	20,25
	Ккал/кг		4836
	МДж/кг	Азейский	17,72
	Ккал/кг		4233
	МДж/кг	Тигнинский	17,59
	Ккал/кг		4200

## 2.4 Характеристика основного технологического оборудования

Перечень котельного оборудования, установленного в котельной Юго-Западная: котлоагрегаты КЕ 25-14 - 3 штуки, КВТС-20 - 3 штуки. Одновременно работает в пик нагрузки 4 котла. Дымососы, золоуловители 5 штук, конвейер и т.д.

### Котел паровой КЕ-25-14

Паропроизводительность: 25 т/ч. Назначение: выработка насыщенного или перегретого пара для технологических целей предприятий различных отраслей промышленности, транспорта и сельского хозяйства при сжигании твердого топлива. На рисунке 12 представлена схема парового котла.

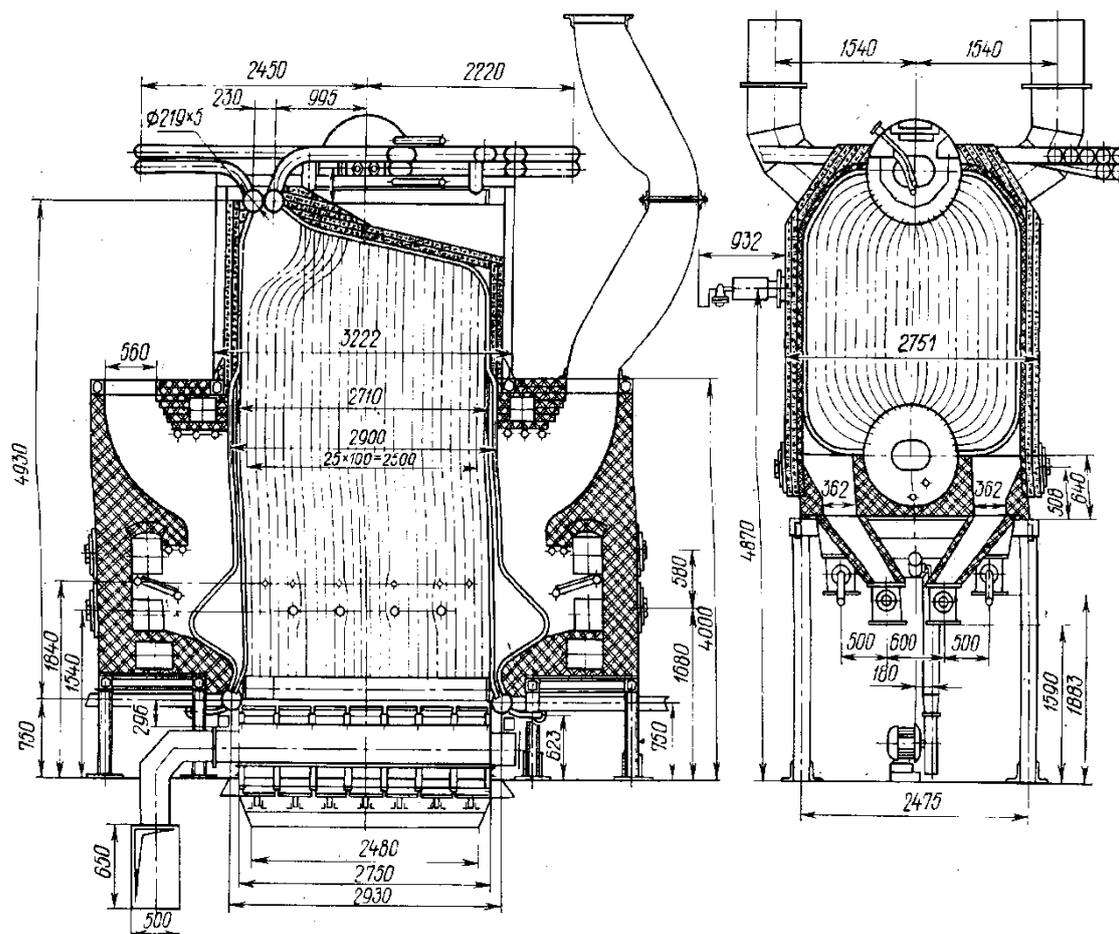


Рисунок 12 – Схема парового котла КЕ-25-14

Основная комплектация: Блок котла в обшивке и изоляции (в сборе, либо россыпью, либо блоками), составные и монтажные детали, лестницы и площадки, запорная и предохранительная арматура, приборы КИПиА, вентилятор возврата уноса. В таблице 8 представлена дополнительная комплектация к паровому котлу КЕ-25-14 [20].

Таблица 8 – Дополнительная комплектация к паровому котлу КЕ-25-14

№ п/п	Наименование параметра	Наименование комплектации
1	Вентилятор	ВДН-12,5-1000
2	Дымосос	ДН-17-1000
3	Топочное устройство	ТЧЗМ 2,7/5,6
4	Золоуловитель	БЦ-2-6х(4+2)
5	Экономайзер	ЭЧБ 1-646 БВЭС-V-I
6	Воздухоподогреватель	ВП-О-228
7	Автоматика котла КЕ-25-14СО (Е-25-1,4 Р)	

#### Описание котла парового КЕ-25-14

Паровой котел КЕ-25-14 - твердотопливный паровой котел с естественной циркуляцией, основными элементами которого являются барабан верхний, барабан нижний, а также экранированная топочная камера и конвективный пучок (труба 51х2,5 ГОСТ 8734).

В котле КЕ-25-14 применена схема одноступенчатого испарения (зеркало испарения в верхнем барабане котла). Вода циркулирует следующим образом: питательная подогретая вода подается в верхний барабан под уровень воды по перфорированной трубе. В нижний барабан вода поступает по задним обогреваемым трубам кипятильного пучка. Передняя часть пучка (от фронта котла) является подъемной. Из нижнего барабана вода по перепускным трубам поступает в камеры левого и правого экранов. Питание экранов осуществляется также из верхнего барабана по опускным стоякам, расположенным на фронте котла. По экранным трубам происходит естественный подъем пароводяной смеси в верхний барабан. В таблице 9 представлена техническая характеристика котла КЕ-25-14.

Таблица 9 – Техническая характеристика котла КЕ-25-14

№ п/п	Наименование параметра	Значение
1	Паропроизводительность, т/ч	25
2	Рабочее абсолютное давление, МПа (кг/см <sup>2</sup> )	1,4 (14)
3	Температура насыщенного пара, °С	194
4	Температура питательной воды, °С	100
5	Расход расчетного топлива, кг/ч	3112
6	КПД (брутто), % не менее	86,9/86,3
7	Коэффициент избытка воздуха, не более	1,1
8	Средняя наработка на отказ, ч, не менее	3500
9	Полный назначенный срок службы, лет, не менее	20
10	Продолжительность пуска котла из холодного состояния до набора номинальной нагрузки, ч, не более	1,5
11	Расчетный ресурс, количество часов: - поверхностей нагрева	100000

	- остальных элементов, работающих под давлением	200000
12	Габаритные размеры: - длина по выступающим частям площадок; - ширина по выступающим частям площадок; - высота от уровня пола котельной до выступающих частей ограждения площадок ;	11500 5970 7660
13	Масса котла в объеме поставки, кг	24796
14	Потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива, $\eta$ , %	3,5-4,0
15	Потери тепла с уносом, $\eta_{ун}$ , %	1,0
16	Низшая теплота сгорания топлива, $Q_{г}$ , МДж/кг	21,77-20,26
17	Тип топки	Механические забрасыватели и цепная решетка обратного хода

Расчетное топливо: каменный уголь  $Q_i=20,0$  МДж/кг (4773,3 ккал/кг) / бурый уголь  $Q_i=14,0$  МДж/кг (2625 ккал/кг).

Котёл типа «КВТС-20».

Котлы водогрейные предназначены для получения горячей воды температурой 150 °С, используемой в системах отопления, горячего водоснабжения промышленного и бытового назначения.

Ремонтный комплект котла КВТС 20 располагается в топочной камере агрегата и предназначен для нагрева теплоносителя (водяной пар). Эффективность комплекта обусловлена конструктивными особенностями: трубные системы литые, бесшовные. Выполнены из высококачественной стали, что повышает устойчивость к резким температурным перепадам и позволяет работать в режиме интенсивной нагрузки.

Котлы водогрейные предназначены для получения горячей воды температурой 150 °С, используемой в системах отопления, горячего водоснабжения промышленного и бытового назначения и технологических целей. На рисунке 13 представлена схема котла типа «КВТС-20».

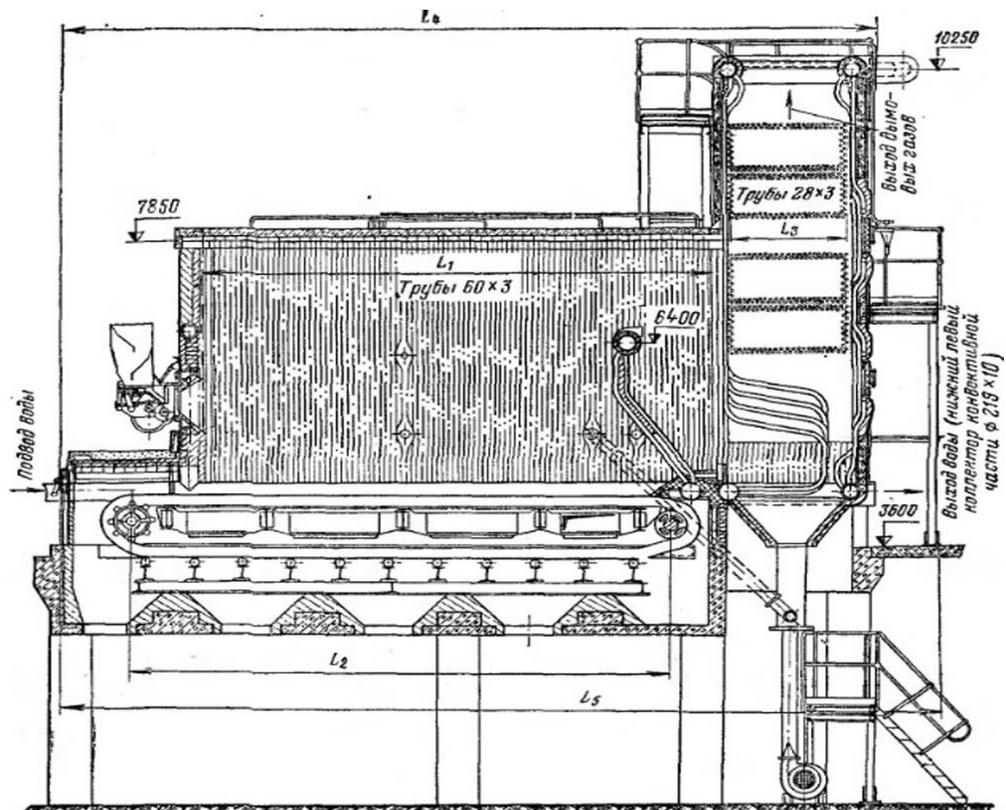


Рисунок 13 – Схема котла типа «КВТС-20»

Котлы предназначены для сжигания твердого топлива в слое. В зависимости от вида топлива и его характеристик котлы предусматривают работу как с подогревом воздуха (с воздухоподогревателем), так и без подогрева. При этом необходимо учитывать следующие ограничения:

- а) для влажных бурых углей ( $W_p=25-40\%$ ) воздухоподогреватель обязателен;
- б) для малозольных углей с приведенной зольностью  $A_p=1,5-2\%$  кг/тыс. ккал. и высокой калорийностью ( $Q=6000$  ккал/кг) применение подогрева воздуха не допустимо из-за возможного пережога колосников.

