Некоммерческое акционерное общество
«Алматинский университет энергетики и связи
имени Г. Даукеева»

УДК 662.613.5: 66.074.37: 620.4 На правах рукописи

АЙДЫМБАЕВА ЖАНАР АБДЕШЕВНА

Исследование эффективности использования сточных вод ТЭС для десульфуризации дымовых газов

6D071700 – Теплоэнергетика

Диссертация на соискание ученой степени
доктора философии (PhD)

Научные консультанты:

Доктор технических наук,
профессор Достияров А.М.

Кандидат технических наук,
Глазырин С.А.

Зарубежный научный консультант:
Доктор PhD, профессор Златов Н.

Республика Казахстан
Алматы, 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ 3
ВВЕДЕНИЕ..... 5
1 ОБЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТОЧНЫХ ВОД ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ДЛЯ ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИИ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ 8
2 ПРОВЕДЕНИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ВОЗМОЖНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ГИПСА $CASO_4*2H_2O$ ПРИ УЛАВЛИВАНИИ ОКСИДОВ СЕРЫ ИЗ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ СТОЧНЫМИ ВОДАМИ ТЭЦ РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА..... 15
2.1 Теоретические исследования 15
2.2 Экспериментальные исследования на лабораторной установке ТЭЦ…….. 31
2.3 Анализ возможности образования гипса в существующей системе очистки газов 36
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИИ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ СТОЧНЫМИ ВОДАМИ НА РАЗЛИЧНЫХ ТЭЦ 44
3.1 Тепловая электростанция АО «Алюминий Казахстана» 44
3.2 Тепловая электростанция АО «Астана-Энергия»..... 65
4 РАЗРАБОТКА РАБОЧЕГО ПРОЕКТА ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИИ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ ТЭЦ-2 АО «АСТАНА-ЭНЕРГИЯ»……78
4.1 Технологические решения по тепломеханической части ……78
4.2 Обеспечение полной конденсации продувки..... 96
4.3 Автоматизация технологического процесса десульфуризации 98
4.4 Энергообеспечение технологического процесса десульфуризации 98
4.5 Сметная документация 99
4.6 Исследование воздействия технологии на окружающую среду 100
5 ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ ПРИБОРОВ И РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ124
5.1 Погрешность измерений химических анализов..... 124
5.2 Вероятностные оценки ширины распределения..... 128
5.3 Рассеяние оценки координаты центра распределения 133
5.4 Распределение Стьюдента..... 135
5.5 Погрешность используемых для химических анализов приборов 136
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 142
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ……144
ПРИЛОЖЕНИЯ……..……148

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АО – акционерное общество;
АО «АК» - акционерное общество «Алюминий Казахстана»;
АООТ – акционерное общество открытого типа;
АЭС – атомная электростанция;
БЭ – батарейные эмульгаторы;
ВЗП – воздухоперегреватель;
ВПК – пыль высокой концентрации.
ВПУ – водоподготовительная установка;
ВТО – всемирная торговая организация;
ВЭК – водяной экономайзер;
ГЗУ – гидрозолоудаление;
ГОСТ – государственный стандарт;
ЖБИ – комбинат железобетонных изделий;
ЗУУ – золоулавливающая установка в схеме очистки газов;
ДС – дымосос;
КИП – контрольно - измерительные приборы;
КПД – коэффициент полезного действия;
КЦ – котельный цех;
КЭ – кольцевой эмульгатор;
НОВ – насос осветлённой воды;
НСС – начальник смены станции;
НС – начальник смены;
НПО – научно-производственное объединение;
ООС – охрана окружающей среды;
ОРГРЭС — ОАО «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей» ОАО «Фирма ОРГРЭС» (Прежнее название: Государственная техническая контора ОРГРЭС, Всесоюзный государственный трест по организации и рационализации районных электрических станций и сетей);
ПВП - пульт управления высоковольтными преобразователями;
ПТБ – правила техники безопасности;
ПП – пароперегреватель;
ПТЭ – правила технической эксплуатации;
СН РК – строительные нормы Республики Казахстан;
СП РК – строительные правила Республики Казахстан;
ТВП – трубный воздухоподогреватель;
ТОО – товарищество с ограниченной ответственностью;
ТЩУ – тепловой щит управления;
ТЦ – турбинный цех;
ТЭО – технико–экономическое обоснование;
ТЭС – тепловая электрическая станция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ХЦ – химический цех;

ЦКТИ - центральный научно исследовательский котлотурбинный институт;

ЦТАИ – цех тепловой автоматики и измерений;

УРКО – участок ремонта котельного оборудования;

УРЭО – участок ремонта электрического оборудования;

ЭЦ – электроцех;

SO_2 – оксид серы в дымовых газах;

к/а – котельный агрегат;

ВВЕДЕНИЕ

Главным процессом подготовки воды является технология с использованием ионообменных материалов, требующих периодической регенерации, которые происходят в ионообменных фильтрах. Основной задачей эксплуатации таких фильтров является достижение и поддержание высоких технико-экономических показателей их работы, а именно: минимального удельного расхода реагентов и расхода воды на собственные нужды, высокой обменной емкости, возможности организации эксплуатации ВПУ по бессточной схеме.

Водоподготовительные установки тепловых и атомных электрических станций сбрасывают в поверхностные водоисточники большое количество минеральных солей. Кроме того, это обстоятельство вызывает огромный экономический ущерб, так как затраты на обработку стоков ВПУ для их обезвреживания приближаются к затратам на сам процесс водоподготовки. Поэтому очень актуальным встает вопрос создания безотходных водоподготовительных установок [1].

В уходящих газах, при сжигании сернистых видов топлива, практически вся сера окисляется до сернистого ангидрида SO_2, и только 1% - до серного ангидрида. Проблема неблагоприятного влияния присутствия в атмосферном воздухе оксидов серы на здоровье людей и окружающую среду давно перешагнуло национальные границы и является предметом постоянного внимания в индустриально развитых странах мира [2]. Установлено, что тропосферный аэрозоль, образующийся при гидратации оксидов серы атмосферным водяным паром, способен значительно влиять на тепловой баланс планеты и, следовательно, на глобальный климат. Также большой интерес возникает к выбросам оксидов серы, переносимых в атмосфере на большие расстояния от источников загрязнения. Предметом особых забот стали «кислотные дожди» [3, 4].

Представленная диссертационная работа выполнялась на базе комплекса научно-исследовательских аналитических и экспериментальных работ, с выполнением натурных экспериментов на производственных базах ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия» и ТЭЦ АО «Алюминий Казахстана», с анализом состояния существующих схем очистки дымовых газов указанных электростанций, с проведением опытно-промышленных лабораторных исследований на существующем оборудовании электростанции, с разработкой технологических решений и рабочего проекта по десульфуризации газов путем утилизации собственных сточных вод.

Цель диссертационных исследований:

Разработка технологии, а также исследование возможности и эффективности десульфуризации дымовых газов угольных электростанций путем утилизации сточных вод водоподготовительных установок и продувочной воды котлов.

Научная новизна выполненной работы заключается в следующем:

1 Разработана технология десульфуризации дымовых газов тепловых электростанций путем утилизации собственных сточных вод.

2 На основании комплекса теоретических и экспериментальных исследований на лабораторной полупромышленной установке доказана эффективность использования сточных вод электростанции для десульфуризации дымовых газов.

3 Разработана технология многократного использования сточных вод электростанции для десульфуризации дымовых газов.

4 Разработан рабочий проект по внедрению технологии снижения выбросов оксидов серы на тепловых электростанциях путем утилизации собственных сточных вод.

5 Результаты подтверждаются полученными охранными документами, в том числе патентом Республики Казахстан на изобретения.

Полученные результаты диссертационной работы имеют **научную и практическую ценность**, представленную следующими пунктами:

- По результатам комплексных экспериментальных исследований, подкрепленных теоретическими исследованиями и инженерными расчетами, получены аналитические зависимости по оценке эффективности использования различных сточных вод ТЭС и их смесей для десульфуризации дымовых газов.
- По результатам работ представлены технологические решения по внедрению технологии снижения объемов выбросов оксидов серы путем утилизации собственных сточных вод на ТЭЦ АО «Алюминий Казахстана» (г. Павлодар) и ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия» (г. Нур-Султан) в виде сданных подписанных отчетов в рамках проведенных хоздоговорных работ на НИОКР.
- Разработан рабочий проект по внедрению технологии снижения объемов выбросов оксидов серы путем утилизации собственных сточных вод на ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия» (г. Нур-Султан), находящийся в настоящее время на вневедомственной экспертизе перед внедрением в производственный процесс.

Достоверность полученных результатов подтверждается следующим:

1 Исследования проведены на полупромышленной лабораторной установке с использованием настоящих дымовых газов и сточных вод действующих угольных тепловых электростанций.

2 Теоретические исследования проведены на основании реальных данных эксплуатируемых электростанций.

3 Технологические решения и рабочий проект разработаны на действующем оборудовании цехов и на основании реальных данных эксплуатируемых электростанций.

В рамках выполнения диссертационной работы для достижения поставленной цели выполнялись следующие **задачи исследования:**

- Провести литературный обзор по тематике методов повышения эффективности десульфуризации дымовых газов.

- Анализ эффективности улавливания оксидов серы существующими системами очистки дымовых газов энергетических котлов тепловых электростанций Павлодара и Нур-Султана.
- Анализ качества и объемов сточных продувочных вод котлов, а также сточных вод водоподготовительной установки ТЭЦ.
- Проведение лабораторных исследований по эффективности улавливания оксидов серы из дымовых газов сточными водами электростанции различного состава на полупромышленной установке с использованием газов и вод ТЭЦ.
- Разработка технологических решений по снижению объемов выбросов оксидов серы в существующих золоулавливающих установках путем утилизации собственных сточных вод ТЭЦ АО «Алюминий Казахстана» (г. Павлодар) и ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия» (г. Нур-Султан).
- Разработка схемы прокладки трубопроводов и установки оборудования для обеспечения эффективности технологических решений.
- Технико-экономический анализ разработанного технологического решения.
- На основе результатов выполненных исследований разработан рабочий проект с подачей на экспертизу.

Основные положения отражены в 13 научных публикациях: 3 научные статьи в изданиях КОКСОН МОН РК; 6 научных докладов в сборниках в международных научно-технических конференций, в том числе с очным выступлением в зарубежной научной конференции; 1 статья в журнале «Thermal Science» (процентиль 41) , входящем в базу данных Web of science, 2 научные статьи индексируемые в базе Scopus, в том числе 1 статья (Conference Article) в журнале «Journal of Engineering Science and Technology Review» (процентиль 43). В качестве соавтора результаты научно-исследовательской деятельности были зафиксированы: в Патенте РК на полезную модель и 1 учебное пособие по тематике диссертации.

Диссертационная работа выполнена автором в соответствии с действующими требованиями оформления, структуры и содержания. Работа состоит из 5 основных разделов, списка условных обозначений, введения, заключения, списка использованной литературы.

1 ОБЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТОЧНЫХ ВОД ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ДЛЯ ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИИ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ

Улучшение экологической обстановки предприятия предусматривает в основном решение вопроса очистки уходящих топочных газов и сбросных загрязненных вод. На долю ТЭК приходится 15% сброса загрязненных вод на рельеф, около 48% выбросов вредных веществ в атмосферу. На объектах ТЭК образуется до 70% парниковых газов.

В связи с тем, что возможности самоочистки атмосферы и водоемов ограничены определенными естественными пределами, необходимо повышать требования как к степени очистки дымовых газов от золы и сернистых составляющих, так и к полноте утилизации загрязненных стоков.

Воздействие теплоэнергетических установок на окружающую среду зависит от вида сжигаемого топлива. Так, при сжигании твердого топлива в атмосферу поступает большое количество летучей золы, недогоревших частиц, сернистый и серный ангидриды, оксиды азота, газообразные продукты неполного сгорания топлива, фтористые соединения и, в зависимости от места добычи угля, в газе и золе присутствуют свободный мышьяк, двуокись кремния, оксид кальция и другие.

При сжигании жидкого топлива (мазута) с дымовыми газами в атмосферу поступают серный и сернистый ангидрида, оксиды азота, продукты неполного сгорания топлива в газообразном и твердом виде, двуокись углерода, соединения ванадия, соли натрия и другие. Это топливо экологически более чистое.

При использовании в теплоэнергетических установках в качестве топлива различного газа, в атмосферных выбросах загрязняющих веществ меньше, чем при сжигании твердого топлива или мазута.

На предприятиях ТЭК прорабатывался вопрос возможности организации бессточных схем химводоочисток, что позволило бы резко снизить количество сбросных загрязненных вод в водоемы. Однако расчеты показывают [5, 6, 7, 8], что монтаж бессточных химводоочисток увеличивает стоимость ее в 34 раза, а себестоимость обессоленной воды увеличивается в 7-8 раз. Поэтому на такую схему не всегда можно соглашаться. В США, Англии, Германии, Франции считают не целесообразным организацию схемы ХВО с термической переработкой химстоков, не рентабельной и дорогой.

Учитывая вышесказанное предлагаются для очистки сточных вод следующие решения:

1) совершенствовать технологические режимы водоиспользования с точки зрения эколого-экономической целесообразности их внедрения;

2) решать вопросы использования сбросной воды ТЭС и котельной для повышения степени улавливания золы, сернистых составляющих из топочных газов.

Установки подготовки воды для подпитки тепловых сетей и котлов малой и средней мощности работают по различным технологическим схемам.

Наиболее распространены схемы водород – натрий катионирования, натрий катионирования с подкислением и натрий катионирования. При использовании этих схем в качестве регенерационных применяют растворы хлористого натрия или (и) серной кислоты. Так расход соли на регенерацию натрий катионитовых фильтров превышает в 2-3,5 раза содержание катионов кальция и магния [9].

Учитывая значительные объемы подготовки воды следует искать пути снижения расхода реагентов.

На крупных ТЭС и ряде промышленных предприятий для нужд производства готовится вода по схеме обессоливания, где параллельно работают водород – катионитовые и анионитовые фильтры. Для проведения регенерации, как правило, используется каустическая сода NaOH. В сбросной регенерационной воде содержание солей жесткости минимальное, не превышает $(0,1\text{-}0,2)\cdot 10^{-6}$ кг-экв/кг, катионов натрия – до 6%, в то же время значительное содержание анионов OH^-, SO_4^{2-}, Cl^-, анионов кремниевой кислоты и других, зависит от принятых режимов регенерации анионитовых фильтров. Общее солесодержание первых порций сбросной регенерационной воды равно или более 3,5% с большим количеством NaOH.

Производство молочной промышленности, кожевенной и ряда других, в результате использования щелочных растворов в технологии сбрасывают щелочные воды в водоемы. Для нейтрализации этих сбросов устанавливают кислотное хозяйство, при этом дополнительно расходуются покупные реагенты. В сбросных водах солесодержание значительно увеличивается.

На каждой ТЭС и котельной в схеме подготовки воды устанавливаются ионообменные фильтры, регенерация которых осуществляется поваренной солью, кислотой или щелочью. С отмывочной и регенерационной водой сбрасываются различные соли, кислоты и щелочи, содержание которых в этот период колеблется в значительных пределах. Например, расход соли на регенерацию натрий-катионитовых фильтров превышает в 2-3,5 раза содержание катионов кальция и магния, уловленных из очищенной воды [9]. Часто вода имеет щелочную или кислую реакцию, что усложняет положение, увеличивает загрязнение водоемов, влияя на флору и фауну источников воды. Современная ТЭС – источник производственных сточных вод не только схем очистки воды, но и от химической очистки и консервации теплосилового оборудования, от промывки регенеративных воздухоподогревателей и конвективных поверхностей нагрева котла, вода, загрязненная нефтепродуктами. Такие регенерационные и отмывочные воды содержат весь «букет» рекомендуемых добавок к газу для повышения степени улавливания золы перед электрофильтрами и частично сернистых составляющих, что требует разработки технологических схем и рекомендаций по режимам максимального использования этой воды повторно в технологических процессах [10].

Известно множество методов извлечения и связывания сернистых составляющих из топочных газов с получением конечного продукта используемого в производстве или сбрасываемых в виде солей. Однако эти методы значительно удорожают себестоимость электрической и тепловой

энергии из-за высокой стоимости оборудования и сложности обслуживания установок. Котлы малой производительности, сжигающие мазут, обычно эксплуатируются в черте населенного пункта, поэтому важно максимально удалять сернистые составляющие и золу из уходящих топочных газов используя при этом сбросные воды котельной и предприятия, а в лучшем случае улавливать оксиды серы и повторно использовать, например, для приготовления регенерационных растворов водород – катионитовых фильтров взамен привозной кислоты.

Часть составляющих топочных газов, выбрасываемых в атмосферу, являются продуктами, использующимися в промышленности. Это диоксид углерода, азот или смеси различных газов. При извлечении отдельных составляющих из топочных газов одновременно идет и их очистка от других вредных примесей [11, 12, 13, 14, 15, 16].

Проблема неблагоприятного влияния присутствия в атмосферном воздухе оксидов серы на здоровье людей и окружающую среду давно перешагнуло национальные границы и является предметом постоянного внимания в индустриально развитых странах мира. Недавно также было установлено, что тропосферный аэрозоль, образующийся при гидратации оксидов серы атмосферным водяным паром, способен значительно влиять тепловой баланс планеты и, следовательно, на глобальный климат. Поэтому тщательная инвентаризация имеющихся источников эмиссии и разработка обоснованных прогнозов эмиссии серы в атмосферу приобретают особое значение. Сера поступает в атмосферу почти исключительно в виде диоксида SO_2; выбросы в атмосферу других серосодержащих компонентов (H_2S, CS_2, COS) очень малы [17, 18, 19].

Также большой интерес возникает к выбросам оксидов серы, переносимых в атмосфере на большие расстояния от источников загрязнения. Предметом особых забот стали «кислотные дожди», и внимание необходимо обратить также на проблему трансграничного переноса диоксида серы и его воздействия на экосистемы.

В уходящих газах, при сжигании сернистых видов топлива, практически вся сера окисляется до сернистого ангидрида SO_2, и только 1% - до серного ангидрида. При содержании серы в угле от 0,9 до 1,3 % удаление ее из дымовых газов является обязательным [20]. При пропуске дымовых газов через отработанный регенерационный раствор анионы серы замещают более слабые анионы HCO_3^-, Cl^-, с образованием солей Na_2SO_4, Na_2SO_3 – при Na-катионировании и кислот H_2SO_3, H_2SO_4 – при H-катионировании, что снижает pH регенерационного раствора, способствуя увеличению степени регенерации, и позволяет экономить расход используемых реагентов, в частности NaCl и H_2SO_4.

Коллектив ученых Казахстана под руководством доктора технических наук, профессора ВАК РК Глазырина А.И. проводили исследования по возможности использования различных сточных вод теплоэнергетических установок с котлами низкого и среднего давления для повышения степени улавливания компонентов дымовых газов в «мокрой» ступени очистки.

Были опробованы варианты орошения дымовых газов в мокром скруббере водой с высокой минерализацией. В различное время испытания проводили ученые Казахского научно-исследовательского института энергетики, Павлодарского государственного университета им. С. Торайгырова и ОАО «Сибтехэнерго» (г. Новосибирск).

В качестве исходной воды ученые КазНИИ энергетики и ОАО «Сибтехэнерго» использовали техническую воду, оборотную воду с золоотвала и высокоминерализованную воду из озера ТУЗ. При использовании технической воды, в зависимости от химического состава и количества орошающей воды, степень улавливания оксидов серы колебалась в широких пределах: ОАО «Сибтехэнерго» - от 8 до 13%, КазНИИ энергетики – до 34% весной и до 49% осенью. По данным ОАО «Сибтехэнерго» при орошении газа в скруббере на уровне 140 – 160 г/м^3 степень улавливания серы при использовании воды озера ТУЗ достигала 25 – 30%. Вода озера ТУЗ содержала суммарно до 1500 мг/кг катионов жесткости, величину pH – на уровне 7,3 – 7,4, хлоридов – до 19000 мг/кг, сульфатов – до 2100 мг/кг. При использовании только воды озера ТУЗ, и даже смеси воды озера Туз и оборотной с золоотвала в нижней части мокрого скруббера и в верхней части трубы Вентури образуются отложения гипса из-за высокой концентрации в орошающей воде ионов кальция и сульфатных анионов.

При работе над созданием бессточной схемы ВПУ, эксплуатируемой по технологии умягчения, возникает проблема сброса регенерационной воды, содержащей большое количество солей жесткости (в среднем до 170 мг-экв/кг), хлоридов (до 14000 мг/кг), катионов натрия и незначительное количество сульфат анионов SO_4 (до 24 мг/л).

На тепловых электрических станциях, эксплуатирующих барабанные котлы, в состав сбросной воды входит продувочная, имеющая высоко щелочную среду. Добавление незначительного количества продувочной воды в сбросную регенерационную воду повышает значение pH орошаемой воды и, следовательно, повышает степень улавливания серы. На Экибастузской ТЭЦ были проведены исследования по зависимости величины pH смеси от количества продувочной воды, поданной в техническую воду.

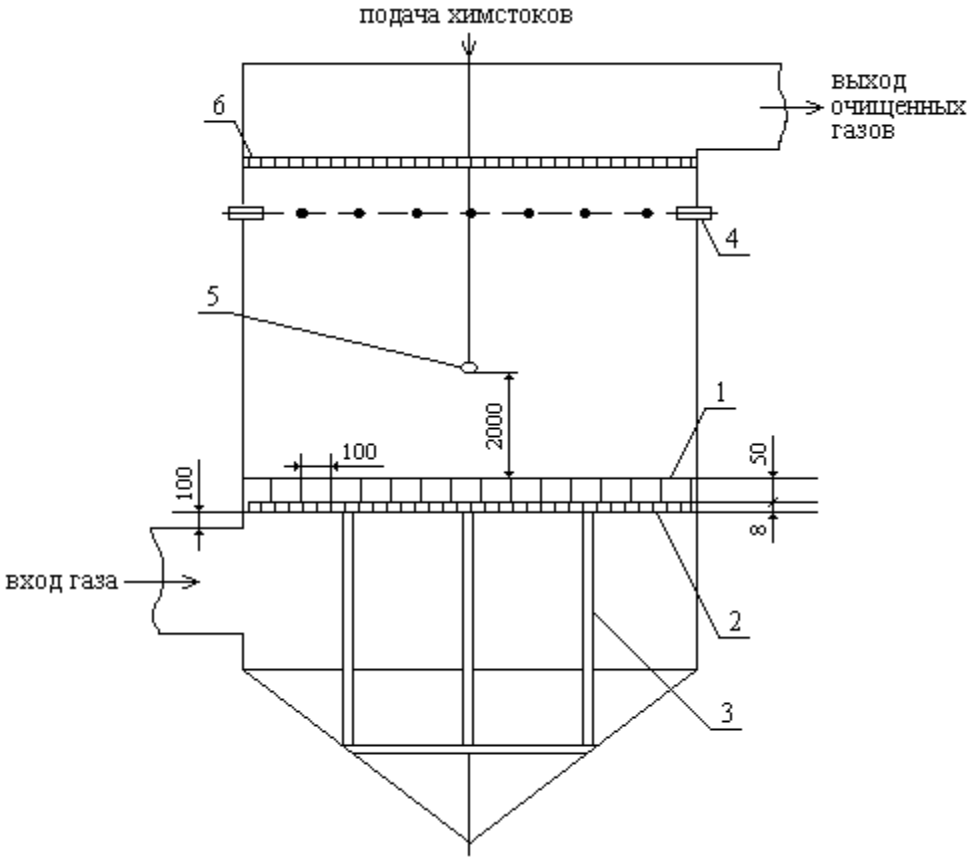
Были проведены опытно – промышленные испытания на действующем оборудовании, при которых проверялась эффективность использования сбросных высокоминерализованных регенерационных и отмывочных вод схем подготовки воды для повышения степени улавливания золы и сернистых составляющих из уходящих топочных газов.

Средние анализы отмывочной воды, которую подавали в мокрый скруббер, имели жесткость на уровне 85 мг-экв/кг. При работе ТЭС с производительностью ВПУ 500 т/ч по первой ступени натрий – катионирования количество сбросной воды при повторном использовании ее для приготовления регенерационного раствора с использованием топочных газов составляет 33 тонны на 1 регенерацию. Воду после взрыхления натрий – катионитных фильтров можно повторно использовать в качестве исходной после отстоя ее в

отдельном баке, а осадок из бака направлять в мокрый скруббер в качестве орошающей воды. Количество такой воды на Экибастузской ТЭЦ около 70 м^3/ч.

По данным ПТО Экибастузской ТЭЦ количество продувочной воды котлов в 1999 г. составило 1,9%, а в 2000 г. – 2,05%. Это составляет в среднем 7,9 т/ч.

В городе Сарань на заводе резинотехнических изделий, где установлены котлы среднего давления, работающие на углях Карагандинского месторождения, был реконструирован мокрый скруббер с тангенциальным подводом дымовых газов и пленочным орошением технической водой. Существующий скруббер реконструировали с установкой на входе газа дырчатой тарелки со стабилизатором пены в виде деревянной решетки (рисунок 1.1).



1 – стабилизатор пены; 2 – перфорированный лист; 3 – опора; 4 – подача орошающей воды через сопла; 5 – дополнительный распылитель воды; 6 – каплеотбойник.

Рисунок 1.1 - Модернизация скруббера

Применение стабилизатора пены позволило существенно сократить расход воды на скруббер. Подачу воды организовали так, чтобы температура уходящих газов была выше температуры точки росы. Выполнены гидравлический и тепловой расчеты скруббера при принятом «живом» сечении тарелки 60%. Расчеты и замеры перепада давления показали, что сопротивление скруббера дополнительно повысилось на 336 Па, что допустимо по условиям работы дымососа без его замены. Были установлены два дополнительных распылителя.

Тарелка была установлена на опорах и зафиксирована в положении, позволяющем свободно стекать орошающей воде по стенкам. В верхней части скруббера установлен каплеотбойный щит. Орошающее устройство, предусмотренное проектом, не реконструировали.

Характеристика скруббера: внутренний диаметр – 2,5 м, предусмотрен тангенциальный подвод газа в нижнюю часть скруббера. Орошение стенок скруббера осуществлялось форсунками в верхней части. Максимальное количество газа 25,8 $м^3/с$ (92880 $м^3/ч$), расход воды на орошение фактически $4,6*10^{-3}$ $м^3/с$ или $0,18*10^{-3}$ $м^3/м^3$ газа. При общей производительности ВПУ на подпитку котлов 220 т/ч и по тепловым сетям 300 т/ч, с ВПУ сбрасывается в среднем 102 $м^3/ч$ сточной воды. При установленных в котельной 4 котлах низкого давления и 4 среднего, производительностью 50 т/ч пара, общая величина продувочной воды составляет 19,68 т/ч при среднем солесодержании $7,5*10^{-3}$ кг/кг и величине pH, равной 11,8. При работе всех котлов количество топочных газов не превышает 74000 $м^3/ч$. при плотности орошения $0,18*10^{-3}$ $м^3/м^3$ газа, для 8 скрубберов требуется 133 $м^3/ч$ воды. Однако с реконструкцией скруббера для использования пенного слоя величина расхода орошающей воды снижается до 0,1 $кг/м^3$.

Баланс сбросной воды котельной показывает, что суммарное количество ее, с учетом продувочной воды, равное (102 + 20 = 122) т/ч, практически закрывает потребность в воде для орошения газов в реконструированном скруббере. Смесь сбросных вод имела в среднем солесодержание от 5,5 до 7,6 кг/кг$*10^{-3}$ и величину pH около 7,6, а в смеси с продувочной водой – около 9,1.

Провели исследования по возможности использования сбросной регенерационной воды с натрий – катионитных фильтров при жесткости более 30 мг-экв/кг для повышения степени улавливания сернистых составляющих топочных газов на мокрых скрубберах Экибастузской ТЭЦ. В ряде опытов в сбросную воду дополнительно добавляли продувочную с котлов и достигали значения pH 9,2 – 9,3. Сравнительный анализ результатов испытаний с данными КазНИИ энергетики и Сибтехэнерго представлены в таблице 1.1.

По результатам выполненных исследований для Экибастузской ТЭЦ предлагается ряд рекомендаций по ведению режимов на ВПУ, что позволит экономить соль и воду. Основная часть рекомендаций не требует дополнительных затрат на реконструкцию схемы, однако необходимо внести изменения в режимы выполнения операций при проведении регенерации.

В соответствие данных химического цеха в течение 2000 г на ВПУ ТЭЦ поступило 2355227 т воды, из них на собственные нужды затратили 371670 т воды, что составляет 18,738% от количества очищенной воды. Выработано воды на подпитку теплосети 1896430 т., на конденсатоочистке 87127 т. За период с января по октябрь 2001 года на ВПУ поступило 1828937 т воды. Очищено 60277 т конденсата и 1420995 т воды для подпитки тепловых сетей. На собственные нужды затрачено 347665 т воды, что составляет 23,47% от количества очищенной воды. Таким образом, в среднем на собственные нужды расходуется 21,1 % от количества очищенной воды или в среднем 32697 т воды в месяц.

Таблица 1.1 - Сравнительный анализ результатов испытаний ученых ПГУ с данными КазНИИ энергетики и Сибтехэнерго

№	Наименование	Ед. изм.	КазНИИ энергетики		Сибтехэнерго		ПГУ им. С. Торайгырова			
			Техн вода	Вода оз. Туз	Техн вода	Вода оз. Туз	Техн. вода	Сбросная вода ВПУ	Сбросная вода + продувка	Исслед-ия в пенном слое, г. Сарань
1	Тем-ра уходящих газов до ЗУУ	°С	174,5		175,7		176,1			
2	Тем-ра уходящих газов после ЗУУ	°С	90		92,3		91,2			
3	Объем топочных газов до ЗУУ при норм. усл.	$м^3$/ч	93,8*103		99,4*103		96,2*103			
4	Расход воды на скруббер	г/$м^3$	160	160	160	500	160	160	160	160
5	Концент. серы на входе в ЗУУ при избытке воздуха 1,4	мг/$м^3$	2023	2023	2036	2036	2031	2031	2031	2031
6	Концент. серы на выходе из ЗУУ при избытке воздуха 1,4	мг/$м^3$	1335	1032	1771	1425	1706	1462	975	792
7	Кол-во поглощенной серы	мг/$м^3$	688	991	265	611	325	569	1056	1239
8	Степень улавливания серы	%	34	49	13	30	16	28	52	61

2 ПРОВЕДЕНИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ВОЗМОЖНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ГИПСА $CASO_4*2H_2O$ ПРИ УЛАВЛИВАНИИ ОКСИДОВ СЕРЫ ИЗ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ СТОЧНЫМИ ВОДАМИ ТЭЦ РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА

2.1 Теоретические исследования

Возможность длительной бесперебойной эксплуатации ТЭЦ в значительной степени определяется интенсивностью протекания физико-химических процессов накипеобразования на поверхности нагрева парогенераторов, уноса солей, кремниевой кислоты и окислов металла паром из испаряемой (котловой) воды и образований отложений их в проточной части паровых турбин, а также коррозии металла энергетического оборудования и трубопроводов. Интенсивность протекания всех этих процессов зависит от качества пара, питательной и котловой воды.

Основным фактором, определяющим эффективность передачи воде тепловой энергии и последующего ее превращения в механическую энергию, является чистота контактирующих с водой и паром поверхностей металла, во-первых, труб парогенератора, во-вторых, лопаточного аппарата турбины. В первом случае наличие посторонних наслоений на поверхности металла приводит к ухудшению теплопередачи и вызывает перерасход сжигаемого в парогенераторе топлива. Кроме того, снижение теплопередачи может привести к пережогу металла и выходу из строя отдельных участков труб вплоть до аварийного останова парогенератора. Во втором случае образование, даже весьма незначительных отложений посторонних веществ на поверхности лопаток турбины, приводит к увеличению сопротивления и соответственно повышению давления, которое для современных мощных турбогенераторов неизбежно приводит к ощутимым потерям электроэнергии. Более значительные и неравномерные отложения на лопатках турбины, если учитывать высокие скорости вращения ротора, могут вызвать повреждение отдельных лопаток, вплоть до аварийного останова блока турбина-генератор.

Для предотвращения указанных нарушений теплоэнергетического оборудования производства из-за загрязнений поверхности металла труб парогенераторов и лопаток турбины, необходимо максимальное снижение концентрации в питательной воде как растворенных, так и нерастворимых взвешенных веществ, вызывающих коррозию металла. Современные методы физико-химической обработки природной воды позволяют обеспечить безаварийную работу основных агрегатов теплоэнергетического оборудования производства.

Основные показатели качества воды.

А) Щелочность. Щелочностью воды называется общее содержание в ней веществ, обусловливающих при диссоциации или в результате гидролиза повышенную концентрацию ионов OH^-. Общей щелочностью воды называется суммарная концентрация в воде растворимых гидрооксидов и анионов слабых

кислот. В зависимости от того какой анион присутствует в воде (HCO_3^-, CO_3^{2-} или OH^-.), щелочность называют соответственно бикарбонатной $Щ_б$, карбонатный $Щ_к$ и гидратной $Щ_г$.

Б) Жесткость. Жесткостью воды $Ж_о$ называется сумма концентраций катионов кальция Ca^{2+} (кальциевая жесткость $Ж_{Ca}$) и магния Mg^{2+} (магниевая жесткость $Ж_{Mg}$), выраженная количеством миллиграмм-эквивалентов в 1 килограмме (мг-экв/кг), микрограмм- эквивалентов в 1 килограмме (мкг-экв/кг).

Общая жесткость подразделяется на карбонатную и некарбонатную. Карбонатная жесткость $Ж_к$ в основном обуславливается присутствием в воде бикарбонатов кальция $Ca(HCO_3)_2$ и магния $Mg(HCO_3)_2$. Некарбонатная жесткость $Ж_{нк}$ обуславливается наличием в воде хлоридов, сульфатов и других некарбонатных солей кальция и магния ($CaCl_2$, $MgCl_2$, $CaSO_2$, $MgSO_2$, $CaSiO_3$, $MgSO_3$ и др.). Общая жесткость равна сумме кальциевой и магниевой жесткости с одной стороны и сумме карбонатной и некарбонатной жесткости с другой стороны.

В) Ионный состав. Вода всегда электрически нейтральна, поэтому сумма концентраций катионов, содержащихся в ней равна сумме анионов при условии, что они выражены в мг-экв/дм^3.

Г) Сухой остаток. Сухим остатком воды называется суммарное количество нелетучих веществ, присутствующих в воде в коллоидном и молекулярно-дисперсном состоянии, выраженное в мг/кг.

Д) Содержание взвешенных веществ. Оно характеризует загрязненность воды твердыми не растворяющимися примесями, выражается в мг/дм^3.

Е) Окисляемость. Окисляемость в некоторой мере характеризует на загрязненность воды органическими веществами. Она обычно выражается количеством миллиграммов кислорода, потребных для окисления в определенных условиях органических веществ, содержащихся в одном килограмме исследуемой воды, и обозначается мг/кг O_2.

Обработка воды основана на способности некоторых, практически нерастворимых в воде, органических материалов вступать в ионный обмен с растворенными в воде ионами.

Способность ионитов к ионному обмену объясняется их строением. Любой ионит состоит из твердого многоатомного каркаса, к отдельным местам которого присоединены неподвижные ионы, придающие каркасу соответствующий электрический заряд, а другие ионы (с противоположным знаком) имеют ограниченную подвижность вблизи этого твердого каркаса и способность к обмену. Вследствие этого вокруг твердой фазы создается диффузионный слой из противоположно заряженных ионов, что приводит к образованию заряда. В зависимости от характера активных групп – ионита его подвижные ионы могут иметь положительный заряд, и тогда ионит называется катионитом, или отрицательный заряд, и тогда ионит называется анионитом. Ионы диффузного слоя обладают повышенным запасом кинетической энергии и поэтому могут выходить из диффузного слоя в раствор, но при этом из раствора в диффузный слой должны переходить ионы с тем же знаком заряда.

Следовательно, реакция ионного обмена подчиняется правилам, характерным для реакции обычных электролитов, в частности: правилам эквивалентности обмена ионитов и обратимости процессов ионного обмена.

Реакции ионного обмена можно выразить следующим образом

$$2\,H^+\,R^- + (Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^+)\,SO_4^{2-} \rightarrow (Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^+)\,R^- + H_2SO_4 \qquad (2.1)$$

$$R^+\,(OH)^- + H^+\,(SO_4^{2-}, Cl^-, NO_3^-) \rightarrow R^+(SO_4^{2-}, Cl^-, NO_3^-) + H_2O. \qquad (2.2)$$

Символом R - обозначена нерастворимая часть ионита, символами H^+, $(OH)^-$ – обменные катионы и анионы.

Истощение ионита происходит послойно. При этом обменные ионы одной природы, находящиеся в ионной атмосфере ионита, заменяются ионами другой природы, содержащиеся в обрабатываемой воде. Этот процесс протекает на довольно ограниченной высоте слоя, обычно называется работающим слоем. Высота работающего слоя зависит от качества ионита, скорости фильтрации воды, ее содержания и солевого состава.

По мере фильтрования воды через слой ионита, большая часть его активных групп замещается ионами, поглощенными из воды. Когда обменная емкость исчерпана, все его активные группы замещены соответствующими ионами солей, поглощенных из воды, фильтр выходит на регенерацию. Регенерация ионита, т. е. обратное замещение его активных групп обменными ионами, может быть достигнута промыванием ионита раствором с высокой концентрацией этого иона. Регенерация катионита проводится пропусканием через материал раствора серной кислоты

$$(Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^+)\,R^- + H_2SO_4 \rightarrow 2\,H^+\,R^- + (Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^+)\,SO_4 \qquad (2.3)$$

Регенерация анионита достигается пропусканием через слой анионита раствора с высокой концентрацией едкого натра

$$R^+(SO_4^{2-}, Cl^-, NO_3^-) + NaOH \rightarrow R^+OH^- + Na^+(SO_4^{2-}, Cl^-, NO_3^-) \qquad (2.4)$$

Регенерация проводится до полного замещения всех активных групп обменным ионом (гидроксила или водорода).

В зависимости от химического состава катиониты делятся на сильнокислотные, содержащие активные сульфогруппы HSO_3^-, водород которых способен замещаться другими катионами и слабокислые, содержащие в основном карбоксильные группы $COOH^-$. Первые мало изменяют обменную способность с изменением pH среды. Именно сильнокислотные катиониты применяются в данной схеме ВПУ.

Аниониты подразделяются на сильноосновные, содержащие четвертичные анионовые группы и слабоосновные, содержащие вторичные и третичные анионогруппы. Только сильноосновные аниониты способны к обмену ионов $HSiO_3^-$ и HCO_3^- при отсутствии ионов сильных кислот (SO_4^{2-}, Cl^-, NO_3^-) и являются рабочим фильтрующим материалом анионитовых фильтров II ступени. Фильтры I ступени загружаются слабоосновными анионитами, поглощающими анионы сильных кислот.

Показателями качества ионитов являются физические свойства (фракционный состав, механическая прочность, набухаемость), химическая и термическая стойкость, рабочая обменная емкость и др.

Рабочая обменная емкость, основная технологическая характеристика ионита, зависит от вида улавливаемых ионов, соотношения солевых компонентов в обрабатываемой воде, значение pH, скорости фильтрования, режима эксплуатации фильтров, удельного расхода регенерирующего реагента и полной обменной емкости. Полная обменная емкость характеризуется количеством ионов, которое может быть поглощено ионитом при полной замене всех обменных ионов, это величина постоянная для каждого вида ионита и выражается в г-экв ионов, поглощенных 1 $м^3$ набухшего ионита.

Характеристики применяемых ионитов, приведены в таблице № 1. Из-за различной активности ионов поглощение их ионитами происходит по-разному. Эта способность по сравнению с другими получила название <u>селективности</u> (избирательности). При ионном обмене более активные ионы способны вытеснять поглощенные менее активные ионы. Для катионов справедлив ряд, в котором каждый предыдущий катион извлекается из воды катионом в результате обменной реакции с катионом катионита более интенсивно и в большем количестве, чем последующий.

$$Ca^{2+} > Mg^{2+} > K^+ > NH_4^+ > Na^+. \qquad (2.5)$$

С другой стороны, каждый последующий катион приведенного выше ряда вытесняется из катионита предыдущим катионом, если они находятся в растворе в сопоставимых концентрациях. Для слабоосновных анионов справедливым является следующий ряд

$$SO_4^{2-} > NO_3^- > Cl^-, \qquad (2.6)$$

в котором каждый предыдущий анион поглощается более активно и в большем количестве, чем в последующем. Так, например, рабочая обменная емкость по аниону SO_4^{2-} на 40-50 % больше, чем по аниону NO_3^-, а это значит, что анион Cl^- проскакивает в фильтрах раньше, чем анион SO_4^{2-}. Поэтому в схеме полного химического обессоливания Анионитовые фильтры I ступени (слабоосновные) приходиться выключать на регенерацию по проскоку в фильтре Cl^-. Анионы слабых кислот ($HSiO_3^-$, HCO_3^- и др.) не вступают в обменные реакции со

слабоосновными анионитами. Сильноосновные аниониты способны извлечь из воды все содержащиеся в ней анионы как сильных, так и слабых кислот. Однако сильноосновные аниониты значительно дороже слабоосновных, поэтому они применяются главным образом для поглощения анионов кремниевой кислоты.

При истощении Н-катионов в фильтрат проскакивает ион натрия, вытесняемый более активными ионами солей жесткости. При истощении сильноосновного анионита в фильтрат проскакивает ион кремнекислоты, при истощении слабоосновного анионита – ион хлора. В соответствии с этим и производится отключение фильтров на регенерацию.

На остаточное содержание поглощенного иона и на емкость поглощения ионита значительное влияние оказывают следующие факторы:

а) качество проводимой регенерации (строго в соответствии с режимной карты работы анионитовых и Н-катионитовых фильтров;

б) удельный расход реагентов на регенерацию (регистрируется в журнале регенерации).

в) температура исходной воды и температура регенерационного раствора – с их ростом увеличивается емкость поглощения и качество обработанной воды, однако выше определенной температуры (больше 60 °С) возможно разрушение (пептизация) ионита, поэтому в практике водоподготовки температура регенерационного раствора и обрабатываемой воды обычно не превышает 40-45°С.

г) природа ионита;

д) отношение высоты фильтрующего слоя к диаметру фильтра, характеризующее гидродинамическое качество фильтра, с увеличением этого отношения увеличивается емкость поглощения и качество обработанной воды;

е) скорость фильтрования, подачи регенерационного раствора и отмывки;

ж) минерализованность исходной воды (с увеличением общего содержания снижается обменная способность).

Химическое обессоливание применяется в схемах подготовки воды для подпитки котлов высокого и сверхвысокого давления. По степени удаления солей из обрабатываемой воды различают частично, глубокое и полное химическое обессоливание. На ТЭЦ в химцехе предусмотрено глубокое химическое обессоливание.

Глубокое химическое обессоливание воды применяют для практически полного удаления из нее всех катионов и анионов, исключая кремневую кислоту, содержание которой снижается до 0,1 – 0,2 мг/кг.

Схема глубокого 2-х ступенчатого химического обессоливания предусматривает последовательную обработку воды на Н-катионитовых и анионитовых фильтрах I ступени, декарбонизаторах, Н-катионитовых и анионитовых фильтрах II ступени.

Анионитовые фильтры I ступени загружаются низкоосновными, фильтры II ступени загружаются сильноосновными анионитами. Для уменьшения расхода реагентов на обработку воды в схемах глубокого и полного химического обессоливания предусматривается повторное использование реагентов при

регенерации, для этого установлены баки отмывочных вод, используемых для взрыхления и отмывки фильтров. Обрабатываемая вода, поступающая на анионитовые фильтры, должна содержать минимальное количество взвешенных веществ, органических и железоокисных примесей, так как эти фильтры не предназначены для их удаления из воды.

Как правило, обессоливание воды происходит после ее предварительной очистки, включающей осветление на механических фильтрах.

В схеме обессоливания предусматривается декарбонизация воды, предназначенная для удаления из нее растворенной угольной кислоты с тем, чтобы сократить затраты щелочи на стадии сильноосновного анионирования. Декарбонизация относится к десорбционному способу удаления из воды растворенных газов, основанному на законах Генри и Дальтона. Согласно этого закона, декарбонизацией воды воздухом можно добиться снижения соединения CO_2 в воде. Растворенная угольная кислота удаляется из воды в специальных аппаратах – декарбонизаторах. Наиболее распространенные декарбонизаторы пленочного типа с насадкой из колец Рашига. В верхней части на аппарате находится подводящий патрубок обрабатываемой воды, снабженный внизу специальным переливным коробом со сливом вниз через водоотводящие патрубки верхней царги. На верхней царге установлены воздухоотводчики с отражателями, закрепленными на верхней крышке. Насадка из колец Рашига располагается на нижней части распределительной решетки. В нижней части декарбонизатора под распределительной решеткой располагаются подводящий патрубок воздухоотвода и гидрозатвор, расположенный над водоотводящим трубопроводом. Эффективность удаления углекислоты зависит от расхода воздуха, температуры воды, величины pH и удельной поверхности контакта воды с воздухом. Эксплуатация декарбонизатора сводится к наблюдению за работой вентилятора и контролем за содержанием CO_2 в воде до и после декарбонизатора.

Сточными водами с водоподготовительной установки являются регенерационные и отмывочные воды катионитных и анионитных фильтров. С катионитных фильтров поступают «кислые» сточные воды с низким значением pH, а с анионитных – щелочные сточные воды с высоким значением pH. Процесс нейтрализация сбросных вод осуществляется за счет выполнения одновременной регенерации катионитовых и с анионитовых фильтров со сбросом регенерационных вод в канал ГЗУ. Данные потоки соединяются, взаимно нейтрализуются, и подаются по трубопроводу диаметром 159 мм в котельный цех, где сбрасываются в канал гидрозолоудаления около пятого котла.

Среднемесячный расход сточных вод в течение 2020 года показан в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Среднемесячный расход сточных вод с химводоочистки в 2020 году

Наименование	ед. изм	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь
Среднемесячное количество сбросных регенерационных вод	$м^3$	60946	44604	43678	38925	60542	53236	54109	27555	59492	82586	68806

Вместе с питательной водой в котлы поступают различные минеральные примеси, в том числе соединения кальция, магния, алюминия, меди и т.д. Основные соли, образующие накипь, имеют отрицательный температурный коэффициент растворимости, т.е. при повышении температуры их растворимость уменьшается. Накапливаясь в котле по мере испарения воды эти примеси после наступления состояния насыщения, начинают из воды выпадать. В первую очередь это следующие соли $Ca(HCO_3)_2$, $Mg(HCO_3)_2$, $CaCO_2$, $MgCO_2$, которые выпадают из воды в виде кристаллов.

Центрами кристаллизации служат шероховатости на поверхности нагрева, а также взвешенные и коллоидные частицы, находящиеся в воде котле. Вещества, кристаллизующиеся на поверхности, образуют плотные и прочные отложения в виде накипи. Вещества, кристаллизующиеся в объеме воды, образуют взвешенные в ней частицы – шлам. Образование накипи объясняется процессами взаимодействия между противоположно заряженными частицами накипи и металла стенки. Образующаяся на стенке первичная накипь является основой для отложения вторичной накипи - прикипевшего шлама и продуктов коррозии металла. Наиболее распространены кальцевые и магниевые первичные накипи, в составе которых преобладают $CaSO_4$, $CaSiO_3$, $5CaO$, $5SiO_2H_2O$, $CaCO_2$, $Mg(OH)_2$. Накипь имеет очень низкую теплопроводность поэтому даже малый слой приводит к резкому ухудшению условий охлаждения металла стенки. В отличие от вышеуказанных соединений силикат магния $MgSiO_3$ образуют шлам, концентрация солей натрия в котловой воде всегда ниже их предела насыщения, однако и эти соли могут отлагаться, когда капли воды находясь в потоке пара, попадают на поверхность и испаряются полностью, что имеет место в прямоточных котлах. Соединение железа, алюминия и меди также могут входить в состав накипи и, попадая в турбину, образуют плотные отложения. В котлах высокого давления вредное влияние на надежность его работы и на качество пара оказывает содержание соединения кремневой кислоты H_2SiO_3 (кремневка). При давлении более 7 МПа кремневка приобретает способность растворяться в паре и попадает в пароперегреватель, где разлагается с выделением H_2O. В результате в паре появляется SiO_2, который, попадая в турбину вместе с паром, образует на ее лопатках нерастворимые соединения, которые приводят к ухудшению экономичности и надежности работы турбины. Влияние на работу поверхностей нагрева содержания минеральных масел и тяжелых нефтепродуктов аналогично накипи. Повышенная щелочность воды может привести к вспениванию воды в барабане, чему способствует содержание в воде органических соединений и аммиака. В этих условиях сепараторы, не обеспечивают отделение пара от воды

и вода из барабана, содержащая различные примеси, может поступать в пароперегреватель и турбину. Также повышенная щелочность является причиной щелочной коррозии металла, и возникновения трещин в местах вальцовки труб. Пониженная щелочность ускоряет коррозию, вызываемую присутствием в воде кислорода O_2 и углекислоты CO_2, поэтому щелочность должна поддерживаться на определенном уровне. В котлах низкого давления это делается вводом в воду соды, а в котлах высокого давления фосфатов или аммиака.

В барабанных котлах для исключения возможности образования накипи необходимо, чтобы концентрация солей в воде была ниже критической, при которой начинается их выпадение из раствора. Применяют непрерывную и периодическую продувки. Непрерывная продувка обеспечивает постоянное, равномерное удаление из котла накопившихся растворенных солей и осуществляется из места большей их концентрации - в верхнем барабане. Периодическая продувка применяется для удаления шлама, осевшего в элементах котла, и производится из низших барабанов или коллекторов через каждые 12-14 часов. Непрерывная продувка Р устанавливается по допустимой концентрации в воде котла растворимых примесей (чаще всего общее солесодержание) и выражается в % от общей пара производительности котла.

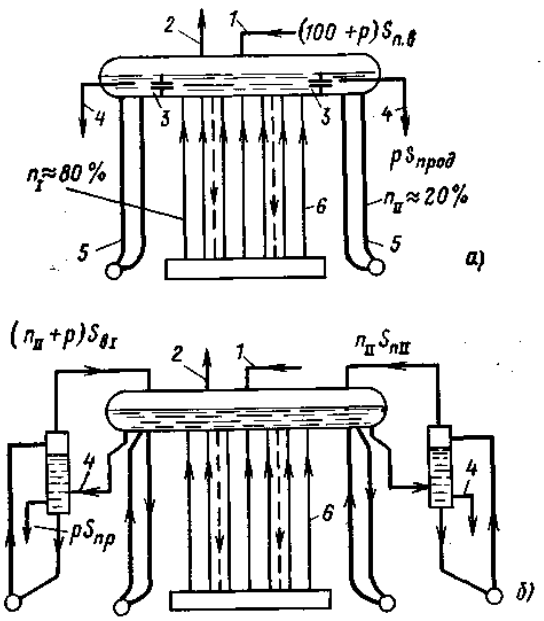
$$P = \frac{Д_{пе}}{Д} \times 100,\% . \qquad (2.7)$$

Согласно правилам ПТЭ, непрерывная продувка при питании котла смесью конденсата и обессоленной воды, не должна превышать 0,5%. При добавке к конденсату химически очищенной воды в размере не более 3%, в случае потерь пара, отбираемого на производстве, превышает 40%, то продувка составляет не более 5%. При указанных нормах продувки потери теплоты с продувочной водой составляют 0,1 до 0,5 % от располагаемой теплоты топлива. В целях уменьшения потерь теплоты с продувкой используют ступенчатое испарение воды, сущность которого состоит в том, что испарительная система котла разделяется на ряд отсеков, соединенных по пару и разделенных по воде. Питательная вода подается только в первый отсек (чистый отсек). Для второго отсека (соленого) питательной водой служит продувочная вода из первого отсека. Далее продувочная вода поступает в третий и т.д. Продувку котла осуществляют из последнего отсека, т.к. концентрация солей в воде второго и каждого из следующих отсеков значительно выше чем в воде при одноступенчатом испарении, то для вывода солей из котла требуется меньший % продувки.

Чаще применяют двух ступенчатые системы испарения, при которых система делится на 2 части (рисунок 2.1):

1. Чистый отсек, куда подается вся питательная вода и вырабатывается от 75 до 85 % пара.

2. Солевой отсек, где вырабатывается от 25 до 15 % пара.



1 - подвод питательной воды; 2 – отвод пара; 3 – продувка чистого отсека; 4 – продувка соленого отсека; 5 – ИПН соленого отсека; 6 – ИПН чистого отсека.

Рисунок 2.1 - Двухступенчатая испарительная система с выносными циклонами

В настоящее время высокощелочная продувочная вода энергетических котлов ст.№ 1-8 с расширителя продувки подается с канал ГЗУ.

Экибастузский уголь сгорает в топке, и образовавшиеся твердые минерализованные продукты сгорания (шлак и зола), которые выпадают в топке котла, в конвективной шахте и с газообразными продуктами сгорания поступает в золоулавливающую установку. Газы, очищенные от золы, поступают в дымовую трубу, и рассеиваются в атмосфере. Выпавший в топке и конвективной шахте шлак и уловленная зола попадают в систему гидрозолоудаления (ГЗУ), дробятся в шлакодробилках и багерными насосами подаются на золоотвал, находящийся на расстоянии до 6 км от станции и представляющее собой искусственный водоисточник. Система ГЗУ представляет собой замкнутый контур, в который подается с золоотвала отстоянная осветленная вода для транспортировки шлакозоловой пульпы снова на золоотвал.

Результаты анализов сточных вод химводоочистки, продувочной воды котлов и осветленной воды с золоотвала представлены в таблицах 2.2 – 2.6.

Таблица 2.2 – Протокол испытаний от 14 января 2021 г.

Определяемые характеристики	Ед. изм.	Осветленная вода с золоотвала	Сброс анионитных фильтров. Химический цех	Сброс катионитных фильтров.	Продувочная вода. Очередь №1	Продувочная вода. Очередь №2
Водородный показатель	ед. pH	5,0	11,6	1,1	10,45	10,5
Сульфаты	мг/дм^3	-	773	10906,0	96,0	78,7
Жесткость	мг-экв/дм^3	-	0,4	36,0	1,0	0,3
Щелочность по индикатору фенолфталеину	мг-экв/дм^3	-	9,5	отс	0,4	1,5
Щелочность общая	мг-экв/дм^3	-	10,2	отс	1,0	2,5
Сухой остаток	мг/дм^3	1077,0	1844,0	11865,0	248,0	104,0
Хлориды	мг/дм^3	-	8,0	51,0	3,0	3,0
Кремниевая	мг/дм^3	7,2	19,2	6,6	7,4	7,4

Таблица 2.3 – Протокол испытаний от 21 января 2021 г.

Определяемые характе-ристики	Ед. изм.	Осветленная вода с золоотвала	Сброс анионитных фильтров. Химический цех	Сброс катионитных фильтров. Химический цех	Продувочная вода. Очередь №1	Продувочная вода. Очередь №2	Продувочная вода. Очередь №3
Водородный показатель	ед. pH	4,2	12,09	1,05	10,7	10,6	10,9
Сульфаты	мг/дм^3	-	1290	11504	21,1	30,2	32,2
Жесткость	мг-экв/дм^3	-	0,4	25,0	0,5	1,48	2,0
Щелочность по индикатору фенолфталеину	мг-экв/дм^3	-	9,6	отс	0,46	1,9	1,0
Щелочность общая	мг-экв/дм^3	-	10,1	отс	0,92	2,3	3,0
Сухой остаток	мг/дм^3	4686,0	11916,0	14796,0	263,0	312,0	227,0
Хлориды	мг/дм^3	-	55,0	70,0	3,0	3,0	4,0
Кремниевая	мг/дм^3	22,2	79,9	7,9	21,6	22,9	21,8

Таблица 2.4 – Протокол испытаний от 21 января 2021 г.

Определяемые характеристики	Ед. изм.	Осветленная вода с золоотвала	Сброс анионитных фильтров. Химический цех	Продувочная вода. Очередь №1	Продувочная вода. Очередь №2	Продувочная вода. Очередь №3
Водородный показатель	ед. pH	4,62	10,2	10,97	10,92	10,92
Сульфаты	мг/дм^3	-	<9	21,6	41,8	36,0
Жесткость	мг-экв/дм^3	-	0,3	0,5	0,6	1,0
Щелочность по индикатору фенолфталеину	мг-экв/дм^3	-	0,8	1,32	1,35	1,0
Щелочность общая	мг-экв/дм^3	-	1,45	1,79	1,82	1,4
Сухой остаток	мг/дм^3	3845,0	18,0	342,0	349,0	309,0
Хлориды	мг/дм^3	-	0,2	2,8	2,8	2,4
Кремниевая	мг/дм^3	18,0	5,9	4,4	3,8	3,9

Таблица 2.5 – Протокол испытаний от 21 января 2021 г.

Определяемые характе-ристики	Ед. изм.	Осветленная вода с золоотвала	Сброс анионитных фильтров. Химический цех	Сброс катионитных фильтров. Химический цех	Продувочная вода. Очередь №1	Продувочная вода. Очередь №2	Продувочная вода. Очередь №3
Водородный показатель	ед. pH	4,75	3,42	1,28	10,65	10,6	10,6
Сульфаты	мг/дм^3	-	1873,2	6772	54,24	51,36	17,76
Жесткость	мг-экв/дм^3	-	11,7	30,0	2,5	3,0	2,7
Щелочность по индикатору фенолфталеину	мг-экв/дм^3	-	отс	отс	1,78	1,94	1,96
Щелочность общая	мг-экв/дм^3	-	отс	отс	2,32	2,36	2,4
Сухой остаток	мг/дм^3	4231,0	46740,0	7672,0	217,0	184,0	32,0
Хлориды	мг/дм^3	-	2595,0	29,0	3,8	4,0	1,9
Кремниевая	мг/дм^3	80,5	86,9	7,5	5,2	5,0	5,1

Таблица 2.6 – Протокол испытаний от 21 января 2021 г.

Определяемые характеристики	Ед. изм.	Осветленная вода с золоотвала	Сброс анионитных фильтров. Химический цех	Сброс катионитных фильтров.	Продувочная вода. Очередь №1	Продувочная вода. Очередь №2
Водородный показатель	ед. pH	4,65	11,6	1,1	10,81	10,85
Сульфаты	мг/дм^3	-	59,0	8362,0	27,84	55,68
Жесткость	мг-экв/дм^3	-	отс	26,0	2,3	3,3
Щелочность по индикатору фенолфталеину	мг-экв/дм^3	-	6,9	отс	0,34	1,62
Щелочность общая	мг-экв/дм^3	-	7,1	отс	0,92	2,14
Сухой остаток	мг/дм^3	4424,0	566,0	10440,0	146,0	198,0
Хлориды	мг/дм^3	-	0,3	54,0	3,4	4,4
Кремниевая	мг/дм^3	93,3	5,9	7,0	7,8	7,4

Анализ осветленной воды с золоотвала, которая подается в систему золоулавливания всех восьми котлов представлен в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты анализа осветленной воды золоотвала

Дата отбора пробы	Хлор	Сульфаты	Нефтепродукты	Фтор	Кальций	pH	Жесткость	Щелочность общ.	Взвешенные в-ва	As	V
18.11.20	1050	576	0,1	13,4	460,92	6,2	42	0,5	0,11	0,295	0,196
13.10.20	724	825,6	0,1	19,8	681,36	6,2	36	0,24	0,011	0,425	0,226
15.09.20	588	720	0,5	16,0	360,7	6,4	35	0,24	0	0,282	0,502
12.08.20	1020	1056	0,1	16,4	751,5	7,6	35	0,11	2,7	0,254	0,516
02.07.20	1380	792	0,1	22,3	791,58	8,9	53	0,18	41	0,441	0,66
04.06.20	1032	864	1,1	18,62	691,4	7,3	37,3	0,4	45,65	0,253	0,457
Среднее	965,67	805,60	0,33	17,75	622,91	7,10	39,72	0,28	14,91	0,33	0,43

В лабораторию Евразийского национального университета были доставлены образцы сточной воды химводоочистки и продувочной воды, где были проведены лабораторные исследования по возможности образования гипса и по изучению предельных концентраций кальция и анионов серы для образования гипса.

Щелочность обуславливается наличием солей $Ca(HCO_3)_2$, $Mg(HCO_3)_2$, $NaHCO_3$. А соли $MgCl_2$, $CaCl_2$, $MgSO_4$, $CaSO_4$, $Ca(HCO_3)_2$, $Mg(HCO_3)_2$ обуславливают жесткость электролита.

Ионы кальция и магния являются одними из важнейших показателей качества воды, определяющими возможность использования ее для различных надобностей (для питания паровых котлов, для целей охлаждения, для бытовых нужд и т.п.). Ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} образуют труднорастворимые электролиты с рядом обычно находящихся в природных водах анионов. Произведение концентраций ионов электролита, содержащихся в его насыщенном растворе при данной температуре, называется произведением растворимости (ПР). Анионы, с которыми они образуют труднорастворимые электролиты, формулы электролитов, а также величины их произведений растворимости приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 - Труднорастворимые электролиты, образуемые ионами кальция и магния, и их произведения растворимости

Анионы, образующие труднорастворимые электролиты	Ионы Ca^{2+}		Ионы Mg^{2+}	
	Формула образуемого электролита	ПР (для 25 °С)	Формула образуемого электролита	ПР (для 25 °С)
OH^-	$Ca(OH)_2$	$3,1 \bullet 10^{-5}$	$Mg(OH)_2$	$5,5 \bullet 10^{-12}$
SO_4^{2-}	$CaSO_4$	$6,5 \bullet 10^{-4}$	$MgSO_4$	Хорошо растворим
CO_3^{2-}	$CaCO_3$	$2,9 \bullet 10^{-9}$	$MgCO_3$	$1,0 \bullet 10^{-5}$
SiO_3^{2-}	$CaSiO_3$	$6,6 \bullet 10^{-7}$	$MgSiO_3$	–
F^-	CaF_2	$3,95 \bullet 10^{-11}$	MgF_2	$6,4 \bullet 10^{-9}$
HPO_4^{2-}	$CaHPO_4$	$2,19 \bullet 10^{-7}$	$MgHPO_4$	–
PO_4^{3-}	$Ca_3(PO_4)_2$	$1,0 \bullet 10^{-30}$	$Mg_3(PO_4)_2$	$1,68 \bullet 10^{-24}$

Известно, что соли жесткости с сульфатами дают гипс ($CaSO_4$), концентрация которого должна строго ограничиваться с тем, чтобы в оборудовании схемы очистки газов не образовались его отложения, которые не удаляются при использовании химических реагентов.

Сульфат кальция ($CaSO_4$) — неорганическое соединение, кальциевая соль серной кислоты. Очень медленно присоединяет воду, гидратируясь до кристаллогидрата с 1/2 или 2 молекулами воды на 1 молекулу сульфата, соответственно $CaSO_4 \cdot 0,5H_2O$ и $CaSO_4 \cdot 2H_2O$. В воде растворим незначительно. Растворимость падает с повышением температуры: если при

20 °C она составляет 0,2036 г/100 г воды, то вблизи точки кипения воды (100 °C) снижается до 0,067 г сульфата на 100 г воды. Растворённый в природной воде сульфат кальция является одним из факторов, определяющих жёсткость воды. При повышении температуры, но не более чем до 180 °C двуводный сульфат кальция теряет часть воды, переходя в полуводный — так называемый «жжёный гипс», пригодный для дальнейшего применения как вяжущее вещество. При дальнейшем нагреве до 220 °C гипс полностью теряет воду, образуя безводный $CaSO_4$, который лишь при длительном хранении поглощает влагу и переходит в полугидрат.

С повышением температуры воды произведение растворимости гипса ($ПР_{CaSO4}$) снижается.

$$ПР_{CaSO_4} = [Ca^{2+}] \cdot [SO_4^{2-}] \quad (2.8)$$

Также на процесс образования и растворимость солей влияет активность образующих ионов: катиона и аниона.

Активные металлы располагаются слева от алюминия, включая его. металлы средней активности расположены между алюминием и водородом. Справа от водорода расположены неактивные металлы.

Анионы хлора и гидроксил OH^- быстрее вступают в восстановительные реакции с катионами, чем сульфаты SO_4^{2-}.

Другими словами, при рассмотрении количества образовавшихся солей $CaSO_4$, необходимо считать количество образовавшихся солей кальция с хлоридами и $Ca(OH)_2$, и только потом остаток катионов кальция образует гипс с остатками сульфатов.

Зависимость растворимости некоторых солей от температуры представлена в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Зависимость растворимости солей от температуры

	Растворимость, г/л солей от температуры	
Температуры °C	0	100
Na_2SO_4	60	420
$CaCl_2$	49,6	155
$CaCO_3$	0,18	0
$Ca(OH)_2$	0,173	0,08
K_2SO_4	100	260
$CaSO_4$	1,9	1,7
$FeSO_4$	600	3300
$MgSO_4$	970	740

Из таблицы видно, что при повышении температуры растворимость гипса уменьшается. При этом, растворимость ранее образовавшихся солей $CaCl_2$ и K_2SO_4 гораздо выше, чем у $CaSO_4$. Другими словами, для расчета количества

образующихся солей сульфата кальция необходимо рассчитать количество образовавшихся хлорида кальция и сульфатов калия.

Адсорбция SO_2 водой может быть представлена следующим равновесием

$$SO_{2\ дым} + H_2O \Leftrightarrow SO_{2\ вод} + H_2O \Leftrightarrow H^+ + HSO_3^- \Leftrightarrow 2H^+ + SO_3^{2-} \quad (2.8)$$

Конечная величина pH раствора после поглощения определяет в какой из форм $SO_{2\ вод}$ - HSO_3^- - SO_3^{2-} будет находиться поглощенный SO_2.

Процесс поглощения SO_2 жесткими водами с высоким солесодержанием и жесткостью представлен уравнениями

$$CaCl_2 + SO_2 + H_2O \Leftrightarrow CaSO_3 + 2HCl \quad (2.9)$$

$$CaSO_3 + SO_2 + H_2O \Leftrightarrow Ca(HSO_3)_2 \quad (2.10)$$

$$MgCl_2 + SO_2 + H_2O \Leftrightarrow MgSO_3 + 2HCl \quad (2.11)$$

$$MgSO_3 + SO_2 + H_2O \Leftrightarrow Mg(HSO_3)_2 \quad (2.12)$$

Образование растворимых бисульфитов кальция и магния происходит при атомном соотношении Ca: Mg – 1 : 2 и диапазоне pH 2 – 4, что позволяет реализовать процесс серопоглощения в жидкой фазе и избежать образования труднорастворимых отложений на поверхностях золоулавливающих устройств. Увеличение степени очистки газа от SO_2 происходит при увеличении pH, но вследствие того, что, начиная с pH равной 5, происходит совместное поглощение и углекислоты

$$CO_2 + H_2O \Leftrightarrow HCO_3^- + H^+, \quad (2.13)$$

содержание которой в топочных газах на 2 порядка выше, чем содержание SO_2, оптимальная величина pH должна быть не выше 7. Понижение pH обуславливает ухудшение поглощения в результате сдвига равновесия влево. Поэтому рекомендуемый интервал pH поглощающего раствора 5 – 7.

При подщелачивании воды, поглотившей SO_2 происходит выделение $CaSO_3$ и $MgSO_3$ в твердую фазу:

$$Ca(HSO_3)_2 \xrightarrow{+OH^- \ +Ca^{2+}} CaSO_3\downarrow + H_2O. \quad (2.14)$$

Кроме того, при использовании щелочной продувочной воды, протекают следующие реакции

$$Ca(HCO_3)_2 + SO_2 \rightarrow Ca(HSO_3)_2 + CO_2 \quad (2.15)$$

$$2NaOH + SO_2 \rightarrow Na_2SO_4 + H_2O \qquad (2.16)$$

Любая щелочная вода повышает степень улавливания сернистых составляющих газа, и может быть использована в оборудовании с мокрым золоулавливанием. Эффективность сероочистки зависит от величины щелочности (величины pH орошающей воды) и солевого состава.

На тепловых электрических станциях, эксплуатирующих барабанные котлы, в состав сбросной воды входит продувочная вода, имеющая высоко щелочную среду. Добавление незначительного количества продувочной воды в сбросную регенерационную воду повышает значение pH орошаемой воды и, следовательно, повышает степень улавливания серы.

По результатам проведенных лабораторных исследований в таблице 2.10 представлены зависимости величины pH смеси от количества продувочной воды (мл), поданной в техническую воду объемом 100 мл.

Таблица 2.10 - Зависимость pH смеси от количества добавленной продувочной воды, при значениях pH продувочной воды 12,2

Объем продувочной воды в смеси, мл	PH	Процент повышения pH	Объем продувочной воды в смеси, мл	PH	Процент повышения pH	Объем продувочной воды в смеси, мл	PH	Процент повышения pH
0	7,7		9	8,91	15,71	18	9,27	20,39
1	8,2	6,49	10	8,96	16,36	19	9,3	20,78
2	8,3	7,79	11	9	16,88	20	9,35	21,43
3	8,4	9,09	12	9,06	17,66	21	9,37	21,69
4	8,46	9,87	13	9,1	18,18	22	9,39	21,95
5	8,57	11,30	14	9,15	18,83	23	9,44	22,60
6	8,68	12,73	15	9,18	19,22	24	9,47	22,99
7	8,73	13,38	16	9,23	19,87	25	9,48	23,12
8	8,83	14,68	17	9,25	20,13	39,46	9,9138	28,75

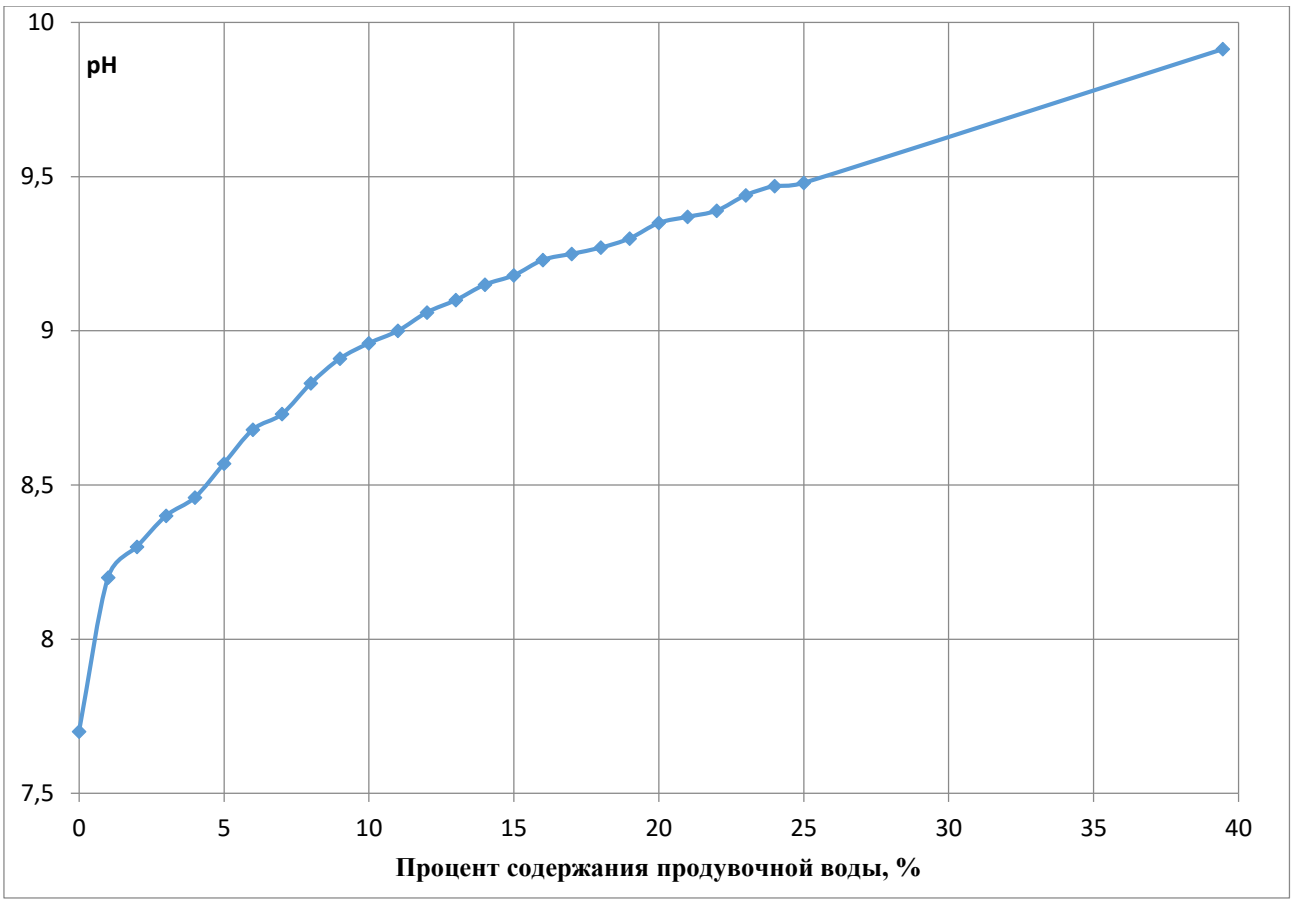


Рисунок 2.2 – Изменение pH смеси от количества продувочной воды

2.2 Экспериментальные исследования на лабораторной установке ТЭЦ

Была создана лабораторная установка (рисунки 2.3 и 2.4) и проведены исследования и анализ эффективности использования сточных вод ТЭЦ для десульфуризации дымовых газов.

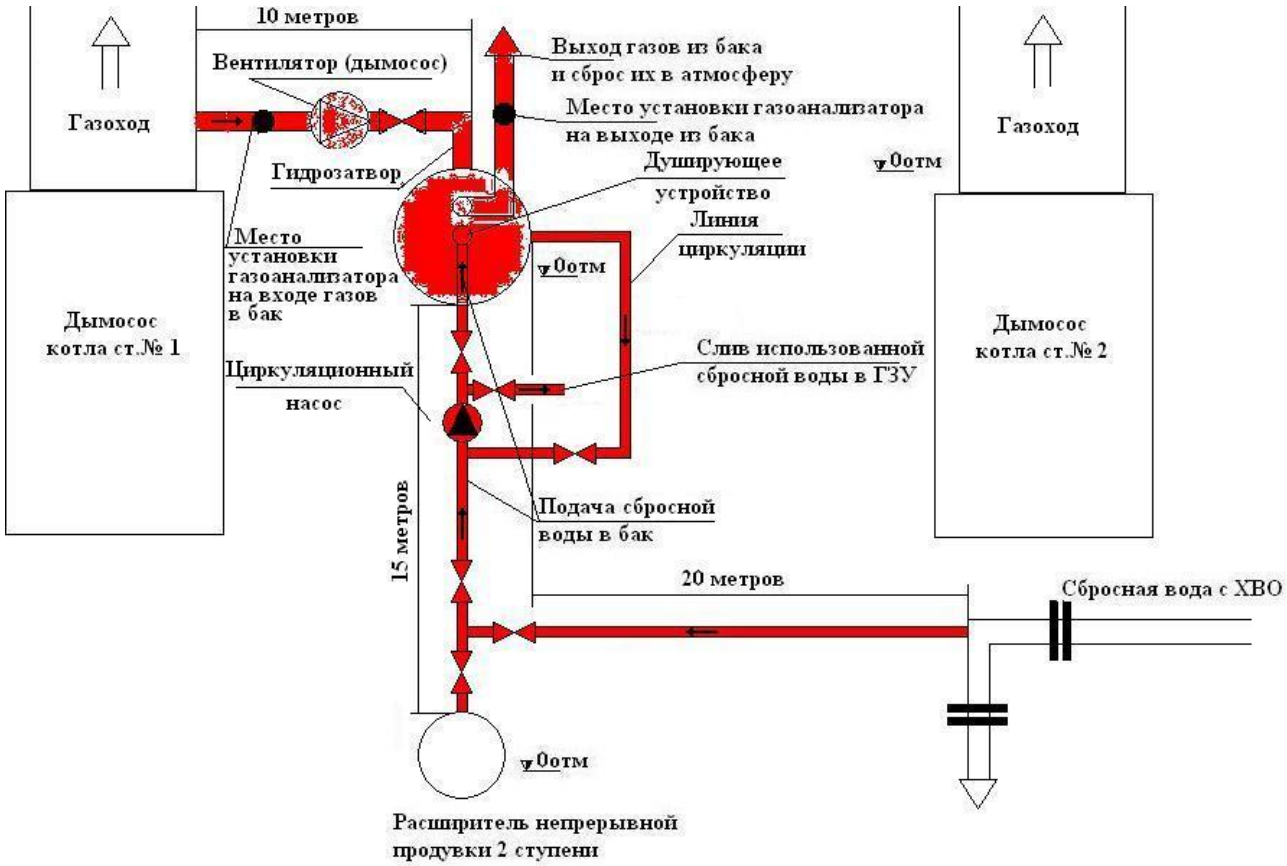
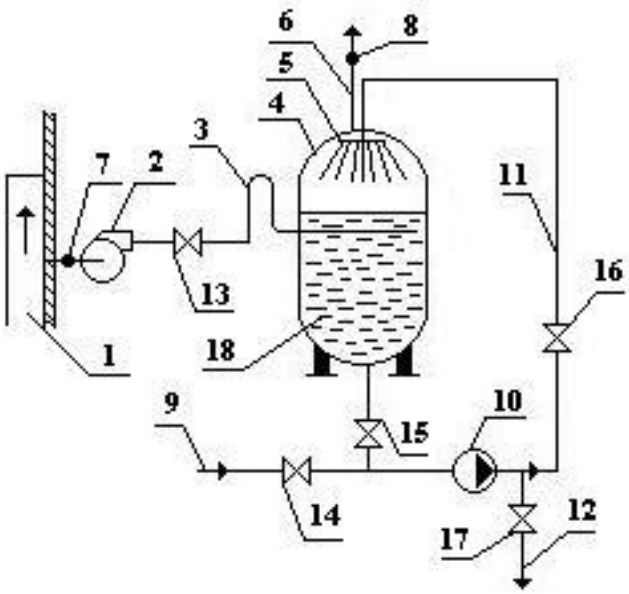


Рисунок 2.3 – Технологическая схема лабораторной установки в котельном цехе ТЭЦ



1 – дымоход котла ст.№1 за дымососом, 2 – дымосос установки, 3 – гидрозатвор, 4 – бак, 5 – душирующее устройство, 6 – Свеча выхода очищенного газа, 7 – место установки газоанализатора и ротаметра перед установкой, 8 – место установки газоанализатора после установки, 9 – линия подачи сточных вод в установку, 10 – циркуляционный насос, 11 – линия циркуляции водного раствора через бак, 12 – дренаж, 13, 14, 15, 16, 17 – задвижки регулируемые.

Рисунок 2.4 – Бак лабораторной установки с обвязкой

Лабораторная установка была создана на площадке между дымососами первого и второго котлов электростанции. Бак объемом 10 м^3 с соотношением высоты к диаметру 3/2 со встроенным внутри душирующим устройством. Предусмотрен отбор дымовых газов из дымохода котла, расположенного после дымососа, газы вытягивались установленным дымососом. Смонтированная линия, соединяющая расширитель продувки второй ступени и трубопровод подачи сбросной воды с ВПУ с циркуляционным насосом, обеспечивала подачу в бак сточных вод. После наполнения бака водой, дымовые газы подавались через слой воды, которая циркулировала через бак с душирующим устройством. Изменение состава дымовых газов до и после прохождения через сточные воды контролировались одинаковыми газоанализаторами «Полар Универсал Т» с трубками пробоотборного зонда со встроенным термопреобразователем.

Для проведения лабораторных исследований были установлены:

- испытательный бак для сбора сбросных вод объемом 10 м^3 с соотношением высоты к диаметру 3/2. Внутри бака сверху устанавили душирующее устройство для разбрызгивания сточных вод;
- трубопровод подачи сбросной воды с баков-нейтрализаторов химического цеха с врезкой в котельном цехе в трубопровод сброса её в ГЗУ для врезки в трубопровод подачи сбросной продувочной воды от расширителей непрерывной продувки (диаметром 50 мм и длиной около 20 метров);
- трубопровод для подачи в испытательный бак (диаметром 50 мм и длиной около 20 метров с учетом подачи воды в душирующее устройство бака сверху);
- трубопровод циркуляции воды через душирующее устройство во время эксперимента (диаметром 50 мм и длиной около 10 метров);
- трубопровод сброса использованной сбросной воды после эксперимента в ГЗУ (диаметром от 32 до 50 мм и длиной около 20 метров);
- трубопровод подачи дымовых газов от газохода котла в испытательный бак с гидрозатвором (диаметром 100 мм и длиной около 10 метров);
- трубопровод подачи очищенных газов из испытательного бака в атмосферу (диаметром 100 мм и длиной от 20 до 30 метров);
- вентилятор (дымосос) для забора дымовых газов из газохода котла и подачи их в испытательный бак.
- 2 газоанализатора для одновременного измерения оксидов серы в дымовых газах до и после бака (с одинаковой погрешностью измерения);
- pH-метр для измерения pH сбросной воды в испытательном баке во время эксперимента;
- 6 задвижек диаметром 50 мм для регулирования подачи сбросных вод;
- 1 задвижка диаметром 100 мм для регулирования подачи дымовых газов в испытательный бак.

Были проведены экспериментальные исследования с использованием следующих сточных вод:

1. Сточные воды водоподготовительной установки с баков – нейтрализаторов;
2. Сбросная продувочная вода из расширителей продувки второй ступени первого станционного котла;
3. Смесь сбросной щелочной продувочной воды и сбросной воды водоподготовительной установки в соотношении в соответствии с соотношением данных объемов ТЭЦ.

В первую очередь наполнялся бак, запускался насос циркуляции сточных вод, включались в работу газоанализаторы и после этого запускался дымосос отбора дымовых газов из газохода котла. Результаты исследований представлены на рисунках 2.5 – 2.7

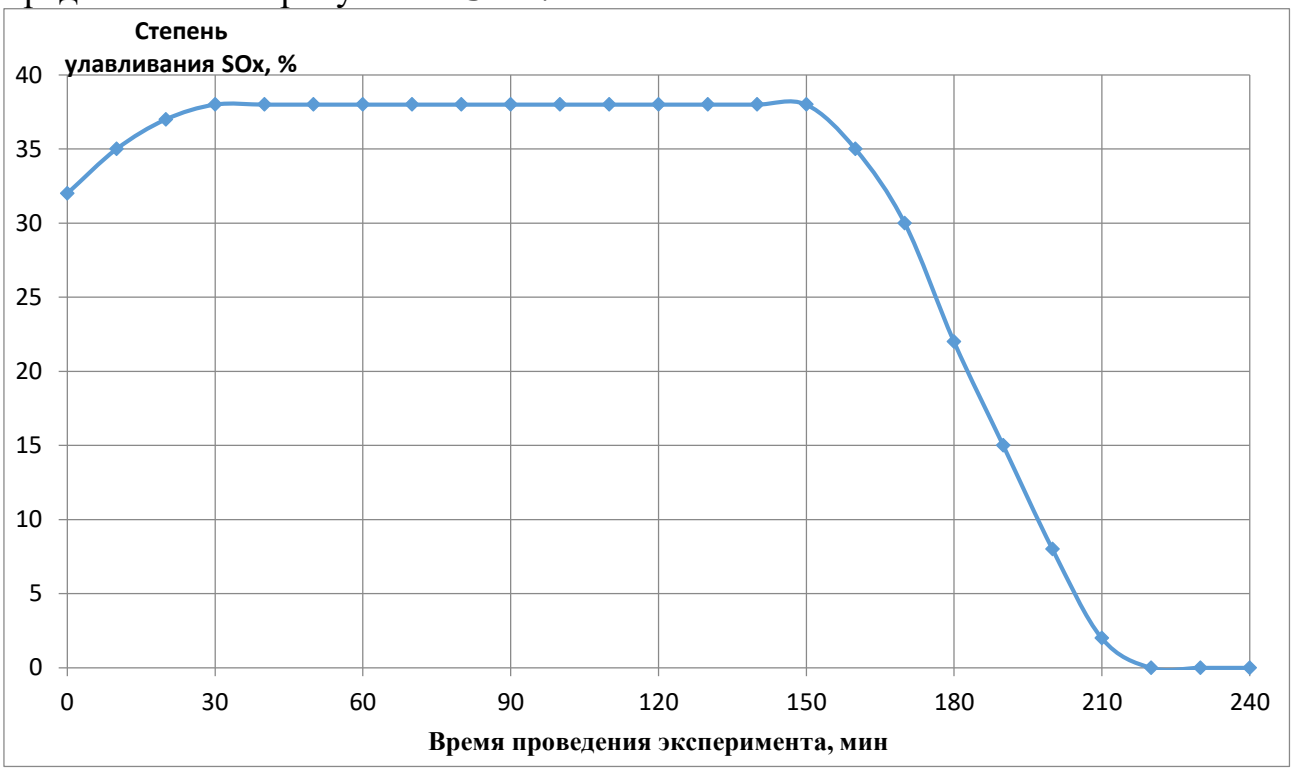


Рисунок 2.5 – Зависимость степени улавливания оксидов серы при использовании сточных вод ВПУ

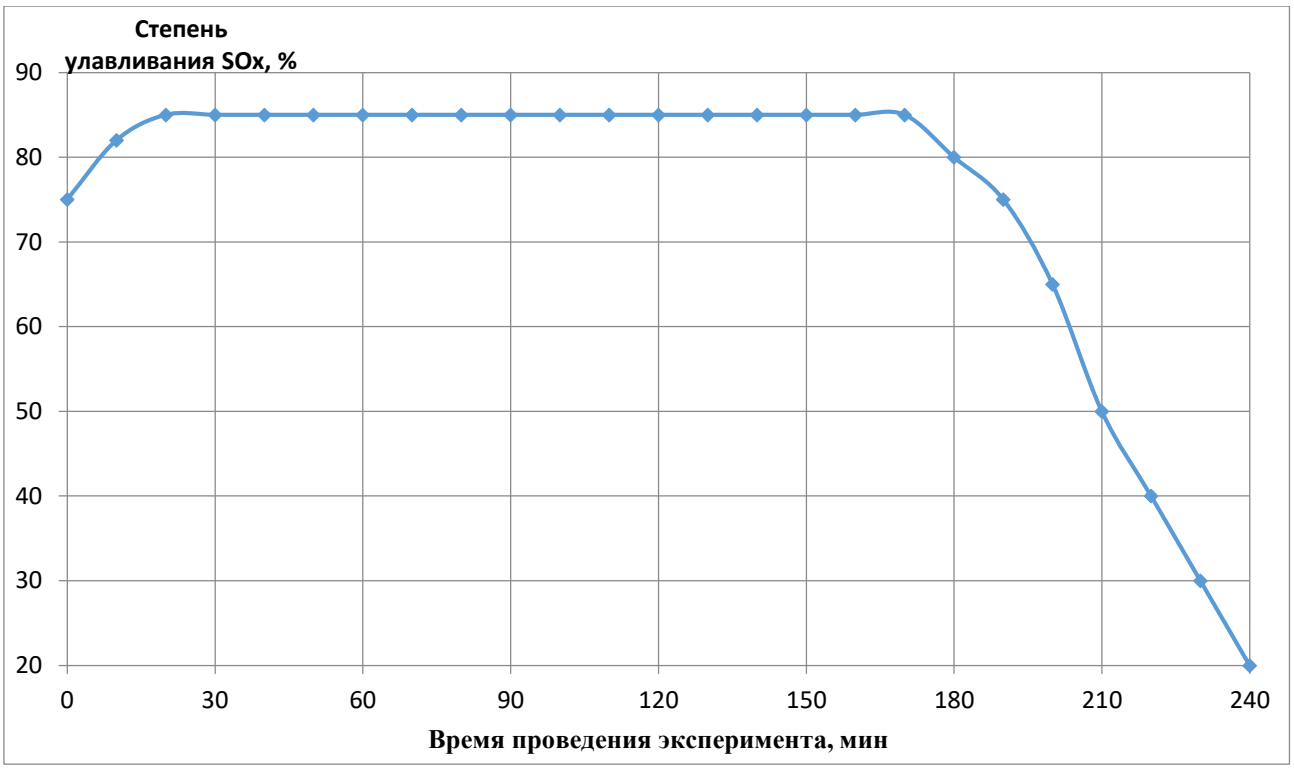


Рисунок 2.6 – Зависимость степени улавливания оксидов серы при использовании продувочной воды котла

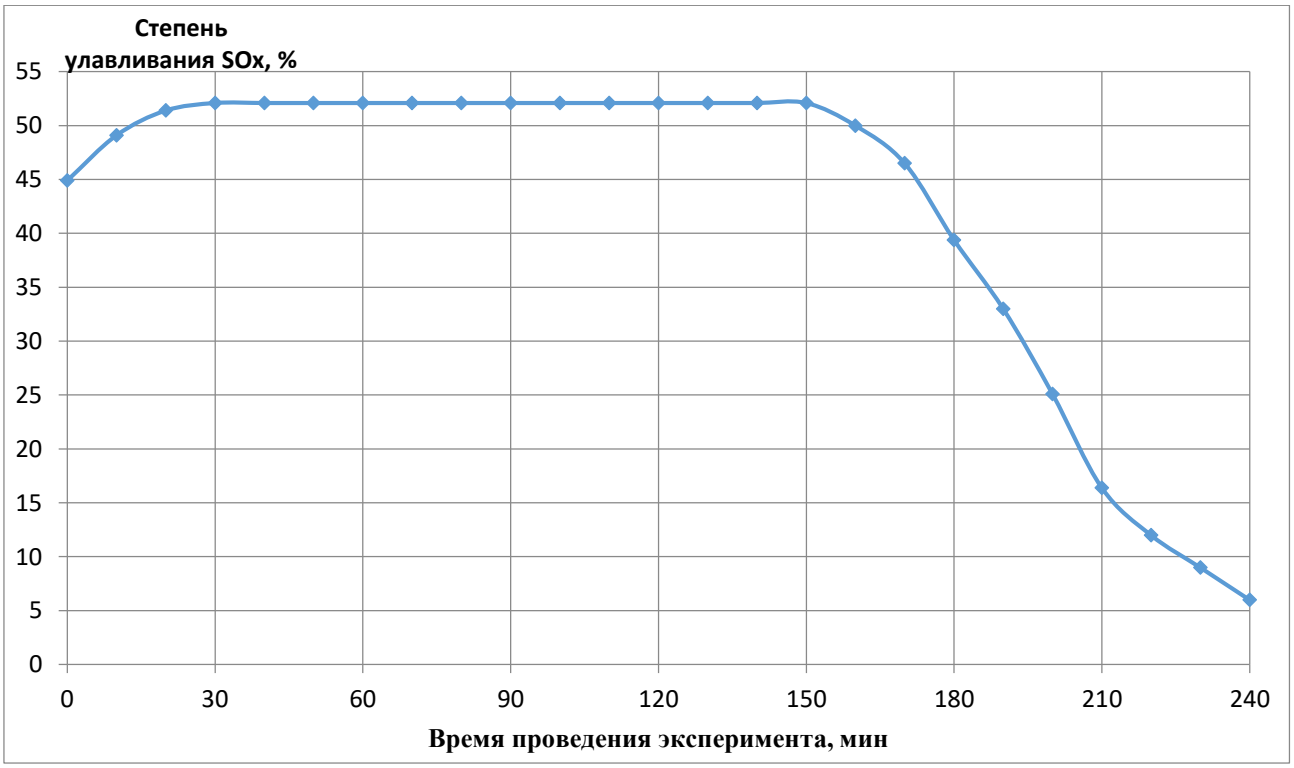


Рисунок 2.7 – Зависимость степени улавливания оксидов серы при использовании смеси продувочной воды котла и сточных вод ВПУ

2.3 Анализ возможности образования гипса в существующей системе очистки газов

Проведен анализ эффективности использования сточных вод ТЭЦ для повышения степени улавливания оксидов серы в существующей схеме очистки газов.