На всех остальных типах углей котлы могут работать как с подогревом воздуха, так и без него. Котлы теплопроизводительностью 10, 20, 30 Гкал/час отличаются лишь глубинами топочной камеры и конвективной шахты и имеют единый профиль. Несущий каркас у котлов отсутствует. Блоки котла - топочный и конвективный - имеют опоры, приваренные к нижним коллекторам. Воздухоподогреватель устанавливается на раму опорную.

Топочная камера, имеющая горизонтальную компоновку, экранирована трубами  $\varnothing 60 \times 3,5$  мм, входящими в коллекторы  $\varnothing 219 \times 10$  мм.

Конвективная поверхность нагрева расположена в вертикальной, полностью экранированной шахте и набирается из U-образных ширм из труб  $\varnothing 28 \times 3$  мм.

Котлы оборудуются механическими топками с пневмомеханическими забрасывателями и решетками обратного хода ТЧЗМ [45].

Для котла КВ-Р-23,26-150 (КВ-ТС-20) - ТЧЗМ 2-2,7/6,5.

В котлах применено устройство возврата уноса угольной мелочи и острое дутье. Унос угольной мелочи собирается в двух зольных бункерах, расположенных под конвективной шахтой, откуда удаляется системой возврата уноса и сбрасывается в топку. Подача воздуха на эжектор возврата уноса для котлов осуществляется вентилятором 19ЦС63.

Для работы на влажных бурых углях котлы снабжаются трубчатым воздухоподогревателем, который располагается в отдельном вертикальном газоходе за конвективным газоходом.

Котлы имеют облегченную натрубную обмуровку. В таблице 10 описана техническая характеристика.

Таблица 10 – Техническая характеристика котла типа «КВТС-20»

Наименование параметра	Значение
1	2
Теплопроизводительность номинальная, Мвт	23,26
Вид топлива	Уголь
Давление воды на входе в котёл, не более МПа	1.6
Давление воды на выходе из котла, не менее, МПа	1.0
Температура воды на входе, С	70
Температура воды на выходе, С	150
Гидравлическое сопротивление, МПа	0,25

Продолжения таблицы 10

1	2
Диапазон регулирования теплопроизводительности по отношению к номинальной, %	30-100
Расход воды, т/ч	247
Расход расчётного топлива, кг/ч	4320
Температура уходящих газов, С, без воздухоподогревателя/ с воздухоподогревателем	230/199
КПД котла,% не менее, без воздухоподогревателя / с воздухоподогревателем	80,9/84,2

Тип топки	Механические забрасыватели и цепная решетка обратного хода
Потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива, $q_4$ , %	3,5-4,0
Низшая теплота сгорания топлива, $Q_r$ , МДж/кг	21,77-20,26
Потери тепла с уносом, $q_4$ ун %	1,0

В котельной «Юго-Западная» филиала ОАО «ТГК-14» «Улан-Удэнский энергетический комплекс» эксплуатируется 5 пылеулавливающих установок (батарейные циклоны сухой инерционной очистки), предназначенные для очистки выбросов дымовых газов квартальной котельной от твердых частиц (золы угольной, сажи, бензапирена).

Батарейные циклоны БЦ-2-7х(5+3) 2 штуки и БЦ-2-6х(4+3) 3 штуки. Батарейные циклоны представляет собой золоуловитель, составленный из параллельно установленных циклонных элементов, представляющих собой выхлопные трубы с закручивающимися лопатками, в количестве 56 шт, объединенных в одном корпусе и имеющих общие подвод и отвод газов, а также сборный бункер.

Так же на котельной основным элементом является конвейер (ширина 1,6 метра, длина 130 метра).

Лента конвейерная, является составной частью ленточного конвейера, выполняющая одновременно функции грузонесущего и тягового органа.

Лента конвейерная применяется для транспортирования угля в топку [33].

## 2.5 Объекты вспомогательного производства

Вспомогательное производство предназначено для обеспечения основного производства.

К объектам вспомогательного производства относятся: стояночные боксы гаража, посты газовой, электродуговой сварки, цехи технического обслуживания и подсобных производств, открытое распределительное устройство (ОРУ), гидротехнические сооружения, топливнотранспортное хозяйство и административно-служебная зона на пристанционной площадке.

Вспомогательные корпуса размещены со стороны постоянного торца главного корпуса, что обеспечивает наиболее удобную связь с ними.

### Склад угля и шлакоотвала

Складирование угля находится на ровной площадке с твердым покрытием, открыт с 2-х сторон, количество перерабатываемого материала 171640 т/год, площадью 5500 м<sup>2</sup>, чистые освобожденные от мусора, в сухом незатопаемом месте с предусмотренным стоком поверхностных вод. Угольный склад надежно огражден, имеет достаточное количество проездов и подъездов, обеспечивающие возможность удобного проезда и маневрирования пожарных машин и других транспортных средств.

Склад шлака представляет собой асфальтированную площадку открытую с 3-х сторон, количество перерабатываемого материала 14280, площадью 1200 м<sup>2</sup>. Он служит для хранения и последующей утилизации продуктов от сжигания угля.

### Гараж

Гараж предприятия предназначен для бесперебойного обеспечения структурных подразделений предприятия автомобильным транспортом и содержания автотранспортных средств в надлежащем состоянии. В таблице 11 представлены данные о марках машин их количества и используемого топлива.

Таблица 11 – Марка автотранспортных средств и их количества используемого топлива.

Наименование котельной	Марка автотранспорта	Кол-во единиц	Вид топлива	Расход за год 1-ой единицы техники	
		шт		кол-во	ед.изм.
Юго-Западная	бульдозер Т-170	1	ДТ	68168	л
	погрузчик ПК-2703	1	ДТ	17335	л
	ГАЗ-3307	2	бензин	10610	л
	ЗИЛ-ММЗ-4502	1	бензин	11475	л
	КАМАЗ-5511	3	ДТ	18653	л
	тепловоз ТЭМ-2	1	ДТ	43725	кг

### Сварочный пост электродуговой сварки

По большей части ремонтный цех представлен сварочным участком. На данном участке применяется газовая сварка и резка металла, а также электродуговая сварка штучными электродами. Газовая сварка проводится ацетилено-кислородным пламенем и использованием пропанобутановой смеси. При электродуговой сварке используются электроды. В таблице 12 представлены наименования используемых материалов.

Таблица 12 – Материалы и их расход

Наименование	Наименование	Расход материалов
--------------	--------------	-------------------

котельной	используемых материалов	Кол-во	Ед. изм.
Юго-Западная	Электроды МР-3, МР-4	0,5	т/год
	Пропан	0,6	т/год

### *Административное здание*

Административное здание предназначено для руководства и организации труда [40].

А также вспомогательное оборудование котельной это:

- система топливоподачи;
- золоуловители, применяемые при сжигании твердых видов топлива и предназначенные для очистки отходящих дымовых газов и улучшающих состояние атмосферного воздуха вблизи котельной;
- дутьевые вентиляторы, необходимые для подачи воздуха в топку котлов;
- дымососы;
- подпиточные насосы, необходимые для подачи воды в котлы;
- сетевые насосы, обеспечивающие циркулирование воды в системе;
- водоподготовительные устройства, предотвращающие накипеобразование в котлах и их коррозию;
- водяной экономайзер, служащий для подогрева питательной воды до ее поступления в котел;
- воздухоподогреватель, для подогрева воздуха перед его поступлением в топку горячими газами, покидающими котлоагрегат;
- дымовая труба;
- теплообменники - кожухотрубчатые или пластинчатые;
- приборы теплового контроля и средства автоматизации, обеспечивающие нормальную и бесперебойную работу всех звеньев котельной.

## 3 ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРЕДПРИЯТИЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

### 3.1 Оценка влияния на атмосферный воздух расчётным методом

Расчёт выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников загрязнения атмосферы.

Расчет выбросов и загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлоагрегатов котельной.

При сгорании твердого топлива в атмосферу поступают твердые и газообразные загрязняющие вещества. К твердым веществам относятся пыль неорганическая с содержанием диоксида кремния 20-70%, сажа, бенз(а)пирен, к газообразным – оксид и диоксид азота, оксид углерода, оксиды серы. Исходными данными для расчета выбросов загрязняющих веществ при сжигании твердого топлива являются характеристики топлива и котлоагрегата. Основными характеристиками твердого топлива являются: тип угля, гранулометрический состав ( $R$ , %), сернистость ( $S$ , %), зольность ( $A$ , %), расход топлива. Основные характеристики угля указаны в сертификате на уголь, а расход топлива определяется по фактическим данным предприятия. При этом для расчета валовых выбросов загрязняющих веществ используют значение годового расхода топлива (т/год), а для расчета максимально разовых выбросов используют расход топлива при максимальной нагрузке котла (кг/с). К эксплуатационным характеристикам котлоагрегата относятся потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива ( $q_4$ ,%), химической неполноты сгорания топлива ( $q_3$ ,%), потери тепла с уносом ( $q_{4ун}$ , %), площадь зеркала горения ( $F$ , м<sup>2</sup>), доля золы, уносимой газами из котла ( $a_{ун}$ ,%), температура насыщения ( $t_n$ , оС), коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания на выходе из топки и др. Все указанные данные являются справочными величинами. Их можно найти в справочниках по котельным установкам или паспортах на котельные установки.

Исходные данные для расчетов выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от котлоагрегатов, работающих на угле представлены в таблице 13.