Среднемесячная фактическая нагрузка котельных агрегатов ТЭЦ АО «Алюминий Казахстана» за период с января 2020 года по ноябрь 2020 года представлена в таблицах 2.11 и 2.12.

Таблица 2.11 - Среднемесячная фактическая паропроизводительность котельных агрегатов, тонн в час

Маркировка и станционный номер котла	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	Среднегодовая
БКЗ-400-140 (ст.№1)	285	300	312	301	292	299	293	295	298	305	286	298,1
БКЗ-400-140 (ст.№2)	234	232	220						303	291	290	267,2
БКЗ-460-140 (ст.№3)	376	376	355	354	337	350	333	359	354	349	315	348,2
БКЗ-460-140 (ст.№4)	392	385	394	377	361	367	357	379	358	324	333	363,5
БКЗ-460-140 (ст.№5)	299	326	325	304	292	296	288	309	301	303	384	312,8
БКЗ-460-140 (ст.№6)	369	355	366	354	323	318	326					340,3
БКЗ-460-140 (ст.№7)	378	367	381	363	351	364	351	368	353	344	343	358,5
БКЗ-460-140 (ст.№8)	366	366	382	369	342	361	343	362	343	330	318	351,6

Таблица 2.12 – Доля фактической нагрузки в процентах от номинальной

Маркировка и станционный номер котла	Среднегодовая нагрузка, т/ч	Процент от номинальной до реконструкции, %	Объем газов при номинальной нагрузке, $м^3/с$	Реальный средний объем газов, $м^3/с$
БКЗ-400-140 (ст.№1)	298,1	93,16	170	158,37
БКЗ-400-140 (ст.№2)	267,2	83,50	170	141,95
БКЗ-460-140 (ст.№3)	348,2	82,90	178,9	148,32
БКЗ-460-140 (ст.№4)	363,5	86,55	178,9	154,83
БКЗ-460-140 (ст.№5)	312,8	74,48	178,9	133,24
БКЗ-460-140 (ст.№6)	340,3	81,02	178,9	144,95
БКЗ-460-140 (ст.№7)	358,5	85,36	178,9	152,70
БКЗ-460-140 (ст.№8)	351,6	83,71	178,9	149,76

Для улавливания вредных веществ в схеме очистки газов используется оборотная вода с золоотвала, качественный состав которой представлен в таблице 2.7, а среднемесячное количество в течение 2020 года указано в таблице 2.13. Требуемое удельное количество воды на орошение мокрой ступени очистки газов представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.13 – Количество осветленной воды с золоотвала на входе схему очистки газов электростанции, тонн в час

январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	Среднегодовая
765	765	766	619	616	619	615	615	614	667	676	667

Таблица 2.14 – Режимная карта схемы очистки газов котлов ст. №№ 1-7

Наименование	Разм	к/а 1	к/а 2	к/а 3	к/а 4	к/а 5	к/а 6	к/а 7
Давление воды на поясе орошения скрубберов	кгс/см^2	-	0,08-0,12	0,08-0,12	-	-	-	0,08-0,12
Давление воды на форсунках труб «Вентури»	кгс/см^2	-	3,0-3,8	3,0-4,2	-	-	-	3,0-4,2
Расход воды на трубы «Вентури»	т/ч	-	70-225	160-230	-	-	-	50-70
Расход воды на кольцевые эмульгаторы	т/ч	-	-	-	70-120	70-120	-	-
Расход воды на батарейные эмульгаторы	т/ч	70-120	-	-	-	-	70-130	-
Расход воды с учетом среднегодовой нагрузки	т/ч	111,8	187,9	190,7	103,9	89,4	105,3	59,8
Давление воды после гравийных фильтров	кгс /см^2	3 – 4	-	-	-	-	3,0 – 4,3	-

Расчеты показывают, что при работе 8 котлов, по данным среднегодовой нагрузки котельных агрегатов, средняя нагрузка по станции 2640,2 т/ч пара, следовательно, количество продувочной воды 26,4 т/ч со значение pH равным 11,5, а среднее количество уходящих газов 1 184,12 м^3/с или 4 262 847,19 м^3/ч.

Для орошения установленных систем очистки газов на котлах №№ 1-7 суммарно в среднем используется 667 т/ч орошающей воды или по 95,3 т/ч на котел. Учитывая перевод котельного агрегата №6 с мокрой ступени очистки газов на сухую ступень с установкой рукавных фильтров среднегодовой объем воды на систему орошения схемы очистки газов ТЭЦ снизится на 105,3 т/ч.

Для орошения систем очистки газов на котлах №№ 1-5 и 7 суммарно в среднем будет использоваться 561,7 т/ч орошающей воды. Среднее значение сбросной воды с анионитных фильтров со значением pH равным 12 составляет 54043,5 тонн с месяц или 1801,5 тонн в сутки, или 75,1 тонн в час. Суммарное количество продувочной воды котлов и сбросной регенерационной воды с анионитных фильтров составит 26,4+75,1=101,5 т/ч. Значение pH сбросной воды в баке сбора составит (11,5*26,4/101,5) + (12*75,1/101,5)=11,87.

При равномерном распределении сбросной воды между шестью котельными агрегатами в размере 16,92 т/ч значение pH смеси осветленной и сбросной воды будет меняться следующим образом (таблица 2.15).

Таблица 2.15 – Расчет значения pH смеси осветленной воды и сбросной воды

Котельный агрегат	Схема очистки	Количество воды на орошение, т/ч	Количество подаваемой сбросной воды, т/ч	Количество осветленной воды на орошение с учетом замены на сбросную воду, т/ч	Процент сбросной воды, добавленной в осветленную воду	Значение pH смеси осветленной и сбросной воды
БКЗ-400-140 (ст.№1)	Батарейные эмульгаторы	111,80	16,92	94,88	17,83	8,66
БКЗ-400-140 (ст.№2)	Вентури и скруберры	187,90	16,92	170,98	9,90	8,26
БКЗ-460-140 (ст.№3)	Вентури и скруберры	190,70	16,92	173,78	9,74	8,24
БКЗ-460-140 (ст.№4)	Кольцевые эмульгаторы	103,90	16,92	86,98	19,45	8,60
БКЗ-460-140 (ст.№5)	Кольцевые эмульгаторы	89,40	16,92	72,48	23,34	8,72
БКЗ-460-140 (ст.№7)	Вентури и скруберры	59,80	16,92	42,88	39,46	9,14

По результатам исследований, проведенных в настоящее время мною и моим руководителем Глазыриным С.А., а также ранее проведенных учеными Павлодарского государственного университета имени С. Торайгырова и Евразийского национального университета имени Л.Н. Гумилева на Экибастузской ТЭЦ, а также на заводе резинотехнических изделий в г. Сарань, экспериментальным путем установлена зависимость степени улавливания оксидов серы из дымовых газов от pH орошаемой воды (рисунок 2.8).

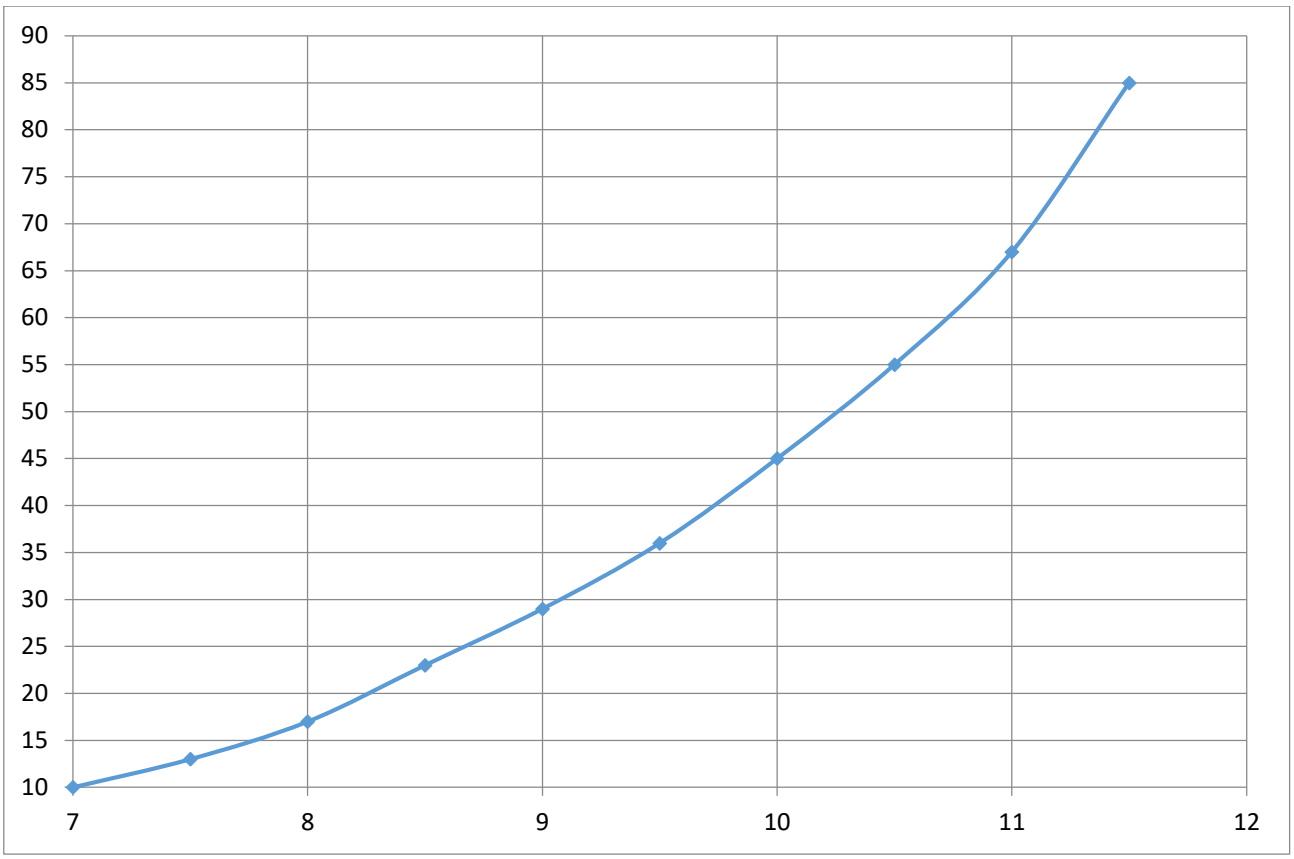


Рисунок 2.8 – Зависимость степени улавливания оксидов серы из дымовых газов от значения pH распыляемого раствора

Ожидаемое увеличение степени улавливания оксидов серы представлено в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Степень улавливания оксидов серы после реконструкции

Котельный агрегат	Схема очистки	Значение pH смеси осветленной и сбросной воды	Ожидаемая степень улавливания оксидов серы после реконструкции, %
БКЗ-400-140 (ст.№1)	Батарейные эмульгаторы	8,66	24,5
БКЗ-400-140 (ст.№2)	Вентури и скруберры	8,26	21,0
БКЗ-460-140 (ст.№3)	Вентури и скруберры	8,24	20,0
БКЗ-460-140 (ст.№4)	Кольцевые эмульгаторы	8,60	24,0
БКЗ-460-140 (ст.№5)	Кольцевые эмульгаторы	8,72	26,5
БКЗ-460-140 (ст.№7)	Вентури и скруберры	9,14	31,0

Таблица 2.17 - Зависимость допустимой концентрации солей жесткости (мг-экв/дм^3) в воде от содержания в ней сульфатов (мг/дм^3) при различной температуре

Температура воды ^{0}C							
140		160		180		190	
Предельно допустимая концентрация ионов в воде							
SO_4^{2-}	Ca^{2+}	SO_4^{2-}	Ca^{2+}	SO_4^{2-}	Ca^{2+}	SO_4^{2-}	Ca^{2+}

24	Более 8	24	8	24	2,5	24	1,5
48	2.9	48	2	48	1,2	48	0,8
72	4.5	72	1.35	72	0,75	72	0,5
96	2.0	96	1	96	0,5	96	0,37
192	1.0	192	0.5	192	0,35	192	0,25
288	0,6	288	0.4	288	0,2	288	0,125

Расчет снижения объемов выбросов оксидов серы по котельным агрегатам и по электростанции в целом представлен в таблице 2.18.

После проведения реконструкции при использовании сбросных регенерационных вод водоподготовительной установки и продувочных вод энергетических котлов в целом по тепловой электростанции ожидается снижение объемов выбросов оксидов серы:

1. Расчетные значения по проектным данным: на 5 972,11 тонн в год или на 9,65%;

2. Расчетные значения по данным, предоставленными ТЭЦ: на 4 424,06 тонн в год или на 9,64%;

3. По данным ЦЗЛ-ОТК: на 2 834,35 тонн в год или на 9,8%.

Таблица 2.18 – Результаты расчета снижения объемов выбросов оксидов серы после реконструкции путем утилизации сточных вод

Котельный агрегат	Схема очистки после реконструкции	Количество оксидов серы после ЗУУ до реконструкции, расчетное проектное, г/с	Количество оксидов серы после ЗУУ до реконструкции, расчетное, т/год	Количество оксидов серы после ЗУУ до реконструкции, расчетное по данным ТЭЦ, г/с	Количество оксидов серы после ЗУУ до реконструкции, расчетное по данным ТЭЦ, т/год	Количество оксидов серы после ЗУУ до реконструкции, по данным ЦЗЛ-ОТК, г/с	Количество оксидов серы после ЗУУ до реконструкции, по данным ЦЗЛ-ОТК, т/год
БКЗ-400-140 (ст.№1)	Батарейные эмульгаторы	245,04	6 774,87	182,677	5 050,65	125,64	3 473,69
БКЗ-400-140 (ст.№2)	Вентури и скруберры	259,45	7 173,27	173,313	4 791,76	130,52	3 608,62
БКЗ-460-140 (ст.№3)	Вентури и скруберры	289,66	8 008,52	219,285	6 062,79	137,5	3 801,60
БКЗ-460-140 (ст.№4)	Кольцевые эмульгаторы	283,23	7 830,74	223,793	6 187,43	131,11	3 624,93
БКЗ-460-140 (ст.№5)	Кольцевые эмульгаторы	283,23	7 830,74	192,606	5 325,17	127,78	3 532,86
БКЗ-460-140 (ст.№6)	Рукавные фильтры	273,57	7 563,66	202,419	5 596,48	134,66	3 723,08
БКЗ-460-140 (ст.№7)	Вентури и скруберры	286,5	7 921,15	223,254	6 172,53	134,34	3 714,23
БКЗ-460-140 (ст.№8)	Электрофильтр	318,34	8 801,46	243,285	6 726,34	124,56	3 443,83
ИТОГО		2239,02	61 904,42	1660,632	45 913,15	1046,11	28 922,85

Продолжение таблицы 2.18

Котельный агрегат	Увеличение степени улавливания оксидов серы после реконструкции, %	Количество оксидов серы после ЗУУ после реконструкции, расчетное проектное, т/год	Количество оксидов серы после ЗУУ после реконструкции, расчетное по данным ТЭЦ, т/год	Количество оксидов серы после ЗУУ после реконструкции, по данным ЦЗЛ-ОТК, т/год	Снижение оксидов серы после ЗУУ после реконструкции, расчетное проектное, т/год	Снижение оксидов серы после ЗУУ после реконструкции, расчетное по данным ТЭЦ, т/год	Снижение оксидов серы после ЗУУ после реконструкции, по данным ЦЗЛ-ОТК, т/год
БКЗ-400-140 (ст.№1)	9,5	6 131,25	4 570,84	3 143,69	643,61	479,81	330,00
БКЗ-400-140 (ст.№2)	11	6 384,21	4 264,66	3 211,67	789,06	527,09	396,95
БКЗ-460-140 (ст.№3)	10	7 207,67	5 456,51	3 421,44	800,85	606,28	380,16
БКЗ-460-140 (ст.№4)	12	6 891,05	5 444,94	3 189,94	939,69	742,49	434,99
БКЗ-460-140 (ст.№5)	14,5	6 695,29	4 553,02	3 020,60	1 135,46	772,15	512,26
БКЗ-460-140 (ст.№6)	0	7 563,66	5 596,48	3 723,08	0,00	0,00	0,00
БКЗ-460-140 (ст.№7)	21	6 257,71	4 876,30	2 934,24	1 663,44	1 296,23	779,99
БКЗ-460-140 (ст.№8)	0	8 801,46	6 726,34	3 443,83	0,00	0,00	0,00
ИТОГО		55 932,31	41 489,10	26 088,50	5 972,11	4 424,06	2 834,35

Расчет предельного содержания кальция рассчитывается с учетом температуры контакта дымовых газов 150 ^{0}С и смеси осветленной и сбросной воды - 20 ^{0}С. При данной температуре произведение растворимости для $CaSO_4$ - 0,2036 грамм на 100 грамм воды или 2,036 г/дм^3.

Среднее значение по содержанию сульфатов в продувочной воде составляет 800,84 мг/м^3 при среднем расходе 26,4 м^3/ч.

Среднее значение по содержанию сульфатов в сбросной воде анионитных фильтров водоподготовительной установки составляет 43,42 мг/м^3 при среднем расходе около 75,1 м^3/ч.

Концентрация сульфатов в растворе смеси продувочной воды и сбросной регенерационной анионитных фильтров объемом 14,5 м^3/ч составит 240,4 мг/дм^3.

На схему очистки газов одного котла: содержание сульфатов SO_4^{-2} с учетом ввода сбросной воды составит: 14,5 м^3/ч с концентрацией 240,4 мг/дм^3 и 80,8 м^3/ч с концентрацией 805,6 мг/дм^3 – (14,5*240,4/95,3+80,8*805,6/95,3) = 796 мг/дм^3 или 16,58 мг-экв/дм^3 или 8,29 мг-ион/дм^3.

На схему очистки газов одного котла: содержание кальция Ca^{2+} с учетом ввода сбросной воды составит: 14,5 м^3/ч с концентрацией 37,7 мг/дм^3 и 80,8 м^3/ч с концентрацией 622,9 мг/дм^3 – (14,5*37,7/95,3+80,8*622,9/95,3) = 533,86 мг/дм^3 или 11,12 мг-экв/дм^3 или 5,56 мг-ион/дм^3.

Значит, максимальное теоретическое значение концентрации образовавшихся солей $CaSO_4$ будет составлять 533,86 мг/дм^3 (по минимальной концентрации одного из ионов), что значительно меньше растворимости гипса при данной температуре – 2036 мг/дм^3.

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИИ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ СТОЧНЫМИ ВОДАМИ НА РАЗЛИЧНЫХ ТЭЦ

3.1 Тепловая электростанция АО «Алюминий Казахстана»

Для повышения степени улавливания оксидов серы из дымовых газов предлагается использование сбросных сточных вод химводоочистки и сбросной продувочной воды после расширителей непрерывной продувки 2 ступени. При этом будет замещаться, то есть экономиться на перекачке, 101,5 тонн осветленной воды в час, что составляет 15,2% от общего объема в 667 т/ч потребления осветленной воды, подаваемой с золоотвала для орошения схемы очистки газов станции. Ожидаемое увеличение степени улавливания оксидов серы в целом по электростанции: на 10-15%.

В настоящее время сбросная воды водоподготовительной установки и продувочная вода котлов с расширителей непрерывной продувки второй ступени сбрасывается в канал гидрозолоудаления. Предлагается использовать продувочную воду и сбросную воду анионитных фильтров использовать в схеме очистки газов путем добавления в осветленную воду для орошения потока дымовых газов. При этом, за счет повышения pH орошаемой воды, увеличится интенсивность и объем химических реакций связывания кислотообразующих газообразных оксидов серы с уменьшением объемов выбросов их в атмосферу.

Предлагается два варианта схемы использования сбросных вод в схеме очистки газов:

1. Использовать один из не используемых баков-нейтрализаторов в химическом цехе для сбора сбросной воды с анионитных фильтров и продувочной воды котлов, для чего будет необходимо проложить в котельном цехе коллектор сбора продувочной воды для подачи ее в химический цех. А потом насосом подавать в котельный цех в коллектор раздачи по ЗУУ котлов, стационарные номера с 1 по 7.

2. Предпочтительнее второй вариант: установить в котельном цехе на площадке между 7 и 8 котлами по строительным осям 33 и 34 бак сбора сбросной воды с анионитных фильтров и продувочной воды котлов. При этом линию подачи сбросной воды анионитных фильтров продлить с химического цеха до бака сбора. И из бака подавать сточные воды в коллектор распределения по ЗУУ котельных агрегатов.

Для регулирования равномерного распределения сбросной воды между котлами обязательно необходимы и расходомеры, и другое оборудование системы автоматизированного управления. Точное количество и типы оборудования даст последующий рабочий проект. Для равномерного распределения сбросной воды ставится промежуточный накопительный бак сбросной воды и схема подаваемого трубопровода типа «распределительный коллектор» с дистанционным управлением регулирующей арматурой с электроприводами перед оборудованием схемы очистки газов каждого котла.

Все режимные моменты изменения расходов смеси осветленной воды с золоотвала со сбросной водой буду учтены автоматикой рабочего проекта.

Котельные агрегаты №№ 2,3,7 оборудованы скрубберами с предвключёнными трубами Вентури и баки орошения необходимы только для скрубберов, где расход воды и её контакт с уходящими газами минимальный. Основной контакт происходит в трубах Вентури. В данном случае предлагается 2 варианта:

1. Подача сбросной воды будет осуществляться в трубы Вентури с установкой дополнительного промежуточного бака на верхней отметке труб Вентури без реконструкции скруббера и трубы Вентури;

2. Произвести реконструкцию существующих скрубберов для повышения степени орошения потока дымовых газов аналогично реконструированного скруббера в батарейный эмульгатор, без установки дополнительного бака для трубы Вентури.

На рисунке 3.1 показан генплан расположения цехов и отделений теплоэлектроцентрали АО «Алюминий Казахстан». Длина трубопровода от химического цеха до главного корпуса составляет около 100 метров.

На рисунке 3.2 показана схема установки нового оборудования и прокладки новых трубопроводов, красным цветом выделена устанавливаемая технологическая линия.

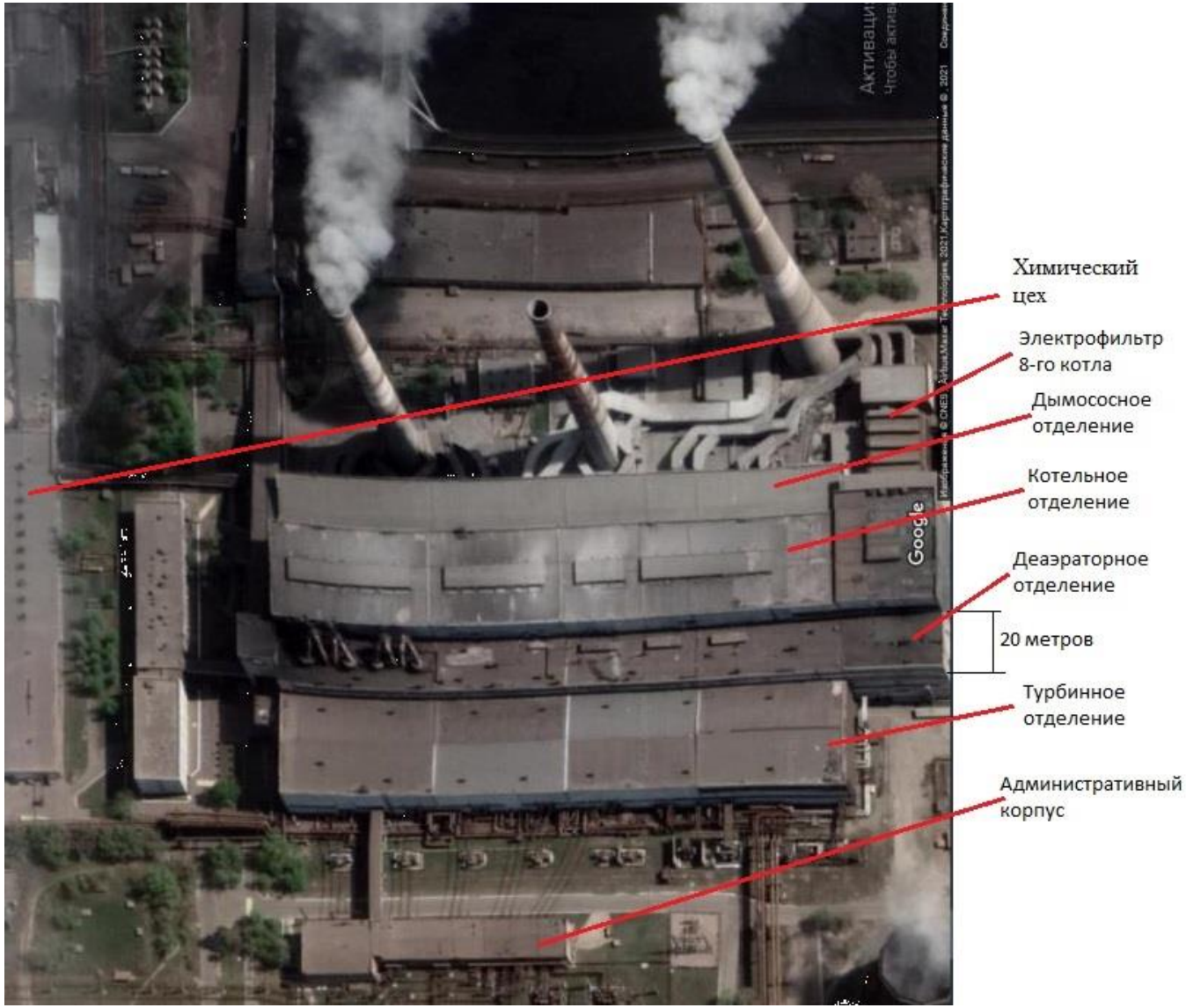


Рисунок 3.1 – План расположения цехов и отделений ТЭЦ

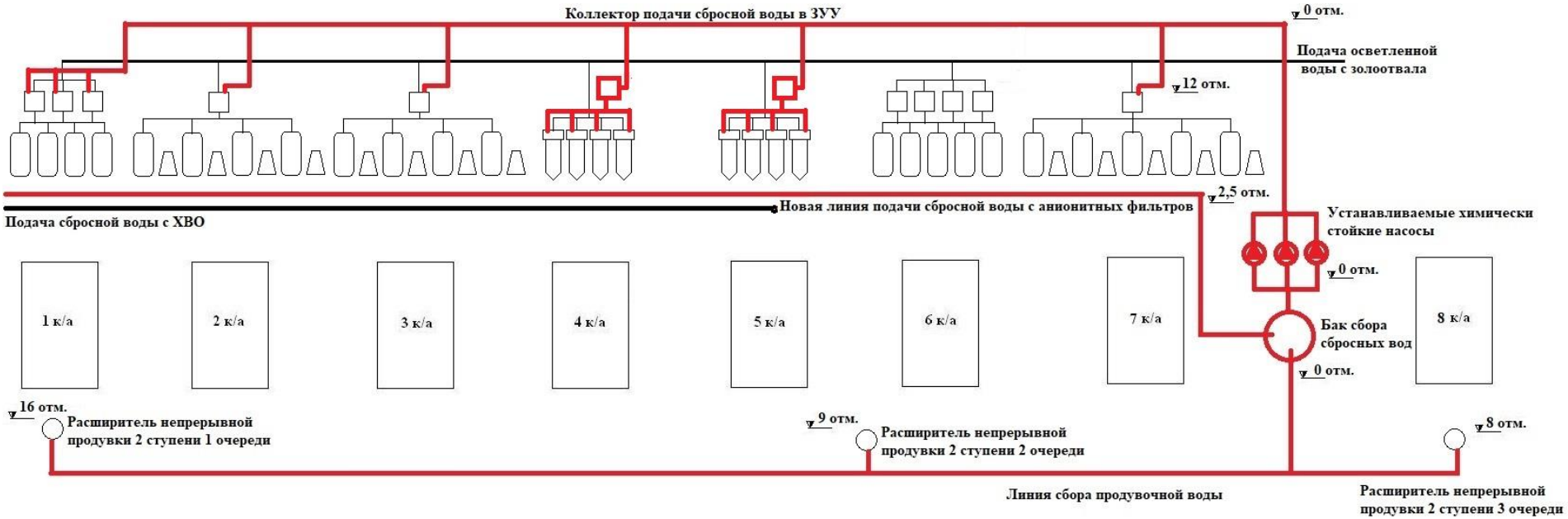


Рисунок 3.2 – Технологическая схема использования сбросных вод для снижения объемов выбросов оксидов серы

Устанавливаются:

1. Врезка трубопровода с задвижками на каждом из трех выносных циклонах (расширителях) непрерывной продувки 2 ступени (1 очереди – на отметке 16 м, 2 очереди – на отметке 9 м и 3 очереди – на отметке 8 м), по которым отбирается продувочная пароводяная смесь и направляется через собирающий трубопровод в устанавливаемый в цехе между 7 и 8 котлами накопительный бак (отметка +0 м). Необходимо установить фундаменты под бак и под устанавливаемые насосы в количестве 3 штук (рабочий, резервный и ремонтный), подающих сбросную воду в баки-оросители золоулавливающих установок. Узел отбора продувочной воды с расширителя показан на рисунке 3.3.

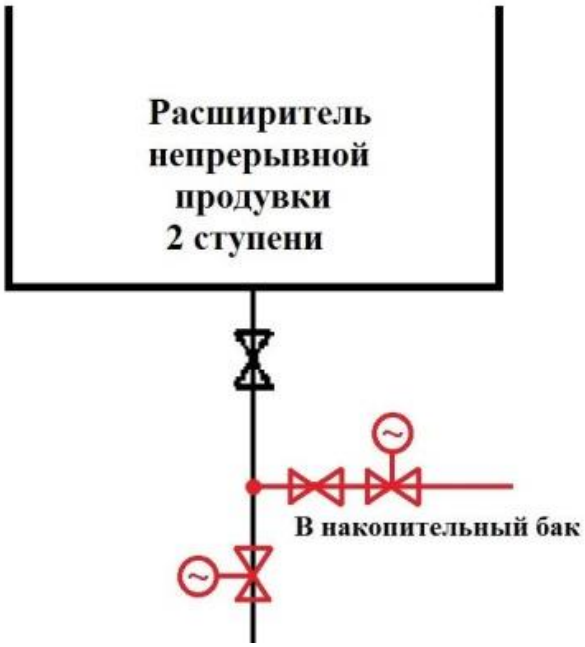


Рисунок 3.3 - Узел отбора продувочной воды от расширителя непрерывной продувки 2 ступени

2 РНП первой очереди собирает продувочный пар с первого по шестой котлы, второй очереди – с седьмого котла, третий РНП – с восьмого котла. Продувочная вода, собираемая с расширителей (сепараторов) непрерывной продувки 2 ступени, имеет высокую pH: около 11,5-12, поэтому все устанавливаемые трубопроводы до бака и раздающие трубопроводы после накопительного бака должны быть изготовлены из материалов, устойчивых к агрессивной щелочной среде.

Перед каждой устанавливаемой регулируемой арматурой необходимо установить запорную арматуру с ручным управлением на случай поломки электродвигателя или проблем с электропитанием.

3 Схема обвязки устанавливаемого бака представлена на рисунке 3.4.

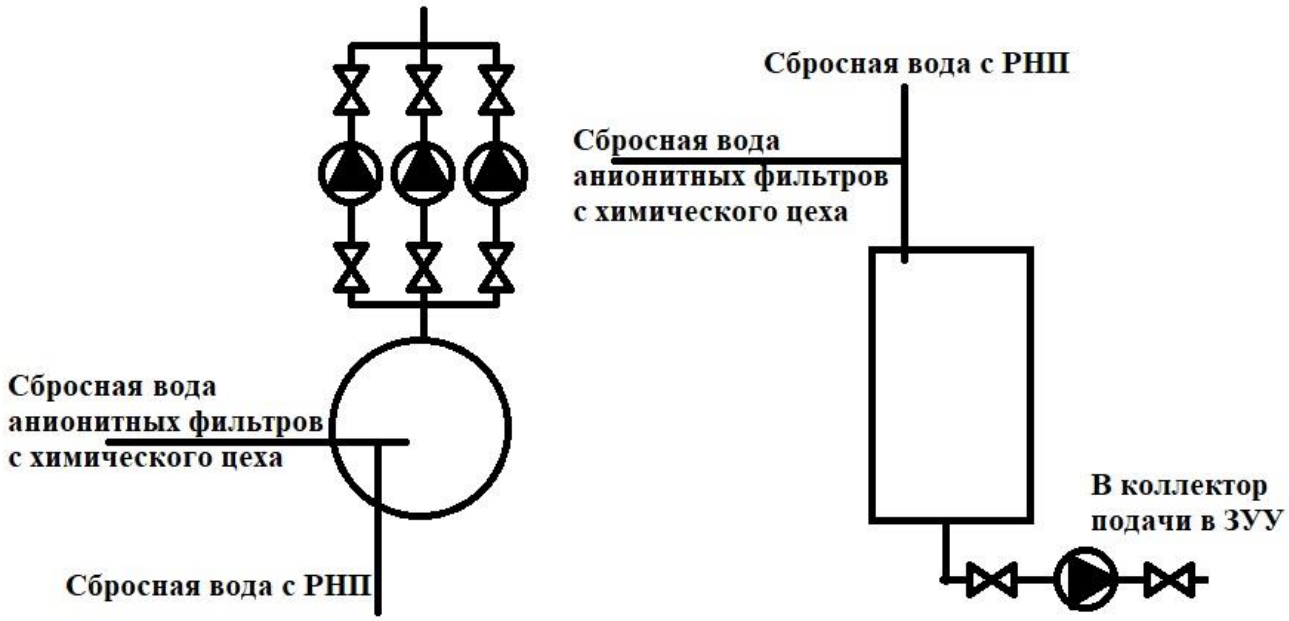


Рисунок 3.4 – Схема обвязки устанавливаемого бака

4. Химически стойкие насосы для подачи щелочной продувочной воды из накопительного бака с нулевой отметки в баки-оросители на каждый котел на 12 отметку. Производительность насоса с запасом по производительности в 20% составляет 120 м^3/час:

- по продувочной воде при работе всех шести котлов - 27 м^3/час;
- по сбросной воде химводоочистки с баков-нейтрализаторов - 23,94 м^3/час.

5. Подающие трубопроводы на баки-оросители, с регулируемой задвижкой с электроприводом на каждый бак. Необходимо равномерно распределять подачу продувочной воды между баками (котлами). Трубопровод из бака прокладывается по нулевой отметке до оси расположения баков-оросителей и распределяется в обе стороны также по нулевой отметке. Около каждого бака-оросителя трубопровод поднимается вертикально до бака (отметка +12 м). Схема подачи сбросной воды в ЗУУ котлов представлена на рисунках 3.5, 3.6, 3.7.

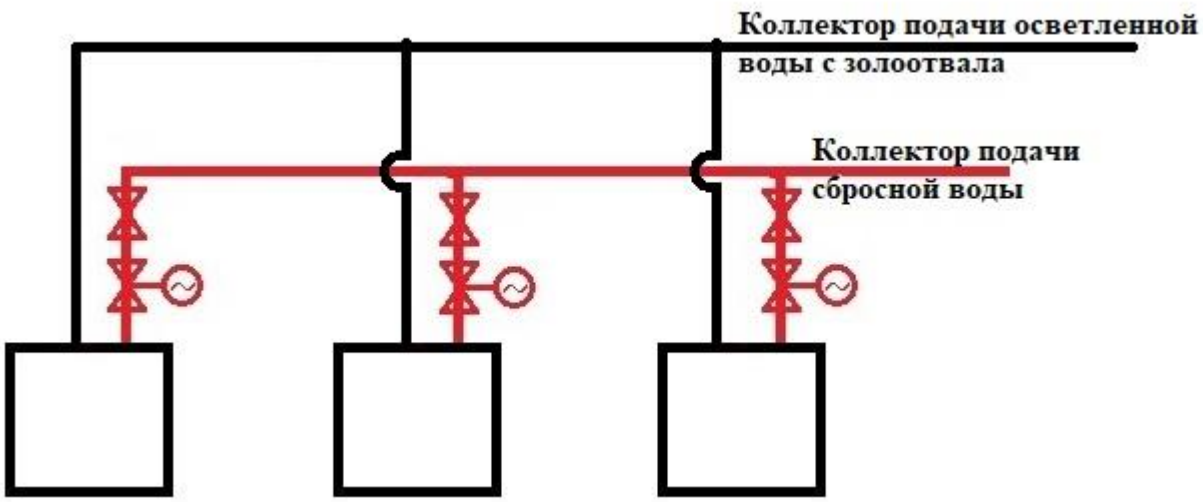


Рисунок 3.5 - Схема подачи сбросной воды с накопительного бака в баки-оросители котельного агрегата станционный номер 1

Рисунок 3.6 - Схема подачи сбросной воды с накопительного бака в бак-ороситель котельных агрегатов станционные номера 2, 3 и 7

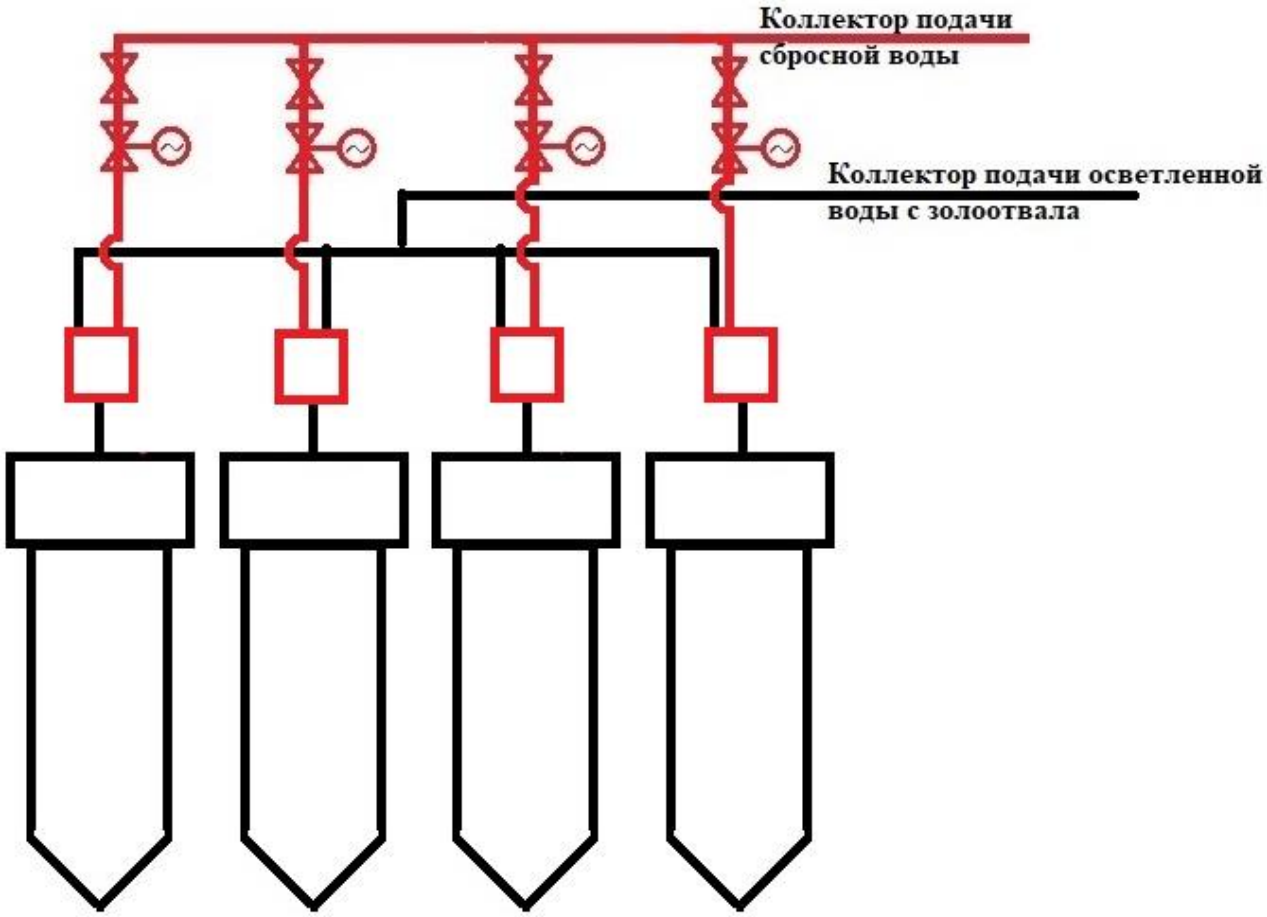


Рисунок 3.7 - Схема подачи сбросной воды с накопительного бака в бак-ороситель котельных агрегатов станционные номера 4 и 5

Строительная часть.

В строительной части проекта рассмотрены установка нового оборудования – накопительный бак на новый фундамент и новые оросительные баки на котлах 4 и 5. Строительная часть должна быть выполнена с соблюдением действующих норм и правил, соответствует нормам и правилам взрыво- и пожаробезопасности РК и обеспечивает безопасную эксплуатацию запроектированных объектов. Перечень нормативно-технических документов действующих на территории РК и примененных при разработке включает в себя:

- СП РК 1.02-21-2007 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство»;
- СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология»;
- СНиП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия»;
- НТП РК 01-01-3.1(4.1)-2012 Нагрузки и воздействия на здания. Снеговые нагрузки. Ветровые воздействия;
- СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции»;
- СНиП РК 2.01-19-2004 «Защита строительных конструкций от коррозии»;

- Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности»
- СНиП РК 2.02-05-2009* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- СНиП РК 5.01-01-2002 «Основания зданий и сооружений»;
- СНиП 2.03.01-84* «Бетонные и железобетонные конструкции»;
- СНиП РК 5.02-02-2010 «Каменные и армокаменные конструкции»;
- СНиП РК 5.03-37-2005 «Несущие и ограждающие конструкции».

Предварительная оценка воздействия на окружающую среду.

Охрана окружающей природной среды при эксплуатации тепловых электрических станций заключается в осуществлении комплекса технических решений по предотвращению отрицательного воздействия на окружающую природную среду.

Общие сведения.

Понятие охрана окружающей природной среды - включает в себя систему мероприятий, обеспечивающих рациональное природопользование, сохранение и восстановление природных ресурсов, предупреждение прямого и косвенного влияния результатов деятельности общества на природу и здоровье человека.

Воздух должен иметь определенную чистоту и любое отклонение от нормы опасно для здоровья.

Краткая характеристика источников выбросов предприятия на период строительства.

В данном разделе рассмотрены выбросы вредных веществ от источников на период проведения монтажных работ оборудования технологической схемы использования сбросных вод электростанции для снижения объемов выбросов оксидов серы в атмосферу от котельных агрегатов БКЗ-400-140, станционные номера №№ 1-2 и от котельных агрегатов БКЗ-460-140, станционные номера №№ 3-7, восьмой котел оборудован сухой схемой очистки дымовых газов в виде электрофильтра, котором не предусмотрено использования воды. Щелочные сточные воды эффективно нейтрализуют кислые составляющие газов - оксиды серы.

Работы проводятся в условиях действующего предприятия с непрерывным технологическим процессом.

В проекте предусматривается монтаж накопительного бака объемом 100 м^3 по строительным осям 33 и 34, трех насосов подачи сбросной воды с бака-накопителя в баки-оросители золоулавливающих установок котельных агрегатов ст. №№ 1-7, а также трубопроводов с задвижками и обратными клапанами от расширителей непрерывной продувки до бака, и далее в баки-оросители золоулавливающих установок.

До начала работ по монтажу оборудования необходимо:

- оградить территорию площадок котельного цеха на всех отметках, где будут производиться работы;

- установить инвентарные трубчатые леса по месту проведения монтажных работ;
- обеспечить освещение монтажных площадок согласно существующим нормативам;
- подготовить площадки для складирования участков трубопроводов;
- завезти на монтажную площадку газорезательное и электросварочное оборудование, электросварочное оборудование подключить к электропитанию.

Поставка бака, насосов, узлов трубопроводов, задвижек, электрических кабелей для питания электроприводов насосов и задвижек осуществляется со склада АО «Алюминий Казахстана».

Общая продолжительность строительно-монтажных работ – 6 месяцев.

Основными источниками загрязнения воздушного бассейна при реконструкции объекта будут являться:

– автотранспорт и спецтехника, используемые в процессе реконструкции;
– покрасочные работы;
– обработка металла;
– резка металла;
– сварочные посты.

Разгрузка, монтаж конструкций и оборудования будет производиться с использованием монтажного крана 25 т на пневмоколесном ходу, (источники выделения вредных веществ в атмосферу № 6001/001).Работа специальной техники сопровождается выделением газов от работы двигателей внутреннего сгорания, при этом в атмосферный воздух выбрасываются следующие загрязняющие вещества: окислы азота, углерода оксид, серы диоксид, бен/а/пирен, бензин.

Для отличия типа источников выделения организованным источникам загрязнения атмосферного воздуха присваивают номера в пределах от 0001 до 5999, а неорганизованным источникам присваиваются номера – в пределах от 6001 до 9999.

При монтаже новых устанавливаемых трубопроводов и задвижек с врезкой в существующие трубопроводы производятся работы по резке металла. Газовая резка металла производится на режущем полуавтомате. Толщина разрезаемого материала в среднем составляет 2-5 мм. Резка металла сопровождается выделением в атмосферу следующих загрязняющих веществ: железа оксид, марганца оксид, азота диоксид, оксид углерода – источник выделения №6001/012.

Для обработки металла и сверления отверстий используются машины шлифовальные и дрель электрическая. При механической обработке металла в атмосферный воздух выделяются взвешенные частицы PM10, взвешенные частицы PM2,5, пыль абразивная- источники выделения № 6001/003-004.

Укладку труб производить трубоукладчиком 35 т (источник выделения вредных веществ в атмосферу № 6001/11).

Валовые выбросы от двигателей передвижных источников (т/год) не нормируются и в общий объем выбросов вредных веществ не включаются.

Сварка металлоконструкций и элементов производится на сварочных постах с использованием электродов следующих марок: УОНИ-13/55 - расход 134,28 кг, ОЗЛ-6-расход 0,2 кг, ЭА395/9- расход 7,6 кг, ЭА 400/10У - расход 2,5 кг (источники выделения вредных веществ в атмосферу № 6001/005-008).

При производстве сварочных работ в атмосферный воздух выделяются загрязняющие вещества: титан диоксид, железа оксид, марганца оксид, хрома оксид, азота диоксид, углерод оксид, фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/, фториды неорганические плохо растворимые, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремни.

Готовые металлические конструкции будут подвергаться покраске (источник выделения вредных веществ в атмосферный воздух № 6001/009-012).

В качестве лакокрасочных материалов используются:

– грунтовка ГФ-021, расход 0,06768 т/год;
– эмаль ПФ-115, расход 0,018 т/год;
– растворитель уайт-спирит, расход 0,041028 т/год.

При производстве окрасочных работ в атмосферный воздух выделяются пары: ксилола и уайт-спирита.

На период реконструкции имеется 1 неорганизованных источник выбросов загрязняющих веществ.

Номер, присвоенный источнику выброса, действует только на период реконструкции объекта.

Краткая характеристика источников выбросов предприятия на проектируемое положение.

В настоящее время на ТЭЦ в эксплуатации находятся 2 котельных агрегата БКЗ-320-140, станционные номера №№ 1-2, реконструированные на паропроизводительность 400 тонн пара в час, и 6 котельных агрегатов БКЗ-420-140,станционные номера №№ 3-8, реконструированные на паропроизводительность 460 тонн пара в час.

Котлы работают на твердом топливе. Основным видом топлива является Экибастузский каменный уголь. В качестве растопочного топлива используется топочный мазут М-100. Мазут на котел подается с мазутного хозяйства ТЭЦ.

По затрагиваемым в проекте энергетическим котлам ст.номера № 1-8 продукты сгорания топлива азота диоксид, азота оксид, серы диоксид, углерод оксид, зола твердого топлива (пыль неорганическая 70-20 % двуокиси кремния), не уловленные ЗУУ, выбрасываются в атмосферу через дымовые трубы. Потоки дымовых газов распределены следующим образом:

– Котлоагрегаты №1, 2, 3 - источник 0701, диаметр устья 7 м., высота трубы 150 м.;

– Котлоагрегаты №4, 5- источник 0702, диаметр устья 7 м., высота трубы 150 м.;

– Котлоагрегаты №6, 7, 8- источник 0703, диаметр устья 7,8 м.; высота трубы 240 м.

На ТЭЦ предусмотрен комплекс мероприятий, обеспечивающих с учетом расширения достижение установленных нормативов, соответствующих современным технологическим методам, и условиям энергосбережения, не приводящим к снижению надежности работы оборудования.

В настоящем проекте «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду» к проекту «Разработка технологического решения по снижению объемов выбросов оксидов серы энергетическими котлами ТЭЦ АО «Алюминий Казахстана» путем утилизации сточных вод с технико-экономическим обоснованием» содержатся решения по охране атмосферного воздуха: снижению объемов выбросов оксидов серы основным оборудованием ТЭЦ в период эксплуатации с использованием сбросной продувочной воды котлов и сбросной воды анионитных фильтров с химического цеха, а также оценка уровня загрязнения атмосферного воздуха вредными выбросами от источников на период эксплуатации объекта, приведены основные характеристики природных условий района проведения работ, установлены нормы предельно допустимых выбросов (ПДВ), содержатся решения по охране природной среды от загрязнения, в том числе:

- охране атмосферного воздуха
- охране поверхностных и подземных вод
- охране почв, утилизации отходов.

Проект разработан на основании «Инструкции по проведению оценки воздействия на окружающую среду», утвержденной приказом Министра охраны окружающей среды РК №204-п от 28 июня 2007 года, с изменениями на 17.06.2016 г. [1].

В период проведения работ по реконструкции на площадке образуется 1 неорганизованный источник выбросов вредных веществ в атмосферный воздух. При работе источника загрязнения в атмосферный воздух будет выброшено 19 загрязняющих веществ.

В связи с тем, что изменения выбросов ТЭЦ по оксидам серы (их сокращение) связано с использованием сбросной продувочной воды котлов и сбросной воды анионитных фильтров водоподготовительной установки на, в данной работе рассматриваются выбросы только оксидов серы и от основного источника загрязнения (дымовая труба источник загрязнения № 0001).

Валовый выброс вредных веществ в атмосферу на период реконструкции составит – 0,15965 т/год.

Плата за эмиссию загрязняющих веществ (оксидов серы) в атмосферу на период реконструкции, запланированной на 2021 год, составляет 58340 тенге за тонну (20 МРП, МРП=2917 тенге в 2021 году).

Раздел разработан на основании:

- Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 402-VI ЗРК;
- Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденных постановлением Правительства РК от 17 января 2012 года за № 93;
- Инструкции по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации ль 28 июня 2007 года, утвержденной приказом Министра охраны окружающей среды РК;
- СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- Других законодательных актов Республики Казахстан;

При разработке проекта использованы основные директивные и нормативные документы, инструкции и методические рекомендации, указанные в списке используемой литературы.

Площадка теплоэлектростанции АО «Алюминий Казахстана» расположена в юго-восточной промышленной зоне города Павлодар.

Расстояние до близлежащего жилого массива составляет около 5 км.

Экологическая составляющая устойчивого развития региона является важным фактором территориального развития региона. В свою очередь обеспечение стабильного развития окружающей человека среды – одно из условий устойчивого развития страны. Оно нашло отражение в Стратегическом плане развития Республики Казахстан до 2050 года.

В данном проекте для повышения степени улавливания оксидов серы из дымовых газов предлагается использование сбросных сточных вод анионитных фильтров водоподготовительной установки и сбросной продувочной воды после расширителей непрерывной продувки 2 ступени с pH, равной 12, в схемах очистки газов, установленных на котельных агрегатах ст. №№ 1-7. Ожидаемое увеличение степени улавливания оксидов серы до 25%. При этом будет замещаться 101,5 тонн осветленной воды в час, что составляет 15,2% от общего объема потребления осветленной воды, подаваемой с золоотвала для орошения батарейных эмульгаторов.

В проекте разработаны следующие технические решения и монтажные работы:

- Установка бака-накопителя объемом 100 м^3 в схему использования сбросной воды для повышения степени улавливания оксидов серы, установленного на площадке между седьмым и восьмым котлами.
- Прокладка трубопровода условным диаметром 80 мм для сбора сбросной продувочной воды от расширителей непрерывной продувки №№ 1-3, расположенных в котельном цехе длиной около 400 метров.

• Прокладка трубопровода из нержавеющей стали с условным диаметром 150 мм длиной около 500 метров для подачи сбросной воды анионитных фильтров в верхнюю часть бака-накопителя.

• Установка трех насосов Х-100-65-250М, выполненного из химически стойкого к коррозии сплава: номинальная производительность 100 $м^3$/ч (27,8 л/с), напор 90 м.в.ст, допускаемый кавитационный запас – не более 4,5 м., питание 220/380 В, потребляемая мощность 45 кВт, для подачи сбросной воды из бака-накопителя в баки оросители котельных агрегатов ст. №№ 1-7;

• Прокладка трубопроводов подачи насосом Х-100-65-250М сбросной воды из бака-накопителя в баки-оросителя котельных агрегатов ст. №№ 1-7: один трубопровод прокладывается вдоль котлов ст. №№ 1-7 между золоулавливающими установками и конвективными щахтами котельных агрегатов по нулевой отметке. Под каждым баком-оросителем устанавливается тройник с подачей сбросной воды вертикально в баки-оросители в верхнюю часть. Чтобы избежать утечки сбросной воды в перелив бака-оросителя трубопровод углубляется в бак на 400 мм. Диаметры трубопроводов по схеме:

А. от насосов коллектор подачи сбросной щелочной воды труба с условным диаметром 150 мм из нержавеющей стали длиной около 400 метров;

В. от распределительного трубопровода подъем до баков-оросителей котлов труба с условным диаметром 80 мм из нержавеющей стали длиной около 15 метров на каждый котел. Всего на 7 котлов – 105 метров.

•На трубопроводах выхода сбросной продувочной воды из расширителей непрерывной продувки первой, второй и третьей очереди, на трубопроводе подачи сбросной воды из химического цеха в бак-накопитель, а также на трубопроводах подачи сбросной воды из бака-накопителя перед баками-оросителями батарейных эмульгаторов, устанавливаются: регулируемые задвижки с электроприводом (кран шаровой с электроприводом соответствующего диаметра), ручная запорная арматура и обратный клапан.

В разделе нет информации о воздействии стоков с высоким содержанием серы на водный бассейн, данную информацию не может дать предварительный ОВОС – только раздел ОВОС будущего рабочего проекта со сравнительным анализом экологичности снижения воздействия газообразных оксидов серы на окружающую среду и стоков с высоким содержанием серы на водный бассейн при расчете на специализированной лицензионной программе.

Электроснабжение и автоматика: блокировки и защиты.

Технические решения, принятые в рабочих чертежах, соответствуют требованиям экологических санитарно-гигиенических, противопожарных и других действующих норм и правил и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

В существующей схеме подачи осветленной воды с золоотвала в схему ЗУУ нет системы автоматического регулирования, значит проектируемый

раздел автоматики будущего рабочего проекта должен разрабатываться как общая схема регулирования подачи осветленной воды и сбросной воды с задвижками с электроприводами и расходомерами исходя из оптимальности расхода воды на орошения.

Устанавливаются 4 общих силовых щитов со встроенными щитами управления как для автоматического регулирования, так и для питания силового электрооборудования (рисунок 3.8):

1. ЩС-1, на нулевой отметке около бака – накопителя, расположенного между станционными котлами №7 и №8 для насосов и электроприводов задвижек узлов подачи сбросной воды в ЗУУ всех семи котлов.

2. ЩС-2, на 12-й отметке около котла №1 для расширителя непрерывной продувки первой очереди.

3. ЩС-3, на 12-й отметке между котла №5 и №6 для расширителя непрерывной продувки второй очереди.

4. ЩС-4, на 12-й отметке около котла №8 для расширителя непрерывной продувки третьей очереди.

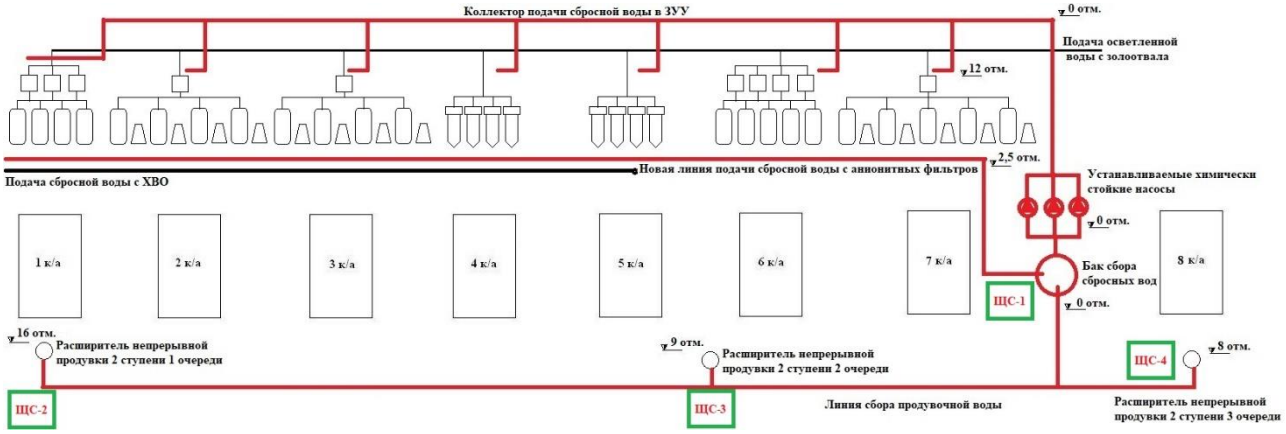


Рисунок 3.8 – Схема установки силовых щитов со встроенными щитами автоматики

Работа блокировок.

1. Первая блокировка - нижний уровень в баке-накопителе - не ниже 1,5 метров.

2. Дистанционное управление - закрытие задвижки перед баком-оросителем того котла, который выключен. Т.е. когда котел останавливается (выводится из работы), тогда машинист нажатием кнопки на щитах закрывает задвижки.

3. Для этого необходимо установить на щитах управления котлами NN 1-6 показывающие приборы (расход на баки-оросители каждого котла, указание положения задвижки - открыто или закрыто).

4. Между задвижками и баками-оросителями поставить расходомеры с передачей информации на щиты управления котлами.

5. Регулирование по уровню. При заполнении бака-накопителя и достижении уровня воды до минимальной отметки (1,5 м), происходит включение насоса. Когда уровень воды в баке-накопителе заполняется до максимальной отметки, происходит увеличения числа оборотов двигателя электропривода насоса.

Силовое электрооборудование.

Для питания устанавливаемого электрооборудования устанавливаются 4 силовых щитов, предназначенных также для размещения приборов АСУТП.

Потребителями электроэнергии являются:

- клапана с электроприводом;
- насосы химически стойкий;
- средства автоматизации.

Технико-экономический анализ разработанного технологического решения.

Предварительный расчет капитальных затрат, с учетом дополнительного прогнозируемого коэффициента роста цен в 30% на 2022-2023 года, представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Расчет капитальных затрат

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена за единицу	Сумма
1	**Оборудование**				**220 754 268,0**
1.1	Бак накопительный из нержавеющей стали	шт.	1	24 500 000,00	24 500 000,00
1.2	Насос Х-100-65-250М	шт.	3	2 593 386,00	7 780 158,00
1.3	Задвижки с электроприводами из нержавеющей стали	шт.	28	1 094 805,00	30 654 540,00
1.4	Задвижки с ручным приводом из нержавеющей стали	шт.	21	547 402,50	11 495 452,50
1.5	Обратный клапан из нержавеющей стали	шт.	3	531 000,00	1 593 000,00
1.6	Труба из нержавеющей стали, $d_{усл}$=80 мм, длина 400 м	м	400	24 253,50	9 701 400,00
1.7	Труба из нержавеющей стали, $d_{усл}$=150 мм, длина 500 м	м	500	56 259,00	28 129 500,00
1.8	Труба из нержавеющей стали, $d_{усл}$=150 мм, длина 400 м	м	400	56 259,00	22 503 600,00
1.9	Труба из нержавеющей стали, $d_{усл}$=80 мм, длина 105 м	м	105	24 253,50	2 546 617,50
1.10	Баки промежуточные для системы орошения 2, 3, 4, 5 и 7 котлов	шт.	11	2 500 000,00	27 500 000,00
1.11	Расходомеры и другое оборудование системы автоматизированного управления	комплект	1	35 600 000,00	35 600 000,00
1.12	Система автоматического отключения/включения насоса подачи сбросной воды от бака- накопителя	комплект	1	18 750 000,00	18 750 000,00

2	**Строительно-монтажные работы с фундаментами:**		**1**	**56 204 022,00**	**56 204 022,00**
3	**Прочие затраты (строительные леса, наемные спецмашины, затраты электроэнергии, спецодежда, кабеля, выключатели, заглушки, отводы, тройники, переходы и т.д.)**		**1**	**21 385 829,00**	**21 385 829,00**
4	**Разработка рабочего проекта с прохождением экспертизы (КП ТОО "Готика")**		**1**	**89 761 000,00**	**89 761 000,00**
5	**Шеф-монтаж установки и проведение пуско-наладочных работ автором технологии**		**1**	**5 300 000,00**	**5 300 000,00**
	Всего, $З_{кап}$				**393 405 119,0**

После проведения реконструкции при использовании сбросных регенерационных вод водоподготовительной установки и продувочных вод энергетических котлов в целом по тепловой электростанции, по самому пессимистическому сценарию, ожидается снижение объемов выбросов оксидов серы:

4. Расчетные значения по проектным данным: на 5 972,11 тонн в год или на 9,65%;
5. Расчетные значения по данным, предоставленными ТЭЦ: на 4 424,06 тонн в год или на 9,64%;
6. По данным ЦЗЛ-ОТК: на 2 834,35 тонн в год или на 9,8%.

С 2021 года штрафные санкции за эмиссию в атмосферу одной тонны оксидов серы составляют 20 МРП или 20*2917= 58 340 тенге.

В целом по тепловой электростанции ожидается снижение штрафных Санкций за эмиссию в атмосферу оксидов серы:

1. Расчетные значения по проектным данным: на 348 412 897,4 тенге в год;
2. Расчетные значения по данным, предоставленными ТЭЦ: на 258 099 660,4 тенге в год;
3. По данным ЦЗЛ-ОТК: на 165 355 979 тенге в год.

В целом по тепловой электростанции, с учетом возможного понижающего коэффициента 0,3, ожидается снижение штрафных Санкций за эмиссию в атмосферу оксидов серы:

1. Расчетные значения по проектным данным: на 104 523 869,22 тенге в год;
2. Расчетные значения по данным, предоставленными ТЭЦ: на 77 429 898,12 тенге в год;
3. По данным ЦЗЛ-ОТК: на 49 606 793,7 тенге в год.

При завершении проекта после реконструкции добавятся эксплуатационные расходы электрической энергии на работу насоса (40 кВт)

и периодического включения электроприводов регулирующей арматуры, которыми при расчете срока окупаемости можно пренебречь.

Затраты электроэнергии на привод насоса при ориентировочной себестоимости киловатта в размере 6 тенге составят 40*8760*6= 2 102 400 тенге в год.

По пессимистическому сценарию сроки окупаемости получим следующие.

По расчетным проектным данным, срок окупаемости проекта с учетом роялти патентообладателя в размере 7% составит

$$T_{ок} = З_{кап} / Э_{штр} = 393\,405\,119 / (348\,412\,897{,}4 – 2\,102\,400 – 348\,412\,897{,}4*0{,}07)$$

$$T_{ок} = 393\,405\,119 / 321\,921\,594{,}582$$

$$T_{ок} = 1 \text{ год } 3 \text{ месяца.} \qquad (3.1)$$

По расчетным данным, предоставленным ТЭЦ, срок окупаемости проекта с учетом роялти патентообладателя в размере 7% составит

$$T_{ок} = З_{кап} / Э_{штр} = 393\,405\,119 / (258\,099\,660{,}4 – 2\,102\,400 – 258\,099\,660{,}4*0{,}07)$$

$$T_{ок} = 393\,405\,119 / 237\,930\,284{,}172$$

$$T_{ок} = 1 \text{ год } 8 \text{ месяцев.} \qquad (3.2)$$

По данным ЦЗЛ-ОТК срок окупаемости проекта с учетом роялти патентообладателя в размере 7% составит

$$T_{ок} = З_{кап} / Э_{штр} = 393\,405\,119 / (165\,355\,979 – 2\,102\,400 - 165\,355\,979*0{,}07)$$

$$T_{ок} = 393\,405\,119 / 151\,678\,660{,}47$$

$$T_{ок} = 2 \text{ года } 7 \text{ месяцев.} \qquad (3.3)$$

С учетом понижающего коэффициента, сроки окупаемости получим следующие.

По расчетным проектным данным, срок окупаемости проекта с учетом роялти патентообладателя в размере 7% составит

$$T_{ок} = З_{кап} / Э_{штр} = 393\,405\,119 / (104\,523\,869{,}22 – 2\,102\,400 – 104\,523\,869{,}22 *0{,}07)$$

$$T_{ок} = 393\,405\,119 / 95\,104\,798{,}3746$$

$T_{ок}$ = 4 года 2 месяца. (3.4)

По расчетным данным, предоставленным ТЭЦ, срок окупаемости проекта с учетом роялти патентообладателя в размере 7% составит

$T_{ок} = З_{кап} / Э_{штр}$ = 393 405 119 / (77 429 898,12 – 2 102 400 – 77 429 898,12*0,07)

$T_{ок}$ = 393 405 119 / 69 907 405,2516

$T_{ок}$ = 5 лет 8 месяцев. (3.5)

По данным ЦЗЛ-ОТК срок окупаемости проекта с учетом роялти патентообладателя в размере 7% составит

$T_{ок} = З_{кап} / Э_{штр}$ = 393 405 119 / (49 606 793,7 – 2 102 400 - 49 606 793,7 *0,07)

$T_{ок}$ = 393 405 119 / 44 031 918,141

$T_{ок}$ = 8 лет 11 месяцев. (3.6)

Выводы по ТЭЦ АО «Алюминий Казахстана».

На котлах № 2, 3 установлено по 4 скруббера и 4 трубы «Вентури», на к/а №4, 5 установлено по 4 кольцевых эмульгатора, на к/а №7 - 5 скрубберов и 5 труб «Вентури», на к/а №8 – электрофильтр типа ЭСГ серии «ЭФИР», на котлах №1, 6 - по 4 батарейных эмульгатора 2-го поколения.

Согласно эксплуатационным данным оборудования схем очистки газов тепловых электростанций Казахстана в схеме «труба Вентури-скруббер» водой связывается до 10% оксидов серы, в кольцевых эмульгаторах – до 12%, в батарейных эмульгаторах второго поколения – до 15%, в электрофильтре соответственно оксиды серы не улавливаются.

В результате анализа объемов выбросов оксидов серы между расчетными значениями по данным, предоставленным ТЭЦ, и данными центральной заводской лаборатории АО «Алюминий Казахстана», можно увидеть разницу в объемах выбросов оксидов серы при нормативных расчетах и проведении замеров в среднем на 32,7% или на 76,8 г/сек.

Соли жесткости с сульфатами дают гипс ($CaSO_4$), концентрация которого должна строго ограничиваться с тем, чтобы в оборудовании схемы очистки газов не образовались его отложения, которые не удаляются при использовании химических реагентов.

Сульфат кальция ($CaSO_4$) — неорганическое соединение, кальциевая соль серной кислоты. Очень медленно присоединяет воду, гидратируясь до кристаллогидрата с 1/2 или 2 молекулами воды на 1 молекулу сульфата, соответственно $CaSO_4 \cdot 0{,}5H_2O$ и $CaSO_4 \cdot 2H_2O$. В воде растворим незначительно. Растворимость падает с повышением температуры: если при

20 °C она составляет 0,2036 г/100 г воды, то вблизи точки кипения воды (100 °C) снижается до 0,067 г сульфата на 100 г воды. Растворённый в природной воде сульфат кальция является одним из факторов, определяющих жёсткость воды. При повышении температуры, но не более чем до 180 °C двуводный сульфат кальция теряет часть воды, переходя в полуводный — так называемый «жжёный гипс», пригодный для дальнейшего применения как вяжущее вещество. При дальнейшем нагреве до 220 °C гипс полностью теряет воду, образуя безводный $CaSO_4$, который лишь при длительном хранении поглощает влагу и переходит в полугидрат.

Анионы хлора и гидроксил OH^- быстрее вступают в восстановительные реакции с катионами, чем сульфаты SO_4^{2-}.

Другими словами, при рассмотрении количества образовавшихся солей $CaSO_4$, необходимо считать количество образовавшихся солей кальция с хлоридами и $Ca(OH)_2$, и только потом остаток катионов кальция образует гипс с остатками сульфатов.

Расчеты показывают, что при работе 8 котлов, по данным среднегодовой нагрузки котельных агрегатов, средняя нагрузка по станции 2640,2 т/ч пара, следовательно, количество продувочной воды 26,4 т/ч со значение pH равным 11,5, а среднее количество уходящих газов 1 184,12 м^3/с или 4 262 847,19 м^3/ч.

Для орошения установленных систем очистки газов на котлах №№ 1-7 суммарно в среднем используется 667 т/ч орошающей воды или по 95,3 т/ч на котел. Учитывая перевод котельного агрегата №6 с мокрой ступени очистки газов на сухую ступень с установкой рукавных фильтров среднегодовой объем воды на систему орошения схемы очистки газов ТЭЦ снизится на 105,3 т/ч.

Для орошения систем очистки газов на котлах №№ 1-5 и 7 суммарно в среднем будет использоваться 561,7 т/ч орошающей воды. Среднее значение сбросной воды с анионитных фильтров со значением pH равным 12 составляет 54043,5 тонн с месяц или 1801,5 тонн в сутки, или 75,1 тонн в час. Суммарное количество продувочной воды котлов и сбросной регенерационной воды с анионитных фильтров составит 26,4+75,1=101,5 т/ч. Значение pH сбросной воды в баке сбора составит (11,5*26,4/101,5) + (12*75,1/101,5)=11,87.

Расчет предельного содержания кальция рассчитывается с учетом температуры контакта дымовых газов 150 ^{0}C и смеси осветленной и сбросной воды - 20 ^{0}C. При данной температуре произведение растворимости для $CaSO_4$ - 0,2036 грамм на 100 грамм воды или 2,036 г/дм^3.

Среднее значение по содержанию сульфатов в продувочной воде составляет 800,84 мг/м^3 при среднем расходе 26,4 м^3/ч.

Среднее значение по содержанию сульфатов в сбросной воде анионитных фильтров водоподготовительной установки составляет 43,42 мг/м^3 при среднем расходе около 75,1 м^3/ч.

Концентрация сульфатов в растворе смеси продувочной воды и сбросной регенерационной анионитных фильтров объемом 14,5 м^3/ч составит 240,4 мг/дм^3.

На схему очистки газов одного котла: содержание сульфатов SO_4^{-2} с учетом ввода сбросной воды составит: 14,5 м^3/ч с концентрацией 240,4 мг/дм^3 и 80,8 м^3/ч с концентрацией 805,6 мг/дм^3 – (14,5*240,4/95,3+80,8*805,6/95,3) = 796 мг/дм^3 или 16,58 мг-экв/дм^3 или 8,29 мг-ион/дм^3.

На схему очистки газов одного котла: содержание кальция Ca^{2+} с учетом ввода сбросной воды составит: 14,5 м^3/ч с концентрацией 37,7 мг/дм^3 и 80,8 м^3/ч с концентрацией 622,9 мг/дм^3 – (14,5*37,7/95,3+80,8*622,9/95,3) = 533,86 мг/дм^3 или 11,12 мг-экв/дм^3 или 5,56 мг-ион/дм^3.

Значит, максимальное теоретическое значение концентрации образовавшихся солей $CaSO_4$ будет составлять 533,86 мг/дм^3 (по минимальной концентрации одного из ионов), что значительно меньше растворимости гипса при данной температуре – 2036 мг/дм^3.

Расчетное ожидаемая степень улавливания составит:

- котельный агрегат (ст.№1) – 24,5% (увеличение на 9,5%);
- котельный агрегат (ст.№2) – 21% (увеличение на 11%);
- котельный агрегат (ст.№3) – 20% (увеличение на 10%);
- котельный агрегат (ст.№4) – 24% (увеличение на 12%);
- котельный агрегат (ст.№5) – 26,5% (увеличение на 14,5%);
- котельный агрегат (ст.№7) – 31% (увеличение на 21%).

После проведения реконструкции при использовании сбросных регенерационных вод водоподготовительной установки и продувочных вод энергетических котлов в целом по тепловой электростанции, по самому пессимистическому сценарию, ожидается снижение объемов выбросов оксидов серы:

1. Расчетные значения по проектным данным: на 5 972,11 тонн в год или на 9,65%;

2. Расчетные значения по данным, предоставленными ТЭЦ: на 4 424,06 тонн в год или на 9,64%;

3. По данным ЦЗЛ-ОТК: на 2 834,35 тонн в год или на 9,8%.

С 2021 года штрафные санкции за эмиссию в атмосферу одной тонны оксидов серы составляют 20 МРП или 20*2917= 58 340 тенге.

В целом по тепловой электростанции ожидается снижение штрафных Санкций за эмиссию в атмосферу оксидов серы:

1. Расчетные значения по проектным данным: на 348 412 897,4 тенге в год;

2. Расчетные значения по данным, предоставленными ТЭЦ: на 258 099 660,4 тенге в год;

3. По данным ЦЗЛ-ОТК: на 165 355 979 тенге в год.

В целом по тепловой электростанции, с учетом возможного понижающего коэффициента 0,3, ожидается снижение штрафных Санкций за эмиссию в атмосферу оксидов серы:

1. Расчетные значения по проектным данным: на 104 523 869,22 тенге в год;

2. Расчетные значения по данным, предоставленными ТЭЦ: на 77 429 898,12 тенге в год;

3. По данным ЦЗЛ-ОТК: на 49 606 793,7 тенге в год.

При завершении проекта после реконструкции добавятся эксплуатационные расходы электрической энергии на работу насоса (40 кВт) и периодического включения электроприводов регулирующей арматуры, которыми при расчете срока окупаемости можно пренебречь.

Затраты электроэнергии на привод насоса при ориентировочной себестоимости киловатта в размере 6 тенге составят 40*8760*6= 2 102 400 тенге в год.

По пессимистическому сценарию сроки окупаемости получим следующие.

По расчетным проектным данным, срок окупаемости проекта с учетом роялти патентообладателя в размере 7% составит 1 год 3 месяца.

По расчетным данным, предоставленным ТЭЦ, срок окупаемости проекта с учетом роялти патентообладателя в размере 7% составит 1 год 8 месяцев.

По данным ЦЗЛ-ОТК срок окупаемости проекта с учетом роялти патентообладателя в размере 7% составит 2 года 7 месяцев.

С учетом понижающего коэффициента, сроки окупаемости получим следующие.

По расчетным проектным данным, срок окупаемости проекта с учетом роялти патентообладателя в размере 7% составит 4 года 2 месяца.

По расчетным данным, предоставленным ТЭЦ, срок окупаемости проекта с учетом роялти патентообладателя в размере 7% составит 5 лет 8 месяцев.

По данным ЦЗЛ-ОТК срок окупаемости проекта с учетом роялти патентообладателя в размере 7% составит 8 лет 11 месяцев.

3.2 Тепловая электростанция АО «Астана-Энергия»

Техническое описание.

Батарейный эмульгатор II поколения (БЭ-П) предназначен для очистки дымовых газов после котла от золы.

Внутренняя поверхность корпуса защищается кислотоупорной плиткой и диабазовой замазкой.

Завихритель выполнен из титанового сплава ВТ1- 0. Зазоры между завихрителем и стенками корпуса перекрываются досками и уплотняются кислотоупорным бетоном. Опирание завихрителей предусмотрено на металлические балки, покрытые химической защитой, каплеуловителей на вновь вводимые балки.

Таблица 3.3 - Основные технические характеристики

Объем очищаемых газов, $м^3/ч$	473 034 ÷ 489 043
Температура дымовых газов, ° С	125 ÷ 130
Удельный расход воды на орошение, л/ нм3	0,2 ÷ 0,22
Температура дымовых газов после эмульгатора до подогрева горячим воздухом, ° С	~ 60
То же после подогрева, ° С	≥ 65
Аэродинамическое сопротивление эмульгатора (завихритель + каплеуловитель), мм в ст.	≤ 130
Степень очистки дымовых газов от золы, %	99,5
Степень нейтрализации (ожидаемая по проекту) окислов серы, %	10÷12

Система орошения представляет собой баки и вновь вводимые трубы орошения (из ст. 12Х18Н10Т), истечение из которых происходит в каждую ячейку завихрителя через отверстия Ø12 мм что исключает их забивание.

Газоочистительная установка снабжена контрольно-измерительной аппаратурой, которая служит для непрерывного контроля работы, состояния газоочистителя и поддержания оптимального режима.

Расчет нагрузки системы золоулавливания.

Рассчитаем теоретически необходимое количество воздуха исходя из заданного элементарного состава топлива

$$V°_в=0.0889\cdot(C^р+0.375\cdot S^р)+0.265\cdot H^р-0.0333\cdot O^р = 4,2\ нм^3/кг \qquad (3.7)$$

где $C^р$, $S^р$, $H^р$, $O^р$- соответственно содержание углерода, серы, водорода, кислорода в топливе, %.

Определим объем трехатомных сухих газов, т.е. суммарный объем углекислого и сернистого газа

$$V_{RO2}=V_{CO2}+V_{SO2}=0.01866\cdot (C^P-0.375\cdot S^P)=0,771\ нм^3/кг, \qquad (3.8)$$

Рассчитаем теоретический объем водяных паров в продуктах сгорания

$$V°_{H2O}=0.111 \cdot H^р+0.0124\cdot W^р+0.0161\cdot V°=0,453\ нм^3/кг \qquad (3.9)$$

где $W^р$- влажность топлива, % [4].

Определим теоретический объем азота в уходящих газах

$$V°_{N2}=0.79 \cdot V°+0.008 \cdot N^р = 3,34\ нм^3/кг \qquad (3.10)$$

где $N^р$- содержание азота в топливе.

Суммарный теоретический объем продуктов сгорания

$V°_г = V_{RO2} + V°_{H2O} + V°_{N2} = 0,771+0,453+3,34 = 4,564$ нм^3/кг. (3.11)

Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах равен $\alpha_{ух}=1,31$.

Действительный объем продуктов сгорания при $\alpha_{ух}=1,31$

$V_г = V°_г + 1,0161 \cdot (\alpha_{ух} - 1) \cdot V°_в$, м^3/кг (3.12)

$V_г = 4,564+1,0161 \cdot (1,31 - 1) \cdot 4,2 = 5,89$ м^3/кг.

Критерии и режимы безопасной работы.

Безопасность работы должна обеспечиваться следующими критериями:

- Аэродинамическое сопротивление газоочистителя должно находиться в интервале 120÷160 мм в. ст.

-Отсутствие воды недопустимо.

-Температура очищенных газов до подогрева не должна превышать 50 °С. [5]

Контрольные параметры:

1.Температуры:

-дымовых газов на входе,

-выходе и после смешения с горячим воздухом;

-орошающей воды на входе и пульпы в гидрозатворе;

-горячего воздуха.

2.Расходы:

-орошающей воды на корпус;

-горячего воздуха.

3.Давления:

-перед завихрителем;

-перед каплеуловителем;

-после каплеуловителя.

Объем дымовых газов от каждого котлоагрегата ст.№1-6 ТЭЦ-2 БКЗ-420-140 после батарейного эмульгатора при нормальных условиях в среднем составляет:

- котел ст.номер 1 - 176,515 нм^3/сек или 635 454 нм^3/час;
- котел ст.номер 2 - 162,431 нм^3/сек или 584 751,6 нм^3/час;
- котел ст.номер 3 - 267,776 нм^3/сек или 963 993,6 нм^3/час;
- котел ст.номер 4 - 172,543 нм^3/сек или 621 154,8 нм^3/час;
- котел ст.номер 5 - 194,238 нм^3/сек или 699 256,8 нм^3/час;
- котел ст.номер 6 - 180,161 нм^3/сек или 648 579,6 нм^3/час.

Температура дымовых газов от каждого котлоагрегата ст.№1-6 ТЭЦ-2 БКЗ-420-140 после батарейного эмульгатора при нормальных условиях в среднем составляет:

- котел ст.номер 1 – 69,5 °С;
- котел ст.номер 2 - 67,5 °С;

- котел ст.номер 3 – 68,5 °С;
- котел ст.номер 4 - 65 °С;
- котел ст.номер 5 - 65 °С;
- котел ст.номер 6 - 69 °С.

Таблица 3.4 - Концентрация оксидов серы в дымовых газах от котлоагрегатов ст.№1-6 ТЭЦ-2 БКЗ-420-140 до и после батарейного эмульгатора в среднем, мг/нм^3

Котельные агрегаты №	1	2	3	4	5	6
Концентрация до	1419,0	1450,0	1287,0	1835,0	1652,0	1496,0
Концентрация после	1260,0	1152,0	1120,0	1504,0	1303,0	1357,0
% улавливания	11,205	20,552	12,976	18,038	21,126	9,2914

Таблица 3.5 - Объем, состав, жесткость, pH и щелочность продувочной воды по каждому котлу в среднем

Ст.№ к/а	Нагрузка, т/ч	% н/п	Щ, мг-экв/дм^3	Ж , мкг-экв/дм^3	Продувка, т/сут	pH среднее
№1	350	0,9	141,1/131,7	0,5	75,6	9,81
№2	340	0,6	167,5/141,7	0,5	48,96	9,86
№3	330	1,0	202,6/135	0,5	79,2	9,86
№5	340	1,0	226,2/198,3	0,5	81,6	10,0

Непрерывная продувка составляет 0,5 – 1% от производительности котла. Качество осветленной воды с золоотвала, подаваемой в батарейные эмульгаторы: щелочность $Щ_o$ = 0,7 мг-экв/дм^3; жесткость $Ж_o$ = 32,0 мг-экв/дм^3; хлориды Cl = 980,0мг/дм^3; сульфаты SO_4^{2-} = 683,0 мг/дм^3; сухой остаток = 4600,0 мг/дм^3.

Таблица 3.6 - Анализ балансов баков-оросителей батарейных эмульгаторов:

Ст.№ к/а	Объем осветленной воды на орошение без добавления продувочной воды, м^3/ч	pH осветленной воды	Объем продувочной воды, м^3/ч	pH продувочной воды после расширителя продувки 2 ступени, среднее
№1	127,1	7,1	3,15	11,5-12
№2	116,95	7,1	2,04	11,5-12
№3	192,8	7,1	3,3	11,5-12
№4	124,23	7,1	3,1	11,5-12
№5	139,9	7,1	3,4	11,5-12
№6	129,7	7,1	3,2	11,5-12
Итого	830,68		18,19	

Среднесуточный баланс баков-нейтрализаторов:

- Регенерационные (щелочные + кислые) воды + отмывочные (обессоленная вода) – 301,2 тонн/сутки;

- Отмывочные воды – 202,4 тн/сутки;

- Вода после взрыхления – 70,86 тн/сутки;

Итого объем сбросных вод с баков - нейтрализаторов: 574,46 тонн в сутки или 23,94 тонн в час.

Итого средняя нагрузка накопительного бака составит: 23,94+18,19=42,13 тонн/час, максимальная нагрузка накопительного бака составит: 23,94+6*4,5=50,94 тонн/час

Технологическое решение.

Для повышения степени улавливания оксидов серы из дымовых газов предлагается использование сбросных сточных вод химводоочистки и сбросной продувочной воды после расширителей непрерывной продувки 2 ступени. При этом, будет замещаться, то есть экономиться на перекачке, 42,13 тонн осветленной воды в час, что составляет 5,07% от общего объема потребления осветленной воды, подаваемой с золоотвала для орошения батарейных эмульгаторов. Ожидаемое увеличение степени улавливания оксидов серы: на 20-30%.

Красным выделена устанавливаемая технологическая линия (рисунок 3.9).

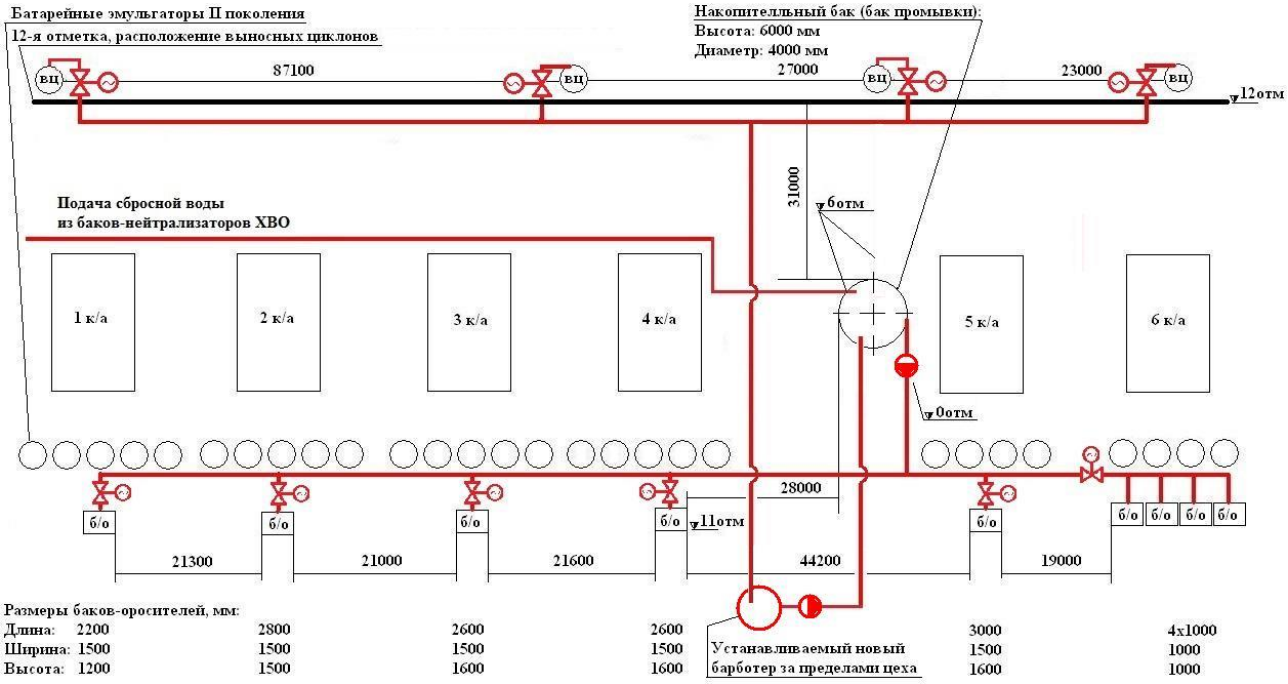


Рисунок 3.9 – Технологическая схема использования сбросных вод для снижения объемов выбросов оксидов серы

Устанавливаются:

1. Врезка трубопровода с задвижками на каждом выносном циклоне (расширителе) непрерывной продувки 2 ступени (отметка 12+1,5м), по

которому отбирается продувочная пароводяная смесь и направляется через собирающий трубопровод в устанавливаемый за пределами цеха на улице новый барботер с рабочим давлением до 10 кгс/см^2 и с насосом последующей подачи продувочной воды в имеющийся накопительный бак (отметка +0,2м). Необходимо провести ревизию имеющегося бака и существующих фундаментов бака и под устанавливаемый насос, подающего сбросную воду в баки-оросители. Узел отбора продувочной воды с расширителя показан на рисунке 3.10.

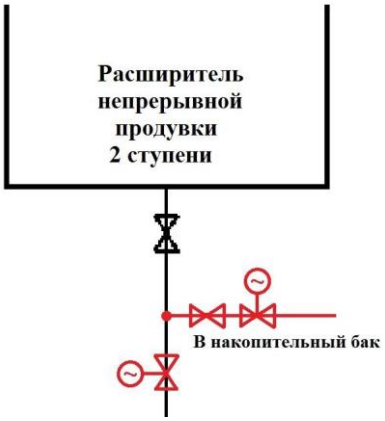


Рисунок 3.10 - Узел отбора продувочной воды от расширителя непрерывной продувки 2 ступени

Производительность каждого котла по продувочному пару в среднем – около 3 тонн в час, может достигать 4,5 тонны в час. Первый циклон собирает продувочный пар с первого и второго котлов, второй циклон – с третьего и четвертого котлов, третий циклон – с пятого котла, четвертый циклон – с шестого котла. Продувочная вода, собираемая с расширителей (сепараторов) непрерывной продувки 2 ступени, имеет высокую pH: около 11,5-12, поэтому все устанавливаемые трубопроводы до бака и раздающие трубопроводы после накопительного бака должны быть изготовлены из материалов, устойчивых к агрессивной щелочной среде.

Перед каждой устанавливаемой регулируемой арматурой необходимо установить запорную арматуру с ручным управлением на случай поломки электродвигателя или проблем с электропитанием.

2. В химическом цехе установлены 4 бака-нейтрализатора, в которые собираются щелочные сбросные воды с анионитных фильтров и кислые сбросные воды с катионитных фильтров. После взаимной нейтрализации сбросная вода с высоким солесодержанием из баков нейтрализации, со значением pH около 8, подается в систему гидрозолоудаления. В технологическом решении предлагается данную сбросную воду с высоким солесодержанием также подавать в накопительный бак КТЦ для последующей подачи в баки-оросители батарейных эмульгаторов. Общий трубопровод сброса данной воды в систему ГЗУ заходит в котельный цех между 4 и 5 станционными котлами, где и планируется отбор сбросной воды для подачи ее в накопительный бак.