Рассчитать валовые и максимально разовые выбросы загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлоагрегатах котельной, при пересыпке и хранении угля и шлака, в результате работы поста электродуговой сварки [35].

Таблица 13 – Исходные данные для расчетов выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от котлоагрегатов, работающих на угле

Наименование параметра	Исходные данные
1	2
Потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива, $q_4$ , %	3,5
Низшая теплота сгорания топлива, $Q_r$ , МДж/кг	20,25
Потери тепла с уносом, $q_{4ун}$ %	1
Коэффициент избытка воздуха в топке, $\alpha_t$	1,4
Характеристика гранулометрического состава, $R_6$ , %	40
Степень рециркуляции дымовых газов, $r$ , %	0

Безразмерный коэффициент, $\beta$ r	1
Площадь зеркала горения, F, м <sup>2</sup>	14,9
Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, $q_3$ , %	0,75
Коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания, $R_x$	1
Содержание серы в топливе на рабочую массу, S r, %	0,38
Доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле, $\eta_{SO_2}$	0,1
Доля оксидов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе, $\eta_{//SO_2}$	0
Доля золы, уносимой газами из котла, $a_{ун}$	0,75
Зольность топлива, $A^r$ , %	25,4
Коэффициент, характеризующий температурный уровень экранов, R	350
Температура насыщения, $t_n$ , °C	160
Коэффициент, характеризующий тип колосниковой решетки и вид топлива, A	2,5
Коэффициент, учитывающий снижение улавливающей способности, z	0,8
Температура уходящих газов, °C	142

*Расчет выбросов оксида азота, диоксида азота*

При расчете выбросов оксидов азота (NO, NO<sub>2</sub>) сначала рассчитывают суммарные выбросы окислов азота (NO<sub>x</sub>), а после с помощью коэффициентов трансформации, основанных на молекулярных массах веществ, делят их на выбросы NO и NO<sub>2</sub>. Валовый суммарный выброс оксидов азота (MNO<sub>x</sub>, т/год) рассчитывают по формуле 1.

$$M_{NOx} = B_p \times Q_i^r \times K_{NO_2}^T \times B_r \times 10^{-3} \quad (1)$$

$$M_{NOx} = 56\,663,04 \times 20,25 \times 0,12 \times 1 \times 10^{-3} = 137,6 \text{ т/год}$$

где  $B_p$  – расчетный расход топлива, определяемый по формуле (2), т/год;

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

$K_{NO_2}^T$  – удельный выброс оксидов азота при слоевом сжигании твердого топлива, определяемый по формуле (3), г/Мдж;

$b_r$  – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота, определяемый по формуле(7):

$$V_p = V \times \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \quad (2)$$

где  $V$  – фактический расход топлива, т/год;

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

$$V_p = 59\,024 \times \left(1 - \frac{4}{100}\right) = 663,04 \text{ т/г}$$

Удельный выброс оксидов азота при слоевом сжигании твердого топлива.

$$K_{NO_2}^T = 0,011 \times a_T \times \left(1 + 5,46 \frac{100 - R_6}{100}\right) \times \sqrt[4]{Q_1^T \times q_R} \quad (3)$$

где  $t$  – коэффициент избытка воздуха в топке;

$R_6$  – характеристика гранулометрического состава топлива – остаток на сите с размером ячеек менее 6 мм, %;

$q_R$  – тепловое напряжение зеркала горения, определяется по формуле (4) МВт/м<sup>2</sup> :

$$K_{NO_2}^T = 0,011 \times 1,4 \times \left(1 + 5,46 \frac{100 - 1}{100}\right) \times \sqrt[4]{20,25 \times 0,11} = 0,12 \frac{\text{г}}{\text{мдж}}$$

Тепловое напряжение зеркала горения.

$$q_R = Q_t / F \quad (4)$$

где  $F$  – площадь зеркала горения, м<sup>2</sup>;

$Q_t$  – тепловая мощность котла по введенному в топку теплу, МВт, определяется по формуле (5):

$$q_R = \frac{1,7}{14,9} = 0,11 \text{ МВт/м}^2$$

$$Q_t = V_p^{\max} \times Q_1^T \quad (5)$$

где  $V_p^{\max}$  – расчетный расход топлива для максимальной нагрузки на котел, определяемый по формуле (6), кг/с.

$$Q_t = 0,084 \times 20,25 = 1,7 \text{ МВт}$$

$$V_p^{\max} = V^{\max} \times \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \quad (6)$$

где  $V^{\max}$  – фактический расход топлива при максимальной нагрузке на котел, кг/с.

$$1) V_p^{\max} = 0,088 \times \left(1 - \frac{4}{100}\right) = 0,084 \text{ кг/с}$$

Безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота.

$$b_r = 1 - 0,075 \times \sqrt{r} \quad (7)$$

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

$$1) b_r = 1 - 0,075 \times \sqrt{0} = 1 \text{ т/год}$$

Валовый выброс диоксида азота ( $M_{NO_2}$ , т/год) и оксида азота ( $M_{NO}$ , т/год) рассчитывают по формулам (8,9):

$$M_{NO_2} = 0,8 \times M_{NO_x} \quad (8)$$

$$M_{NO} = 0,13 \times M_{NO_x} \quad (9)$$

где 0,8 и 0,13 – коэффициенты трансформации  $NO_x$  в  $NO_2$  и  $NO$  соответственно.

$$M_{NO_2} = 0,8 \times 137,6 = 110,08 \text{ т/год}$$

$$M_{NO} = 0,13 \times 137,6 = 17,88 \text{ т/год}$$

Расчет максимально разовых выбросов окислов азота ( $G_{NO_x}$ , г/с) аналогичен расчету валовых выбросов окислов азота ( $M_{NO_x}$ , т/год) по формуле (1), но при условии, что фактический расход топлива будет принят при максимальной нагрузке котла ( $B_{max}$ , кг/с). Расчет  $G_{NO_x}$  проводится по формуле (10):

$$G_{NO_x} = B_p^{max} \times Q_1^f \times K_{NO_2}^T \times b_r \quad (10)$$

$$G_{NO_x} = 0,084 \times 20,25 \times 0,12 \times 1 = 0,2 \text{ г/с}$$

Все коэффициенты для расчета по формуле (10) аналогичны использованным выше при расчете валовых выбросов окислов азота. Максимально разовый выброс  $G_{NO}$  и  $G_{NO_2}$  рассчитывается также с использованием коэффициентов трансформации по формулам (11,12):

$$G_{NO_2} = 0,8 \times G_{NO_x} \quad (11)$$

$$G_{NO} = 0,13 \times G_{NO_x} \quad (12)$$

$$G_{NO_2} = 0,8 \times 0,2 = 0,16 \text{ г/с}$$

$$G_{NO} = 0,13 \times 0,2 = 0,026 \text{ г/с}$$

#### *Расчет выбросов оксида углерода*

Валовый выброс оксида углерода ( $M_{CO}$ , т/год) рассчитывают по формуле (13):

$$M_{CO} = B \times C_{CO} \times \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \times 10^{-3} \quad (13)$$

где  $B$  – фактический расход топлива, т/год;

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

$$M_{CO} = 59\,024 \times 15,18 \times \left(1 - \frac{4}{100}\right) \times 10^{-3} = 860,14 \text{ т/год}$$

$C_{CO}$  – выход оксида углерода при сжигании топлива, г /кг, определяемый по формуле (14):

$$C_{CO} = q_3 \times R_x \times Q_1^f \quad (14)$$

где  $q_3$  – потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, % ;

$R_x$  – коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, для твердого топлива  $R_x=1$ ;

$Q_1^f$  – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг.

$$C_{CO} = 0,75 \times 1 \times 20,25 = 15,8 \text{ г/кг}$$

Максимально разовый выброс оксида углерода ( $G_{CO}$ , г/с) рассчитывают по формуле (15):

$$G_{CO} = B^{\max} \times C_{CO} \times \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (15)$$

где  $B^{\max}$  – фактический расход топлива при максимальной нагрузке на котел, кг/с.

$$G_{CO} = 0,088 \times 15,8 \times \left(1 - \frac{4}{100}\right) = 1,33 \text{ г/с}$$

*Расчет выбросов оксидов серы*

Валовый выброс оксидов серы ( $M_{SO_2}$ , т/год) рассчитывают по формуле (16):

$$M_{SO_2} = 0,02 \times B \times S^r \times (1 - \eta_{SO_2}) \times (1 - \eta''_{SO_2}) \quad (16)$$

где  $B$  – фактический расход топлива, т/год;

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

$\eta/SO_2$  – доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле;

$\eta''SO_2$  – доля оксидов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе попутно с улавливанием твердых частиц.

$$M_{SO_2} = 0,02 \times 50\,024 \times 0,38 \times (1 - 0,1) \times (1 - 0) = 403,7 \text{ т/год}$$

Максимально разовый выброс оксидов серы ( $G_{SO_2}$ , г/с) рассчитывают по формуле (17):

$$G_{SO_2} = 0,02 \times B^{\max} \times S^r \times (1 - \eta_{SO_2}) \times (1 - \eta''_{SO_2}) \times 1000 \quad (17)$$

где  $B^{\max}$  – фактический расход топлива при максимальной нагрузке на котел, кг/с.

$$G_{SO_2} = 0,02 \times 0,088 \times 0,38 \times (1 - 0,1) \times (1 - 0) \times 1000 = 0,6 \text{ г/с}$$

*Расчет выбросов бенз(а)пирена*

Валовый выброс бенз(а)пирена ( $M_{БП}$ , т/год) рассчитывают по формуле (18):

$$M_{БП} = c \times V_{cr} \times V_p \times 10^{-6} \quad (18)$$

где  $V_p$  – расчетный расход топлива, определяемый по формуле (2), т/год;

$V_{cr}$  – объем сухих дымовых газов, образующийся при полном сгорании 1 кг топлива, в расчетах допускается принять  $V_{cr} = 1 \text{ м}^3$ ;

$c$  – концентрация бензапирена в сухих дымовых газах при слоевом сжигании твердого топлива, мг/м<sup>3</sup>, определяемая по формуле (19).

$$M_{БП} = 0,0017 \times 7,39 \times 59\,024,04 \times 10^{-6} = 0,00071 \text{ т/год}$$

$$c = 10^{-3} \times \left(\frac{A \times Q_i^r}{e^{2,5aT}} + \frac{R}{t_n}\right) \times K_d \times K_{3y} \quad (19)$$

где  $A$  – коэффициент, характеризующий тип колосниковой решетки и вид топлива, для угля  $A = 2,5$ ;