Узел отбора сбросной воды из трубопровода подачи с баков-нейтрализаторов в канал гидрозолоудаления представлен на рисунке 3.11.

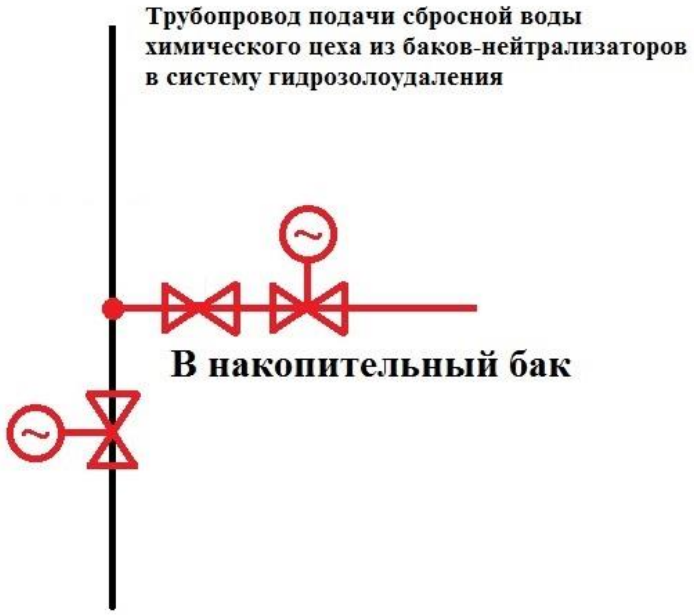


Рисунок 3.11 - Узел отбора сбросной воды ХВО

3. Накопительный бак высотой 6 метров и диаметром 4 метра для сбора щелочной продувочной воды из барботеров общим объемом 75 м^3. В настоящее время данный бак существует (бак промывок) и не используется в схеме более 8 лет (необходима ревизия бака и фундамента). Внутри бак должен покрываться антикоррозионным покрытием для препятствия воздействия агрессивной щелочной среды. В баке должен постоянно поддерживаться минимальный уровень сбросной воды не менее 1,5 метров для создания напора воды на всасе насоса.

Вся подаваемая вода из ХВО и с расширителей непрерывной продувки 2 ступени в том же количестве подается в баки-оросители батарейных эмульгаторов Панарина II поколения. Если какой-либо котел останавливается, то путем закрытия соответствующей задвижки автоматически отсекается от подачи бак-ороситель данного котла.

4. Химически стойкий насос для подачи щелочной продувочной воды из накопительного бака с нулевой отметки в баки-оросители на каждый котел на 12 отметку. Производительность насоса с запасом по производительности в 20% составляет 61 м^3/час:

- по продувочной воде при работе всех шести котлов - 27 м^3/час;
- по сбросной воде химводоочистки с баков-нейтрализаторов - 23,94 м^3/час.

Необходима ревизия фундамента под насос.

5. Подающие трубопроводы на баки-оросители, с регулируемой задвижкой с электроприводом на каждый бак. Необходимо равномерно распределять подачу продувочной воды между баками (котлами).

Трубопровод из бака прокладывается по нулевой отметке до оси расположения баков-оросителей и распределяется в обе стороны также по нулевой отметке. Около каждого бака-оросителя трубопровод поднимается вертикально до бака (отметка +11м). Перед баками-оросителями котла №6 устанавливается одна общая задвижка и равномерно через коллектор распределяется продувочная вода между баками. Схема трубопроводов представлена на рисунке 3.12.

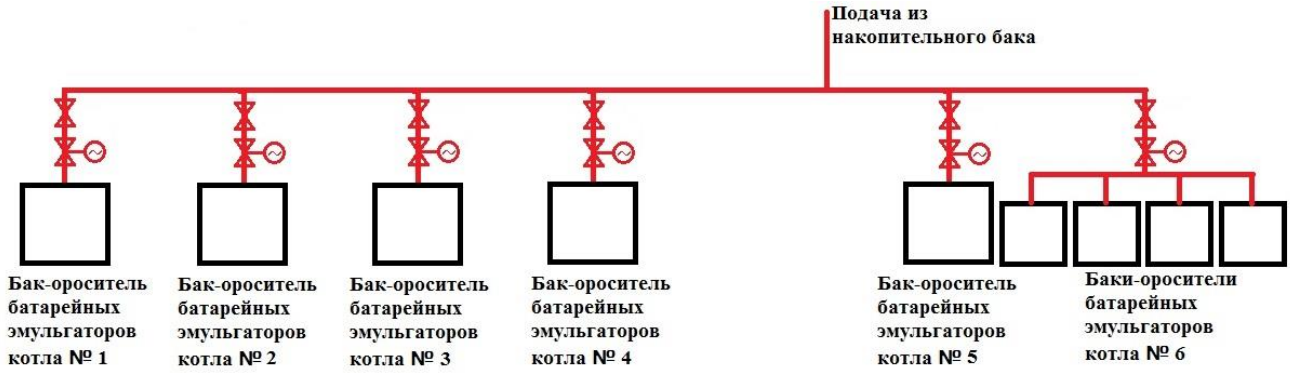
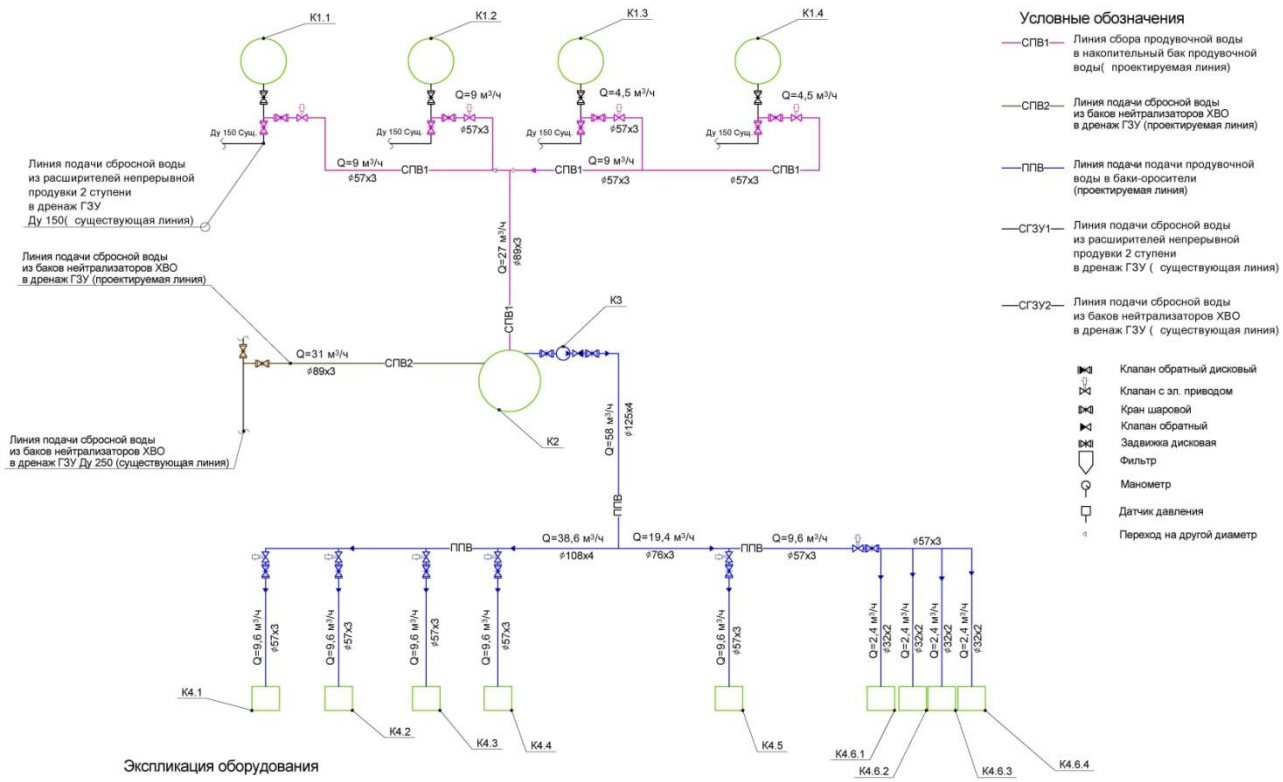


Рисунок 3.12 - Схема подачи воды с накопительного бака в баки-оросители

На основании разработанной технологической схемы была разработана и просчитана тепловая схема, представленная на рисунке 3.13.



Экспликация оборудования

Позиция	Наименование	Кол.	Тип	Характеристика	Примечание
К1.1-К1.4	Расширители непрерывной продувки 2 ступени	4			Сущест.
К2	Накопительный бак продувочной воды	1		V=75 м³	Сущест.
К3	Насос подачи продувочной воды в баки-оросители	1		Q=58 м³/ч P=25 м.в.ст.	Проектир.
К4.1-К4.6	Баки-оросители батарейных эмульгаторов	9			Сущест.

Рисунок 3.13 – Тепловая схема реконструкции

Определение выбросов вредных веществ в атмосферу.

Расчет выбросов твердых частиц

Количество летучей золы и несгоревшего топлива, выбрасываемых с дымовыми газами, определяется по формуле

$$M_{TB} = B \cdot \frac{A^P}{100 - \Gamma_{УН}} \cdot a_{УН} \cdot (1 - \eta_{ЗУ}), \text{г}/\text{с}, \qquad (3.13)$$

где B - расход натурального топлива, г/с;

A^P - зольность топлива на рабочую массу, %;

$a_{УН}$ - доля золы в уносе;

$\eta_{ЗУ}$ - доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителе;

$\Gamma_{УН}$ - содержание горючих в уносе, %.

При отсутствии данных по содержанию горючих в уносе количество выбрасываемых твердых частиц рассчитывается по формуле

$$M_{TB} = 0{,}01 \cdot B \cdot (a_{УН} \cdot A^P + q_4 \cdot \frac{Q_H^P}{32680}) \cdot (1 - \eta_{ЗУ}), \text{г}/\text{с}, \qquad (3.14)$$

$M_{тв}$=0,01*20026*(0,95*43+4*16131,1/32680)*(1-0,995)=42,88 г/с.

где q_4 - потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива, 4%;

Q_H^P - низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг;

32680 – теплота сгорания углерода в кДж/кг.

Расчет выбросов оксидов серы.

Количество оксидов серы SO_2 и SO_3 в перерасчете на $SO_2 (M_{SO_2})$, выбрасываемых в атмосферу, определяется как

$$M_{SO_2} = 0{,}02 \cdot B \cdot S^P \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}), г/с \qquad (3.15)$$

где S^P - содержание серы в топливе на рабочую массу, %;

η'_{SO_2} - доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле;

η''_{SO_2} - доля оксидов серы, улавливаемых в золоуловителе попутно с улавливанием твердых частиц;

B - расход твердого топлива г/с.

Доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле, зависит от зольности топлива и содержания свободной щелочи в летучей золе. Ориентировочные значения η'_{SO_2} при факельном сжигании различных видов топлива представлены в таблице 3.7. [9]

Таблица 3.7 - Значение доли оксидов серы, улавливаемой в котле

Топливо	η'_{SO_2}
Экибастузский уголь	0,02
Березовские угли Канско-Ачинского бассейна для топок с твердым шлакоудалением	0,5
Прочие угли	0,1
Мазут	0,02
Газ	0,0

Доля оксидов серы (η''_{SO_2}), улавливаемых в сухих золоуловителях, принимается равной нулю, для мокрых – в зависимости от щелочности орошаемой воды: до реконструкции, средняя – 0,12, после реконструкции, ожидаемая средняя – 0,48.

До реконструкции

$$M_{SO_2} = 0{,}02 \cdot 20026 \cdot 0{,}54 \cdot (1 - 0{,}02) \cdot (1 - 0{,}12) = 186{,}52 г/с$$

После реконструкции

$$M_{SO_2} = 0{,}02 \cdot 20026 \cdot 0{,}54 \cdot (1-0{,}02) \cdot (1-0{,}48) = 110{,}22\, г/с.$$

После реконструкции ожидается снижение концентрации оксидов серы на 76,3 г/с или в 1,7 раза.

Расчет выбросов оксида углерода.

Количество оксида углерода, выбрасываемое с дымовыми газами, определяется по формуле

$$M_{CO} = 0{,}001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - \frac{q_4}{100}),\, г/с \qquad (3.16)$$

M_{CO}=0,001*7,96*20026*(1-4/100)= 153,03 г/с.

где C_{CO} - выход оксида углерода при сжигании топлива (в кг/т или кг/тыс.м^3) определяется как

$$C_{CO} = \frac{q_з \cdot R \cdot Q_H^P}{1013}, \qquad (3.17)$$

C_{CO}=(0,5*1,0*16131,1)/1013=7,96

где $q_з$ - потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, 0,5%;

R - коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную содержанием в продуктах неполного сгорания оксида углерода. Для твердого топлива $R = 1{,}0$; для газа $R = 0{,}5$; для мазута $R = 0{,}65$. Значения $q_з$ и q_4 принимаются из теплового расчета.

Расчет выбросов оксидов азота.

Суммарное количество оксидов азота (NO_X) в пересчете на полное окисление оксидов азота в диоксид азота (NO_2), выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами каждого котла при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива, вычисляется по формуле

$$M_{NO_X} = 0{,}34 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot B \cdot Q_H^P \cdot (1 - \frac{q_4}{100}) \cdot \beta_1 \cdot (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \cdot (1 - \eta_{аз} \cdot \frac{n''}{n_k}), \qquad (3.18)$$

M_{NOx}=0,34*10^{-7}*8,13*20026*16131,1*(1-4/100)*0,8595*(1-0,01*0,2)* *1*1*0,4*1= 29,41 г/с.

где B - расход натурального топлива, г/с;

K - коэффициент, характеризующий выход оксидов азота;

β_1 - коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива;

β_2 - коэффициент, учитывающий конструкцию горелок (для вихревых горелок – 1, для прямоточных – 0,85);

β_3 - коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления (при твердом шлакоудалении – 1, при жидком шлакоудалении – 1,6);

ε_1 - коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

ε_2 - коэффициент, характеризующий снижение выбросов оксидов азота (при двухступенчатом сжигании) при подаче части воздуха помимо основных горелок;

r - степень рециркуляции дымовых газов, %;

$\eta_{аз}$ - доля оксидов азота, улавливаемых в азотоочистной установке;

$n'', n_к$ - длительность работы азотоочистной установки и котла, ч/год.

Коэффициент K вычисляется в зависимости от паропроизводительности котлов при сжигании газа и мазута во всем диапазоне нагрузок

для котлов паропроизводительностью в 200 т/ч и более:

$$K = \frac{12 * Д_Ф}{200 + Д_Н}, \qquad (3.19)$$

К=(12*420)/(200+420)=8,13

где $Д_Н, Д_Ф$ - номинальная и фактическая паропроизводительности;

Значение коэффициента β_1 при сжигании твердого топлива определяется следующим образом

при $\alpha > 1{,}25$

$$\beta_1 = 0{,}178 + 0{,}47 * N^Г, \qquad (3.20)$$

β1=0,178+0,47*1,45=0,8595

где $N^Г$ - содержание азота в топливе на горючую массу, %.

Значение коэффициента ε_1 при номинальной нагрузке котла и степени рециркуляции r менее 20% принимают равными $\varepsilon_1 = 0{,}0025$ при вводе рециркуляционных газов в топки (при расположении горелок на вертикальных экранах).

Для расчета загрязнения атмосферы выбросами диоксида и оксида азота в суммарном содержании NO_X их величину следует определять из выражений

$$M_{NO_2} = 0{,}8 \cdot M_{NO_X}\ , \qquad (3.21)$$

M_{NO2}=0,8*29,41=23,528

$$M_{NO} = (1 - 0{,}8) \cdot M_{NO_X} \cdot \frac{\mu_{NO}}{\mu_{NO_2}} = 0{,}13 \cdot M_{NO_X}\ , \qquad (3.22)$$

M_{NO}=0,13*23,528= 3,06 г/с.

до реконструкции

М = 42,88+186,52+153,03+29,41= 411,84 г/с.

Суммарные выбросы после реконструкции

М =42,88+110,22+153,03+29,41= 335,54 г/с.

4 РАЗРАБОТКА РАБОЧЕГО ПРОЕКТА ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИИ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ ТЭЦ-2 АО «АСТАНА-ЭНЕРГИЯ»

4.1 Технологические решения по тепломеханической части

Генеральный план. Основные показатели по генеральному плану

Размещение проектируемых зданий и сооружений, инженерных сетей ТЭЦ – 2 производится на существующей площадке ТЭЦ – 2 в пределах отведенной территории.

В настоящее время площадка застроена зданиями, сооружениями и инженерными коммуникациями, частично благоустроена и озеленена.

Для строительства нового золоотвала №2 отведена территория площадью 450 га. с использованием для строительства первой секции площадью 240 га.

Дополнительно отводится полоса под строительство золошлакопроводов, трубопроводов осветлённой воды и подъездной эксплуатационной автодороги вдоль трассы золошлакопроводов к золоотвалу № 2.

Основные показатели по генеральному плану приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Основные показатели по генеральному плану

Наименование	Ед. изм.	Количество	
		до расширения	после расширения
Площадь участка в ограде ТЭЦ - 2	га	34	34
Площадь под здания и сооружения	га	11,2	12,9
Коэффициент застройки	-	0,33	0,38
Площадь, занятая зданиями и сооружениями, автомобильными и железными дорогами	га	24,2	26,2
Протяжённость внутриплощадочных ж.д. путей от входной стрелки	км	5,6	7,9
Коэффициент использования территории	-	0,71	0,77
Протяжённость внутриплощадочных дорог	га	5,6	6,5
Протяжённость ограждения ТЭЦ – 2	км	2,53	2,73

Территория, производственные здания и сооружения.

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории, зданий и сооружений энергопредприятия должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и грунтовых вод со всей территории энергопредприятия, от зданий и сооружений (дренажи, каптажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);

- глушители шума выхлопных трубопроводов, а также другие устройства и сооружения, предназначенные для локализации источников шума и снижения его уровня до нормы;

- сети водопровода, канализации, дренажа, теплофикации, транспортные, газообразного и жидкого топлива, гидрозолоудаления и их сооружения;

- источники питьевой воды, водоемы и санитарные зоны охраны источников водоснабжения;

- железнодорожные пути и переезды, автомобильные дороги, пожарные проезды, подъезды к пожарным гидрантам, водоемам и градирням, мосты, пешеходные дороги, переходы и др.;

- противооползневые, противообвальные, берегоукрепительные, противолавинные и противоселевые сооружения;

- базисные и рабочие реперы и марки;

- пьезометры и контрольные скважины для наблюдения за режимом грунтовых вод;

- комплекс инженерно-технических средств охраны;

- системы молнии защиты и заземления.

Кроме того, должно систематически проводиться озеленение и благоустройство территории.

Скрытые под землей коммуникации водопровода, канализации, теплофикации, а также газопроводы, воздухопроводы и кабели должны быть обозначены на поверхности земли указателями.

Описание котельной части.

Компоновка главного корпуса.

В соответствии с решением Минэнерго РК от 29 июня 1971 г. Технический проект Целиноградской ТЭЦ-2 выполняется как проект экспериментальной серийной пылеугольной ТЭЦ повышенной заводской готовности.

В соответствии с этим решением, а также протоколом технического совещания в ГСПИ «Промэнергопроект» от 12 июля 1972 г. В компоновке главного корпуса нашли отражение следующие принципы:

Принят посекционный принцип компоновки главного корпуса, т.е. главный корпус набирается стандартных строительно-технологических секций.

В компоновке машинного зала и деаэраторной целиком используются технические решения, принятые по ТЭЦ - ЗИГМ.

Главный корпус ТЭЦ представляет собой пяти пролетное сооружение, выполненное по 16 ось.

В настоящие время, временный торец главного корпуса выполнен по 16 ось. Кроме того, выполнен каркас машинного зала, деаэраторного и бункерного отделения по 19 ось без заполнения стеновыми панелями, а также выполнен фундамент (плашка) до отм. 0,00 ранее запроектированной турбины Т - 185 ст. № 4.

Каркас главного корпуса металлический.

Основные размеры, характеризующие габариты главного корпуса следующие:

- пролет турбинного отделения (ряды «А - Б») - 39,0 м;
- пролет деаэраторного отделения (ряды «Б - В») - 10,5 м;
- пролет бункерного отделения (ряды «В - Г») - 10,5 м;
- пролет котельного отделения (ряды «Г - Д») - 39,0 м;
- пролет дымососного отделения (ряды «Д - Е») - 30,0 м;
- шаг колонны главного корпуса – 12 м;
- отметка подкранового пути машинного зала - 21,65 м;
- отметка подкранового пути котельного отделения - 40,2 м;
- отметка подкранового пути дымососного отделения - 21,0 м;
- отметка низа ферм машинного зала - 25,150 м;
- отметка низа ферм котельного отделения - 44,56 м;
- отметка низа ферм дымососного отделения - 25,10 м;
-отметка обслуживания машинного зала, котельного, бункерного отделения и щита управления в деаэраторном отделении - 12,00 м;
- отметка конденсационного и зольного пола - 0,00 м;
- отметка трубопроводного этажа деаэраторного отделения - 17,80 м;
- отметка установки деаэраторов - 26,10 м;
- отметка кабельного этажа - 8,20 м;
- отметка РУСН - 3,60 м;
- отметка помещения электросборок - 0,00 м.

Ширина, глубина и высота котельной (12х39х38) определены исходя из разработанной БКЗ и согласованной с ним компоновки котла 420 т/час для Экибастузских углей.

Бункерная этажерка разработана по индивидуальному проекту из учета максимального сохранения решений по ТЭЦ ЗИГМ по деаэраторной при ее примыкании.

Багерная насосная размещается в главном корпусе в дымососном помещении в секции постоянного торца. В результате компоновка главного корпуса определилась следующими геометрическими размерами.

Продольный шаг колонн - 12 м.

Пролет машинного зала - 39 м

Пролет деаэраторного отделения - 12 м

Пролет бункерного отделения - 9 м

Пролет дымососного отделения - 30 м

Пролет котельного отделения - 39 м

Отметка подкрановых путей машинного зала - 21,72 м

Отметка подкрановых путей котельной - 39,85 м

Котельное отделение.

В настоящие время в котельном отделении ТЭЦ установлены 6 котлоагрегатов Барнаульского котельного завода типа БКЗ - 420 - 140: в осях

3 - 11 котлы ст. № 1 - 4, котел ст. № 5 установлен с разрывом в 24 м в осях 13 – 15, котел ст. № 5 установлен за пятым котлом перед котлом ст. № 7 – Е-550-140.

Компоновка котлоагрегата БКЗ - 420 на Экибастузском угле разработана Барнаульским котельным заводом с ячейкой котла шириной 24 м и глубиной 39 м.

Котлы установлены фронтом к машинному залу.

Привязка первого котла к постоянному торцу – 36 м.

В ячейке каждого котла на отметке 0,0 размещается оборудование непрерывного шлакоудаления.

В секции постоянного торца котельной на отм. 18,0 размещаются деаэраторы подпитки теплосети; на отм. 12,00 – растопочная РОУ 140/1,2 ата.

На отм. 8,4; 4,8 сосредоточены трубопроводы связывающие вспомогательное оборудование, установленное в постоянном торце, и узлы блоков арматуры. У ряда Г на отм. 4,8 метра установлены расширители дренажей высокого и никакого давления. На отм. 0,0 насос кислотной промывки, насосы подпитки теплосети, перекачивающие насосы вакуумных деаэраторов, насосы подогретой сырой воды на ХВО, и автомобильный въезд.

- на отм. 0,00 - перекачивающие насосы после вакуумных деаэраторов подпитки теплосети, насосы сырой воды, сетевые насосы 2-го подъема и пиковые сетевые подогреватели котельного цеха, вентиляторы горячего дутья – по 4 шт. на каждый котел;

- на отм. 12.00 – растопочная РОУ 140/13-16 ата, бак замера уровня;

- на отм. 18,00 - вакуумные деаэраторы подпитки теплосети с эжекторами.

Для ремонта оборудования котельного цеха установлены два мостовых крана грузоподъемностью по 50/10 т.

В разрыве между осями 11 - 13 располагается багерная насосная № 2 и ремонтная площадка.

Для механизации ремонтных работ в дымососном отделении установлен мостовой электрический кран грузоподъемностью 10 т.

Бункерное отделение.

Оборудование в бункерном отделении размещается следующим образом.

На отм. 0,00 устанавливаются молотковые мельницы с воздушно-проходными сепараторами, по 4 мельницы в каждой технологической секции.

На отм. 12,00 размещаются питатели сырого угля, четыре на каждый котел, по ряду «В» в каждой технологической секции – сниженные узлы питания.

Между отметками 28,2 и 12,00 – бункера сырого угля – четыре бункера на котел, обеспечивающих запас топлива на 8 часов работы.

На отм. 28,2 расположено изолированное помещение ленточных транспортеров.

В секции постоянного торца на отм. 0,00 размещается мастерская по ремонту молотковых мельниц и установка для гидразина, на отм. 12,00 – установки для фосфата.

Дымососная.

В постоянном торце дымососной у ряда «Д» - багерная и насосы смывной и орошающей воды, у ряда «Е» - мастерская котлотурбинного цеха. Здесь же, со стороны постоянного торца рядом с мастерской предусмотрен автомобильный въезд, который проходит через дымососную в секцию временного торца.

Пиковый бойлер. Для использования тепла пара 16 атм, суточной неравномерности и для более равномерной загрузки турбины ПТ-60/-130/13 в зимний период устанавливается два пиковой бойлер ПСВ – 500 – 14 - 23.

Каждым котлом устанавливается один расширитель периодический продувки емкостью 7.5 $м^3$ диаметром 2000 мм и один сепаратор непрерывной продувки емкостью 0,7 $м^3$ диаметром 630 мм на 12.00 отметке котельного цеха.

На три котлоагрегата предусматривается установка:

- одного расширителя дренажей трубопроводов высокого давления емкостью 5,5 диаметром 1500 мм Р=1,2 атм;
- одного расширителя дренажей трубопроводной низкого давления емкость. 5,5 $м^3$, 150 мм Р=1,2 ата.

В соответствии с «Нормами технологического проектирования» предусматривается обработка питательной воды аммиаком и гидразингидратом, для чего в главном корпусе предусматривается бак приема раствора аммиака и гидразина емкостью 5 $м^3$, три бака мерника раствора аммиака-гидразина и три насоса-дозатора типа НД-100/63 производительностью 100 л/час, напором 63 м.в.ст.

Тепловая схема.

Тепловая схема ТЭЦ выполнена с поперечными связями по основным и вспомогательным технологическим трубопроводам: острого пара, питательной воде, конденсату, паропроводам различного давления. Главный паропровод от котлов ст. № 1-3, на турбины ст. № 1-3 выполнены по блочной схеме с перемычками на общий коллектор.

Паропровод от котлов ст. № 4, подается на существующем БРОУ - 140/13 по блочной схеме и по соединительной перемычке на коллектор острого пара.

Котлоагрегаты ст. № 5, 6 в настоящие время подключены к коллектору острого пара.

На ТЭЦ имеется растопочная РОУ 140/13 – 16 производительностью 150 т/ч. Пар на производство и собственные нужды ТЭЦ отпускается от отборов турбин и от БРОУ 140/13–16.

На ТЭЦ предусмотрены 2 напорных трубопровода питательной воды- «холодной», вода на которой подается непосредственно после питательных насосов, и «горячий» - после ПВД турбин.

Трубопроводы питательной воды от подогревателей высокого давления турбин ПТ- 80/100 ст. № 1 - 3 подключены к котлам ст. № 1 - 3 по блочной схеме с перемычками на «горячий» коллектор.

Питательная вода на котлы ст. № 4, 5, 6 подается из холодного коллектора. Деаэрация питательной воды осуществляется в деаэраторах повышенного давления типа ДСП-500.

Питание котлов производится в основном конденсатом турбин, конденсатом сетевых подогревателей, а также добавкой химобессоленней воды.

В качестве исходной воды для подпитки котлов и теплосети используется техническая вода с Тельмановского водозабора реки Ишим.

Сырая вода для подпитки котлов и теплосети, перед химводоочисткой нагревается во встроенных пучках конденсаторов турбин ПТ - 80/100 - 130/13.

Химобессоленная вода после химводоочистки проходит двухступенчатую степень деаэрации - в вакуумном деаэраторе ДВ-400 и в деаэраторах повышенного давления.

В отопительном режиме ТЭЦ - 2 покрывает потери тепла и воды в связи с утечками собственной зоны теплоснабжения, а в летнем режиме и зоны ТЭЦ - 1.

Химочищенная вода подпитки теплосети нагревается в водяном теплообменнике ПС-125, и после деаэрации в вакуумных деаэраторах ДВ-800 насосами подается в коллектор обратной сетевой воды.

Сетевая вода нагревается во встроенных сетевых подогревателях турбин, и затем часть ее насосами 2-го подъема котельного отделения подается на 2 пиковых сетевых подогревателя ПСВ – 500 – 14 – 23. Далее по магистрали С - 1 диаметром 1000 мм направляется на ТЭЦ - 1. другая часть сетевой воды после встроенных сетевых подогревателей турбин подается насосами СЭ – 1250 – 140 на пиковые сетевые подогреватели, установленные в машинном зале, и далее непосредственно потребителями в город.

Пар на производство, собственные нужды и на пиковые сетевые подогреватели отбирается из производственного отбора турбин и от БРОУ 140/13 - 16.

Гидрозолоудаление.

Существующая система золошлакоудаления – гидравлическая, оборотная.

С 1 очередью строительства ТЭЦ–2 в постоянном торце котельного отделения в осях 1 - 3 была построенная насосная для удаления шлака и золы. От котлоагрегата № 1 - 4 в настоящее время она укомплектована тремя багерными насосами типа ГРТ 1600/50 подачей 1600 м³/ч и напором 50 м.в.ст. Один насос в работе, второй – в резерве, третий - ремонтный. Багерные насосы размещаются в приямке на отм. (-5,7 м).

От каждой багерной насосной № 1 и № 2 пульпа на золоотвал транспортируется по двум золопроводам диаметром 400мм. Общий выход пульпы, от двух багерных котлов БКЗ-420-140 составляет более 1300 м³/ч. Для

подачи на смыв золошлаков и орошение золоуловителей с первой очередью строительства станции была установлена группа насоса со 100 % резервов; 2 насоса орошения типа Д 500/63 и 2 насоса смывных типа ЦН 400/104. В настоящие время, один насос ЦН 400/105 демонтирован.

Со второй очереди строительства была установлена группа насосов: 2 насоса орошения типа Д 500/63 и 2 насоса смывных типа ЦН 400/105. В настоящие время в наличии есть только смывные насосы, насосы орошения демонтированы.

Система охлаждения.

Система охлаждения конденсаторов турбин, масло- воздухоохладителей и ПЭНов - оборотная с помощью установленных на ТЭЦ градирен.

Охлаждение подшипников механизмов и пароотборных устройств котельного цеха - прямоточное со сбросом охлаждающей воды в систему ГЗУ и частично в промливневую канализацию.

Компоновка котла.

Примечание: в котельную установку могут входить, кроме котла, тягодутьевые машины, топливоподача и топливо приготовление в пределах установки, оборудование шлака и золоудаления, золоулавливающие и другие газоочистительные устройства, не входящие в котел газовоздухопроводы, трубопроводы воды, пара и топлив, арматура, гарнитура, автоматика, приборы и устройства контроля и защиты, а также относящиеся к котлу водоподготовительное оборудование и дымовая труба (ГОСТ 23172).

Котельный агрегат типа БКЗ – 420 – 140 однобарабанный, вертикально – водотрубный, с естественной циркуляцией, крупноблочной конструкции с применением газоплотных панелей предназначен для получения пара высокого давления при сжигании Экибастузского каменного угля марки «СС» при сухом шлакоудалении.

Котел спроектирован для работы со следующими параметрами:

- Производительность - 420 т/час;
- Давление пара в барабане - 159 кгс/см^2;
- Давление перегретого пара за паровой задвижкой - 140 кгс/см^2;
- Температура перегретого пара – 560 ºС;
- Температура питательной воды – 230 ºС.

Компоновка котлоагрегата выполнена по Т – образной схеме.

Топочная камера представляет собой первый подъём газоход. В опускных газоходах слева и справа от топочной камеры расположены конвективные поверхности пароперегревателя и вторая ступень экономайзера.

В вынесенной конвективной шахте расположены первая ступень экономайзера и две ступени воздухоподогревателя.

Водяной объём котла – 86 м^3, паровой объем котла – 68 м^3.

Топочная камера.

Топочная камера открытого типа полностью экранирована гладкими трубами 60 × 6, сталь 20, с шагом 80 мм с варкой полос между ними (плавниками).

Боковые экраны в нижней части образуют скат холодной воронки.

Вверх топки с вертикальными газоходами закрыты трубами потолочного пароперегревателя.

Топочная камера конструктивна разделена на две половины.

Верхняя часть топки в горизонтальном сечении по осям труб противоположных экранов имеют следующие размеры: 15420 × 3860 мм, а нижняя часть - 15420 × 8980мм. Объем топочной камеры составляет 1992 м³.

Допускается кратковременная работа котла с температурой питательной воды 160 ºС при соответствующим снижении производительности котла.

Топочная камера оборудована восемью двухтопочными пылеугольными горелками, расположенных на боковых стенах топки в один ярус. Для растопки котла предусмотрены мазутные форсунки паромеханического распыливания, встроенные с пылеугольные горелки. Производительность одной форсунки 300 - 1300 кгс/час, давление мазута 5 - 20 кгс/см², давление пара – 1,5 кгс/см².

Для обеспечения плотности горелки приварены к экранным трубам, при тепловых расширениях экранов перемещаются вместе с ними.

Пароотводящие трубы боковых экранов, проходят в нутрии газохода котла и служат подвесками боковых экранов. Остальные топочные блоки подвешены с помощью подвесок к потолочной раме. Вся топка свободна, расширена в низ.

Жесткость и прочность стен топочной камеры обеспечивается поясами жесткости. Пояса жесткости состоят из швеллеров – бандажей и вынесенных из изоляции двутавровых балок. По углам двутавровые балки поясов жесткости шарнирно связаны между собой, что обеспечивает свободное расширение экранов.

Подвод воды к нижним камерам топочных блоков от барабана осуществляется через стояки труб 219 × 18, сталь 20 и трубы 159 × 14.

Подвод воды к нижним камерам блоков от выносных циклонов осуществляется трубами 133 × 13, сталь 20.

Пароводяная смесь из задних и фронтовых блоков топки отводится в барабан трубами 159 × 14, сталь20, а в выносные циклоны трубами 133 × 13, сталь 20. из камер боковых блоков пар отводится в барабан в обогреваемой зоне трубами 159 × 13, сталь 12×1 МФ, а выше потолка – трубами 159 × 14, сталь 20.

Нижняя и верхняя камеры экранов топки выполнены из труб 219×36, сталь 20.

Барабан и сепарационные устройства.

Котел имеет один сварной барабан внутренним диаметром 1600 мм с толщиной стенки 115 мм, выполненной из стали 16ГНМА. Длина цилиндрической части барабана 19400 мм.

Средний уровень воды в барабане на 200 мм ниже геометрической оси барабана. Допустимые отклонения уровня воды от среднего от нормальной

воды от среднего при нормальной работе котла не должен превышать ±50 мм.

Для предупреждения подпитки котла в барабане установлена труба аварийного слива.

Для ввода в котловую воду фосфатов внутри имеется порфированая раздающая труба.

Внизу барабана над отпускной трубой находятся антикавитационные решетки.

Для получения пара требуемого качества в котле применена схема двухступенчатого испарения соответствующими сепарационными устройствами.

Первой ступенью (чистый отсек) является барабан с подключением к нему циркуляционными контурами. Сепарационные устройства первой ступени испарения находятся в барабане и представляют собой сочетание внутри-барабанных циклонов, барботажной промывки пара питательной водой и дырчатых листов.

Вся питательная вода после водяного экономайзера поступает в питательные короба барабана, 50 % ее направляется на промывочные листы, протекают по ним и сливаются в водяной объем барабана. Остальные 50 % питательной воды из питательных коробов сливаются непосредственно в водяной объем барабана мимо промывочных листов.

Пароводяная смесь из экранов котла, включенных в первую ступень испарения, поступают в распределительные короба, расположенные в барабане, откуда направляются во внутрибарабанные циклоны. Вода отсепарированная в циклонах, проходит через слой питательной воды, текущим по промывочным листам и попадает в паровой объем барабана. Далее через пароприемный дырчатый лист, который обеспечивает равномерную по длине барабана работу парового объема, пар направляется в пароперегреватель котла.

Вторая ступень испарения включает в себя два блока выносных циклонов (по три циклона в каждом блоке) с подключенным к ним циркуляционными контурами. К циклонам подключены паровые средние блоки фронтовой и задней стены топки.

Выносной циклон выполнен из труб 426×36, сталь 20 мм. И состоит из улиточного ввода и двух цилиндрических участков. Пароводяная смесь подводится к улитке. В циклоне вода, сжатая к стенке, стекает вниз, а пар, поднимаясь вверх, проходит через пароприемный дырчатый потолок к трубам 133×13, сталь 20, направляется в паровой объем барабана. Для предотвращения попадания пара в опускную систему циркуляционного контура в нижней части циклона установлена антигравитационная крестовина, ликвидирующая вращение воды и образование воронок над входом в опускную трубу. Подвод питательной воды от барабана к циклонам осуществляется трубами 133×13. сталь 20.

Для обеспечения нормального солевого режима, на котле предусмотрены:

- две линии снижения кратности солесодержания, одна из которых соединяет левый блок циклонов с нижней камерой левого среднего бокового блока, а другая – правый блок циклонов с нижней камерой правого среднего бокового блока топки;
- линии непрерывной продувки циклонов;
- линии ввода фосфатов в барабан для выработки котловой воды.

Эти линии используются по указанию дежурного персонала химического цеха.

Циркуляционная схема котла предусматривает глубокое секционирование экранов, что повышает надежность циркуляции. Экранная система разделена на 20 самостоятельных контуров.

Пароперегреватель.

Пароперегреватель котла по характеру восприятию тепла радиационного конвективного типа:

- радиационную часть пароперегревателя образуют трубы потолка, закрывающие верх топки и нисходящих газоходов и боковые стенки нисходящих газоходов, подвесные панели, а также радиационные панели, закрывающие фронтовые и задние стены нисходящих газоходов.
- полурадиационной частью пароперегревателя является блоки ширм, расположенные справа и слева на выходе из топки с шагом по ширине 640 мм.

К конвективным поверхностям нагрева относятся блоки «холодного» и «горячей» ступеней пароперегревателя, расположенные в нисходящих газоходах справа и слева от топочной камеры.

Расстояние между пакетами в блоках «холодной» ступени пароперегревателя 40 мм, а в «горячей» - 80 мм.

Перебросы пара по ширине газоходов, перемешивание пара. Перебросы пара из правой стороны котла в левую, и наоборот применены для уменьшения температурных разверток пара [3].

Схема движения пара в каждом следующая: пар из барабана котла по шести трубам 133×13, сталь 20, настенных панелей. Каждая выполнена из 32 труб 42 ×5, сталь. Пройдя настенные панели, пар поступает в две входные камеры 219 × 18 поступают в три входные камеры 219 × 16, сталь 20 и трубам 219 × 18 поступают в три входные панели камеры 219×36, сталь 20 потолочного пароперегревателя, пар перебрасывается с левой стороны котла на правую (в другом потоке – наоборот поступает в три выходные камеры 219×36, сталь 20). Каждая панель потолочного пароперегревателя выполнена из труб 42 ×5, сталь 20, пар подается в шесть входных камер 159×17, сталь 12×1МФ «холодной» ступени пароперегревателя. Каждый блок «холодной» ступени выполнен из 60 пакетов змеевиковых труб 32×4, сталь 20 и сталь 12×1МФ. Пройдя «первую» ступень и подвесные ленты, пар поступает в 12 выходных камер 133×17, сталь 12×1МФ, из которых по 12 трубам 133×10,

сталь 12×1МФ поступает в камеру растопочного пароохладителя 426 ×40, сталь 12×1МФ. Из растопочного пароохладителя пар поступает в две камеры 273 × 25, сталь 12×1МФ, из которых подается десять средних ширм. Пройдя средние ширмы, пар попадает во впрыскивающий пароохладитель первой ступени 352×30, сталь 12×1МФ. Из пароохладителя пар подается в десять крайних ширм. Все ширмы выполнены из труб 32×5, сталь 12×1МФ. Из крайних ширм пар поступает в пароохладитель второй ступени 352×30. сталь 12×1МФ направляется в две входные камеры 219×40, сталь 12×1МФ. Сюда пар поступает из пароохладителя шестью трубами 159×13, сталь 12×1МФ. Каждый блок второй ступени выполнен из 31 пакета змеевиков из труб 32×4,5, сталь Х18Н12Т, выходную ступень пар поступает в две выходные камеры 219×40, сталь 12×1МФ, из которых шестью трубами 159×20, сталь 12×1МФ, дается в паросборную камеру 273×45, сталь 12×1МФ. На котле установлены две паросборные камеры.

Конвективная шахта.

Конвективная шахта представляет собой вынесенный за пределы топки опускной газоход, расположенный сзади котла. В газоходе размещены первая ступень экономайзера и воздухоподогревателя. Газы в конвективную шахту поступают с двух сторон по двум коробам.

Экономайзерные и воздухоподогревательные поверхности конвективной шахты посредством щитов металлоконструкции опираются портал, при этом суммарное расширение всех блоков направлено вверх и компенсируется компенсаторами, устанавливаемые на коробах подвода газа к конвективной шахте.

Водяной экономайзер и воздухоподогревательные по газовой схеме устанавливаются «в рассечку».

Кубы воздухоподогревателя и блоки экономайзера первой ступени установлены друг на друге и сварены между собой, что позволяет уменьшить присосы воздуха.

Вторая ступень водяного экономайзера расположена за холодной ступенью пароперегревателя в нисходящих газоходах котла и опирается на балки.

Первая ступень экономайзера расположена в конвективной шахте под верхними кубами воздухоподогревателя и состоит из двух блоков.

Экономайзер первой и второй ступеней, выполнены из труб 32×4, сталь 20, в виде пакета гладкотрубных змеевиков, расположенных в шахматном порядке. Воздухоподогреватель – трубчатый, выполнен по двухтопочной схеме из электросварных труб 40×1,6, сталь Вст3сп3. В качестве перепускных коробов по воздуху используются вертикальные промежутки между кубами воздухоподогревателя и наружные короба.

Газовоздушный тракт.

Газовоздушный тракт является важной составляющей частью электростанции

Газовоздушный тракт, включает в себя значительное число разнородных элементов электростанции. Сюда относятся гозовоздухопроводы и теплообменные поверхности, тугодутьевые машины и золоуловители, внешние газоходы и дымовые трубы.

Элементы газового тракта оказывают взаимное влияние друг на друга. Так, вид топки и характер топочного процесса влияет на выбор и работу золоуловителя, работа золоуловителя - на надежность работы дымососа и золовые отложения в газоходах, состояние газоходов на надежность и экономичность работы дымососа и котла.

Воздушный тракт - комплекс оборудования для приемки атмосферного (холодного) воздуха, его подогрева, транспортировки и подачи в топочную камеру, включает короб холодного воздуха воздухоподогреватель (воздушная сторона), короб горячего воздуха и горелочные устройства.

Газовый тракт - комплекс оборудования, по которому осуществляется движение продуктов сгорания до выхода в атмосферу, он начинается в топочной камере, проходит через пароперегреватель, экономайзер, воздухоподогреватель (газовая сторона), золоуловитель и заканчивается дымовой трубой.

Установка непрерывного шлакоудаления

Для удаления шлака из-под топки предусмотрена установка непрерывного механизированного шлакоудаления, которая состоит из следующих основных узлов:

- шлаковыдающий бункер – 3 шт.
- шнековый транспортер с приводом – 3 шт.

Шлаковыдающий бункер, обмурованный из внутри, крепится к трубке экрана и свободно опускается вниз при их тепловом расширении. Нижняя часть бункера погружена под уровень воды, которой залит гидроуплотнения.

Шнековый транспортер состоит из корпуса, опорной рамы, шнекового вала, во вращающегося текстолитовых подшипниках, скольжения и привода. Смазка подшипников осуществляется водой, подаваемой трубами в корпуса верхнего и нижнего подшипника. Давление воды должно быть не менее 1 кгс/см². Подвод воды к подшипникам, кроме того, предотвращает попадание частиц шлака и трущиеся поверхности, что обеспечивает длительную надежную работу транспортера.

Во избежание перегрева водяной ванны расход воды должен быть порядка 3 - 4,5 м на 1 тонну шлака.

Привод транспортера состоит из электродвигателя, редуктора и опорной рамы. Пусковое устройство электродвигателя оборудовано электрической системой защиты от перегрузки при аварийном заклинивании шнека, эффективной сигнализацией отключения, а также обеспечивает реверс электродвигателя.

Указанная сигнализация и пусковые устройства расположены в месте. Постоянного нахождения эксплуатационного персонала.

При получении сигнала о заключении шнека, машиниста должен включить реверсивные (в обратное направление) движения шнека на 20 - 30 сек, после чего включить шнек на прямой ход. При повторном заклинивании указанную операцию следует повторить.

Шнековое шлакоудаление является надежным и долговечным устройствам при правильной эксплуатации транспортера, налаженном топочном режиме.