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

$aT$  – коэффициент избытка воздуха в топке;

$t_n$  – температура насыщения при давлении в барабане паровых котлов или на выходе из котла для водогрейных котлов;

R – коэффициент, характеризующий температурный уровень экранов:

для  $t_H > 150^\circ\text{C}$   $R = 350$

для  $t_H < 150^\circ\text{C}$   $R = 290$

$$c = 10^{-3} \times \left( \frac{2,5 \times 20,25}{e^{2,5 \times 1,3}} + \frac{290}{160} \right) \times 1,21 \times 0,38 = 0,0017 \text{ мг/нм}^3$$

$K_D$  – коэффициент, учитывающий нагрузку котла, определяется по формуле (20):

$$K_D = \left( \frac{D_H}{D_\Phi} \right)^{1,2} \quad (20)$$

где  $D_H$  – номинальная нагрузка котла, кг/с

$D_\Phi$  – фактическая нагрузка котла, кг/с (в расчетах принять равным  $B_{\max}$ , кг/с.

$$K_D = \left( \frac{1}{0,85} \right)^{1,2} = 1,21$$

$K_{ЗУ}$  – коэффициент, учитывающий степень улавливания бензапирена золоуловителем и определяемый по формуле (21):

$$K_{ЗУ} = 1 - \eta_{ЗУ} \times Z \quad (21)$$

$$K_{ЗУ} = 1 - 0,77 \times 0,8 = 0,38$$

где  $\eta_{ЗУ}$  – доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях;

$Z$  – коэффициент, учитывающий снижение улавливающей способности золоуловителем бензапирена, для сухих золоуловителяе принимается равным:

$Z=0,8$ , если температура газов перед золоуловителем больше или равна  $185^\circ\text{C}$ ;

$Z=0,7$ , если температура газов перед золоуловителем меньше  $185^\circ\text{C}$ .

Максимально разовый выброс бензапирена ( $G_{БП}$ , г/с) рассчитывают по формуле (22):

$$G_{БП} = 3,6 \times c \times V_{cr} \times B_p^{max} \times 0,278 \times 10^{-3} \quad (22)$$

где  $V_p^{max}$  – расчетный расход топлива для максимальной нагрузки на котел, определяемый по формуле (6), кг/с.

$$G_{БП} = 3,6 \times 0,0017 \times 7,39 \times 0,084 \times 0,278 \times 10^{-3} = 0,000001 \text{ г/с}$$

*Расчет выбросов пыли неорганической с содержанием диоксида кремния 20-70% и сажи*

Для расчета выбросов пыли неорганической с содержанием диоксида кремния 20-70% ( $M_{\text{пыль}}$ ) и сажи ( $M_C$ ) сначала рассчитывают суммарное количество твердых частиц ( $M_{ТВ}$ ), поступающих с газами из котла.

Валовый выброс твердых частиц ( $M_{ТВ}$ , т/год) рассчитывают по формуле (23):

$$M_{ТВ} = 0,01 \times B \times (a_{ун} \times A^r + q_{4ун} \times \frac{Q_1^r}{32,68}) \times (1 - \eta_{ЗУ}) \quad (23)$$

где  $B$  – фактический расход топлива, т/год;

$a_{ун}$  – доля золы, уносимой газами из котла;

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

$q_{4ун}$  – потери тепла с уносом, %;

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

$\eta_{зу}$  – доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях.

$$M_{ТВ} = 0,01 \times 59\,024 \times \left( 0,075 \times 25,4 + 1 \times \frac{20,25}{32,68} \right) \times (1 - 0,77) = 342 \text{ т/год}$$

Максимально разовый выброс твердых частиц ( $G_{ТВ}$ , г/с) рассчитывают по формуле (24):

$$G_{ТВ} = 0,01 \times V^{\max} \times 1000 \times \left( a_{ун} \times A^r + q_{4ун} \times \frac{Q_i^r}{32,68} \right) \times (1 - \eta_{зу}) \quad (24)$$

$$G_{ТВ} = 0,01 \times 0,088 \times 1000 \times \left( 25,4 \times 0,075 + 1 \times \frac{20,25}{32,68} \right) \times (1 - 0,77) = 0,51 \text{ г/с}$$

где  $V^{\max}$  – фактический расход топлива при максимальной нагрузке на котел, кг/с.

Валовый выброс пыли неорганической с содержанием диоксида кремния 20-70% ( $M_{пыль}$ , т/год) рассчитывают по формуле (25):

$$M_{пыль} = 0,01 \times V \times a_{ун} \times A^r \times (1 - \eta_{зу}) \quad (25)$$

$$M_{пыль} = 0,01 \times 59\,024 \times 25,4 \times 0,075 \times (1 - 0,77) = 258,6 \text{ т/год}$$

Максимально разовый выброс пыли неорганической с содержанием диоксида кремния 20-70% ( $G_{пыль}$ , г/с) рассчитывают по формуле (26):

$$G_{пыль} = 0,01 \times V^{\max} \times a_{ун} \times A^r \times (1 - \eta_{зу}) \times 1000 \quad (26)$$

$$G_{пыль} = 0,01 \times 0,088 \times 25,4 \times 0,075 \times (1 - 0,77) \times 1000 = 0,38 \text{ г/с}$$

Валовый выброс сажи ( $M_c$ , т/год) рассчитывают по формуле (27):

$$M_c = M_{ТВ} - M_{пыль} \quad (27)$$

где  $M_{ТВ}$  – валовый выброс твердых частиц, рассчитанный по формуле (23), т/год;

$M_{пыль}$  – валовый выброс пыли неорганической с содержанием диоксида кремния 20-70%, рассчитанный по формуле (25), т/год.

$$M_c = 342 - 258,6 = 83,4 \text{ т/год}$$

Максимально разовый выброс сажи ( $G_c$ , г/с) рассчитывают по формуле (28):

$$G_c = G_{ТВ} - G_{пыль} \quad (28)$$

где  $G_{ТВ}$  – максимально разовый выброс твердых частиц, рассчитанный по формуле (24), т/год;

$G_{пыль}$  – максимально разовый выброс пыли неорганической с содержанием диоксида кремния 20-70%, рассчитанный по формуле (26), т/год.

$$G_c = 0,51 - 0,38 = 0,13 \text{ г/с}$$

*Расчет выбросов и загрязняющих веществ от склада угля и шлакозолоотвала*

В результате пыления в атмосферу от склада угля поступает пыль неорганическая с содержанием диоксида кремния менее 20%; от склада шлака – пыль неорганическая с содержанием диоксида кремния 20-70%. Исходными данными для расчета являются

индивидуальные данные для каждой промлощадки, которые получают в процессе проведения инвентаризации ИЗА на предприятии. К ним относятся размеры складов угля и шлака, сведения об их обустройстве (открытые, закрытые), влажность хранящегося материала, его крупность, местные метеоусловия и др. Расчеты выбросов пыли неорганической от складов сыпучих материалов проводятся по одним и тем же формулам (1.29,1.30), однако значения коэффициентов в формулах в одном случае принимаются для угля, в другом – для шлака.

Общий объем выброса ( $M_{\text{пыль}}$ , т/год;  $G_{\text{пыль}}$ , г/с) складывается из суммы объемов выбросов при статистическом хранении материала ( $M_{\text{пыль}}^{\text{хран}}$ , т/год;  $G_{\text{пыль}}^{\text{хран}}$ , г/с) и при переработке, например, пересыпке материала ( $M_{\text{пыльперер}}$ , т/год;  $G_{\text{пыльперер}}$ , г/с).

Расчёт выбросов загрязняющих веществ от шлакозолоотвала.

$$M_{\text{пыль}} = M_{\text{пыль}}^{\text{хран}} + M_{\text{пыль}}^{\text{перер}} \quad (29)$$

$$M_{\text{пыль}} = 1,14 + 0,0027 = 1,1427 \text{ т/год}$$

$$G_{\text{пыль}} = G_{\text{пыль}}^{\text{хран}} + G_{\text{пыль}}^{\text{перер}} \quad (30)$$

$$G_{\text{пыль}} = 0,16 + 2,19 \times 10^{-7} = 3,5 \times 10^{-7} \text{ г/с}$$

Валовый выброс пыли неорганической при хранении материала ( $M_{\text{пыльхран}}$ , т/год) определяется по формуле (31):

$$M_{\text{пыль}}^{\text{хран}} = 0,11 \times 8,46 \times 10^{-2} \times K_4 \times K_5 \times K_6 \times K_7 \times q \times F_{\text{пл}} \times (350 - T_d - T_c) \quad (31)$$

где 0,11 – поправочный коэффициент, показывающий уменьшение удельной сдуваемости с течением времени;

$8,64 \times 10^{-2}$  – коэффициент пропорциональности;

$K_4$  – коэффициент, учитывающий защищенность склада от внешних воздействий;

$K_5$  – коэффициент, учитывающий влажность материала;

Для расчетов допускается принять влажность угля до 10%, влажность шлака до 5%;

$K_6$  – коэффициент, учитывающий профиль поверхности складированного материала и определяемый как соотношение  $F_{\text{факт}}/F_{\text{пл}}$  ( $F_{\text{факт}}$  – площадь поверхности склада при максимальном его заполнении;  $F_{\text{пл}}$  – поверхность пыления в плане). Для расчетов допускается принять значение коэффициента  $K_6=1,6$ ;

$K_7$  – коэффициент, учитывающий крупность материала. Для расчетов допускается принять крупность угля 50-100 мм, крупность шлака – 5-10 мм;

$q$  – удельная сдуваемость пыли, г/с $\times$ м<sup>2</sup>;

$F_{\text{пл}}$  – поверхность пыления в плане, м<sup>2</sup> (размер склада угля, склада шлака);

$T$  – общее время хранения материала за рассматриваемый период, сут. Для расчетов допускается принять  $T=365$  сут;

$T_d$  – среднее годовое количество дней с осадками в виде дождя (для Бурятии допускается принять  $T_d=69$  сут);

$T_c$  – среднее годовое количество дней с устойчивым снежным покровом (для Бурятии допускается принять  $T_c=146$  сут).

$$M_{\text{пыль}}^{\text{хран}} = 0,11 \times 8,46 \times 10^{-2} \times 0,5 \times 0,7 \times 1,6 \times 0,6 \times 0,002 \times 1200 \times (365 - 69 - 146) \\ = 1,14 \text{ т/год}$$

Максимально-разовый выброс загрязняющих веществ при хранении материала ( $G_{\text{пыль}}^{\text{хран}}$ , г/с) определяется по формуле (32):

$$G_{\text{пыль}}^{\text{хран}} = K_4 \times K_5 \times K_6 \times K_7 \times q \times F_{\text{раб}} + 0,11 \times K_4 \times K_5 \times K_6 \times K_7 \times q \times (F_{\text{пл}} - A_{\text{раб}}) \quad (32)$$

где  $F_{\text{раб}}$  – площадь в плане, на которой систематически производятся погрузочно-разгрузочные работы, определяется главным технологом предприятия.

Для расчетов допускается принять  $F_{\text{раб}}$  в размере 10% от  $F_{\text{пл}}$ .

$$G_{\text{пыль}}^{\text{хран}} = 0,5 \times 0,7 \times 1,6 \times 0,6 \times 0,002 \times 120 + 0,11 \times 0,5 \times 0,7 \times 1,6 \times 0,6 \times 0,002 \\ \times (1200 - 120) = 0,16 \text{ г/с}$$

Валовый выброс загрязняющих веществ при переработке материала ( $M_{\text{пыль}}^{\text{перер}}$ , т/год) определяется по формуле (33):

$$M_{\text{пыль}}^{\text{перер}} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \times K_5 \times K_7 \times K_8 \times K_9 \times K_{\text{п}} \times V_{\text{год}} \quad (33)$$

где  $K_1$  – весовая доля пылевой фракции в материале;

$K_2$  – доля пыли (от всей массы пыли), переходящая в аэрозоль;

$K_3$  – коэффициент, учитывающий местные метеусловия. Для расчетов допускается принять скорость ветра до 10 м/с;

$K_4$  – коэффициент, учитывающий защищенность склада от внешних воздействий.

$K_5$  – коэффициент, учитывающий влажность материала. Для расчетов допускается принять влажность угля до 10%, влажность шлака до 5%;

$K_6$  – коэффициент, учитывающий профиль поверхности складированного материала и определяемый как соотношение  $F_{\text{факт}}/F_{\text{пл}}$  ( $F_{\text{факт}}$  – площадь поверхности склада при максимальном его заполнении;  $F_{\text{пл}}$  – поверхность пыления в плане). Для расчетов допускается принять значение коэффициента  $K_6=1,6$ ;

$K_7$  – коэффициент, учитывающий крупность материала. Для расчетов допускается принять крупность угля 50-100 мм, крупность шлака – 5-10 мм;

$K_8$  – коэффициент, учитывающий тип грейфера. Для расчетов допускается принять  $K_8=1$ ;

$K_9$  – коэффициент, учитывающий мощность залпового сброса материала при разгрузке автосамосвала. Для расчетов допускается принять  $K_9 = 0,2$ ;

$K_{\text{п}}$  – коэффициент, учитывающий высоту пересыпки. Для расчетов допускается принять высоту падения материала 2 м;

$V_{\text{год}}$  – суммарное количество перерабатываемого материала, т/год. Для угля определяется по исходным данным. Для шлака по формуле:  $V_{\text{год}} \times Ar$  ( $Ar$  – зольность топлива, %).

$$M_{\text{пыль}}^{\text{перер}} = 0,06 \times 0,01 \times 1,7 \times 0,5 \times 1,6 \times 0,002 \times 1 \times 0,2 \times 0,7 \times 12\,099 = 0,0027 \frac{\text{т}}{\text{год}}$$

Максимально-разовый выброс загрязняющих веществ при переработке материала ( $G_{\text{пыль}}^{\text{перер}}$ , г/с) определяется по формуле (34):

$$G_{\text{пыль}}^{\text{перер}} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \times K_5 \times K_7 \times K_8 \times K_9 \times K_{\text{п}} \times V_{\text{час}} \times 106/3600 \quad (34)$$

где  $V_{\text{час}}$  – суммарное количество перерабатываемого материала, т/час. В расчетах допускается для склада угля определить  $V_{\text{час}}$  путем пересчета из  $V_{\text{мах}}$  (кг/с), используемого при расчетах в разделе 1.4.1 ( $V_{\text{час}} = V_{\text{мах}} \times 60 \times 60 / 1000$ ); для склада шлака  $V_{\text{час}}$  определить путем пересчета из  $V_{\text{год}}$  (т/год) для шлака.

$$\begin{aligned} G_{\text{пыль}}^{\text{перер}} &= 0,06 \times 0,01 \times 1,7 \times 0,5 \times 1,6 \times 0,002 \times 1 \times 0,2 \times 0,7 \times 0,63 \times \frac{106}{3600} \\ &= 2,19 \times 10^{-7} \text{ г/с} \end{aligned}$$

*Расчет выбросов и загрязняющих веществ от склада угля*

$$M_{\text{пыль}} = 0,5 + 0,0013 = 0,5013 \text{ т/год}$$

$$G_{\text{пыль}} = 0,07 + 3,9 \times 10^{-6} = 2,7 \times 10^{-7} \text{ г/с}$$

$$\begin{aligned} M_{\text{пыль}}^{\text{хран}} &= 0,11 \times 8,46 \times 10^{-2} \times 0,2 \times 0,1 \times 1,6 \times 0,4 \times 0,005 \times 5500 \times (365 - 69 - 146) \\ &= 0,5 \text{ т/год} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} G_{\text{пыль}}^{\text{хран}} &= 0,2 \times 0,1 \times 1,6 \times 0,4 \times 0,005 \times 550 + 0,11 \times 0,2 \times 0,1 \times 1,6 \times 0,4 \times 0,005 \\ &\quad \times (5500 - 550) = 0,07 \text{ г/с} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} M_{\text{пыль}}^{\text{перер}} &= 0,03 \times 0,02 \times 1,7 \times 0,2 \times 0,1 \times 1,6 \times 0,005 \times 1 \times 0,2 \times 0,7 \times 59\,024 \\ &= 0,0013 \text{ т/год} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} G_{\text{пыль}}^{\text{перер}} &= 0,03 \times 0,02 \times 1,7 \times 0,2 \times 0,1 \times 1,6 \times 0,005 \times 1 \times 0,2 \times 0,7 \times 0,63 \times 10^6 / 3600 \\ &= 3,9 \times 10^{-6} \text{ г/с} \end{aligned}$$

*Расчет выбросов и загрязняющих веществ от сварочного участка*

В результате работы сварочного поста в атмосферу выбрасываются как твердые частицы, так и газообразные вещества. Перечень загрязняющих веществ при этом зависит от марки используемых электродов, которая в свою очередь зависит от вида свариваемых поверхностей. Электроды могут быть изготовлены из чугуна, алюминия, стали, угля, графита или вольфрама и покрыты различными материалами. Сведения о количестве и наименовании загрязняющих веществ, выделяющихся при использовании некоторых марок электродов, представлены в таблице

На величину выбросов загрязняющих веществ влияют также расход электродов, продолжительность работы сварочных постов в течение года, непрерывность сварочных работ и

других данные, подбираемые индивидуально для каждого предприятия. Максимально разовый выброс  $i$ -го загрязняющего вещества ( $G_i$ , г/с) при ручной электродуговой сварке определяется по формуле (35):

$$G_i = 0,85 \times 0,25 \times V_э \times K_{Mi} \times m \times K_{oc}/3600 \quad (35)$$

где 0,85 – коэффициент, учитывающий, что около 15% от массы электродов при сварке переходит в отходы;

0,25 – коэффициент, учитывающий, что продолжительность непрерывной работы сварочного поста составляет 5 минут;

$V_э$  – расход применяемых электродов, кг/час;

$K_{Mi}$  – удельное выделение  $i$ -го загрязняющего вещества на единицу массы расходуемых электродов, г/кг;

$m$  – количество одноименных единиц оборудования;

$K_{oc}$  – коэффициент оседания твердых частиц (для пыли металлической  $K_{oc}=0,2$ ).

Количество выделяющихся загрязняющих веществ железа оксида.

$$G_i = 0,85 \times 0,25 \times 0,4 \times 9,90 \times 2 \times \frac{0,2}{3600} = 9,5 \times 10^{-5} \text{ г/с}$$

Количество выделяющихся загрязняющих веществ марганца и его соединений.

$$G_i = 0,85 \times 0,25 \times 0,4 \times 1,10 \times 2 \times \frac{0,2}{3600} = 1 \times 10^{-5} \text{ г/с}$$

Количество выделяющихся загрязняющих веществ фтористого водорода.

$$G_i = 0,85 \times 0,25 \times 0,4 \times 0,40 \times 2 \times \frac{0,2}{3600} = 3,7 \times 10^{-6} \text{ г/с}$$

Валовый выброс  $i$ -го загрязняющего вещества ( $M_i$ , т/год) при ручной электродуговой сварке определяется по формуле (36):

$$M_i = G_i \times t_{\phi} \times 3,6 \times 10^{-3} \quad (36)$$

где  $G_i$  – максимально-разовый выброс  $i$ -го загрязняющего вещества, г/с

$t_{\phi}$  – фактическая продолжительность тех. операции сварочных работ в течение года, час

$$M_i = 9,5 \times 10^{-5} \times 500 \times 3,6 \times 10^{-3} = 1,7 \times 10^{-4} \text{ т/год}$$

$$M_i = 1 \times 10^{-5} \times 500 \times 3,6 \times 10^{-3} = 1,8 \times 10^{-5} \text{ т/год}$$

$$M_i = 3,7 \times 10^{-6} \times 500 \times 3,6 \times 10^{-3} = 6,6 \times 10^{-6} \text{ т/год}$$

### 3.2 Оценка влияния на атмосферный воздух экспериментальным методом

Г. Улан-Удэ в приоритетном списке городов Российской Федерации с наибольшим уровнем загрязнения атмосферного воздуха на протяжении последнего десятилетия. В 2019г, по данным Бурятского Гидрометцентра, превышены предельно-допустимые концентрации (ПДК) в

воздухе: по бензапирену в среднем в 7,6 раз, по пыли и взвешенным частицам в 1,8 раз. Разовое превышение ПДК по бензапирену достигло 31, сероводороду - 4,5, фенолу - 4,2, диоксиду азота – 1,2, аммиаку -1,3, формальдегиду – 1,1, взвешенным частицам - 3,6, мелкодисперсной пыли – 6,1. В 2020г., в течение отопительного сезона, зафиксировано разовое превышение ПДК по бензапирену в 37 раз. За последние 5 лет наблюдается неуклонный рост загрязнения воздуха практически всеми примесями, контролируемые Бурятским ЦГСМ. Климат в регионе резкоконтинентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом. В зимнее время устанавливается сибирский антициклон. Количество осадков в среднем 270 мм в год. Малооблачная безветренная погода препятствует рассеиванию загрязняющих веществ.