Категорически запрещается перерывы в подаче воды в корпуса подшипников. Вода, подаваемая в подшипники, не должна иметь механических примесей, вызывающих износ подшипников и валов.

Работа транспортера в режиме периодического удаления шлака с накоплением последнего в корпусе транспорте не допускается.

Во время останова котла необходимо производить осмотр вала и витков шнека, а также обмуровки котла, бункера.

Для слива воды из корпуса в нижней его части имеется сливная пробка.

Система пылеприготовления.

Котельный агрегат оборудован четырьмя индивидуальными системами пылеприготовления, с прямыми вдуваниями.

Для подачи «сырого» топлива в мельницу применены шнековые питатели производительностью до 40 т/час, на котлоагрегатах – 1, 2. Скребковые питатели к/а - 3,4 типа СПУ - 700×1500 производительностью до 40 т/час. Регулирование подачи топлива осуществляется изменением числа оборотов электродвигателя, питателя сырого угля с помощью регенератора толщины слоя.

Размол и сушка угля осуществляется в молотковой мельнице ММТ – 2000/2590/750К с производительностью по Экибастузскому углю 25 т/ч.

Сушка топлива производится, горячим воздухом с температурой около 400 ºС. Регулирование температуры аэросмеси после сепаратора осуществляется присадкой «холодного» воздуха с напорных дутьевых вентиляторов.

Транспорт сушильного агента до мельницы и подача пылевоздушной смеси в горелку осуществляется с помощью вентилятора горячего дутья типа ВГДН - 15 с характеристиками при рабочем режиме: производительность с запасом 10% - 45400 - 50600 м³/час. Полный напор при температуре рабочей среды 400ºС и указанной производительности – 406 кгс/м².

Число оборотов – 1500 об/мин, регулирование производительности ВГДН осуществляется осевым направляющим аппаратом. Отделение из потока аэросмеси крупных фракций и возвращение их на помол в мельницу происходит в центробежных сепараторах. Тонина помола пыли регулируется изменением угла поворота лопаток сепаратора. Для обеспечения нормальной производительности ВГДН на его всасывающем тракте создается подпор (20 кг/м²) дутьевым вентилятором. Оптимальная величина подпора определяется в процессе наладки. После сепаратора аэросмеси по пылепроводам подается в горелку.

Тягодутьевые установки.

Тягодутьевые машины электростанций должны удовлетворять следующим требованиям:

- высокая экономичность на номинальном режиме и на частичных нагрузках в условиях заданного графика работы оборудования ТЭС;
- высокая надежность, обеспечивающая более длительную непрерывную работу машин, чем у основного оборудования;
- компактность и высокая скорость вращения;
- умеренный шум и умеренная стоимость;
- высокая ремонтопригодность;

Важнейшим показателем экономичности работы вентилятора является его КПД на оптимальном режиме. При некотором расходе транспортируемого агента и соответствующем сопротивлении тракта вентилятор обеспечивает наивысший КПД. Если машина даже на оптимальном режиме будет иметь низкий КПД, то на других режимах.

Котельная установка оборудована двумя дутьевыми вентиляторами типа ДН - 26ГМ с характеристикой при рабочем режиме: производительность с запасом 10 % Д - 232,000 м³/час. Полный напор при температуре рабочей среды 30 ºС и указанной производительности 535 – 565 кгс/м², число оборотов 744/595 об/мин.

Регулирование производительности вентилятора осуществляется осевым направляющим аппаратом и переключением скоростей электродвигателя.

Забор холодного воздуха производится из верхней части котельной или снаружи ее. Для поддержания требуемой температуры 30 ºС на входе для предотвращения перегрева трубок воздухоподогревателя в период растопки котла из-за малых расходов воздуха предусмотрена линия рециркуляции горячего воздуха на всасывание дутьевого вентилятора.

Для отсоса дымовых газов из котла установлены два дымососа. Для очистки газов, предусмотрены золоулавители – батарейные эмульгаторы второго поколения: по 5 эмульгаторов на котлы 1-4 и по четыре эмульгатора на котлы 5 и 6. На котлы 1-5 для орошения золоуловителей установлены по одному баку-оросителю, на котле 6 установлено 4 бака-оросителя – по одному на эмульгатор.

Дымосос типа ДН - 26×2 - 0,62 с характеристикой при рабочем режиме: производительность с запасом 10 % - 310,000 м³/час, полный напор при температуре рабочей среды 78 ºС – 81 ºС и указанной производительности 430 - 503 кгс/м², число оборотом электродвигателя 744/595 об/мин.

Регулирование производительности дымососа осуществляется осевым направляющим аппаратом и переключением скоростей электродвигателя. На каркасе котла располагают площадки обслуживания и переходные лестницы.

Описание золоулавливающей установки.

Батарейный эмульгатор второго поколения состоит из:

- завихрителя, представляющего собой корпус (размер 4500х2500х1800), состоящий из 45 ячеек (сечение 500х500) с встроенными в каждую из них закручивающими лопатками треугольной формы. Материал завихрителя - титан ВТ-1-0.

- система орошения, состоит из баков орошения и распределительных труб.

- каплеуловителя лопаточного типа, выполненного из титана.

Присадка горячего воздуха (для поддержания температуры дымовых газов перед дымососом на уровне 70÷75 °С для предотвращения низкотемпературной коррозии за золоуловителем) производится после эмульгатора перед дымососом в короб чистого газа.

Для подхода к ремонтному лазу и лючкам должны быть предусмотрены лестницы и площадки.

Все горячие участки газоходов, воздуховодов горячего воздуха и т.д. изолируются в соответствии с требованиями НТД.

Дымовые газы после котла через существующие входные патрубки поступают в нижнюю часть корпуса и входят в завихритель (параллелепипеды), где происходит их интенсивная закрутка в лопаточных аппаратах. Орошающая вода подаётся по подводящим трубам орошения в каждый параллелепипед. При взаимодействии воды с вращающимся газовым потоком, выходящим из лопаточного аппарата, происходит образование пенного вращающего слоя, который накапливается над лопатками. Вращение слоя способствует его турбулизации, повышая межфазную контактную поверхность и её обновляемость. Повышенное давление во вращающемся пенном слое за счёт действия центробежных сил обуславливает устойчивое существование только мелких пузырей пены, что многократно увеличивает поверхность контакта фаз и интенсификацию процессов тепло - массообмена, чему также способствует противоточное движение "газ-жидкость". Замедление вращения пены (эмульсии) в пристенной зоне, а также в верхних слоях на выходе в свободный объём является причиной возникновения интенсивных радиальных вихрей, которые также способствуют интенсификации процессов тепломассообмена, и глубокой очистке дымовых газов. Отработанная жидкость с уловленной золой (пульпа) сливается через лопаточные аппараты завихрителей в золосмывной аппарат, через который поступает в канал гидрозолоудаления. Дымовые газы после очистки в эмульсионном слое поступают в каплеуловитель, где потерявшие вращательную скорость газы дополнительно закручиваются для сепарации водяных капель из дымовых газов на стенке и лопатках каплеуловителя. Для предотвращения коррозии газового тракта осуществляется подогрев очищенных газов на выходе путём присадки к ним горячего воздуха после воздухоподогревателя котла. После подогрева очищенные газы направляются через выходной газоход на всас дымососа и далее в дымовую трубу.

Проект разработан на основании «Инструкции по проведению оценки воздействия на окружающую среду», утвержденной приказом Министра

охраны окружающей среды РК №204-п от 28 июня 2007 года, с изменениями на 17.06.2016 г. [1].

Кроме выше перечисленного, в разделе проведен предварительный расчет платежей за загрязнение окружающей среды при реконструкции.

В период проведения работ по реконструкции на площадке образуется 1 неорганизованный источник выбросов вредных веществ в атмосферный воздух. При работе источника загрязнения в атмосферный воздух будет выброшено 19 загрязняющих веществ.

В связи с тем, что изменения выбросов ТЭЦ-2 по оксидам серы (их сокращение) связано с использованием сбросной продувочной воды котлов и сбросной воды водоподготовительной установки из баков-нейтрализаторов на котлах БКЗ-420-140-5 (ст. №№ 1-4) и на котлах БКЗ-420-140-4 (ст. №№ 5-6), в данной работе рассматриваются выбросы только оксидов серы и от основного источника загрязнения (дымовая труба источник загрязнения № 0001).

Валовый выброс вредных веществ в атмосферу на период реконструкции составит - 0.15965 т/год, при эксплуатации выбросы по оксидам серы SOx составят – 6196,40872т/год.

Плата за эмиссию загрязняющих веществ (оксидов серы) в атмосферу на период реконструкции, запланированной на 2019 год, составляет 25250тенге за тонну(10 МРП, МРП=2525 тенге в 2019 году).

При разработке проекта использованы основные директивные и нормативные документы, инструкции и методические рекомендации, указанные в списке используемой литературы.

Площадка теплоэлектростанции АО «Астана-энергия ТЭЦ-2» расположена в северной промзоне города Астана.

Расстояние до близлежащего жилого массива составляет 2650 м.

Расстояние (в метрах) до жилого массива представлено в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расстояние от ТЭЦ до жилых построек

Румбы направлений	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Расстояние до жилого массива	-	-	-	4900	3200	2650	3000	-

Экологическая составляющая устойчивого развития региона является важным фактором территориального развития столицы. В свою очередь обеспечение стабильного развития окружающей человека среды – одно из условий устойчивого развития страны. Оно нашло отражение в Стратегическом плане развития Республики Казахстан до 2020 года, где особое значение придается столице Казахстана – Астане.

До 2030 года главной задачей является формирование столицы Казахстана как города с конкурентоспособной экономикой, привлекательной для граждан страны и туристов, с благоприятной окружающей средой.

Описание принятых технологических решений и конструкций

В данном проекте для повышения степени улавливания оксидов серы из дымовых газов предлагается использование сбросных сточных вод водоподготовительной установки с высоким солесодержанием и сбросной продувочной воды после расширителей непрерывной продувки 2 ступени с pH, равной 12, в батарейных эмульгаторах, установленных на котельных агрегатах ст. №№ 1-6. Ожидаемое увеличение степени улавливания оксидов серы: с 12% до 48%. При этом будет замещаться 42,13 тонн осветленной воды в час, что составляет 5,07% от общего объема потребления осветленной воды, подаваемой с золоотвала для орошения батарейных эмульгаторов.

Среднесуточный баланс баков-нейтрализаторов:

- Регенерационные (щелочные + кислые) воды + отмывочные (обессоленная вода) – 301,2 тонн/сутки;
- Отмывочные воды – 202,4 тн/сутки;
- Вода после взрыхления – 70,86 тн/сутки;

Итого объем сбросных вод с баков - нейтрализаторов: 574,46 тонн в сутки или 23,94 тонн в час.

Итого средняя нагрузка накопительного бака составит: 23,94+18,19=42,13 тонн/час, максимальная нагрузка накопительного бака составит: 23,94+6*4,5=50,94 тонн/час

В рабочем проекте «Разработка технического решения по сокращению выбросов диоксида серы в уходящих газах энергетических котлов (БКЗ-420-140) ТЭЦ-2 ст №1÷6 с разработкой проекта» разработаны следующие технические решения и монтажные работы:

- Включение в схему использования сбросной воды для повышения степени улавливания оксидов серы в качестве бака-накопителя существующего бака промывки объемом 75 $м^3$ и высотой 6 метров, установленного на ремонтной площадке между четвертым и пятым котлами, который более 8 лет не был задействован в работе.
- Прокладка трубопровода диаметром 57х3 сбора сбросной продувочной воды от расширителей непрерывной продувки №№ 1-4, расположенных на 12 отметке в котельном цехе со стороны турбинного цеха, и трубопровода диаметром 89х3 к устанавливаемому новому расширителю продувки на улицу.
- Установка дополнительного расширителя продувки (22 $м^3$/ч), предназначенного для полной конденсации продувочного пара, на улице напротив торца котельного агрегата №4 со стороны пятого котла. Расширитель устанавливается на отметке 9 метров для нижнего выхода продувочной воды.
- Прокладка трубопровода диаметром 89х3 от нового расширителя с улицы в бак-накопитель. Продувочная вода самотеком подается в бак-накопитель, вход в который осуществляется в верхнюю часть бака на уровне 6 отметки.
- Прокладка трубопровода диаметром 89х3 подачи сбросной воды из баков-нейтрализаторов в верхнюю часть бака-накопителя на уровне 6 отметки:

врезка от трубопровода подачи сбросной воды из баков-нейтрализаторов водоподготовительной установки в систему ГЗУ, расположенного в котельном цехе на ремонтной площадке между четвертым и пятым котлами,.

- Установка насоса ХО80-50-200, выполненного из химически стойкого к коррозии сплава: производительность 50 $м^3$/ч (13,9 л/с), напор 50 м.в.ст, допускаемый кавитационный запас – не более 4,5 м.в.ст., питание 380 В, потребляемая мощность 10,6 кВт., для подачи сбросной воды из бака-накопителя в баки оросители котельных агрегатов ст. №№ 1-6;
- Прокладка трубопроводов подачи насосом ХО80-50-200 сбросной воды из бака-накопителя в баки-оросителя котельных агрегатов ст. №№ 1-6: один трубопровод прокладывается вдоль торца четвертого котла со стороны бака-накопителя и далее вдоль котлов ст. №№ 1-4 между батарейными эмульгаторами и дымососами; второй трубопровод прокладывается вдоль торца пятого котла со стороны бака-накопителя и далее вдоль котлов ст. №№ 5 и 6 между батарейными эмульгаторами и дымососами. Под каждым баком-оросителем устанавливается тройник с подачей сбросной воды вертикально в баки-оросители в верхнюю часть. Чтобы избежать утечки сбросной воды в перелив бака-оросителя трубопровод углубляется в бак на 400-600 мм. Диаметры трубопроводов по схеме:

C. от насоса до тройника распределения на 1-4 и 5-6 котлы: 125х4;

D. от тройника на распределение между баками-оросителями котлов 1-4:108х4;

E. от тройника на распределение между баками-оросителями котлов 5 и 6: до котла 5 – 76х3, до котла 6 – 57х3;

F. от распределительного трубопровода подъем до баков-оросителей котлов 1 – 5: 57х3, до баков оросителей котла 6: 32х2.

- На трубопроводах выхода сбросной продувочной воды из расширителей непрерывной продувки №№ 1-4, на трубопроводе подачи сбросной воды из баков-нейтрализаторов в бак-накопитель, а также на трубопроводах подачи сбросной воды из бака-накопителя перед баками-оросителями батарейных эмульгаторов, устанавливаются: регулируемая задвижка с электроприводом (кран шаровой с электроприводом, Ду50, э/п ЭП-Ч-008: 30 сек/10 Вт/ 0,25 А), ручная запорная арматура и обратный клапан.

Разработанные технические решения позволят обеспечить повышение степени улавливания оксидов серы ориентировочно с 12% до 48%.

Объемы и качество продувочной воды из расширителей непрерывной продувки для котлов выборочно представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Объем, состав, жесткость, pH и щелочность продувочной воды по каждому котлу в среднем

Ст.№ к/а	Нагрузка, т/ч	% н/п	Щ, мг-экв/$дм^3$	Ж , мкг-экв/$дм^3$	Продувка, т/сут	pH среднее
№1	350	0,9	141,1/131,7	0,5	75,6	9,81
№2	340	0,6	167,5/141,7	0,5	48,96	9,86

№3	330	1,0	202,6/135	0,5	79,2	9,86
№5	340	1,0	226,2/198,3	0,5	81,6	10,0

Непрерывная продувка составляет 0,5 – 1% от производительности котла.

Качество осветленной воды с золоотвала, подаваемой в батарейные эмульгаторы: щелочность $Щ_о$ = 0,7 мг-экв/дм^3; жесткость $Ж_о$ = 32,0 мг-экв/дм^3; хлориды Cl = 980,0мг/дм^3; сульфаты SO_4^{2-} = 683,0 мг/дм^3; сухой остаток = 4600,0 мг/дм^3.

Планируемое проведение реконструкции: 2021 год. Общая продолжительность строительно-монтажных работ – 5-6 месяцев. Пуско-наладочные работы: 2 месяца.

Таблица 4.4 - Анализ балансов баков-оросителей батарейных эмульгаторов

Ст.№ к/а	Объем осветленной воды на орошение без добавления продувочной воды, м^3/ч	pH осветленной воды	Объем продувочной воды, м^3/ч	pH продувочной воды после расширителя продувки 2 ступени, среднее
№1	127,1	7,1	3,15	11,5-12
№2	116,95	7,1	2,04	11,5-12
№3	192,8	7,1	3,3	11,5-12
№4	124,23	7,1	3,1	11,5-12
№5	139,9	7,1	3,4	11,5-12
№6	129,7	7,1	3,2	11,5-12
Итого	830,68		18,19	

4.2 Обеспечение полной конденсации продувки

В строительной части проекта рассмотрены установка нового оборудования – расширитель продувки. Строительная часть выполнена с соблюдением действующих норм и правил, соответствует нормам и правилам взрыво- и пожаробезопасности РК и обеспечивает безопасную эксплуатацию запроектированных объектов. Перечень нормативно-технических документов действующих на территории РК и примененных при разработке включает в себя:

- СП РК 1.02-21-2007 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство»;
- СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология»;
- СНиП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия»;

- НТП РК 01-01-3.1(4.1)-2012 Нагрузки и воздействия на здания. Снеговые нагрузки. Ветровые воздействия;

- СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции»;

- СНиП РК 2.01-19-2004 «Защита строительных конструкций от коррозии»;

- Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности»

- СНиП РК 2.02-05-2009* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- СНиП РК 5.01-01-2002 «Основания зданий и сооружений»;

- СНиП 2.03.01-84* «Бетонные и железобетонные конструкции»;

- СНиП РК 5.02-02-2010 «Каменные и армокаменные конструкции»;

- СНиП РК 5.03-37-2005 «Несущие и ограждающие конструкции».

Расширитель продувки устанавливается на улице около служебных ворот ремонтной площадки напротив котельного агрегата станционный номер 4 на высоте 9-ой отметки.

Спроектированы и просчитаны стойки и фундамент.

Устанавливаемый расширитель продувки показан на рисунке 4.1.

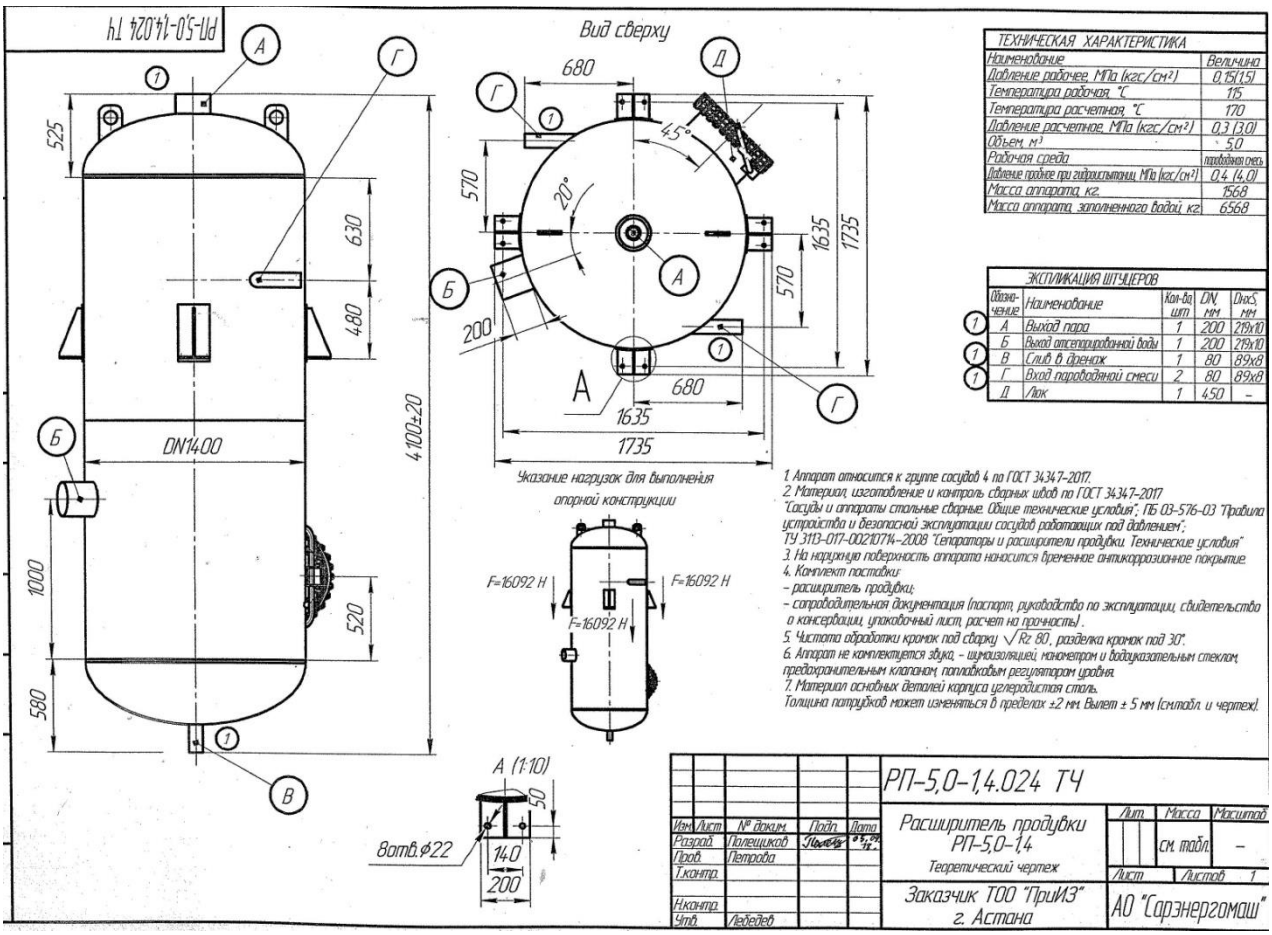


Рисунок 4.1 – Новый устанавливаемый расширитель продувки

4.3 Автоматизация технологического процесса десульфуризации

Технические решения, принятые в рабочих чертежах, соответствуют требованиям экологических санитарно-гигиенических, противопожарных и других действующих норм и правил и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Устанавливаются 5 общих щитов управления как для автоматического регулирования, так и для питания силового электрооборудования (рисунок 3.2):

1. ЩС-1, на нулевой отметке около бака – накопителя, расположенного на ремонтной площадке между станционными котлами №4 и №5.

2. ЩС-2, на нулевой отметке внутри цеха около внешней стены котельного цеха рядом с осью котла №4.

3. ЩС-3, на нулевой отметке внутри цеха около внешней стены котельного цеха рядом с осью котла №5.

4. ЩС-4, на 12-ой отметке около расширителя непрерывной продувки 2-ой ступени К-1.1 рядом с осью котла №1.

5. ЩС-5, на 12-ой отметке около расширителя непрерывной продувки 2-ой ступени К-1.4 между котлами №5 и №6.

Работа блокировок.

1. Первая блокировка - нижний уровень в баке-накопителе - не ниже 1 метра.

2. Дистанционное управление - закрытие задвижки перед баком-оросителем того котла, который выключен. Т.е. когда котел останавливается (выводится из работы) тогда машинист нажатием кнопки у него на отдельных щитах 1,2,3,4 закрывает задвижку.

3. Для этого необходимо установить на щитах управления котлами NN 1-6 показывающие приборы (расход на баки-оросители каждого котла, указание положения задвижки - открыто или закрыто).

4. Между задвижками и баками-оросителями поставить расходомеры с передачей информации на щиты управления котлами.

5. Регулирование по уровню. При заполнении бака-накопителя и достижении уровня воды до минимальной отметки (1,5 м), происходит включение насоса. Когда уровень воды в баке-накопителе заполняется до максимальной отметки, происходит увеличения числа оборотов двигателя электропривода насоса.

Схемы автоматизации процессов в приложении.

4.4 Энергообеспечение технологического процесса десульфуризации

Для питания устанавливаемого электрооборудования устанавливаются 5 силовых щитов, предназначенных также для размещения приборов АСУТП.

Потребителями электроэнергии являются:

- клапана с электроприводом;
- насос химически стойкий;
- средства автоматизации;

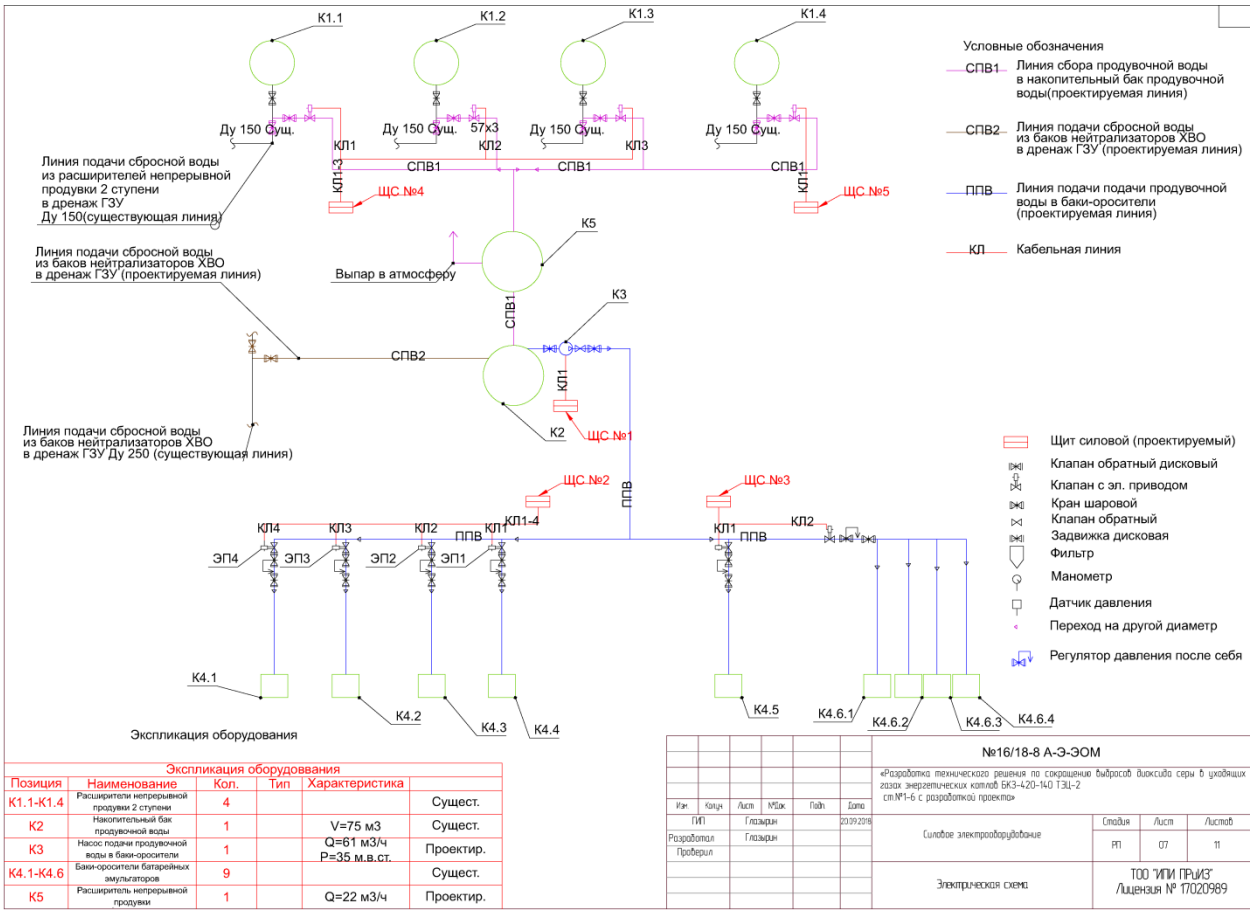


Рисунок 4.2 – Схема установки щитов управления (силовых)

4.5 Сметная документация

Сводный сметный расчет по выполнению проекта представлен в таблице 4.5

Таблица 4.5 – Сводный сметный расчет по проекту

Составлен в текущих ценах по состоянию на 2 квартал 2019 г.						
№ п/п	№ смет и расчетов	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тысяч тенге			Всего, тысяч тенге
			строительно-монтажных работ	оборудования, мебели и инвентаря	прочих затрат	
1	2	3	4	5	6	7
1		Сметный расчет стоимости строительства	41762,829	20272,81	0	62035,638

2		Проектные работы			2800	2800
3	Приказ № 780 от 21.12.2015г. Министерства национальной экономики РК	Стоимость экспертизы проектно-сметной документации			484	484
4		Авторский надзор проектного института - 62035,638.3% = 1861,069			1861,069	1861,069
5		Авторский надзор разработчика тех. решений			1250,000	1250,000
6		Технический надзор			1875,000	1875,000
7		Пусконаладочные работы			1875,000	1875,000
		Итого	41762,829	20272,80	10145,06	72180,707
8		Резерв средств заказчика на непредвиденные работы и затраты (2%)			1443,614	1443,614
		Итого	41762,829	20272,80	11588,68	73624,321
9	Решения Правительства	Налог на добавленную стоимость, 12%			8834,919	8834,919
		Всего по сводному сметному расчету	41762,829	20272,80	20423,60	82459,240

4.6 Исследование воздействия технологии на окружающую среду

Охрана окружающей природной среды при эксплуатации тепловых электрических станций заключается в осуществлении комплекса технических решений по предотвращению отрицательного воздействия на окружающую природную среду.

В настоящем проекте «Оценка воздействия на окружающую среду» к проекту «Разработка технического решения по сокращению выбросов диоксида серы в уходящих газах энергетических котлов (БКЗ-420-140) ТЭЦ-2 ст №1÷6 с разработкой проекта» содержатся решения по охране атмосферного воздуха: снижению объемов выбросов оксидов серы основным оборудованием ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия» (котельных агрегатов БКЗ-420-140 станционные номера №1-6) в период эксплуатации с использованием сбросной продувочной воды котлов и сбросной воды ионитных фильтров с баков-нейтрализаторов химического цеха, а также оценка уровня загрязнения

атмосферного воздуха вредными выбросами от источников на период эксплуатации объекта, приведены основные характеристики природных условий района проведения работ, установлены нормы предельно допустимых выбросов (ПДВ), содержатся решения по охране природной среды от загрязнения, в том числе:

- охране атмосферного воздуха
- охране поверхностных и подземных вод
- охране почв, утилизации отходов.

Климатические условия района проведения работ.

Общие сведения.

Климат района – резко-континентальный с долгой, холодной зимой и коротким, жарким летом, характеризуется небольшим количеством атмосферных осадков, значительным дефицитом влажности и сравнительно интенсивным испарением. На территорию города Астана поступают воздушные массы 3-х основных типов: арктического, полярного, тропического. В холодное время года погоду определяет преимущественно западный отрог азиатского антициклона. Зимой устанавливается ясная погода. Антициклональный режим обычно сохраняется весной, что приводит к сухой ветреной неустойчивой погоде с высокой дневной температурой воздуха и ночными заморозками.

Весна наступает обычно наступает во 2-й половине марта и длится 1,5-2 месяца. Повышение температуры до 0 °С отмечается преимущественно в начале апреля. Прекращение заморозков ночью наблюдается с 10-19 апреля (ранние сроки). Зима довольно продолжительная, в некоторые годы продолжительность зимы в Астане составляет 5,0-5,5 месяца. Осень наступает в начале сентября, длится до конца октября и отличается большей сухостью, чем лето.

Температура воздуха.

Исследуемый район характеризуется устойчивыми сильными морозами в зимний период, интенсивным повышением температуры в короткий весенний период и высокими температурами летом. Переход среднесуточной температуры воздуха через 5 °С весной обычно происходит в третьей декаде апреля, осенью - в первой декаде октября.

В летнее время над степными пространствами под влиянием интенсивного прогревания воздуха устанавливается безоблачная сухая, жаркая погода. Самый жаркий месяц - июль со среднемесячной температурой 20,3 °С. Средняя максимальная температура воздуха наиболее жаркого месяца составляет 27 °С. Среднемесячные температуры воздуха представлены в таблице 4.6.

Лето короткое и жаркое, резко сменяется продолжительной зимой. Средняя температура летнего периода +19-21С^{o}. Максимальная температура в июле достигает + 43 С^{o}. Средняя температура зимнего периода – (18-19С^{o}),

самый холодный месяц – январь, минимальная температура которого зафиксирована – 51 С°.

Таблица 4.6 – Среднемесячные температуры воздуха (°С)

Месяцы												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	год
Средняя												
-17,2	-16,7	-10,3	+2,8	+12,6	+18,0	+20,3	+17,6	+11,4	+2,5	-7,1	-14,2	1,6
Средняя максимальная												
-12,6	-11,3	-5,0	+9,3	+19,6	+25,3	+27,0	+24,3	+18,6	+8,5	-3,0	-9,7	7,6
Средняя минимальная												
-22,0	-21,8	-15,6	-2,4	+5,8	+11,2	+13,4	+10,9	+5,1	-2,1	-11,2	-18,9	-4,0

Годовая амплитуда колебания температур составляет 94 С°. Сентябрь-октябрь и март-апрель относятся к периоду перехода температур через 0 С°. Продолжительность периода со среднесуточной температурой менее 0 С° достигает 172 дня в году. Среднегодовая температура воздуха положительная и равна +1,2 С°.

Расчетная температура воздуха для проектирования массивных ограждающих конструкций и отопления – 34 С°, для легких ограждающих конструкций – 35 С°, для вентиляции - 23 С°.

Снежный покров лежит, начиная с ноября, и до конца второй декады марта месяца. Число дней со снежным покровом – 158, средняя из небольших декадных высот снежного покрова за зиму составляет 44 см. Годовое количество осадков – 311 мм, а максимальное суточное достигает 80 мм.

Для территории г. Астана характерны частые ветры, дующие преимущественно в юго-западном и северо-восточном направлениях. Среднегодовая скорость ветра 4-5 м/сек, но нередко достигает 8-9 м/сек. В летнее время бывают пыльные бури, а зимой – снежные бураны со скоростью ветра до 20 м/сек.

Нормативная глубина промерзания грунтов 2,2 м.

Основные метеорологические характеристики района и данные на повторяемость направлений ветра приведены в таблице 4.7.

Солнечная радиация.

Продолжительность солнечного сияния в изучаемом районе составляет 2200 часов в год, максимум приходится на июль. Величины годовой суммарной радиации достигают 112 ккал/см^2, а рассеянной - до 52 ккал/см^2. Продолжительность солнечного сияния составляет 2452 часа, максимальная среднемесячная продолжительность солнечного сияния 325-329 часов

отмечается в июне и июле. Годовой ход радиационного баланса для г. Астана по данным приведен ниже в таблице 4.8.

Таблица 4.7 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

№№п/п	Наименование характеристик	Величина
1	2	3
1	Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
2	Коэффициент рельефа местности	1
3	Средняя температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца ^{0}С	27,0
4	Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца ^{0}С	-15,9
5	Средняя повторяемость направлений ветров %	
	С	6
	СВ	12
	В	11
	ЮВ	12
	Ю	14
	ЮЗ	20
	З	17
	СЗ	8
	Штиль	7
6	Скорость ветра (U*) по средним многолетним данным, повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/сек	9.1

Таблица 4.8 - Радиационный баланс деятельной поверхности (МДж/м^2) при средних условиях облачности

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
-26	2	104	266	356	386	365	294	164	60	-7	-36

Влажность воздуха.

Резко недостаточная увлажненность территории проявляется не только в малом количестве атмосферных осадков, но и в низкой влажности воздуха. Среднегодовое значение абсолютной влажности составляет 4.8 м. Наименьшее значение величины абсолютной влажности отмечается в январе - феврале – 1.6-1.7 м; наибольшее в июле – 12.7 м. Наиболее высокий дефицит влажности наблюдается в июне-июле (12.2-12.4 м).

Среднегодовая величина относительной влажности в исследуемом районе влажности составляет 86%. Наименьшая относительная влажность воздуха отмечается в летние месяцы и составляет 40-45%, наибольшая - в зимнее время (80-82%).

Опасные метеорологические явления.

Опасные метеорологические явления, это такие атмосферные явления, которые могут влиять на производственные процессы и затруднять жизнедеятельность населения. К опасным метеорологическим явлениям относятся: сильные ветры, туманы, метели, грозы, обильные осадки и др.

Грозы.

Грозы над исследуемой территорией часто сопровождаются шквальными ветрами, ливнями, градом. Среднее в год число дней с грозой 19-25. Грозы чаще всего отмечается в летнее время (максимумом в июне-июле 6-9 дней) реже в весенние и осенние месяцы (таблица 4.9). Средняя продолжительность гроз 2-3 часа.

Таблица 4.9 - Среднее число дней с грозой

I	II	Ill	IV	V	V	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-	-	-	0.6	3.6	8	4	1	0.02	-	-	-	23

Град.

Град может отмечаться в теплое время года, иногда полосами шириной в несколько километров. Наблюдается это явление сравнительно редко. Среднее число дней с градом 1-3 в месяц (см. таблицу 4.5), в отдельные годы может достигать 4-10.

Таблица 4.10 - Среднее число дней с градом

I	II	Ill	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-	-	-	3	3	3	2	2	2	1	-	-	6

Туманы.

Число дней с туманом достигает в г. Астана 61 дня в год. Повышенное туманообразование наблюдается в ноябре-декабре и ранней весной, в летние месяцы количество дней с туманом незначительно (таблица 4.11).

Таблица 4.11 - Среднее число дней с туманом

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4	5	6	4	0.6	0.3	0.7	0.8	0.9	2	5	6	35

Метели.

Метели в исследуемом районе повторяются часто. Среднее число дней в году с метелью колеблется от 20 до 50, иногда и более 50. Наибольшая

повторяемость метелей отмечается в декабре и январе 22-25 дней. Повторяемость метелей по месяцам приведена в таблице 4.12

Таблица 4.12 - Среднее число дней в году с метелью

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
22	8	19				-	-			1	5	7

Пыльные бури.

Для района Астаны характерна частая повторяемость пыльных бурь. Повторяемость пыльных бурь составляет 15 - 40 дней в году.

Качество атмосферного воздуха

Метеорологические (климатические) условия оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. К основным факторам, определяющим рассеивание примесей в атмосфере, относятся ветра и температурная стратификация атмосферы. На формирование уровня загрязнения воздуха оказывают также влияние туманы, осадки и радиационный режим.

По климатическим условиям, определяющим природную способность атмосферы рассеивать загрязняющие вещества (ЗВ), г. Астана относится ко II зоне, характеризующийся умеренным потенциалом загрязнения атмосферы. Для этой зоны характерны примерно одинаковые условия для рассеивания и накопления ЗВ. Повышенный уровень загрязнения атмосферы в этой зоне зимой может возникать за счет увеличения мощности и интенсивности инверсий и увеличения повторяемости туманов.

Характеристика состояния окружающей среды определяется значениями фоновых концентраций загрязняющих веществ.

Сейсмические условия.

В сейсмическом отношении рассматриваемая территория является относительно стабильной и согласно карте сейсмического районирования территории Республики Казахстан (СНиП РК В. 1.2-4-98), относится к району с сейсмичностью менее 6 баллов.

Значения фоновых концентраций

Фоновые концентраций г. Астаны взяты с учетом данных наблюдений осредненные по четырем стационарным постам г.Астана за 2017 годы: 1-й пост ул.Джамбула11, 2-й пост пересечение ул. Ауэзова и ул.Сейфулина, 3-й пост пересечение ул.Гоголя и ул.Самаркандской, 4-й пост пересечение ул.Валиханова и пр. Богенбая батыра. Значения фоновых концентраций приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 - Значения существующих фоновых концентраций

Примесь	Концентрация $C_ф$ – мг/м^3	
	Штиль	Скорость ветра (3U) м/с

	(0-2 м/с)	север	восток	юг	запад
Взвешенные вещества	0,7173	0,6844	0,7968	0,6284	0,6222
Диоксид серы	0,0090	0,0077	0,0096	0,0076	0,0073
Диоксид азота	0,3175	0,2680	0,3090	0,2529	0,2822
Оксид углерода	1,1744	0,7009	0,9140	0,7564	0,7280

Понятие охрана окружающей природной среды - включает в себя систему мероприятий, обеспечивающих рациональное природопользование, сохранение и восстановление природных ресурсов, предупреждение прямого и косвенного влияния результатов деятельности общества на природу и здоровье человека.

Вопрос о воздействии человека на атмосферу находится в центре внимания специалистов и экологов всего мира. Охрана атмосферного воздуха является ключевой проблемой оздоровления окружающей природной среды. Атмосферный воздух занимает особое положение среди других компонентов биосферы. Значение его для всего живого на Земле невозможно переоценить.

Воздух должен иметь определенную чистоту и любое отклонение от нормы опасно для здоровья.

Краткая характеристика источников выбросов предприятия на период строительства

В данном разделе рассмотрены выбросы вредных веществ от источников на период проведения монтажных работ оборудования технологической схемы использования сбросных вод электростанции для снижения объемов выбросов оксидов серы в атмосферу от котельных агрегатов БКЗ-420-140, станционные номера №№ 1-6. Щелочные сточные воды эффективно нейтрализуют кислые составляющие газов - оксиды серы.

Работы проводятся в условиях действующего предприятия с непрерывным технологическим процессом.

В проекте предусматривается монтаж расширителя на улице рядом с осью четвертого котла, насоса подачи сбросной воды с бака-накопителя в баки-оросители эмульгаторов котельных агрегатов ст. №№ 1-6, а также трубопроводов с задвижками и обратными клапанами от расширителей непрерывной продувки до общего расширителя, устанавливаемого на улице, далее до существующего бака-накопителя и далее в баки-оросители батарейных эмульгаторов всех шести котлов БКЗ-420-140.

До начала работ по монтажу оборудования необходимо:

- оградить территорию площадок котельного цеха на всех отметках, где будут производиться работы, и уличной территории, прилегающей к стене котельного цеха рядом с осью четвертого котла;
- установить инвентарные трубчатые леса по месту проведения монтажных работ;

- обеспечить освещение монтажной площадки согласно существующим нормативам;

- подготовить площадки для складирования участков трубопроводов;

- завезти на монтажную площадку газорезательное и электросварочное оборудование, электросварочное оборудование подключить к электропитанию.

Поставка расширителя, насоса, узлов трубопроводов, задвижек, электрических кабелей для питания электроприводов насоса и задвижек осуществляется со склада АО «Астана-Энергия».

Общая продолжительность строительно-монтажных работ – 6 месяцев.

Основными источниками загрязнения воздушного бассейна при реконструкции объекта будут являться:

– автотранспорт и спецтехника, используемые в процессе реконструкции;

– покрасочные работы;

– обработка металла;

– резка металла;

– сварочные посты.

Разгрузка, монтаж конструкций и оборудования будет производиться с использованием монтажного крана 25 т на пневмоколесном ходу, (источники выделения вредных веществ в атмосферу № 6001/001).Работа специальной техники сопровождается выделением газов от работы двигателей внутреннего сгорания, при этом в атмосферный воздух выбрасываются следующие загрязняющие вещества: окислы азота, углерода оксид, серы диоксид, бен/а/пирен, бензин.

Для отличия типа источников выделения организованным источникам загрязнения атмосферного воздуха присваивают номера в пределах от 0001 до 5999, а неорганизованным источникам присваиваются номера – в пределах от 6001 до 9999.

При монтаже новых устанавливаемых трубопроводов и задвижек с врезкой в существующие трубопроводы производятся работы по резке металла. Газовая резка металла производится на режущем полуавтомате. Толщина разрезаемого материала в среднем составляет 2-5 мм. Резка металла сопровождается выделением в атмосферу следующих загрязняющих веществ: железа оксид, марганца оксид, азота диоксид, оксид углерода – источник выделения №6001/012.

Для обработки металла и сверления отверстий используются машины шлифовальные и дрель электрическая. При механической обработке металла в атмосферный воздух выделяются взвешенные частицы PM10, взвешенные частицы PM2,5, пыль абразивная- источники выделения № 6001/003-004.

Укладку труб производить трубоукладчиком 35 т (источник выделения вредных веществ в атмосферу № 6001/11).

Валовые выбросы от двигателей передвижных источников (т/год) не нормируются и в общий объем выбросов вредных веществ не включаются.

Сварка металлоконструкций и элементов производится на сварочных постах с использованием электродов следующих марок: УОНИ-13/55 - расход 134,28 кг, ОЗЛ-6-расход 0,2 кг, ЭА395/9- расход 7,6 кг, ЭА 400/10У - расход 2,5 кг (источники выделения вредных веществ в атмосферу № 6001/005-008).

При производстве сварочных работ в атмосферный воздух выделяются загрязняющие вещества: титан диоксид, железа оксид, марганца оксид, хрома оксид, азота диоксид, углерод оксид, фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/, фториды неорганические плохо растворимые, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремни.

Готовые металлические конструкции будут подвергаться покраске (источник выделения вредных веществ в атмосферный воздух № 6001/009-012).

В качестве лакокрасочных материалов используются:

– грунтовка ГФ-021, расход 0,06768 т/год;
– эмаль ПФ-115, расход 0,018 т/год;
– растворитель уайт-спирит, расход 0,041028 т/год.

При производстве окрасочных работ в атмосферный воздух выделяются пары: ксилола и уайт-спирита.

На период реконструкции имеется 1 неорганизованных источник выбросов загрязняющих веществ.

Номер, присвоенный источнику выброса, действует только на период реконструкции объекта.

Размещение зданий и сооружений, с источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период реконструкции, представлено на карте-схеме предприятия в приложении 3.