Выбросы в атмосферу от предприятий теплоэнергетики приводит к значению комплексного индекса загрязнения атмосферы (ИЗА) в городе выше 14. Снежный покров является индикатором для выявления процессов загрязнения территорий в течение зимнего периода. Методика исследования снежного покрова хорошо разработана и широко используется для геохимических исследований (Василенко и др., 1985; Методические рекомендации., 1982).

Для изучения влияния загрязненной атмосферы на окружающую среду, отбирались пробы снежного покрова в радиусе 100 м от котельной Юго-Западная, в ближайшей жилой зоне за пределами города. Отбор проб снега производился в конце периода снегонакопления. Отбирали по всей толще снегового покрова, за исключением слоя, соприкасающегося с почвой. Снег обладает высокой сорбционной способностью, во время снегопада захватывает газовые и взвешенные вещества, оседавшие за период накопления снега на поверхности. В данной работе представлен анализ ионов, катионов поступающих с выбросами котельной Юго-Западная в г.Улан-Удэ, использующая в виде топлива уголь.

Целью исследования заключалась в исследовании химического состава снега. Отбор снежных проб проводился 21 февраля 2020 г. в 6 точках, из них 4 вблизи котельной, одна в жилой зоне и одна проба была фоновой. Фоновой точкой условно выбран участок леса на расстоянии 3000 м от котельной. Отборы проб снега были произведены согласно действующим нормативным документам [21]. В Таблице 14 представлена характеристика точек отбора.

Таблица 14 – Характеристика точек отбора

Точка отбора проб	Глубина снега, см	Расстояние от котельной, м
1	2	3
Фон	17	3000
Жилая зона, 111-й микрорайон, 2а	17	1400
Запад	17	100

Юго-восток	17	100
Восток	18	100
Северо-запад	17	100

Отборы проб проводились с помощью специальное оборудования, сделанного самостоятельно под названием «снегобур», пластмассовых вёдер и ковша. На рисунке 14 представлен процесс сбора проб с помощью «снегобура».



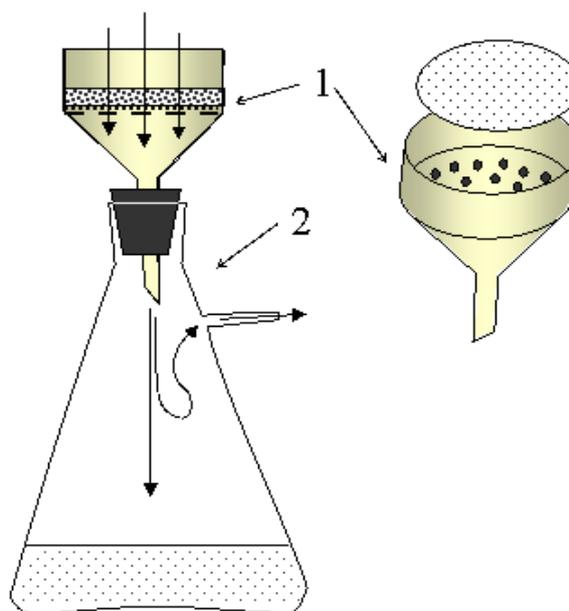
Рисунок 14 – Отбор проб с помощью «снегобура»

Нами была проведена тщательная подготовка к эксперименту. После забора проб они помещались в специальную посуду (пластиковые ведра), очищенную от веществ, способных исказить результаты исследования. Пробы снега были подготовлены путём сбора в пакеты, после чего они были перемещены в комнату для естественного оттаивания. На рисунке 15 представлен процесс естественного оттаивания.



Рисунок 15 – Процесс естественного оттаивания

После того, как снег растаял, пробы были профильтрованы. Фильтрация оттаянного снега проходила с помощью колбы Бюхнера и белых обеззоленных фильтров, которые взвешивались перед использованием для дальнейшего определения массы осадка твёрдых веществ. На рисунке 16 изображена колба Бюхнера.



1-Колба Бюхнера; 2-Воронка Бюхнера.

Рисунок 16 – Колба Бюхнера

После фильтрации талого снега осадок, оставшийся на белых обеззоленных фильтрах, после высыхания взвешивался. В таблице 15 представлены результаты массы остатка твёрдых веществ после высыхания фильтров.

Таблица 15 – Количество твёрдых веществ после фильтрации талого снега

Точка отбора проб	Количество твёрдых веществ, г
Фон	1,2
Жилая зона	2,19
Запад	29,4
Юго-восток	16,47
Восток	24,06
Северо-запад	32,03

Определение взвешенных веществ в отобранных пробах снежного покрова.

Пылевая нагрузка  $P_n$  ( $\text{мг}/\text{м}^2 \times \text{сут}$ ) формула 1:

$$P_n = P / (S \times t) \quad (1)$$

$P$ - вес пыли, осаждённый снегом или массой пыли в пробе твёрдого осадка снега ( $\text{мг}$ )

$S$ - площадь шурфа ( $\text{м}^2$ )

$t$ - время ( $\text{сут}$ ) между датой отбора проб и датой установления устойчивости снежного покрова.

Установление устойчивости снежного покрова:

Дата: 1.11.2019 г

Дата отбора проб: 21.02.2020 г.

$t = 30 + 31 + 31 + 21 = 123$  ( $\text{сут}$ )

$S = 0,6 \times 0,6 = 0,36 \text{ м}^2$

$P_n(\text{фон}) = 1200 : (0,36 \times 123) = 27,1 \text{ мг}/\text{м}^2 \cdot \text{сут}$

$P_n(\text{жилая зона}) = 2190 : (0,36 \times 123) = 49,45 \text{ мг}/\text{м}^2 \cdot \text{сут}$

$P_n(\text{запад}) = 29\,400 : (0,36 \times 123) = 633,95 \text{ мг}/\text{м}^2 \cdot \text{сут}$

$P_n(\text{юго-восток}) = 16\,470 : (0,36 \times 123) = 371,95 \text{ мг}/\text{м}^2 \cdot \text{сут}$

$P_n(\text{восток}) = 24\,060 : (0,36 \times 123) = 543,36 \text{ мг}/\text{м}^2 \cdot \text{сут}$

$P_n(\text{северо-запад}) = 32\,030 : (0,36 \times 123) = 723,35 \text{ мг}/\text{м}^2 \cdot \text{сут}$

После чего отфильтрованная талая вода помещалась в пробирки, и отправлялась в лабораторию.

Исследования проб выполняли в лаборатории Центра коллективного пользования «Прогресс» в Восточно-Сибирском Государственном университете технологий и управления с помощью прибора «капель» в ней реализована новейшая электронная база, полное управление прибором, сбор и обработка данных с помощью программного обеспечения. Метод капиллярного электрофореза основан на электрокинетических явлениях растворов в условиях высокого напряжения (разделение заряженных компонентов сложной смеси в кварцевом капилляре) и предназначен для качественных и количественных исследований различных объектов. Область применения: анализ объектов окружающей среды, комбикормовая промышленность, пищевая промышленность, ветеринария, клиническая биохимия, криминалистическая экспертиза.

Отобранные пробы определяли на содержание 5 химических элементов (тяжелые металлы (Ba), легкие (Mg, Ca, Na, K)) и (хлорид-ионы, сульфат-ионы, нитрат-ионы, нитрит-ионы, фторид-ионы, фосфат-ионы). В таблице 16 представлены результаты исследования на содержание катионов в снежном покрове.

Таблице 16 – Содержание катионов в снежном покрове

Точка отбора проб	Концентрация элементов, мг/л					
	К	Mg	Na	Ca	Ba	NH4
Фон	1,03	2,18	2,46	4,17	-	-
Жилая зона	0,363	0,684	2,17	6,82	-	-
Запад	1,24	3,42	2,11	18,8	1,03	-
Юго-Восток	1,04	1,33	-	16,8	0,437	-
Восток	2,25	3,97	1,92	22	1,37	0,35
Северо-Запад	31,2	110	-	12,10	16,7	-

Максимальная концентрация К, была в точке северо-запад и превышала фоновую концентрацию в 30,2 раза, а самая минимальная концентрация ниже, чем в фоновой в 0,35 раза в жилой зоне.

Максимальная концентрация Mg, была в точке Северо-Запад и превышала фоновую концентрацию в 50 раз, а самая минимальная концентрация в точке Юго-Восток меньше чем в фоновой в 0,6 раза.

Максимальная концентрация Ca, была в точке востока и превышала фоновую концентрацию в 5,27 раза, самая минимальная концентрация была в точке Жилой зоны и превышала на 1,6 раза.

Содержание концентрации Na в точках отбора вблизи котельной была незначительная, и не превышала фоновую.

Максимальная содержания концентрации Ba, наблюдается в точке северо-запад и составляет 16,7 мг/л и минимальная концентрация в точке юго-восток.

В таблице 17 представлены результаты превышения концентрации катионов по сравнению с фоновой.

Таблица 17 – Превышение концентрации катионов по сравнению с фоновой

Точка отбора проб	Превышение содержания концентрации по сравнению с фоновой, мг/л				
	К	Mg	Na	Ca	Ba
Жилая зона	<0,35	0,31	<0,8	1,63	-
Запад	1,2	1,56	<0,85	4,5	1,03
Юго-Восток	1	<0,6	-	4	0,437
Восток	2,18	1,82	0,78	5,27	1,37
Северо-Запад	30,2	50	-	2,9	16,7

В таблице 18 представлены результаты исследования на содержание анионов в снежном покрове.

Таблице 18 – Содержание анионов в снежном покрове

Точка отбора проб	Концентрация					
	Хлорид-ионы	Сульфат-ионы	Нитрат-ионы	Нитрит-ионы	Фторид-ионы	Фосфат-ионы
Фон	1,66	5,74	3,61	1,06	1,81	3,25
Жилая зона	2,03	10,8	3,58	-	0,543	15,3
Запад	6,95	20,8	5,11	1,44	1,51	38,2
Юго-Восток	5,18	19,9	4,49	0,989	1,20	46,2
Восток	3,67	31,0	-	1,96	2,54	51,6
Северо-Запад	5,07	30,9	6,11	2,78	3,10	41,2

Максимальная концентрация хлорида-иона наблюдается в западной точке превышая фоновую концентрацию в 4,18 раза, самая минимальная наблюдается в точке жилой зоны и превышает фоновую в 1,22 раза.

Максимальная концентрация сульфат-иона наблюдается в восточной точке и превышает фоновую в 5,4 раза, самая минимальная концентрация наблюдается в жилой зоне в 1,88 раза превышая фоновую.

Максимальная концентрация нитрат-иона наблюдается в северо-западной точке и превышает фоновую концентрацию в 1,69 раза, минимальная концентрация наблюдается в точке жилой зоны и ниже чем в фоновой в 0,99 раз.

Максимальная концентрация нитрит-иона наблюдается в северо-западной точке превышая фоновую концентрацию в 2,62 раз, минимальная концентрация наблюдается в юго-восточной точке превышая фоновую в 0,93 раза.

Максимальная концентрация фторид-иона наблюдается в северо-западной точке превышая фоновую концентрацию в 1,71 раза, минимальная концентрация наблюдается в точке жилой зоны и ниже чем в фоновой в 0,3 раз.

Максимальная концентрация фосфат-иона наблюдается в восточной точке превышая фоновую концентрацию в 15,87 раз, минимальная концентрация наблюдается в точке жилой зоны превышая фоновую в 4,7 раз.

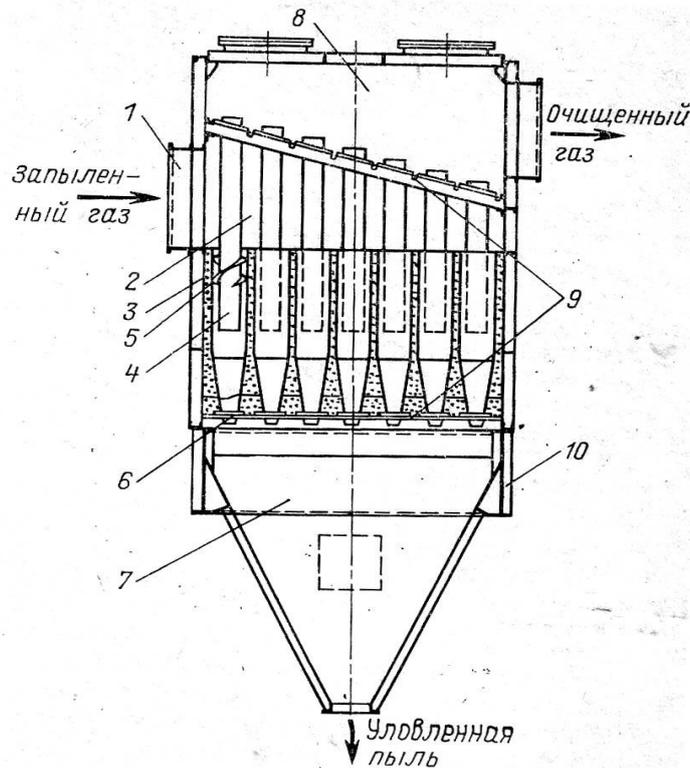
В таблице 19 представлены результаты превышения концентрации анионов по сравнению с фоновой

Таблица 19 – Превышение концентрации анионов по сравнению с фоновой

Точка отбора проб	Превышение содержания концентрации по сравнению с фоновой, мг/л					
	Хлорид-ионы	Сульфат-ионы	Нитрат-ионы	Нитрит-ионы	Фторид-ионы	Фосфат-ионы
Жилая зона	1,22	1,88	0,99	-	0,3	4,7
Запад	4,18	3,62	1,41	1,35	0,83	11,7
Юго-Восток	3,12	3,46	1,24	0,92	0,66	14,21
Восток	2,21	5,4	-	1,84	1,4	15,87
Северо-Запад	3,05	5,38	1,69	2,62	1,71	12,67

#### 4 ХАРАКТЕРИСТИКА АВАРИИ НА ПРЕДПРИЯТИИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

В котельной «Юго-Западная» филиала ОАО «ТГК-14» «Улан-Удэнский энергетический комплекс» эксплуатируется 5 пылеулавливающих установок (батареиные циклоны сухой инерционной очистки), предназначенные для очистки выбросов дымовых газов квартальной котельной от твердых частиц (золы угольной, сажи, бензапирена). Схема батарейного циклона рисунок 17.



1. Входной патрубок 2. Распределительная камера 3. Циклонные элементы 4. Выхлопные трубы 5. Направляющие элементы 6. Пылевыводящие отверстия 7. Сборный бункер 8. Камера очищенного газа 9. Опорные решетки 10. Опорный пояс.

Рисунок 17 – Схема батарейного циклона

Батарейный циклон БЦ-2-7х(5+3) представляет собой золоуловитель, составленный из параллельно установленных циклонных элементов, представляющих собой выхлопные трубы с закручивающимися лопатками, в количестве 56 шт, объединенных в одном корпусе и имеющих общие подвод и отвод газов, а также сборный бункер.

#### Описание и принцип работы циклонов БЦ-2-7х(5+3)

Батарейные циклоны БЦ-2-7х(5+3) представляют собой золоулавливающий аппарат, состоящий из двух параллельно работающих секций, составленных из параллельно установленных циклонных элементов, объединенных в одном корпусе и имеющих общие подвод и отвод газов, а также сборный бункер. При малых нагрузках, для сохранения оптимальной скорости движения газов в циклонных элементах, одну из секций отключают при помощи шибера. На верхней панели устанавливается предохранительный клапан.

Запыленный газ подводят в секции золоуловителя БЦ-2-7х(5+3) одним общим потоком равномерно по всему входному сечению. Из общего потока запыленный газ поступает в элементы и получает вращение от лопаток закручивающего аппарата. Твердые частицы золы, двигаясь по инерции прямо, прижимаются к корпусу циклонного элемента и вместе с газовым потоком спускаются по конической части корпуса. Благодаря спиральному вихревому движению

образуется пониженное давление в середине циклонного элемента, в результате поток газов из нижней части конуса меняет направление движения и идет вверх по центру корпуса циклонного элемента, направляясь в выхлопную трубу. Зола осаждается внизу, откуда ее периодически или непрерывно удаляют.

Для того, чтобы батарейный циклон БЦ-2-7х(5+3) нормально функционировал необходимо поддерживать сопротивление при минимальной нагрузке котла не менее 20 кг/м<sup>2</sup>. Для этого необходимо отключать одну из секций, не допускать подсосов воздуха извне и переполнения бункера золой. В таблице 20 представлена характеристика циклона БЦ-2-7х(5+3) и в таблице 21 техническая характеристика БЦ-2-6х(4+3).

Таблица 20 – Техническая характеристика циклона БЦ-2-7х(5+3)

Наименование		Значение
Расход газа (производительность) при t=150 °С, м <sup>3</sup> /с	45	11,72
	60	13,58
Условная площадь, м <sup>2</sup>		2,80
Рекомендуемая паропроизводительность котлов, т/ч (теплопроизводительность, Гкал/ч)		20,0 (8,0) 25,0 (10,0)
КПД, % не менее		85
Количество секций, шт.		2
Количество циклонных элементов в батарее, шт	по длине	7
	по ширине	5+3
	всего	56

Продолжение таблицы 10

Габариты, мм	длина (L)	3170
	ширина (B)	2450
	высота (H)	4510
Масса, кг. не более		7900

Таблица – 21 Техническая характеристика циклона БЦ-2-6х(4+3)

Наименование		Значение
Расход газа (производительность) при t=150 °С, м <sup>3</sup> /с	45	8,77
	60	10,15

Условная площадь, м <sup>2</sup>			2,10
Рекомендуемая паропроизводительность котлов, т/ч (теплопроизводительность, Гкал/ч)			15,0 (6,0)
КПД, % не менее			85
Количество секций, шт.			2
Количество циклонных элементов в батарее, шт	по длине		6
	по ширине		4+3
	всего		42
Габариты, мм	длина (L)		2890
	ширина (B)		2170
	высота (H)		4410
Масса, кг. не более			6300

Золоуловители являются обязательным элементом котельной, без которых будет нанесён ущерб окружающей среде, людям и другим живым организмам [25].

15 января 2020 г. около часа ночи на Юго-Западной котельной произошла авария, связанная с возгоранием пыли в золоуловителях, вызванная попаданием в них большого количества сажи, ремонт которого является сложным технологическим процессом, требующим времени около 5 дней. Сложившиеся на момент аварии неблагоприятные метеорологические условия в городе способствовали накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферного воздуха с превышением концентрации вредных веществ выше 3 ПДК. Такие условия относятся ко второй степени опасности.

## 5 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ АВАРИИ

### Расчёт выбросов твёрдых частиц при авариях на котельной

В связи с поломкой золоулавливающего оборудования на котельной произошел аварийный выброс загрязняющих веществ. Рассчитать во сколько раз возросло количество твердых частиц, поступивших в атмосферу за время аварии [36]. В таблице 22 представлены исходные данные для расчёта выбросов твёрдых частиц при аварии на котельной.

Таблица 22 – Исходные данные для расчёта выбросов твёрдых частиц при аварии на котельной

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
-------	-------------------------	-------------------	---------------------

1	Тип топки	-	Механическое забрасывание и цепная решетка обратного хода
2	Потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива, $q_4$	%	4,0
3	Доля золы, уносимой из котла, $a_{ун}$	-	0,85
4	Расход топлива, т/год	т/год	59 024
5	Зольность топлива, $A_r$ , %	%	20,5
6	Низшая теплота сгорания топлива, $Q_{iг}$	Мдж/кг	21,77
7	Продолжительность отопительного периода	дни	365
8	Продолжительность аварии	дни	5

Порядок проведения расчета

Суммарное количество твердых частиц (летучей золы и несгоревшего топлива), поступающих в атмосферу с дымовыми газами котлов ( $M_{ТВ}$ , т), вычисляют по формуле (1):

$$M_{ТВ} = 0,01 \times B \times (a_{ун} \times A^r + q_4) \quad (1)$$

где  $B$  - расход натурального топлива, т;

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

$a_{ун}$  - доля золы, уносимой газами из котла;

$\eta_3$  - доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителе;

$q_4$  - потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, %;

$Q_{iг}$  - низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг;

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

Для расчета массы твердых частиц, поступивших в атмосферу за время аварии, следует учесть продолжительность отопительного периода и продолжительность аварии.

$$M_{ТВ} = 0,01 \times 808,5 \times (0,85 \times 20,5 + 4) = 173,2 \text{ т}$$

$$B = \frac{59\,024 \times 5}{365} = 808,5 \text{ т, расход топлива за 5 дней.}$$

В связи с поломкой золоулавливающего оборудования котельной произошёл аварийный выброс загрязняющих веществ. При этом количество твёрдых частиц поступавших в атмосферу за 5 дней работы без золоулавливающего оборудования составило 173,2 тонны.

## 6 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ УЩЕРБ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

### *Экономический ущерб от загрязнения атмосферного воздуха*

Воздушный бассейн вследствие непрерывности и большой емкости обладает значительно большими возможностями для самоочистки от вредных ингредиентов, загрязняющих атмосферу. В то же время воздушный бассейн оказывает влияние практически на все сферы, что приводит к ухудшению среды обитания населения [37].