Краткая характеристика источников выбросов предприятия на проектируемое положение

В настоящее время на ТЭЦ-2 в эксплуатации находятся 4 котельных агрегата БКЗ-420-140-5, станционные номера №№ 1-4, и 2 котельных агрегата БКЗ-420-140-4,станционные номера №№ 5-6, производительностью 420 т/ч каждый, 3 турбоагрегата ПТ-80/100-130-13, производительностью 80 МВт/ч и 2 турбины Т-120/130-130-8, производительностью 120 МВт/ч.

В 2015 году в эксплуатацию введен седьмой котлоагрегат: Е-550-13,8-560КТ.

Котлы работают на твердом топливе. Основным видом топлива является Экибастузский каменный уголь. В качестве растопочного топлива используется топочный мазут М-100. Мазут на котел подается с мазутного хозяйства ТЭЦ-2.

По затрагиваемым в проекте энергетическим котлам ст.номера № 1-6 продукты сгорания топлива азота диоксид, азота оксид, серы диоксид, углерод оксид, зола твердого топлива (пыль неорганическая 70-20 % двуокиси кремния), не уловленные ЗУУ, выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу: источник выброса № 0001, дымовая труба (Н = 180 м, Д = 7,2 м).

На ТЭЦ-2 предусмотрен комплекс мероприятий, обеспечивающих с учетом расширения достижение установленных нормативов, соответствующих современным технологическим методам, и условиям энергосбережения, не приводящим к снижению надежности работы оборудования.

В соответствии с проектом в данной работе рассматривается использование сбросных сточных вод водоподготовительной установки с высоким солесодержанием и сбросной продувочной воды после расширителей непрерывной продувки 2 ступени с pH, равной 12, в батарейных эмульгаторах, установленных на котельных агрегатах, станционные номера №№ 1-6.

В проекте предусмотрены следующие технические мероприятия, направленные на снижение оксидов серы:

- Установка на уличной площадке около внешней стены котельного цеха рядом с осью четвертого котла одного общего расширителя непрерывной продувки на станционные котлы №№ 1-6 на уровне 6 отметки для полной конденсации продувочного пара, который будет подаваться из существующих четырех расширителей продувки, расположенных на 12 отметке котельного цеха;
- Подача всей продувочной воды котлов ст. №№ 1-6 (со значением pH около 11,5-12) и всей сбросной воды (с высоким солесодержанием) из баков-нейтрализаторов химического цеха в бак-накопитель (существующий бак промывок, объемом 75 м^3, который не используется в технологическом процессе более 6 лет);
- Подача всей собранной сбросной воды из бака-накопителя в баки-оросители батарейных эмульгаторов станционных котлов №№ 1-6 (БКЗ-420-140) с равномерным распределением между баками-оросителями в центр баков ниже уровня выхода перелива;

В настоящее время эксплуатационная степень улавливания оксидов серы в батарейных эмульгаторах на к/а ст. №№ 1-6 составляет в среднем 12%. После монтажа технологической схемы использования сбросной воды в схеме очистки газов ожидается повышение степени улавливания оксидов серы до 48%, что будет превышать нормативные показатели для такого вида схемы очистки газов на 36%.

В связи с тем, что изменение объемов выбросов ТЭЦ-2 по оксидам серы (их сокращение) связано с использованием в схеме очистки газов на котлахБКЗ-420-140 (ст. №№1-6),сбросной воды электростанции в данном разделе рассматриваются выбросы только оксидов серы и от основного источника загрязнения (дымовая труба источник загрязнения № 0001).

Количественная и качественная характеристики источников выделения вредных веществ и выбросов в атмосферу приведена в таблице параметров выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

По степени воздействия на организм человека, выбрасываемые вещества подразделяются в соответствии с санитарными нормами на 4 класса

опасности. Для каждого из выбрасываемых веществ Минздравом разработаны и утверждены предельно допустимые концентрации содержания их в атмосферном воздухе для населенных мест (ПДК м.р., ПДК с.с. или ОБУВ). Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ приняты согласно санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, почвам и их безопасности, содержанию территорий городских и сельских населенных пунктов, условиям работы с источниками физических факторов, оказывающих воздействие на человека», утвержденных постановлением Правительства РК от 25 января 2012 года № 168.

Основными загрязняющими веществами, выбрасываемые в атмосферу на период реконструкции, являются: взвешенные частицы PM10, взвешенные частицы PM2,5, титан диоксид, железа оксид, марганца оксид, хрома оксид, азота диоксид, сажа, углерод оксид, сера диоксид, фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/, фториды неорганические плохо растворимые, бен/а/пирен, бензин, ксилол, уайт-спирит, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремни, пыль абразивная.

Основным загрязняющим веществом, выбрасываемым в атмосферу на период эксплуатации, будут являться оксиды серы SO_x, в связи с тем, что изменения выбросов ТЭЦ-2 по оксидам серы (их сокращение) связано с использованием в схеме очистки газов сбросной щелочной продувочной воды котлов и сбросной воды с баков-нейтрализаторов водоподготовительной установки с высоким солесодержанием на котлах БКЗ-420-140 (ст. №№ 1-6).

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Исходные данные (г/сек, т/год), принятые в проекте определены расчетным путем по методическим документам на основании рабочего проекта и разработанного тома ПДВ для предприятия.

Количественная характеристика (г/с) выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ определена в зависимости от изменения режима работы участков, технологических процессов и оборудования расчетным путем по действующим методическим документам и приведено в приложении ОВОС.

Параметры выбросов загрязняющих веществ по промышленной площадке на период реконструкции представлены в таблице 4.14, в таблице 4.15 - на период эксплуатации.

Таблица 4.14 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на период реконструкции

Код загр. веще-ства	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м^3	ПДК средне-суточная, мг/м^3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м^3	Класс опас-ности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0008	Взвешенные частицы PM10 (116)	0.3	0.06	-	-	0.00022	0.00019
0010	Взвешенные частицы PM2.5 (117)	0.16	0.035	-	-	0.000132	0.000114
0118	Титан диоксид (1241*)	-	-	0.5		0.00000417	0.00000009
0123	Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/(277)	-	0.04	-	3	0.042204	0.023314272
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(332)	0.01	0.001	-	2	0.00077422	0.00049882
0203	Хром /в пересчете на хром (VI) оксид/ (657)	-	0.0015	-	1	0.0002464	0.000006668
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.2	0.04	-	2	0.1608465	0.01072997
0304	Азот (II) оксид (6)	0.4	0.06	-	3	0.02316182	-
0328	Сажа	0.15	0.05	-	3	0.2737457	-
0330	Сера диоксид (526)	-	0.125	-	3	0.353314	-
0337	Углерод оксид (594)	5	3	-	4	1,7901471	0.01250885
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (627)	0.02	0.005	-	2	0.000585	0.000176866
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (625)	0.2	0.03	-	2	0.000139	0.0001766
0616	Ксилол (смесь изомеров о-, м-, п-)(327)	0.2	-	-	3	0.05187	0.04261
0703	Бенз/а/пирен (54)	-	0.000001	-	1	0.000006	-
2732	Керосин (660*)	-	-	1.2	-	0.530307	-
2752	Уайт-спирит (1316*)	-	-	1	-	0.07747	0.05315

Продолжение таблицы 4.14

2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.3	0.1	-	3	0.000239	0.00017876
2930	Пыль абразивная (1046*)			0.04		0.018	0.016
	В С Е Г О:	-	-	-		3.32341191	0.159654896

Таблица 4.15 – Оксиды серы, выбрасываемые в атмосферу на период эксплуатации при номинальной нагрузке

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Число ист выброса	Номер ист. выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса			Координаты на карте-схеме,м			
													точ.ист,/1конца линейного источ		второго конца лин.источника	
		Наименование	Количество источ							скорость м/с	объем на 1 трубу, $м^3/с$	темпер. оС	X1	Y1	X2	Y2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Неорганизованные источники																
АО ТЭЦ-2 «Астана-	Главный корпус	БКЗ-420-140-5 БКЗ-420-140-5 БКЗ-420-140-5 БКЗ-420-140-5 БКЗ-420-140-4 БКЗ-420-140-4	1 1 1 1 1 1	5516 6183 4776 6183 6183 4776	Дымовая труба	1	0001	180	7,2	28,53	1161,6028	71,0	0	0	-	-

Продолжение таблицы 4.15

Номер ист. выброса	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по котор. производ. г-очистка к-т обесп газоо-й %	Средняя эксплуат степень очистки/ max.степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ					
						СП			П (Ожидаемое после мероприятий)		
						г/с	мг/м^3	т/год	г/с	мг/м^3	т/год
8	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
0001	-	-	-	0330 0330	Серы диоксид Серы диоксид	1611,7 261,90	1269,0551 206,22146	29761,294 4836,210	952,369647 154,759329	749,897349 121,858323	17586,2462 2857,76485

Анализ результатов расчета загрязнения атмосферы вредными веществами

Расчет максимальных приземных концентраций вредных веществ позволяет выделить зоны с нормативным качеством воздуха и повышенным содержанием отдельных ингредиентов по отношению к ПДК.

Состояние воздушного бассейна на площадке предприятия и прилегающей к нему территорий в границах расчетного прямоугольника, характеризуется максимальными приземными концентрациями вредных веществ, представленными результатами расчетов на ЭВМ и картами рассеивания, с нанесенными на них изолиниями расчетных концентраций.

Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, проведенный до реализации мероприятий по проекту и после реализации мероприятий с учетом максимальной нагрузки предприятия в зимний период представлен в таблице 5.3.

Так же в таблице приведен анализ расчета рассеивания после реализации мероприятия только для основного источника загрязнения (дымовая труба №0001) в связи с тем, что изменения выбросов ТЭЦ-2 по оксидам серы (их сокращение) связано с использованием сбросной щелочной продувочной воды и сбросной воды ХВО с высоким солесодержанием в батарейных эмульгаторах станционных котлов №№ 1-6.

Таблица 4.16 – Анализ результатов расчетов

Код Наименование загрязняющего вещества	Максимальная концентрация загрязняющих веществ в целом по РП (долей ПДК), координаты (м), опасное направление (N) и скорость ветра (S)	Максимальная концентрация загрязняющих веществ на границе СЗЗ (долей ПДК) с фоном (б/фона) координаты (м), опасное направление (N) и скорость ветра (S)	Максимальная концентрация загрязняющих веществ на границе ЖЗ (долей ПДК)с фоном (б/фона) координаты (м), опасное направление (N) и скорость ветра (S)
1	2	3	4
До реконструкции при максимальной нагрузке предприятия			
0330Серы диоксид (Ангидрид сернистый)	1,1912 X= 2618.0 м, Y= -1907.0 м N = 306^0, S =5,94 м/с	0,9823 (0,34642) X= 1410.0 м, Y= 267.0 м N = 256^0, S =4,77 м/с	1,1328 (0,68467) X= -3058 м, Y= 1405.0 м N = 115^0, S =5,97 м/с
После проведения реконструкции при максимальной нагрузке предприятия			
0330 Серы диоксид (Ангидрид сернистый)	1,149 X= 2618.0 м, Y= -1707.0 м N = 303^0, S =5,79 м/с	0,96752 (0,3217) X= 1410.0 м, Y= 267.0 м N = 256^0, S =4,65 м/с	1,09021 (0,61369) X= -3074 м, Y= 1168.0 м N = 111^0, S =5,91 м/с
После проведения реконструкции (источник №0001- дымовая труба)			
0330 Серы диоксид (Ангидрид сернистый)	0,93503 X= 2818.0 м, Y= -2707.0 м	0,85611 (0,01102) X= 1352.0 м, Y= 501.0 м	0,90003 (0,08422) X= -4968 м, Y= -4379.0 м

	N = 314^0, S =6,28 м/с	N = 250^0, S =1,98 м/с	N = 49^0, S =1,98 м/с

При максимальной нагрузке предприятия (с учетом источников загрязнения от водогрейной котельной и введения в эксплуатацию котлоагрегата №7) превышения ПДК в жилой зоне не наблюдаются.

Проведенная оценка загрязнения атмосферы показала, что при снижении концентрации по оксидам серы на котлах БКЗ-420-140 ст. №№ 1-6 от основного источника загрязнения, превышение предельно-допустимой концентрации не наблюдается.

Расчетные максимальные концентрации на границе жилой и санитарно-защитной зоны, создаваемые выбросами источников предприятия, приведены в результатах расчета рассеивания загрязняющих веществ.

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы до мероприятий и после, приведен в таблицах 4.17 – 4.18.

Таблица 4.17 - Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы до реконструкции

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно - защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
Загрязняющие вещества:									
0330	Серы диоксид (Ангидрид сернистый)	1.1328(0.68467)/ 0.22656(0.13693) вклад предпр.= 60%	0.98235(0.34642)/ 0.19647(0.06928) вклад предпр.= 35%	-3058 /1405	1410/267	0001 0023 0024	48.8 20.2 19.4	33.7 26.7 24.8	главный корпус водогрейная котельная водогрейная котельная
0330	Серы диоксид (Ангидрид сернистый)	0.05563/0.02225	-	-3058 /1405		0001 0023 0024	48.8 20.2 19.4		главный корпус водогрейная котельная водогрейная котельная
Примечание: В таблице представлены вещества (группы веществ), максимальная расчетная концентрация которых >= 0.05 ПДК									

Таблица 4.18 - Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы после реконструкции при максимальной нагрузке предприятия

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м^3		Координаты точек с максимальной приземной концентрацией		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно - защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
Загрязняющие вещества:									
0330	Серы диоксид (Ангидрид сернистый)	1.09021(0.61369)/ 0.21804(0.12274) вклад предпр.= 56%	0.96752(0.3217)/ 0.1935(0.06434) вклад предпр.= 33%	-3074 /1168	1410/267	0001 0023 0024	42.5 22.6 21.7	28 29.1 27	главный корпус водогрейная котельная водогрейная котельная
Примечание: В таблице представлены вещества (группы веществ), максимальная расчетная концентрация которых >= 0.05 ПДК									

Предложения по нормативам ПДВ

На основании результатов расчета рассеивания в атмосфере максимальных приземных концентраций составлен перечень загрязняющих веществ для каждого источника загрязнения атмосферы, выбросы которых (г/сек, т/год) предложены в качестве нормативов ПДВ.

Предельно допустимым для предприятия считается суммарный выброс загрязняющего вещества в атмосферу от всех источников данного предприятия и рассеивания выбросов в атмосфере при условии, что выбросы того же вещества из источников не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

Рассчитанные значения ПДВ являются научно обоснованной технической нормой выброса предприятием вредных веществ, обеспечивающей соблюдения требований санитарных органов по чистоте атмосферного воздуха населенных мест и промышленных площадок.

Основными критериями качества атмосферного воздуха при установлении ПДВ для источников загрязнения атмосферы являются ПДК. По всем ингредиентам и группам суммации, для которых выполняется соотношение

$$\frac{См}{ПДК} \leq 1$$

Перечень загрязняющих веществ, выбросы которых предложены в качестве нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) для источников на период реконструкции приведен в таблице 4.19, на период эксплуатации в таблице 4.20.

На период реконструкции имеются передвижные источники - автотранспорт. Согласно п.19 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» (приложение к приказу Министра ООС РК от 16.04.2013 г. № - 110-Ґ), валовые выбросы от двигателей передвижных источников (т/год) не нормируются и в общий объем выбросов вредных веществ не включаются.

На период эксплуатации в качестве нормативов рассматриваются только оксиды серы SO_x, в связи с тем, что изменения выбросов ТЭЦ-2 по оксидам серы (их сокращение) связано с использованием сбросной щелочной продувочной воды и сбросной воды ХВО с высоким солесодержанием в схеме очистки газов котловБКЗ-420-140 (ст. №№ 1-6).

Таблица 4.19 - Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на существующее положение и на год достижения ПДВ (период реконструкции)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ				Год достижения ПДВ
		На период строительства		П Д В		
		г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7
(0008) Взвешенные частицы PM10 (116)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	6001	0.00022	0.00019	0.00022	0.00019	2019
Всего:		0.00022	0.00019	0.00022	0.00019	2019
(0010) Взвешенные частицы PM2.5 (117)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	6001	0.000132	0.000114	0.000132	0.000114	2019
Всего:		0.000132	0.000114	0.000132	0.000114	2019
(0118) Титан диоксид (1241*)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	6001	0.00000417	0.00000009	0.00000417	0.00000009	2019
Всего:		0.00000417	0.00000009	0.00000417	0.00000009	2019
Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/ (0123)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	6001	0.042204	0.023314272	0.042204	0.023314272	2019
Всего:		0.042204	0.023314272	0.042204	0.023314272	2019
Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (0143)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	6001	0.00077422	0.00049882	0.00077422	0.00049882	2019
Всего:		0.00077422	0.00049882	0.00077422	0.00049882	2019

Продолжение таблицы 4.19

1	2	3	4	5	6	7
Хром /в пересчете на хрома (VI) оксид/ (0203)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	6001	0.0002464	0.000006668	0.0002464	0.000006668	2019
Всего:		0.0002464	0.000006668	0.0002464	0.000006668	2019
Азот (IV) оксид (Азота диоксид) (0301)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	6001	0.1608465	0.01072997	0.1608465	0.01072997	2019
Всего:		0.1608465	0.01072997	0.1608465	0.01072997	2019
Азот (II) оксид (Азота оксид) (0304)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	6001	0.02316182	-*	0.02316182	-*	2019
Всего:		0.02316182	-*	0.02316182	-*	2019
Углерод (Сажа) (0328)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	6001	0.2737457	-*	0.2737457	-*	2019
Всего:		0.2737457	-*	0.2737457	-*	2019
Сера диоксид (Ангидрид сернистый) (0330)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	6001	0.353314	-*	0.353314	-*	2019
Всего:		0.353314	-*	0.353314	-*	2019
Углерод оксид (0337)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	6001	1.7901471	0.01250885	1.7901471	0.01250885	2019
Всего:		1.7901471	0.01250885	1.7901471	0.01250885	2019
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на(627)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	6001	0.000585	0.000176866	0.000585	0.000176866	2019
Всего:		0.000585	0.000176866	0.000585	0.000176866	2019

Продолжение таблицы 4.19

1	2	3	4	5	6	7
Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, (0344)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	6001	0.000139	0.0001766	0.000139	0.0001766	2019
Всего:		0.000139	0.0001766	0.000139	0.0001766	2019
Ксилол (смесь изомеров о-, м-, п-) (0616)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	6001	0.05187	0.04261	0.05187	0.04261	2019
Всего:		0.05187	0.04261	0.05187	0.04261	2019
Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (0703)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	6001	0.000006	-*	0.000006	-*	2019
Всего:		0.000006	-*	0.000006	-*	2019
Керосин (2732)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Строительная площадка	6001	0.530307	-*	0.530307	-*	2019
Всего:		0.530307	-*	0.530307	-*	2019
Уайт-спирит (2752)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Строительная площадка	6001	0.07747	0.05315	0.07747	0.05315	2019
Всего:		0.07747	0.05315	0.07747	0.05315	2019
Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль (2908)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Строительная площадка	6001	0.000239	0.00017876	0.000239	0.00017876	2019
Всего:		0.000239	0.00017876	0.000239	0.00017876	2019

Продолжение таблицы 4.19

1	2	3	4	5	6	7
(2930) Пыль абразивная (1046*)						
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Строительная площадка	6001	0.018	0.016	0.018	0.016	2019
Всего:		0.018	0.016	0.018	0.016	2019
Всего по предприятию:		3.32341191	0.159654896	3.32341191	0.159654896	2019
Твердые:		0.33571049	0.04047921	0.33571049	0.04047921	
Газообразные, жидкие:		2.98770142	0.119175686	2.98770142	0.119175686	

Примечание: *Валовые выбросы от двигателей передвижных источников (т/год) не нормируются и в общий объем выбросов вредных веществ не включаются («Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду», приложение к приказу Министра ООС РК от 16.04.2013 г. № - 110-Ґ, п.19)

Таблица 4.20 - Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на существующее положение и на год достижения ПДВ (период эксплуатации)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ				Год достижения ПДВ
		На период эксплуатации		ПДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7
(0330) Серы диоксид						
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	0001	1611,7	29761,294	1611,7	29761,294	2018
(0330) Серы диоксид						
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и						
Главный корпус	0001	952,369647	17586,2462	952,369647	17586,2462	2019

Характеристика санитарно-защитной зоны

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) устанавливается с целью обеспечения безопасности населения, размер которой обеспечивает уменьшение воздействия загрязнения на атмосферный воздух (химического, биологического, физического) до значений, установленных гигиеническимим нормативами.

5 Оценка погрешности приборов и результатов измерений [21, 22]

5.1 Погрешность измерений химических анализов

Теория эксперимента, применяемая при проведении эксперимента, должна дать ответ на следующие вопросы:

1. Как необходимо организовать эксперимент, чтобы наилучшим образом решить поставленную задачу (затраты времени, средств, точность результатов)?
2. Как следует обрабатывать результаты эксперимента, чтобы получить максимальное количество информации об исследуемом явлении?
3. Какие обоснованные выводы можно сделать об исследуемом объекте по результатам эксперимента?

Основой теории эксперимента является математическая статистика, которая применима для анализа эксперимента в тех случаях, когда его результаты могут рассматриваться как случайные величины или случайные процессы. Это условие выполняется в большинстве исследований, поскольку результаты эксперимента связаны с некоторой неопределенностью.

Среди причин такой неопределенности являются влияние неконтролируемых факторов, неконтролируемые изменения условий эксперимента, ошибки наблюдений, случайный характер исследуемых процессов, что особенно актуально для химических процессов.

Для анализа пробы в большинстве случаев проводят несколько параллельных определений. При этом отдельные результаты должны располагаться как можно ближе друг к другу и соответствовать фактическому содержанию проб. Значит, есть два показателя, по которым судят о результатах:

1. воспроизводимость полученных результатов;
2. соответствие их истинному содержанию пробы.

Воспроизводимость зависит от случайной ошибки метода анализа. Чем больше случайная ошибка, тем сильнее рассеиваются значения при повторении анализа и тем меньше точность метода.

Отклонения от истинного содержания пробы обуславливаются систематической ошибкой. Метод анализа дает правильные значения только в том случае, когда он свободен от систематических ошибок. Случайные ошибки делают результаты анализа неточными, а систематические – делают неверным сам анализ.

Случайные и систематические ошибки в проводимых экспериментах вызываются множеством причин, основные из которых:

1. Большинство исследуемых веществ надо рассматривать как неоднородные (негомогенные). Поэтому несколько небольших взятых из них частей – аналитических проб – могут не иметь одинакового состава. А значит,

уже только по этой причине результаты анализа будут подвержены случайным колебаниям. Из-за неквалифицированного одностороннего отбора проб может отдаваться предпочтение отдельным компонентам, и в итоге – систематические искажения состава проб.

2. Все необходимые для анализа измеряемые величины можно определить лишь с ограниченной точностью. Эта точность задается применяемым методом измерения, характером измеряемой величины, а часто и субъективными причинами. Если исключить показания неправильно отрегулированных измерительных приборов и иные подобные отказы, то ошибки чаще всего проявляются в форме случайных отклонений. Их необходимо минимизировать выбором подходящих условий измерений.

3. В классических методах анализа часто исследуемые пробы подвергаются химическим реакциям, продукты которых характеризуются по виду, составу и массе. Обычно эти реакции рассматриваются как равновесные, причем равновесие стремятся сдвинуть как можно дальше в сторону продуктов реакции. Несмотря на это, в ходе реакций возникают как случайные (например, колебания растворимости из-за различных концентраций растворяемых солей), так и систематические (например, из-за соосаждения) ошибки.

При оценке результатов анализа применяются почти исключительно среднее арифметическое и среднее геометрическое, а также медиана. То или иное из них выбирают в соответствии со свойствами имеющихся измерений и в зависимости от поставленной задачи. Важно лишь, чтобы для сравниваемых между собой результатов всегда применялись одинаковые средние – или оба арифметические, или геометрические. Пока измерений достаточно много, среднее арифметическое представляет собой, как правило, достаточно хорошее приближение для среднего значения из генеральной совокупности. Числовое значение среднего геометрического всегда меньше значения среднего арифметического. Однако для практических целей это не существенно, пока случайная ошибка метода анализа достаточно мала. Срединное значение (медиана) – в противоположность среднему арифметическому – нечувствительно к крайним (резко выделяющимся) результатам измерений. Поэтому оно хорошо подходит для характеристики небольших серий измерений ($n<10$), когда проявление таких резко выделяющихся значений типично.

Отдельные результаты измерений или наблюдений из распределения более или менее тесно группируется вокруг среднего значения. Характеристика их разброса относительно среднего служит вторым показателем структуры цифровых данных. В качестве меры рассеяния используют стандартное отклонение. Выборочное стандартное отклонение определяют по формуле:

$$S = \sqrt{\frac{\sum\left(x_i - \bar{x}\right)^2}{n-1}} \qquad (5.1)$$

где x_i – отдельное значение; $\bar{x}$ - среднее всех x_i; n – общее число измерений.

Оно служит наиболее распространенной в химии мерой разброса и характеризует случайную ошибку метода анализа, но не отдельного результата.

Случайная ошибка метода анализа чаще всего складывается из нескольких частных ошибок. Для минимизации общей ошибки анализа необходимо найти оптимальные условия измерения. Этому способствует закон сложения ошибок. Рассмотрение ошибок такого рода, прежде всего, сосредотачивается на возникающих ошибках измерений. Поэтому рассмотрение таких ошибок лишь в исключительных случаях может дать некоторые представления о точности аналитического метода, так как ошибки измерений обычно гораздо меньше, чем случайные колебания, например хода химических реакций.

Для применения закона сложения ошибок при поиске наилучших условий измерения необходимо знать формулы, связывающие отдельные измеряемые величины и частные ошибки различных стадий процесса измерения. Если для N переменных существует функциональная связь вида

$$Y = \varphi(x_1, x_2, ..., x_n) \qquad (5.2)$$

то общую ошибку σ_Y приближенно можно выразить в виде

$$\sigma_Y^2 = \left(\frac{\partial\varphi}{\partial x_1}\right)^2 \sigma_{x_1}^2 + \left(\frac{\partial\varphi}{\partial x_2}\right)^2 \sigma_{x_2}^2 + ... + \left(\frac{\partial\varphi}{\partial x_n}\right)^2 \sigma_{x_n}^2 . \qquad (5.3)$$

Суммарная ошибка σ_Y больше, чем ошибки отдельных членов. Она увеличивается за счет суммарного действия нескольких содержащих ошибки частных переменных.

Деление пробы для объемного анализа – распространенная операция. Преимущественно она выполняется с помощью пипетки с последующим разбавлением раствора в мерной колбе. Коэффициент разбавления q получают по формуле

$$q = \frac{V_p}{V_M}, \qquad (5.4)$$

где V_p – объем полной пипетки, V_M – объем мерной колбы. Отсюда получают относительную ошибку по формуле

$$\frac{\sigma_q}{q} = \sqrt{\left(\frac{\sigma \cdot V_P}{V_P}\right)^2 + \left(\frac{\sigma \cdot V_M}{V_M}\right)^2} \ . \qquad (5.5)$$

Ошибка разбавления раствора будет тем меньше, чем больше объем используемой посуды. Если необходима высокая степень разбавления, то операцию разбавления проводят в несколько этапов. Благодаря этому получают в большинстве случаев незначительную ошибку разбавления, меньшую, чем если бы операцию проводили в один этап, применяя посуду большего объема.

При гравиметрическом методе результат (процентное содержание вещества в исследуемой пробе) получают из следующего соотношения:

$$p = 100\frac{ka}{e}, \qquad (5.6)$$

где p – содержание вещества в пробе, %; k – стехиометрический коэффициент; a – масса остатка; e – масса навески.

В данном случае результат можно получить непосредственно из измерений, относящихся к аналитической пробе, не прибегая к градуировке. Обычно получают вес остатка доведением пробы до «постоянного» веса n_j раз. Для ошибки при определении содержания используют выражение

$$\frac{\sigma_P}{p} = \sqrt{\left(\frac{\sigma_e}{e}\right)^2 + \frac{1}{n_j}\left(\frac{\sigma_a}{a}\right)^2} \ . \qquad (5.7)$$

Это позволяет получить малую ошибку определения при малой ошибки измерений и больших значениях измеряемой величины. Уменьшение ошибки измерения ограничено аппаратурными и стоимостными возможностями. Навеску в отличие от остатка взвешивают один раз. Поэтому рекомендуется брать большие навески, чтобы работать с малой ошибкой взвешивания.

В объемном анализе процентное содержание исследуемой пробы находят из уравнения

$$p(\%) = 100\frac{kfv}{e}, \qquad (5.8)$$

где v – расход раствора; f – титр раствора.

В отличие от гравиметрического метода в объемном методе появляется титр раствора f. Его надо определять опытным путем, поэтому объемный анализ в известном смысле можно рассматривать как метод с градуировкой. Ошибка определения получается из закона сложения ошибок:

$$\frac{\sigma_P}{p} = \sqrt{\left(\frac{\sigma_e}{e}\right)^2 + \left(\frac{\sigma_v}{v}\right)^2 + \left(\frac{\sigma_f}{f}\right)^2}. \qquad (5.9)$$

В отличие от гравиметрии ошибка измерения объема складывается из нескольких частных ошибок. Наиболее существенны ошибки отсчета, ошибки капли, ошибки стекания, разница градуировочной и рабочей температур для используемых приборов, а также различие плотностей анализируемой пробы и титровального раствора. В общем случае можно считать ошибку измерения объема равной $\sigma_\upsilon \approx 0{,}05$ мл при работе с бюреткой на 50 мл.

5.2 Вероятностные оценки ширины распределения

Для оценки величины разброса случайных погрешностей относительно центра, т.е. ширины распределения, на практике используются различные приемы, приводящие к существенно разным результатам. «Предельная» («максимальная») оценка случайной погрешности теоретически правомерна только для ограниченных распределений (равномерного, трапецеидального, треугольного, арксинусоидального и т.п.). Для этих распределений действительно существует такое значение $\pm X_m$, которое ограничивает с обеих сторон возможные значения случайной величины. Однако эти распределения являются лишь теоретической идеализацией и реальные распределения погрешностей, строго говоря, им никогда не соответствуют. Кривые плотности реальных распределений погрешностей, за редкими исключениями, не имеют четко выраженных границ. И поэтому указание для них «предельных», или «максимальных», значений неправомерно. На практике такая оценка есть указание наибольшего по модулю отклонения, встретившегося в данном, произвольно ограниченном ряду наблюдений, так как с увеличением объема

выборки экспериментальных данных «предельные» значения монотонно возрастают. Предельная погрешность прибора, найденная экспериментально по 100 отсчетам, всегда будет большей, чем найденная по первым 10 отсчетам. Главным недостатком такой оценки является бессмысленность арифметического суммирования таких «предельных» значений, так как получаемая сумма может превышать действительные погрешности в несколько раз.

Площадь, заключенная под кривой плотности распределения, согласно правилу нормирования, равна единице, т. е. отражает вероятность всех возможных событий. Эту площадь можно разделить на некоторые части вертикальными линиями. Абсциссы таких линий называют *квантилями.* Так, $x == x_1$ есть 25%-ная квантиль, так как площадь под кривой $p\ (x)$ слева от нее составляет 25% всей площади, а справа — 75%. Между x_1 и x_3 т. е. 25%- и 75%-ной квантилями, которые принято называть сгибами (или квартилями) данного распределения, заключено 50% всех возможных значений погрешности, а остальные 50% лежат вне этого промежутка.

Медиана ($x = x_2$) — это 50%-ная квантиль, так как она делит площадь под кривой p(x) на две равные части. $X = x_3$ есть 5%-ная квантиль, так как площадь под кривой p(x) слева от нее составляет 5% всей площади. Соответственно значения x_1, x_2, x_6 и x_7 — это 1%-, 2,5%-, 97,5%- и 99%-ная квантили. Их обозначают соответственно как $x_{0,01}$, $x_{0,25}$, $x_{0,975}$, $x_{0,99}$. Интервал значений x между $x_3 = x_{0,05}$ и $x_4 = x_{0,95}$ охватывает 90% всех возможных значений случайной величины и называется интерквантильным промежутком с 90% -ной вероятностью. Его протяженность $d_{0,9} = x_{0,95} - x_{0,05}$. Интерквантильный промежуток $d_{0,95} = x_{0,975} - x_{0,025}$ включает в себя 95% всех возможных значений случайной величины и т.д.

На основании такого подхода вводится понятие квантильных оценок погрешности, т. е. значений погрешности с заданной доверительной вероятностью $P_д$, как границ интервала неопределенности $\pm\Delta_д = \pm d_д/2$, на протяжении которого встречается $P_д$ процентов всех значений погрешности, а (1 — $P_д$) процентов общего числа их значений остаются за границами этого интервала.

Таким образом, доверительное значение случайной погрешности есть ее максимальное значение с указанной доверительной вероятностью $P_д$, т. е. сообщение, что часть реализации погрешности с вероятностью (1 — $P_д$) = q может быть и больше указанного значения погрешности.

Так как квантили, ограничивающие доверительный интервал погрешности, могут быть выбраны различными, то при сообщении такой оценки должно одновременно обязательно указываться значение принятой доверительной вероятности $P_д$. Удобнее всего для этого обозначение доверительной погрешности снабжать индексом, численно равным принятой доверительной вероятности, т. е. писать, например $\Delta_{0,9}$ при $P_д == 0,9$, $\Delta_{0,95}$ при $P_д = 0,95$ и т. д.

Исторически сложилось так, что в разных областях знаний используют различные значения доверительной вероятности, равные 0,5; 0,8; 0,9; 0,95 и 0,99. Так, в высокоответственной области расчета артиллерийской стрельбы общепринятой является так называемая срединная ошибка, т. е. погрешность с доверительной вероятностью $P_д$ == 0,5, когда 50% всех возможных отклонений меньше ее, а другие 50% — больше. Доверительная вероятность $P_д$ == 0,8 является общепринятой в теории и практике оценки надежности средств автоматики, электронной и измерительной техники.

Погрешность $\Delta_{0,9}$ обладает тем уникальным свойством, что для широкого класса наиболее употребительных законов распределения вероятностей только она имеет однозначное соотношение со средним квадратическим отклонением в виде $\Delta_{0,9} = 1,6\sigma$ вне зависимости от вида закона распределения, поэтому ГОСТ 11.001—73 при отсутствии данных о виде закона распределения для определения двусторонней доверительной вероятности предписывал использовать только Рд = 0,9.

При наличии у прибора, кроме чисто случайной составляющей погрешности, еще и систематической погрешности 9 выход возможных значений погрешности за границы доверительного интервала $\pm(\theta + \Delta_{0,9})$ становится практически односторонним. Для односторонней вероятности выхода за пределы интервала $\pm\Delta_д$ при отсутствии данных о виде закона распределения ГОСТ 11.001—73 предписывал использование доверительной вероятности $P_д = 0,95$. Доверительная вероятность $P_д = 0,99$ используется лишь при указании погрешности первичных и рабочих эталонов.

Достоинство доверительного значения погрешности состоит в том, что оно может быть достаточно просто оценено прямо по экспериментальным данным. Пусть проведена серия из n измерений. Из наблюдавшихся n случайных погрешностей составляют вариационный ряд, располагая их в порядке возрастания: $\Delta_{(1)} \le \Delta_{(2)} \le \Delta_{(3)} \le \ldots \le \Delta_{(n)}$. Далее используется предположение, что каждый из членов вариационного ряда является оценкой соответствующих квантилей, которые делят весь интервал возможных вероятностей (от 0 до 1) на $(n + 1)$ частей с равными значениями вероятности, иными словами, вероятности попадания значений погрешности в каждый из интервалов $(-\infty, \Delta_{(1)})$, $(\Delta_{(1)}, \Delta_{(2)})$, $(\Delta_{(2)}, \Delta_{(3)})$, … , $(\Delta_{(n)}, +\infty)$ предполагаются одинаковыми, а следовательно, равными $1/(n + 1)$. Отсюда каждое из наблюдавшихся значений $\Delta_{(i)}$,) может быть принято как оценка $[1/(n + 1)]\cdot 100\%$-ной квантили.

Таким образом, практическое определение $\Delta_д$ сводится к тому, что из всех полученных отсчетов отбрасываются наиболее удаленные от центра, а следовательно, самые ненадежные отсчеты. Если при переменном n отбрасывается постоянная относительная доля всех отсчетов, то определяемое по крайним членам оставшегося вариационного ряда значение $\Delta_д$, в отличие от

Δ_m, с ростом длины n серии отсчетов не возрастает, а стабилизируется и оказывается тем более устойчивым, чем больше объем выборки n, не уступая по простоте своего определения «максимальному» значению Δ_m.

При этом следует иметь в виду, что по ограниченным экспериментальным данным мы получаем не точные доверительные значения, а лишь их приближенные значения — оценки. Достоверность квантильных оценок резко повышается с понижением значений $P_д$, а при постоянном $P_д$ — с ростом числа отсчетов n. Поэтому квантильные оценки с большими доверительными вероятностями могут быть найдены только при большом числе отсчетов. Действительно, так как вариационный ряд из n членов определяет границы (n + 1) интервалов, вероятность попаданий в которые принимается нами одинаковой, то при отбрасывании лишь интервалов ($-\infty$, $\Delta_{(1)}$) и ($\Delta_{(n)}$, $+\infty$) оценка погрешности может быть определена с доверительной вероятностью, не большей, чем $P_д \le (n - 1) / (n + 1)$. При небольших объемах выборки n фактическая доверительная вероятность может быть существенно меньшей, т. е. достоверность оценки $\Delta_д$, найденной таким путем, очень мала. Для определения оценки $\Delta_д$ с большей достоверностью с каждого из концов вариационного ряда должны быть отброшены не только пустые интервалы от —∞ до $\Delta_{(1)}$ и от $\Delta_{(n)}$ до $+\infty$, но и какое-то число фактических отсчетов. Располагая рядом из n отсчетов и отбрасывая с каждого из концов ряда по $n_{отб}$ отсчетов, можно определить $\Delta_д$ с доверительной вероятностью, не большей, чем $P_д \le (n - 1 - 2n_{отб}) / (n + 1)$. Отсюда число отсчетов n, необходимое для определения по экспериментальным данным $\Delta_д$ с заданной вероятностью $P_д$, будет не меньшим, чем $n \ge (n - P_д - 2n_{отб}) / (1 - P_д) \approx [2(1 + n_{отб})] / (1 - P_д)$, и для различных значений $P_д$ и $n_{отб} = 1$ приведено ниже:

$P_д$	0,8	0,9	0,95	0,98	0,99	0,995	0,997
n	20	40	80	200	400	800	1333

Таким образом, по экспериментальным данным легко определить значение $\Delta_д$ лишь с доверительной вероятностью $P_д \le 0{,}95$ ($n \approx 80$), а определение $\Delta_{0,99}$ или $\Delta_{0,997}$ практически трудноосуществимо (нужно $n > 400 \div 1333$). При этом необходимо обратить внимание читателя на то, что объем выборки n, рассчитанный по формуле, обеспечивает лишь выполнение неравенства, т.е., взяв, например, выборку объемов $n = 80$ и отбросив с каждой стороны по одному отсчету, получим, что доверительная вероятность не может быть большей, чем 0,95. При этом нет никаких оснований утверждать, что она равна 0,95 (так же как утверждать, что она равна 0,8 или 0,3).

Тем не менее, очень часто доверительные погрешности рассчитывают, вводя ничем не обоснованное предположение о том, что вид закона распределения погрешностей будто бы точно известен. В частности, используют прием, заключающийся в вычислении по небольшой выборке в 20—30 отсчетов

оценки среднего квадратического отклонения σ, а затем указывают погрешность с доверительной вероятностью $P_д$ = 0,997, равную $\Delta_{0,997} = 3\sigma$ на основании предположения о нормальности закона распределения.

Из приведенного выше анализа ясно, что такой прием является некорректным вне зависимости от того, допускается ли он сознательно или неосознанно. Следует иметь в виду, что реальные законы распределения погрешностей приборов весьма разнообразны и часто очень далеки от нормального. Для установления действительного хода кривой распределения на ее краях необходимо проведение испытаний, число которых должно быть тем больше, чем большим выбирается значение доверительной вероятности. При малом числе отсчетов (20—30) какие-либо сведения о ходе кривой в области квантилей, соответствующих $P_д$ = 0,95—0,99 (не говоря уже о $P_д$ = 0,997), отсутствуют и утверждения о ходе кривой распределения в этой неисследованной области лишены каких-либо оснований.

Основным недостатком доверительного значения погрешности $\Delta_д$ при произвольно выбираемых $P_д$, как и «максимальной» погрешности Δ_m, является невозможность их суммирования, так как доверительный интервал суммы не равен сумме доверительных интервалов слагаемых. Поэтому приведенные выше применительно к Δ_m рассуждения остаются в силе и для $\Delta_д$.

Среднее квадратическое отклонение σ случайной величины (сокращенно с. к. о.). Это положительное значение квадратного корня из ее дисперсии

$$\sigma = \sqrt{D} = \sqrt{\int_{-\infty}^{+\infty} (x - X_ц)^2 \, p(x) dx}\,, \qquad (5.10)$$

где D — дисперсия, т. е. второй центральный момент случайной величины, а p(x) — плотность распределения. Для определения оценки дисперсии по экспериментальным данным пользуются соотношением

$$D = \sum_{i=1}^{n} \frac{(x_i - X_ц)^2}{n-1} \qquad (5.11)$$

где x_i — значения отдельных отсчетов; $X_д$ — координата центра распределения; *n* — объем выборки.

Отсюда оценка с. к. о. определяется как

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \frac{(x_i - X_ц)^2}{n-1}} \qquad (5.12)$$

Основным достоинством оценки разброса случайных величин средним квадратическим; значением σ является возможность определения дисперсии суммы статистически независимых величин как $D_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} D_i$ или $\sigma_{\Sigma}^2 = \sum_{i=1}^{n} \sigma_i^2$ независимо от разнообразия законов распределения каждой из суммируемых величин и деформации знаков распределения при образовании композиций.

Таким образом, для того чтобы отдельные составляющие погрешности средств измерений можно было суммировать расчетным путем, они должны быть предварительно представлены своими средними квадратическими значениями σ, а не «максимальными» Δ_m или доверительными $\Delta_д$ значениями. При этом открывается возможность расчетным путем не только складывать любое число составляющих погрешности, что необходимо при анализе точности косвенных измерений или сложных измерительных устройств, но и достаточно точно вычитать погрешности, что необходимо при синтезе методов измерений или сложных устройств с заданной результирующей погрешностью. Действительно, если $\sigma_{\Sigma} = (\sigma_1^2 + \sigma_2^2)^{1/2}$, то $\sigma_2 = (\sigma_{\Sigma}^2 - \sigma_1^2)^{1/2}$. Это правомерно, как выше подчеркивалось, для независимых случайных величин. Суммируемые или вычитаемые составляющие погрешности могут быть иногда и взаимно коррелированными.

5.3 Рассеяние оценки координаты центра распределения

Основной смысл усреднения многократных отсчетов заключается в том, что найденная усредненная оценка координаты их центра имеет меньшую случайную погрешность, чем отдельные отсчеты, по которым она находится. Так, например, если бы искомая кривая x = f(t) определялась путем лишь одного отсчета при каждом из t, то она могла бы случайным образом занять любое положение внутри полосы погрешностей. При проведении *n* отсчетов при каждом t_j сами отсчеты по-прежнему будут располагаться случайным образом внутри той же полосы, однако линия их центров будет более устойчива.

Тем не менее, если все исследование (снимая по *n* отсчетов при каждом из t_j) провести еще и еще раз, то получаемые линии центров не совпадут между собой, а хотя и меньше, но будут случайным образом отличаться друг от друга. Таким образом, усреднение не устраняет полностью случайный характер усредненного результата, а лишь уменьшает в какое-то число раз ширину полосы его неопределенности.

Наиболее широко распространенным методом определения координаты $X_ц$ центра распределения является ее оценка в виде среднего арифметического всех отсчетов, т. е. в виде

$$X = \frac{1}{n}\sum_{1}^{n} x_i \ . \qquad (5.13)$$

Преимущественное использование этой оценки среди теоретиков, а вслед за этим и практиков, объясняется отнюдь не тем, что это «самая лучшая» или, как говорят математики, эффективная оценка центра, а тем, что это единственная оценка, которую можно выразить аналитически, т. е. формулой, и подставлять в таком виде в другие соотношения, анализировать их и т. д. Среднее квадратическое отклонение рассеяния этой оценки зависит от с. к. о. σ_{xi} разброса усредняемых отсчетов и их числа n (при независимости отсчетов друг от друга) как

$$\sigma_x = \frac{\sigma_{xi}}{\sqrt{n}} \ . \qquad (5.14)$$

Таким образом, с. к. о. случайной погрешности усредненного результата убывает по сравнению со с. к. о. самих усредняемых отсчетов $\sqrt{n}$ раз. На этом и основан принцип повышения точности в результате усреднения многократных отсчетов.

Положительной стороной метода статистического усреднения является то, что при усреднении одновременно уменьшаются все случайные погрешности вне зависимости от их происхождения (диффузность, т. е. невоспроизводимость самого объекта исследования, случайные погрешности всех используемых средств измерений, случайные погрешности округления при вычислении отдельных наблюдений и т. д.). При этом соотношение справедливо при любом законе распределения исходных данных (с конечным вторым моментом) и любом их числе, но при условии их независимости.

Однако, используя этот метод, следует помнить, что если во всех результатах наблюдений присутствует одна и та же систематическая погрешность, то согласно формуле она никак не усредняется, т. е. систематические погрешности при этом не устраняются.