В таблице 23 представлены значения коэффициента относительной опасности загрязнения воздуха.

Таблица 23 – Значения коэффициента относительной опасности загрязнения воздуха

Вид территории, отнесенной к зоне активного загрязнения	$\delta$
Жилые микрорайоны городов с преимущественно многоэтажной застройкой	300
Селитебные зоны с преимущественно многоэтажной застройкой	100
Прочие территории в пределах городской черты, территории с преимущественно одноэтажной застройкой, территории промузлов	30
Городские территории с численностью населения свыше 100 тыс.чел.	80
Территории городов и других населенных пунктов с численностью ниже 100 тыс. чел.	30
Территории с ограниченным режимом природопользования (рекреационные и лечебные зоны, территории заповедников и др.)	100
Для земель, находящихся в активном сельскохозяйственном использовании (пашни, пастбища и др.), а также территорий занятых лесами I группы	3
Для прочих территорий	0,5

Значение коэффициента  $f$  в зависимости от высоты источника загрязнения, разности температур в устье источника и окружающей среды на уровне устья ( $u=3$  м/с). Для высоты источника 120 м и температуры в устье источника, °С 142 равен 1,67.

В таблицы 24 представлены значения величины  $A_i$  для веществ, выбрасываемых в атмосферу.

Таблица 24 – Значение величины  $A_i$  и  $m_i$  для веществ, выбрасываемых в атмосферу

Вещество	$A_i$ , усл. т/т	$m_i$ , т/год
Бензапирен	$12,6 \times 10^5$	$9,2 \times 10^{-5}$
Зола	60	157,78
Сажа	41,5	52,8

Оценка годового ущерба, причиняемого выбросами загрязнений в атмосферу, определяется по формуле:

$$Q = \gamma \times \delta \times f \times M$$

где  $U$  – экономический ущерб от загрязнения атмосферного воздуха, руб./год;

$\gamma$  – удельный экономический ущерб от загрязнения атмосферного воздуха (константа, определяющая стоимость условной тонны выбросов), руб./усл. т.;

$\delta$  – показатель относительной опасности загрязнения атмосферного воздуха над территориями различного типа;

$f$  – коэффициент, учитывающий характер рассеивания примесей в атмосфере;

$M$  – приведенная масса годового выброса загрязнений из источника, усл. т/год.

Значение приведенной массы годового выброса загрязнений в атмосферу из источника (усл.т/год) определяется по формуле:

$$M = A_i \times m_i$$

где  $m_i$  – масса годового выброса примеси  $i$ -го вида в атмосферу, т/год;

$A_i$  – показатель относительной агрессивности примеси  $i$ -го вида, усл.т/т.

$$M_{\text{бензапирен}} = 9,2 \times 10^{-5} \times 12,6 \times 10^5 = 115,92 \text{ усл.т/год}$$

$$M_{\text{зола}} = 157,78 \times 60 = 9\,466,8 \text{ усл.т/год}$$

$$M_{\text{сажа}} = 52,8 \times 41,5 = 2\,191,2 \text{ усл.т/год}$$

$$U_{\text{ТВ}} = 46,9 \times 30 \times 1,67 \times 11\,773,92 = 2\,981\,862 \text{ руб/год.}$$

Экономический ущерб от загрязнения окружающей среды от котельной юго-западной составляет 2 981 862 руб/год.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе на тему «Прогнозирование и оценка загрязнения окружающей среды при аварии на предприятии теплоэнергетики»: проведён анализ загрязнения

окружающей среды при авариях на предприятиях теплоэнергетики; дана характеристика предприятия теплоэнергетики; дана характеристика аварии на предприятии теплоэнергетики; рассмотрено воздействие на окружающую среду предприятия теплоэнергетики.

На основании вышеизложенного:

- проведено прогнозирование загрязнения окружающей среды при аварии;
- рассчитан экономический ущерб от загрязнения окружающей среды.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 24.06.1998 № 89 – ФЗ «Об отходах производства и потребления».
2. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ
3. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7 – ФЗ «Об охране окружающей среды».
4. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68 – ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
5. Федеральный закон от 4 мая 1999 г. № 96 – ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».
6. Федеральный закон от 30 декабря 2015 г. N 448 – ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам обеспечения пожарной безопасности, подготовки населения в области гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций».
7. ГОСТ 12.1 007-76 (99) Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
8. ГОСТ 17.4.4.02-84. Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.
9. ГОСТ 17.2.3.02-14 «Охрана природы. Атмосфера. Правила установки допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями».
10. СП 124.13330.2012 Тепловые сети. - Актуализированная редакция СП 41-02-2003. - Введ. 01.01.2013. - Москва: ОАО "ВНИПИэнергопром", 2013. - 64с. 3
11. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. - Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003. - Введ. 01.01.2013. - Москва: Минрегион России, 2012 - 87 с.

12. Бадмацыренов Б. В. Методические указания по оформлению и содержанию выпускных квалификационных работ и курсовых работ (проектов), отчетов по практике. – Улан-Удэ: Изд-во ВСГУТУ, 2015. – 39 с.
13. Беспалов В.И., Беспалова С.У., Вагнер М.А. Природоохранные технологии на ТЭС. Томск: Издательство томского политехнического университета, 2007. 240 с
14. Бойко Е.А., Деринг И.С., Охорзина Т.И. Котельные установки и парогенераторы (Выбор и расчёт систем пылеприготовления и горелочных устройств котельных агрегатов) : Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 45 с
15. Василенко В.Н., Назаров И.М., Фридман Ш.Ф. Мониторинг загрязнения снежного покрова. – Л.: Гидрометеиздат, 1985. – 181 с.
16. Валетдинов А.Р. Новые методы исследования загрязнения окружающей среды химическими элементами по результатам мониторинга снежного покрова. Казань, 2006. 134 с
17. Гаврилов Е.И. Топливо-транспортное хозяйство и золоудаление на ТЭС : Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 168с. : ил.
18. Гужулев Э.П. Шалай В.В. Лямин А.Н. Калистратов А.Б. Основы современной малой энергетики: Учебное пособие Омск издательство ОмГТУ 2006г.-440с. ISBN 5-8149-0387-2.
19. Гужулев Э.П., Шалай В.В., Гриценко В.И. Водоподготовка и воднохимические режимы в теплоэнергетике. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2005. 384с.
20. Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанций: Учебник для вузов / Д.П. Елизаров. - М.: Энергоиздат, 1982. - 264 с.
21. Мадибеков А.С., Чередниченко В.С. Сравнительный анализ концентрации загрязняющих веществ в атмосферных осадках и в снежном покрове. Вестник КРСУ, серия географическая, Том 11 №11. Бишкек: 2011, С. 171- 174
22. Малюшенко В.В., Михайлов А.К. Основное насосное оборудование электростанций. М., «Энергия», 1969. – 157 с. : ил.
23. Методические рекомендации по геохимической оценке источников загрязнения территории городов химическими элементами. – М.: ИМГРЭ, 1982. – 112 с.
24. «Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (Дополненное и переработанное)». Санкт-Петербург, ОАО «НИИ Атмосфера», 2012 г. □223 с.
25. М.И.Биргер, А.Ю. Вальдберг и др.Справочник по пыле- и золоулавливанию – 2е изд. перераб. и доп., М. : Энергоатомиздат, 1983.-312 с., ил.
26. Михайленко С.А., Цыганок А.П.. Тепловые электрические станции : Учебное пособие. 2-е изд. испр. – Красноярск : КРПИ, 2005. -302с.

27. Н.И. Янченко и др., Снежный покров, атмосферные осадки, аэрозоли: технология, климат и экология : мат-лы II-ой Байкальской международной научнопрактической конференции (25–30 июня 2018 г.). – Иркутск : Изд-во ИРНИТУ, 2018. – 258 с.
28. Паршин А.А., Митор В.В. «Тепловые схемы котлов»; Недра, 1987 г.
29. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. – М. : Энергия, 1980. – 424 с. : ил
30. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. Учебник для вузов по специальности «Тепловые электрические станции». Изд. 2-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1976. – 488 с. : ил.
31. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции М.Энергоатомиздат 1987- 328с.
32. Смирнов А.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика. М. Энергоатомиздат, 1984 г.
33. Справочник по пыле- и золоулавливанию/ М.И. Биргер, А.Ю. Вальдберг, Б.И. Мягков и др. ; под общей ред. А.А. Русанова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 312 с., ил.
34. Теплотехнический справочник. Изд. 2-е, перераб. Под ред. В.Н. Юренева и П.Д. Лебедева. Т. 1. М., «Энергия», 1975.– 378 с. : ил.
35. Чередова Т.В., Чудинова О.Н. Ч-462 «Основы экологического нормирования»: учеб. пособие. – Улан-Удэ: Изд-во ВСГУТУ, 2020 – 48 с.
36. Чередова Т.В. Ч-462 Нормирование антропогенного воздействия на среду обитания: учеб. пособие. – УланУдэ: Изд-во ВСГУТУ, 2013 – 66 с.
37. Чудинова О. Н. Экономика природоохранной деятельности предприятия: учебное пособие. – Улан-Удэ: Изд-во ВСГУТУ, 2012. – 292 с.
38. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». Приказ Ростехнадзора №116 от 25.03.2014
39. Ю.А. Холопов. Тяжелые металлы как фактор экологической опасности. Самара. 2003, <http://window.edu.ru/catalog/pdf2txt/091/29091/12304>
40. Вспомогательное оборудование котельной установки, <https://www.kotel-kv.com/auxiliary-boiler-room-equipment.html>
41. Загрязнение атмосферного воздуха, <http://www.burpogoda.ru/monitoring/zagryaznenie-atmosfernogo-vozduha>
42. Охлопкова О.А. Учебное пособие. – М.: 2019. – 70 с., [https://marhi.ru/sveden/files/TEC.\\_Tekst\\_i\\_illyustracii\\_1\\_1.pdf](https://marhi.ru/sveden/files/TEC._Tekst_i_illyustracii_1_1.pdf)

43. Вспомогательное оборудование котельной, <https://www.kotel-kv.com/auxiliary-boiler-room-equipment.html>
44. Топливо обеспечение, <https://old.tgk-14.com>
45. Технические характеристики котла КВТС-20, <http://zavodbamz.ru/produkts/item/20-kotly-kvts/71-kotel-kvts-20-kv-ts-23-26-150>
46. Причины аварий на предприятиях теплоэнергетики <http://earchive.tpu.ru/>