Другой особенностью метода усреднения является то, что он возможен в том случае, если исходные данные имеют разброс, т. е. в них первоначально сохраняются последние неустойчивые десятичные знаки.

Таким образом, оперируя оценками σ_{xi} и $\sigma_{\mathbf{x}}$, необходимо четко различать их между собой и помнить, что они характеризуют лишь случайную составляющую погрешности. Оценка с. к. о. σ_{xi} характеризует ширину полосы неопределенности самих исходных данных. Оценка же $\sigma_{\mathbf{x}}$ характеризует в $\sqrt{n}$ раз более узкую полосу неопределенности найденной усредненной зависимости.

Закон распределения **X** при $n \geq 30$ близок к нормальному при любом законе распределения исходных данных с $\chi \neq 0$. Поэтому переход от оценки $\sigma_{\mathbf{x}}$ к квантильной оценке погрешности с заданной доверительной вероятностью P производится в этом случае как

$$\Delta p = t_н \sigma_x = t_н \frac{\sigma_{xi}}{\sqrt{n}}, \tag{5.15}$$

где $t_н$ — нормированная квантиль нормального распределения для заданной вероятности P.

Значения нормированных квантилей нормального распределения для ряда уровней значимости q = 1 – P, где P — двусторонняя вероятность, приведены ниже:

q = 1 – P	0,2	0,1	0,05	0,02	0,01	0,005	0,002
P	0,8	0,9	0,95	0,98	0,99	0,995	0,998
$t_н$	1,28	1,64	1,96	2,33	2,58	2,81	3,09

5.4 Распределение Стьюдента

Распределение Стьюдента используется для квантильной оценки Δ_p погрешности **X** при малом числе наблюдений (n < 30). Для расчета оценки погрешности Δ_p с заданной доверительной вероятностью согласно выражению необходимо знание оценки σ_{xi} разброса самих исходных данных. При n > 30 эта оценка может быть найдена путем обработки этих данных. Однако если мы располагаем малым числом наблюдений (2 < n < 30), то формально найденная оценка σ_{xi} (обозначим ее в этом случае через S_{xi}) согласно соотношению

$$S_{xi} = \sqrt{\sum_{1}^{n} \frac{(x_i - X)^2}{n-1}} \tag{5.16}$$

Если выполнить серию из 30 измерений невозможно или нецелесообразно, то использование соотношения расчета величины Δ_p неправомерно. Так, если **X** находится всего по двум наблюдениям x_1 и x_2, как **X** = $(x_1 + x_2)/2$, то оценка с. к. о. x_i в виде

$$S_{xi} = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \frac{(x_i - X)^2}{n-1}} = \sqrt{\frac{2\left(\frac{x_1 - x_2}{2}\right)^2}{2-1}} = \frac{|x_1 - x_2|}{\sqrt{2}} \tag{5.17}$$

из-за своей случайности несет мало информации о действительном значении σ_{xi}.

Для рассматриваемого же случая квантильной оценки отклонений среднего строгое решение было найдено еще в 1908 г. англичанином В. С. Госсетом (1876—1937). Он показал, что распределение величины

$$t = \frac{X - X_\infty}{\frac{S_{xi}}{\sqrt{n}}} = \frac{X - X_\infty}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n} \frac{(x_i - X)^2}{n(n-1)}}} \qquad (5.18)$$

при нормально распределенной генеральной совокупности x_i подчиняется соотношению выражения «распределения Стьюдента».

Квантили распределения Стьюдента для двустороннего симметричного доверительного интервала приведены ниже:

n	2	3	4	5	7	10	15	20	30	∞
$t_{0,9}$	6,31	2,92	2,35	2,13	1,94	1,83	1,76	1,73	1,70	1,64
$t_{0,95}$	12,7	4,30	3,18	2,78	2,45	2,26	2,14	2,09	2,04	1,96

При уменьшении объема выборки n, по которой находится оценка S_{xi} для σ_{xi}, значения t Стьюдента резко возрастают: при $n = 3$ $\Delta_{0,95} == 4,3 \cdot S_{xi}$, а при $n = 2$ $\Delta_{0,95} == 12,7 \cdot S_{xi}$. Однако при $n > 8$ отличие квантилей распределения Стьюдента от квантилей нормального распределения ($n = \infty$) составляет уже менее 20%.

Для распределений x_i, отличных от нормального, использование распределения Стьюдента некорректно.

Диапазон измерения pH от -19,99 до +19,99 с погрешностью по преобразователю ±0,02 по прибору ±0,05%.

Окислительно-восстановительный потенциал от -19,99 до +19,99 с погрешностью по преобразователю ±3мВ, по температуре предел измерения от +257 К до 373 К при погрешности ±2 К.

Климатическое исполнение прибора-УХЛ, категория 4.2 .

Определение щелочности.

Щелочность определяется объемным ацедиметрическим методом. Метод заключается в измерении количества кислоты, затрачиваемой на доведение значения pH до точки перехода применяемого индикатора. Разрешающая способность метода 0,5 кг-экв/кг $x10^{-9}$ в пробе.

Определение кислотности.

Кислотность Н-катионированной воды определяется объемным ацидиметрическим методом, основанным на измерении количества щелочи, затрачиваемой на доведение значения pH пробы до точки перехода применяемого индикатора. Разрешающая способность метода 0,5 кг-экв/кг $x10^{-9}$ в пробе.

Определение жесткости.

В зависимости от значения жесткости применяются следующие методы химического анализа:

- комплексонометрический (трилонометрический)-при жесткости более 5 кг-экв/кг х10^{-9} ;
- визуально-колориметрический – при жесткости от 0,2 до 5 кг-экв/кг ·10^{-9}.

Метод основан на способности ионов кальция и магния образовывать комплексные соединения как с комплексонами (например с трилоном Б), так и с рядом красителей: эриохром черный Т, кислотный хром синий К и др.

Чувствительность трилонометрического метода составляет 3 кг-экв/кг·10^{-9}, а визуально-колориметрического 0,2 кг-экв/кг·10^{-9}.

Определение перманганатной окисляемости.

Метод основан на частичном окислении перманганатом калия в кислой или щелочной среде органических веществ, присутствующей в анализируемой воде. Погрешность измерения ±5кг/кг·10^{-6} при пробе в 0,1 10^{-3} м $^{3.}$

Определение содержания взвешенных веществ.

Метод заключается в отделении на фильтре всех взвешенных веществ, содержащихся в отмереном обьеме перемешанной пробы, и взвешивании их после высушивания при 278 К до постоянной массы.

Определения содержания натрия.

Содержание натрия определяется методом пламенной фотометрии. Сущность метода заключается в измерении относительной интенсивности излучения атомов натрия в пламени пламенного фотометра или пламенного спектрофотометра. Использовался анализатор жидкости ПАЖ-1. Минимальный предел измерения 5кг/кгх10^{-9} с ошибкой не превышающей 1 кг/кг·10^{-9}.

Колориметр фотоэлектрический концентрационный КФК-2.

Предназначен для измерения удельной электрической проводимости (УЭП) обессоленой или Н-катионированной воды, водных растворов и органических жидкостей методом построения градуировочных графиков. Нормальные условия работы при 293±5 К и относительной влажности от 45% до 80 %.

Погрешность измерения:

- основная приведенная промежуточная преобразователей УЭП во всех диапазонах измерения ±1%,
- абсолютная погрешность измерения преобразователей температуры ±1 К,
- измерения преобразователя УЭП основного привода в диапазоне 0,01-0,1 мксм/см ±2%, в диапазоне от 0,1 до 1 мксм/см ±4%,
- температурной компенсации (приведенная) УЭП к температуре 298 К по имитаторам УЭП и датчика температуры ±2%.

Определение содержания железа.

Содержание железа определяется колориметрическим методом с о-фенантралином. Метод основан на взаимодействии ионов двухвалентного

железа с о-фенантралином с образованием комплексного соединения, окрашенного в оранжево-красный цвет. Для определения общего содержания железа трехвалентное железо восстанавливается до двухвалентного гидроксиламином.

Метод позволяет обнаружить 2,5 кг·10^{-9} железа в пробе с погрешностью, не превышающей 20%.

Содержание железа в водах, где присутствуют органические вещества (природная и котловая вода, конденсаты, возвращаемые с производств), определяют колориметрическим методом с о-фенантролином после предварительного разрушения органических веществ.

Определение содержания алюминия.

Содержание алюминия определяют колориметрическим методом органическим реактивом стильбазо. Метод основан на способности ионов алюминия реагировать в слабокислой среде со стильбазо с образованием окрашеного в коричневото-розовый цвет комплексного соединения.

Чувствительность метода 0,5 кг·10^{-9} Al^{3+} в пробе, максимально определяемое значение 15 кг·10^{-9} Al^{3+} в пробе.

Определение содержания меди.

Содержание меди определяется колориметрическим методом с реактивом био-(циклогексанон)-оксалилдигидразон (сокращенное название-купризон). Это вещество образует с ионами меди соединение, окрашенное в голубой цвет. Собственной окраской купризон не обладает. Метод позволяет обнаружить 0,5 мкг ·10^{-9} в 0,0510^{-3} м ^{3} раствора. Погрешность не превышает ±16%.

Определение содержания цинка.

Содержание цинка определяется колориметрически с реактивом сульфарсазеном, по интенсивности окраски, которая подчиняется линейному закону до 10кг ·10^{-9} Zn в пробе при pH=9,3-9,6.

Метод позволяет обнаружить 2кг ·10^{-9} Zn в пробе с погрешностью, не превышающей 30% относительных.

Определение содержания нитритов.

Содержание нитритов определяется колориметрическим методом с сульфаниловой кислотой с а-нафтиламином (реактив Грисса). Чувствительность метода до 10 кг/кг ·10^{-9} NO_2^- Чувствительность метода можно повысить, при необходимости, до 1 кг/кг ·10^{-9} NO_2^-.

Определение содержания нитратов.

Содержание нитратов определяется колориметрическим методом с салициловой кислотой, которая в присутствии серной кислоты взаимодействует с нитратами, образуя нитросалициловую кислоту. Ее щелочные растворы окрашены в интенсивно желтый цвет. Чувствительность метода 5 кг ·10^{-9} NO_3 в пробе.

Колориметрический метод определения растворенного кислорода с применением сафранина Т.

Метод основан на окислении растворенным в воде кислородом бесцветного лейкосафранина до сафранина Т, окрашенного в розовый цвет. Чувствительность метода 1 кг/кг $\cdot 10^{-9}$ O_2.

Йодометрический метод определения растворенного кислорода.

Чувствительность метода 30 кг/кг $\cdot 10^{-9}$ O_2 .

Определение избыточного содержания фосфатов.

Определяется колориметрическим методом с молибдатом аммония. Чувствительность метода определения фосфатов 0,1 кг/кг $\cdot 10^{-6}$ PO_4^{3-}.

Определение содержания аммонийного азота.

Используется колориметрический метод с реактивом Несслера. Метод основан на образовании окрашенного в желто-коричневый цвет соединения при взаимодействии аммиака с реактивом Несслера. Метод позволяет обнаружить 10 кг/кг $\cdot 10^{-9}$ NH_3 в пробе.

Определение содержания гидразина.

Определяется колориметрическим методом с парадиметиламинобезальдегидом. При взаимодействии гидразина с этим реактивом в кислой среде образуется соединение, окрашенное в желто-оранжевый цвет. Чувствительность метода 5 кг/кг $\cdot 10^{-9}$ N_2H_4.

Определение содержания реакционно-способной кремнекислоты.

Определяется колориметрическим методом с молибдатом аммония. Метод позволяет определить концентрация кремнекислоты до 15 кг/кг $\cdot 10^{-9}$ SiO_2 с погрешностью, не превышающей 10% относительных.

Определение содержания хлоридов объемным меркуриметрическим методом.

Метод применим при концентрации хлоридов не менее 5 кг/кг $\cdot 10^{-6}$. Возможная погрешность метода ±0,05 кг $\cdot 10^{-6}$ в обьеме пробы, взятой на анализ.

Определение содержания хлоридов нефелометрическим методом.

Метод применяется для определения концентрации хлоридов от 0,05 до 1 кг/кг $\cdot 10^{-6}$. Погрешность нефелометрического метода ±2,5 кг/кг $\cdot 10^{-9}$ Cl^- .

Определение содержания сульфатов.

Содержание сульфатов определяется гравиметрическим методом, основанным на весьма малой растворимости сернокислого бария. Сульфат-ион осаждают в кислой среде хлоридом бария, осадок сернокислого бария отделяют фильтрованием, отмывают, прокаливают и взвешивают.

Погрешность метода не превышает 10%.

Определение содержания сульфитов.

Содержание сульфитов определяется иодометрическим методом. Сульфит реагирует с йодом, избыток которого оттитровывается тиосульфатом, а в качестве индикатора используется крахмал.

Чувствительность метода 1 кг/кг $\cdot 10^{-9}$ O_2.

Определение содержания нефтепродуктов

Под «нефтепродуктами» понимают вещества, растворимые в четыреххлористом углероде. В зависимости от количества и свойств нефтепродуктов применяют следующие методы анализа: гравиметрический весовой метод (при содержании нефтепродуктов более 10 кг/кг $\cdot 10^{-6}$), колориметрический метод с обработкой экстракта серной кислотой (при содержании нефтепродуктов менее 10 кг/кг $\cdot 10^{-6}$), метод прямого колориметрирования экстракта (при содержании окрашенных нефтепродуктов, например, мазута, более 0,5 кг/кг $\cdot 10^{-6}$.

Температуру, давление, расход определяли штатными приборами, установленными на ТЭУ. Класс точности приборов от 0,5 (датчики типа “сапфир”) до 2,5.

Методы определения примесей в топочных газах.

Определение концентрации диоксида серы в продуктах горения различных видов топлива.

В основу определения положен йодометрический метод (модификация метода Рейха). Сущность метода состоит во взаимодействии диоксида серы с водным раствором йода, который окисляет серную кислоту, восстанавливаясь ею до галогеноводорода.

$$SO_2 + J_2 + H_2O \rightarrow 2HJ + H_2SO_4. \qquad (5.19)$$

Анализируемый газ пропускается через поглотитель со стандартным раствором йода (в присутствии крахмала) до полного его обесцвечивания. По объему пропущенного газа определяется его концентрация в газе. На точность анализа могут влиять твердые частицы и серный ангидрид, но они удаляются в процессе отбора газа. Оксиды азота не оказывают влияния на показания прибора до концентрации: NO = 0,1%, NO_2 = 0, 02% объемных. В дымовых газах наблюдаются концентрации: NO до 0,1%, NO_2 до 0,02% объемных. Влияние температуры и уноса йода снижено до 0,4 от основной погрешности прибора подбором режимных параметров и составом поглотительного раствора.

Пределы измерения от 0,004% до 0,74 % объемных или от 0,1 до 20 кг/м^3 $\cdot 10^{-6}$. Предел допускаемой основной погрешности 10%.

Определение суммы кислотных газов.

Для определение объемного содержания в газовой смеси суммы всех кислотных газов (CO_2, SO_2, H_2S и др.) приеменяется 30-35% -водный раствор едкого калия ГОСТ 4203-65 « Чистый для анализа» или «Чистый».

Определение содержания кислорода.

Для поглощения кислорода готовится щелочной раствор пирогаллола в соотношениях: 20 в.ч. пирогаллола,20 в.ч. едкого калия и 60 в.ч. воды.

Для более точного определения содержания кислорода при температуре ниже 288 К в 210 кг·10^{-6} дистиллированной воды растворяют 60 кг·10^{-3} гидросульфита натрия и 0,03 кг едкого калия.

Определение содержания окиси углерода.

Для поглощения окиси углерода применяется суспензия закиси меди приготовленная, приготовленную специальным способом. Суспензия закиси меди полностью поглощает СО даже из растворов слабой концентрации.

Определение концентрации оксидов азота

В основу определения положен колориметрический метод с реактивом Грисса при совмещении поглощения и проявления в реактиве. Сущность метода состоит во взаимодействии диоксида азота с реактивом Грисса с образованием окраски, интенсивность которой пропорциональна содержанию диоксида азота в пробе. Присутствующие в дымовых газах кислород, водород, оксиды углерода (СО),метан (NH_4) при концентрации до 10%,CO_2, SO_2 до 1% обьемных не оказывают влияния на выполнение анализа.

Предел допускаемой основной приведенной погрешности ±4%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленная диссертационная работа выполнялась на базе комплекса научно-исследовательских аналитических и экспериментальных работ, с выполнением натурных экспериментов на производственных базах ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия» и ТЭЦ АО «Алюминий Казахстана», с анализом состояния существующих схем очистки дымовых газов указанных электростанций, с проведением опытно-промышленных лабораторных исследований на существующем оборудовании электростанции, с разработкой технологических решений и рабочего проекта по десульфуризации газов путем утилизации собственных сточных вод.

Известно, что соли жесткости с сульфатами дают гипс ($CaSO_4$), концентрация которого должна строго ограничиваться с тем, чтобы в оборудовании схемы очистки газов не образовались его отложения, которые не удаляются при использовании химических реагентов. С повышением температуры воды произведение растворимости гипса ($ПР_{CaSO4}$) снижается.

Эффективность сероочистки зависит от величины щелочности (величины pH орошающей воды) и солевого состава.

Лабораторная установка была создана на площадке между дымососами первого и второго котлов электростанции. Бак объемом 10 $м^3$ с соотношением высоты к диаметру 3/2 со встроенным внутри душирующим устройством. Предусмотрен отбор дымовых газов из дымохода котла, расположенного после дымососа, газы вытягивались установленным дымососом. Смонтированная линия, соединяющая расширитель продувки второй ступени и трубопровод подачи сбросной воды с ВПУ с циркуляционным насосом, обеспечивала подачу в бак сточных вод. После наполнения бака водой, дымовые газы подавались через слой воды, которая циркулировала через бак с душирующим устройством. Изменение состава дымовых газов до и после прохождения через сточные воды контролировались одинаковыми газоанализаторами «Полар Универсал Т» с трубками пробоотборного зонда со встроенным термопреобразователем.

Были проведены экспериментальные исследования с использованием следующих сточных вод:

1.Сточные воды водоподготовительной установки с баков – нейтрализаторов;

2.Сбросная продувочная вода из расширителей продувки второй ступени первого станционного котла;

Смесь сбросной щелочной продувочной воды и сбросной воды водоподготовительной установки в соотношении в соответствии с соотношением данных объемов ТЭЦ.

Проведен анализ эффективности использования сточных вод ТЭЦ для повышения степени улавливания оксидов серы в существующей схеме очистки газов.

После проведения реконструкции при использовании сбросных регенерационных вод водоподготовительной установки и продувочных вод энергетических котлов в целом по тепловой электростанции ожидается снижение объемов выбросов оксидов серы:

1.Расчетные значения по проектным данным: на 5 972,11 тонн в год или на 9,65%;

2.Расчетные значения по данным, предоставленными ТЭЦ: на 4 424,06 тонн в год или на 9,64%;

3.По данным ЦЗЛ-ОТК: на 2 834,35 тонн в год или на 9,8%.

Расчет предельного содержания кальция рассчитывается с учетом температуры контакта дымовых газов 150 ^{0}С и смеси осветленной и сбросной воды - 20 ^{0}С. При данной температуре произведение растворимости для $CaSO_4$ - 0,2036 грамм на 100 грамм воды или 2,036 г/дм^3.

Среднее значение по содержанию сульфатов в продувочной воде составляет 800,84 мг/м^3 при среднем расходе 26,4 м^3/ч.

Среднее значение по содержанию сульфатов в сбросной воде анионитных фильтров водоподготовительной установки составляет 43,42 мг/м^3 при среднем расходе около 75,1 м^3/ч.

Концентрация сульфатов в растворе смеси продувочной воды и сбросной регенерационной анионитных фильтров объемом 14,5 м^3/ч составит 240,4 мг/дм^3.

На схему очистки газов одного котла: содержание сульфатов SO_4^{-2} с учетом ввода сбросной воды составит: 14,5 м^3/ч с концентрацией 240,4 мг/дм^3 и 80,8 м^3/ч с концентрацией 805,6 мг/дм^3 – (14,5*240,4/95,3+80,8*805,6/95,3) = 796 мг/дм^3 или 16,58 мг-экв/дм^3 или 8,29 мг-ион/дм^3.

На схему очистки газов одного котла: содержание кальция Ca^{2+} с учетом ввода сбросной воды составит: 14,5 м^3/ч с концентрацией 37,7 мг/дм^3 и 80,8 м^3/ч с концентрацией 622,9 мг/дм^3 – (14,5*37,7/95,3+80,8*622,9/95,3) = 533,86 мг/дм^3 или 11,12 мг-экв/дм^3 или 5,56 мг-ион/дм^3.

Значит, максимальное теоретическое значение концентрации образовавшихся солей $CaSO_4$ будет составлять 533,86 мг/дм^3 (по минимальной концентрации одного из ионов), что значительно меньше растворимости гипса при данной температуре – 2036 мг/дм^3.

Разработаны технологические решения по внедрению технологии на тепловых электростанциях АО «Алюминий Казахстана» в Павлодаре и АО «Астана-Энергия» в городе Нур-Султан.

Разработан рабочий проект по внедрению технологии на ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия» в городе Нур-Султан, который находится на стадии прохождения экспертизы.

Внедрение планируется в 2022 году, проект включен в инвестиционный план предприятия на 2022 год.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Покровский В. И., Аракчеев В. П. Очистка сточных вод тепловых электростанций. М.: Энергия, 1980, 256 с.
2. С. Калверт и др. Защита атмосферы от промышленных загрязнений. М.: Металлургия, 1988, Т 1 - 760 с., Т 2 - 712 с.
3. Никитин Д.П., Новиков Ю.В. Окружающая среда и человек. М.: Высшая школа, 1986, 415 с.
4. Глазырин С.А., Айдымбаева Ж.А., Беспаева М.С., Акынов Д.М. Снижение выбросов оксидов серы на угольных электростанциях. VII Международная научно – практическая конференция на тему: «Актуальные проблемы транспорта и энергетики: пути их инновационного решения», Астана, 2019 г., с. 430– 433.
5. Дьяков А.Ф. и др. Природоохранная деятельность ТЭС при защите водоемов. // Теплоэнергетика.- 1997.- №12.
6. Покровский В.Н., Аракчеев Е.П. Очистка сточных вод тепловых электростанций.- М.: Энергия. 1980,- 257 с.
7. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей. – М.: Энергоиздат, 1982.- 190 с.
8. Кострикин Ю.М., Мещерский Н.А., Коровина О.В. Водоподготовка и водный режим энергообъектов низкого и среднего давления. /Справочник. – М.: Энергоатомиздат, 1990,- 252 с.
9. Лепилин Р.С. Борьба со стоками соленых вод химводоочисток теплоэнергетических установок. // Промышленая энергетика.- 1998.- №6.- с.51-52.
10. Малахов Н.А. Способ организации работы бессточной системы оборотного охлаждения. // Теплоэнергетика.-1996.- №8.-с .34-38.
11. Паули В.К. Некоторые проблемы организации нейтрально-кислородного водного режима котлоагрегатов ТЭС.//Электрические станции..-1996- №12.-с20-26.
12. Шицман М.Я. Опыт работы энергоблока 300 МВт на нейтрально-кислородном водно-химическом режиме. // Энергетик,-1981,-№7.-с.21.
13. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. 14 издание.- М:,Энергоатомиздат, 1989.-288 с.
14. Глазырин А.И., Иванов Е.Н., Брикунов В.А. Опыт консервации тепловых сетей и котлов низкого давления. /- Алма-Ата, Экспресс-инф. №582, КазНИИТИ,- 1978.- 8 с.
15. Руководящие указания по консервации теплоэнергетического оборудования./Гронский Р.К.,Иванов Е.Н.:- М.:СЦНТИ, ЭнергоНОТ, 1972.-26 с.
16. Типовой проект “Азотная консервация оборудования ГРЭС (блоки 300, 500, и 800 МВт)”.- М.:ТЭП, 1974.-154с.

17. Акользин А.П. Коррозионное поведение углеродистой стали в водных средах, содержащих ионы NH_4^+, CO_3^{2-}./ Коррозия металлов. Академия наук. 1987.- 654 с.

18. Исследование комплексонного водного режима на парогенераторах сверхкритических параметров. /Т.Х. Маргулова, А.Я. Ялова, А.Ю. Булавко и др. – Труды МЭИ. 1975. вып. 257.- 126 с.

19. Деева З.В., Сайчук Л.В. Оптимизация водно-химического режима мощных энергоблоков с прямоточными котлами.- М.:СПО ОРГРЭС, 1976.-38с.

20. Стырикович М.А., Мартынова О.И., Миропольский З.Л. Процессы генерации пара на электростанциях.- М.: Энергия, 1969.-350с.

21. Новицкий П. В., Зограф И. А. Оценка погрешностей результатов измерений. Л.: Энергоатомиздат, 1991, 263 с.

22. Кафаров В. В., Хлебов М. Б. Математическое моделирование основных процессов химических производств. Учебное пособие для вузов, М.: Высшая школа, 1991, 400 с.

23. Архангельский Л. К., Белинская Ф. А., Волжинский А. И., Никольский Б. П., Романкова П. Г. Иониты в химической технологии. Л.: Химия, 1982, 416 с.

24. Кокотов Ю. А. Иониты и ионный обмен. Л.: Химия, 1980, 150 с.

25. Сирота А. М., Донников В. Е. Измерение pH глубоко обессоленной воды. // Энергетик, 1980, № 2, с. 33 – 36.

26. Кульский Л. А., Гороновский И. Т., Когановский А. Н., Шевченко М. А. Справочник по свойствам, методам анализа и очистке воды. Киев: Наукова думка, 1980, 485 с.

27. Водоподготовка: Справочник. /Под ред. д.т.н., действительного члена Академии промышленной экологии С.Е. Беликова. М.: Аква-Терм, 2007. – 240 с.

28. Сидельковский Л.Н., Юренев В.Н.- Котельные установки промышленных предприятии: Учебник для вузов- М.: Энергоатомиздат, 1988г, -528 с.

29. Стерман Л.С., Покровский В.Н.-Физические и химические методы обработки воды на ТЭС: Учебник для вузов.-М.: Энергоатомиздат, 1991г, -328 с.

30. Технологические процессы экологической безопасности /Основы энвайронменталистики/: Учебник для студентов технических и технологических специальностей. 3-е изд., перераб. и доп. — Калуга: Издательство Н. Бочкаревой, 2000. — 800 с.

31. Глазырин А. И., Музыка Л. В., Кабдуалиева М. М. Водно-химические режимы тепловых электростанций и котельных промышленных предприятий. Алматы, Республиканский издательский кабинет, 1994, 83 с.

32. Обработка воды на электростанциях. Под ред. В. А. Голубцова. М.: Энергия, 1966, 448 с.

33. Новицкий П. В., Зограф И. А. Оценка погрешностей результатов измерений. Л.: Энергоатомиздат, 1991, 263 с.

34. Кафаров В. В., Хлебов М. Б. Математическое моделирование основных процессов химических производств. Учебное пособие для вузов, М.: Высшая школа, 1991, 400 с.

35. Уильямс У. Дж. Определение анионов: справочник. Пер. с английского. М.: Химия. 1982, 489 с.

36. Савицкая Е. М., Яхонтова Л. Ф., Брунс Б. П. Высокомолекулярные соединения. 1, 1959, с. 1416.

37. Либинсон Г. С., Савицкая Е. М., Брунс Б. П. ЖФХ, 37, 1963, с. 420, 641, 899.

38. Lifson S., Jackson J. L., J. Chem. Phys., 36, 1962, p. 2410.

39. Jackson J. L., Coriell S. R., J. Chem. Phys., 38, 1963, p. 959.

40. Helfferich F., Plesset M. S., J. Chem. Phys., 28, 1958, p. 418.

41. Федосеева О. П., Чернева Е. П., Туницкий Н. Н., ЖФХ, 33, 1962, с. 936, 1140.

42. Helfferich F., J. Phys. Chem., 69, 1965, p. 1178.

43. Dickel G., Hubner E., Kolloid Z., 179, 1961, p. 60.

44. Haagen K., Z. Elektrochem., 57, 1953, p. 178.

45. Dranoff J. S., Lapidus L., Ind. Eng. Chem., 53, 1961, p. 71.

46. Глазырин С. А. Использование компонентов дымовых газов в промышленности. Алматы (деп. в КАЗНИИНТИ, 05.10.1998, № 8462-Ка98), 48 с.

47. Глазырин С. А., Глазырин А. И. Аналитический обзор вариантов использования топочных газов котлов для получения отдельных компонентов и их смесей при создании «Универсальной установки». Павлодар: КАЗНИИНТИ, 1998, 26 с.

48. Глазырин С. А., Глазырин А. И. Разработка технологий и схемных решений по нейтрализации щелочных сбросных вод заводов молочной промышленности кислыми составляющими топочных газов котлов. Павлодар: КАЗНИИНТИ, 1998, № 105 - 98, 106 - 98, 107 – 98, 15 с.

49. Варламов Г.Б., Глазырин А.И., Ержанов К.Ш., Айдымбаева Ж.А., Беспаева М.С., Акынов Д.М. Извлечение парниковых газов из дымовых газов теплоэнергетических установок. \\ VIII Международная научно – практическая конференция на тему: «Актуальные проблемы транспорта и энергетики: пути их инновационного решения», Нур-Султан, 2020 г., с. 307-311.

50. Варламов Г.Б., Глазырин А.И., Ержанов К.Ш., Айдымбаева Ж.А., Беспаева М.С., Акынов Д.М. Свойства оксидов серы в дымовых газах теплоэнергетических установок. \\ VIII Международная научно – практическая конференция на тему: «Актуальные проблемы транспорта и энергетики: пути их инновационного решения», Нур-Султан, 2020 г., с. 317-322.

51. Глазырин А.И., Достияров А.М., Ержанов К.Ш., Айдымбаева Ж.А., Беспаева М.С. Снижение выбросов оксидов серы на ТЭС за счет утилизации

сточных вод. Вестник ПГУ, Энергетическая серия, Павлодар, 2020, №2, с. 98 – 109.

52. Глазырин А.И., Достияров А.М., Ержанов К.Ш., Айдымбаева Ж.А., Беспаева М.С., Советай К.Ж., Асанова Д.С. Снижение экологического воздействия биоэнергетических установок на окружающую среду. Вестник ПГУ, Энергетическая серия, Павлодар, 2020, №2, с. 110 – 117.

53. Глазырин А.И., Достияров А.М., Ержанов К.Ш., Глазырина Н.С., Айдымбаева Ж.А., Беспаева М.С. Проект технического решения по сокращению выбросов диоксида серы в уходящих газах энергетических котлов. Вестник ПГУ, Энергетическая серия, Павлодар, 2020, №3, с. 75-86.

54. Айдымбаева Ж.А., Глазырин С.А., Достияров А.М., Глазырин А.И. Способ очистки дымовых газов энергетического котлоагрегата барабанного типа. Патент на полезную модель РК № 5184, 2020 г.

55. Musabekov R.A., Zlatov N.V., Aidymbayeva Zh.A. Analysis of technologies for cleaning smoke gases from thermal power plants from sulfur oxides. \\ «XXIII Научна конференция с международно участие ЕМФ 2018 – технически университет - София», сборник докладов «Енергия, екология, комфорт, самочувствие», секция «Теплоенергетика и ядрена енергетика», София (Болгария), 2018, с. 29-32.

56. Sergey A. Glazyrin, Zhanar A. Aidymbayeva, Mikhail G. Zhumagulov, Nikolay Zlatov, Velimir Strefanović. Development of Technology for Utilization of Exhausted Gases and Waste Water of Coal–Fired Thermal Power Plants. Thermal Science, SCOPUS, Процентиль 45, №1, 2021.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ПАТЕНТ

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ № 5184 РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ПАЙДАЛЫ МОДЕЛЬГЕ / НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ / FOR UTILITY MODEL

ПАТЕНТ
PATENT

(21) 2020/0389.2

(22) 20.04.2020

(45) 23.04.2021

(54) Барабан тәріздес энергетикалық қазандық агрегатын түтін газдарынан тазалау тәсілі
Способ очистки дымовых газов энергетического котлоагрегата барабанного типа
The method of purification of flue gases of a power boiler unit of drum type

(73) Айдымбаева Жанар Абдешевна (KZ)
Aidymbayeva Zhanar Abdeshevna (KZ)

(72) Айдымбаева Жанар Абдешевна (KZ) Aidymbayeva Zhanar Abdeshevna (KZ)
Глазырин Сергей Александрович (KZ) Glazyrin Sergey Aleksandrovich (KZ)
Достияров Абай Мухамедиярұлы (KZ) Dostiyarov Abai Mukhamediyaruly (KZ)
Глазырин Александр Иванович (KZ) Glazyrin Aleksandr Ivanovich (KZ)

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Отчеты технологического проекта

Согласовано:
Заместитель
Председателя Правления
по развитию
АО «Астана-Энергия»
Уткин О.В. _____

ОТЧЕТ

по выполнению работы с разработкой технологического решения на тему: «Разработка технического решения по сокращению выбросов диоксида серы в уходящих газах энергетических котлов (БКЗ-420-140) ТЭЦ-2 ст №1÷6 с разработкой проекта»

(промежуточный)

Руководитель проекта:
кандидат технических наук Глазырин С.А.

Научный сотрудник:
магистр технических наук Айдымбаева Ж.А.

Астана, 2018

Состав разработчиков проекта:

Руководитель проекта, к.т.н.	**Глазырин С.А.**
Ведущий научный сотрудник проекта, д.т.н., профессор	**Глазырин А.И.**
Ведущий научный сотрудник проекта, к.т.н.	**Глазырин А.А.**
Научный сотрудник проекта, магистр	**Айдымбаева Ж.А.**
Инженер проектировщик	**Лавриненко С.В.**
Инженер проектировщик	**Зорин А.Ю.**

ТОО «ИНСТИТУТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ИННОВАЦИЙ ПРиИЗ»
Республика Казахстан
Северо-Казахстанская область
г. Петропавловск, ул. Маяковского, 96

«INSTITUTE OF DESIGN & INNOVATION D&R»
The Republic of Kazakhstan
North-Kazakhstan region
Petropavlovsk, St. Mayakovsky, 96

БИН 041140014449 ; ИИК KZ13422203398S00211 , ФИЛИАЛ ДО БАНК ВТБ БИК VTBAKZKZ, КБЕ 17
ГСЛ № 17020989 ctar@list.ru тел.: +7(771) 176 85 41

Исх № 008
От 05. 10. 2018 г.

Уважаемый Еркегалий Темиргалиевич!

Направляем Вам комплект документации научно-исследовательской работы в области охраны окружающей среды на тему: **“Разработка технического решения по сокращению выбросов диоксида серы в уходящих газах одного из энергетических котлоагрегатов (БКЗ-420-140) ТЭЦ-2 с разработкой проекта”,** выполненной согласно договора No16/18-8 А-Э от 2018-04-07, в составе:

- Отчет по технологическому решению
- Тепломеханика
- Автоматика
- Силовое электрооборудование
- Сметная документация
- ОВОС

К комплекту документации прилагается акт выполненных работ, счет на оплату

С уважением,

Генеральный директор ТОО “ИПИ ПРиИЗ”

Тюменцев С.Ю.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Научный руководитель:
к.т.н. _____ С.А. Глазырин
(подпись, дата) (Введение, Основная часть: 1, 2, 3 разделы, Заключение)

Ответственный исполнитель:

Научный сотрудник _____ З.А. Бимурзина
(подпись, дата) (Введение, Основная часть: 1, 2, 3 разделы, Заключение)

Научный сотрудник _____ Ж.А. Айдымбаева
(подпись, дата) (Введение, Основная часть: 1, 2, 3 разделы, Заключение)

Номоконтролер _____ С.А.Глазырин
(подпись, дата)

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ЕВРАЗИЙСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Л.Н. ГУМИЛЕВА

МРНТИ 44.31.31; 44.31.35; 87.53.13; 87.53.15
УДК 620.9; 66.081
№ гос. регистрации
Инв.№

УТВЕРЖДАЮ:
Проректор по науке и инновациям
_____ Мерзадинова Г.Т.
«___» _____2021 г.

ОТЧЕТ
О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ

по теме:

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ОБЪЕМОВ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ СЕРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ КОТЛАМИ ТЭЦ АО «АЛЮМИНИЙ КАЗАХСТАНА» ПУТЕМ УТИЛИЗАЦИИ СТОЧНЫХ ВОД С ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИМ ОБОСНОВАНИЕМ

Научный руководитель
к.т.н. _____ С.А. Глазырин

Нур-Султан, 2021

1

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Акт внедрения в учебный процесс

Утверждаю
Проректор по АД Коньшин С.В.
12 01 20 21

АКТ ВНЕДРЕНИЯ
РЕЗУЛЬТАТОВ НИР В УЧЕБНЫЙ ПРОЦЕСС
АУЭС имени Г.Ж. Даукеева за 2020-2021 уч.год

Настоящим актом подтверждает, что результаты работы диссертационного исследования докторанта Алматинского университета энергетики и связи имени Гумарбека Даукеева **Айдымбаевой Жанар Абдешевны** на тему «Исследование эффективности использования сточных вод ТЭС для десульфаризации дымовых газов» в учебном пособии «ЖЭС-ғы күкірт оксидтерінің шығарындыларынан қоршаған ортаны қорғау: оқу құралы», написанные в соавторстве с д.т.н., профессором А.М. Достияровым и PhD, доцентом А.С. Бегимбетовой используется в учебном процессе.

В учебном пособии нашли отражения такие положении диссертационной работы, как проведенный анализ по технологии очистки дымовых газов ТЭС от оксидов серы, меры по снижению воздействия тепловых электростанций на окружающую среду, способы очистки дымовых газов от оксидов серы.

Учебное пособие является полезными для учебного процесса при подготовке бакалавров и магистрантов специальности «Теплоэнергетика» по дисциплинам «Инженерная экология» и «Природа охранной технологии на ТЭЦ».

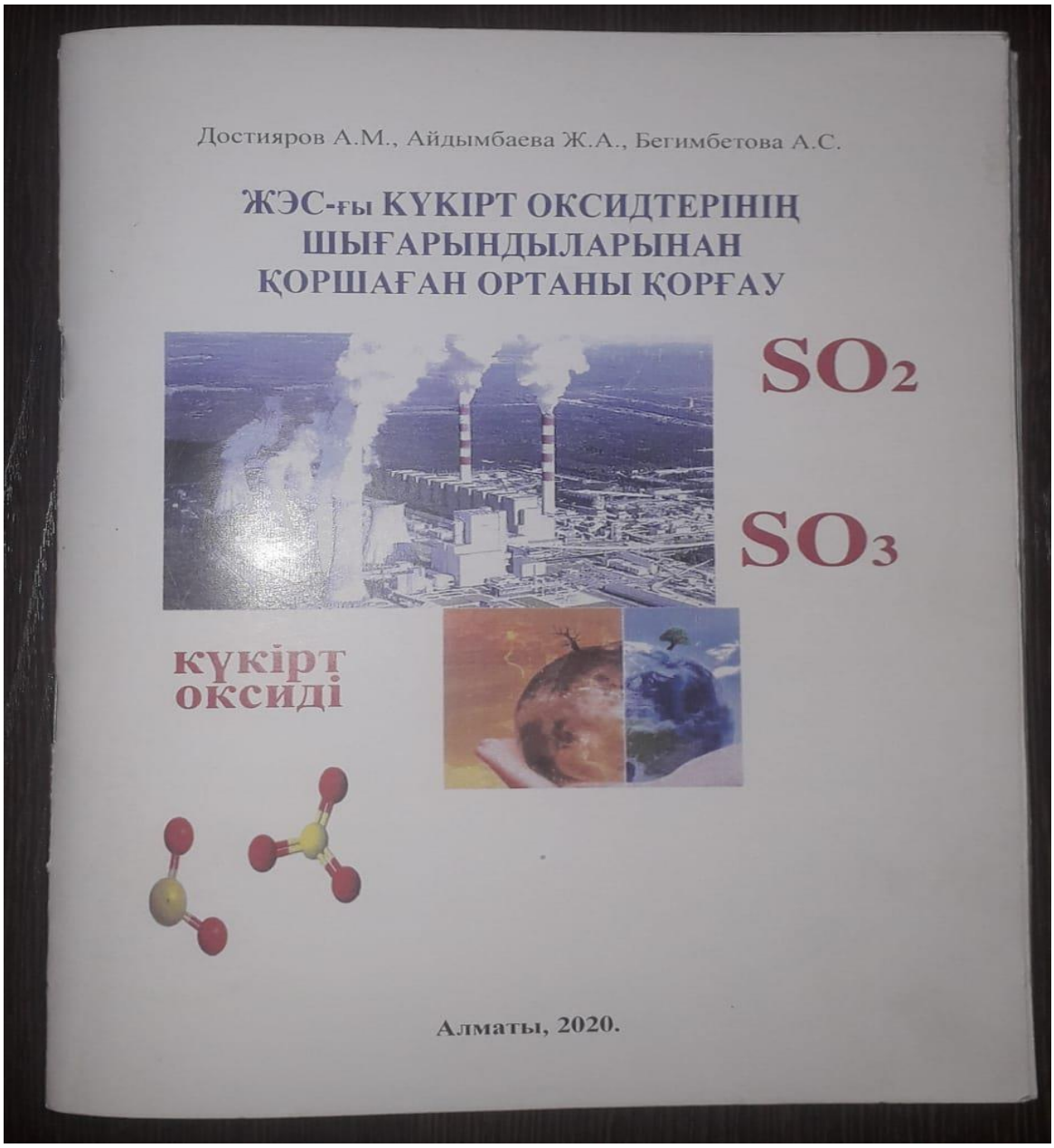
Материалы обсуждены и одобрены на заседании кафедры Промышленной теплотехнологии Алматинского университета энергетики и связи (протокол № 4 от 28 . 02 .2020 г.).

Директор ИТиСУ Бахтияр Б.Т.

Зав.кадедрой ТЭУ Кибарин А.А.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Учебное пособие



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Список научных трудов, опубликованных по теме диссертации

Статья в базе Web of Science:

1. S. A. Glazyrin, A. M. Dostiyarov, Z.A. Aidymbayeva, M. G.Zhumagulov, N. Zlatov, V. Strefanović- Study of the possibilities of integrated treatment of flue gases and waste water from coal-fired heat power plants. // Thermal Science Journal (Q3, percentile 41) , – 2021, №25, (6 Part A). – С.: 4333-4345 https://doi.org/10.2298/TSCI210402229G
2. N. Zlatov, Z.A. Aidymbayeva, S. Glazyrin, M. Zhumagulov- Wastewater Treatment of the Thermal Power Plants for Desulfurization of Flue Gas. //Journal of Engineering Science and Technology Review – 2020, – С. 154-157 (Q3, percentile 43) http://www.jestr.org/downloads/SpecialIssue2020/fulltext32SE.pdf

Статья в базе Scopus:

3. S. A. Glazyrin, Z.A. Aidymbayeva, A. M. Dostiyarov, M. G.Zhumagulov- Universal Installation for the integrated utilization of flue gases and wastewater from thermal power plants.// E3S Web of Conferences, 2020, 128, 01062 (Q3, percentile 25) https://www.e3sconferences.org/articles/e3sconf/pdf/2020/38/e3sconf_hsted2020_01062.pdf

Журналы КОКСОН Республики Казахстан:

4. Глазырин А.И., Глазырин С.А., Айдымбаева Ж.А., Ержанов К.Ш., Беспаева М.С.- Проект технического решения по сокращению выбросов диоксида серы в уходящих газах энергетических котлов.// Вестник ПГУ, Энергетическая серия, 2020, №3, -С. 75-85
5. Глазырин А.И., Айдымбаева Ж.А., Глазырин С.А., Ержанов К.Ш., Беспаева М.С.- Снижение выбросов оксидов серы на ТЭС за счет утилизации сточных вод.// Вестник ПГУ. Энергетическая серия - 2020. - № 2. - С. 98-108
6. С. А. Глазырин, А. И. Глазырин, Айдымбаева Ж.А., А. М. Достияров, К. Ш. Ержанов, Ж. А. Беспаева, К. Ж. Советай, Д. С. Асанова- Снижение экологического воздействия биоэнергетических установок на окружающую среду.// Вестник ПГУ. Энергетическая серия - 2020. - № 2. - С. 110-115

Патенты Республики Казахстан:

7. Айдымбаева Ж.А., Достияров А.М., Глазырин А.И., Глазырин С.А.- Способ очистки дымовых газов энергетического котлоагрегата барабанного типа.// Патент на полезную модель: № 2020/0389.2 Республика Казахстан. –20.04.2020.

Конференции:

8. S. Glazyrin ,Musabekov R.A., Zlatov N.V., Z.A. Aidymbayeva- Analysis of technologies for cleaning smoke gases from thermal power plants from sulfur oxides//«XXIII Научна конференция с международно участие ЕМФ 2018 – технически университет - София», сборник докладов «Енергия, екология, комфорт, самочувствие», секция «Теплоенергетика и ядрена енергетика», София (Болгария), 2018, с. 29-32
9. Глазырин С.А., Айдымбаева Ж.А., Беспаева М.С., Акынов Д.М.- Снижение выбросов оксидов серы на угольных электростанциях.// VII Международная научно – практическая конференция на тему: «Актуальные проблемы транспорта и энергетики: пути их инновационного решения», Астана, 2019 г., с. 430– 433
10. Варламов Г.Б., Глазырин А.И., Глазырин С.А., Айдымбаева Ж.А., Ержанов К.Ш., Беспаева М.С., Акынов Д.М.- Свойства оксидов серы в дымовых газах теплоэнергетических установок.// VIII Международная научно – практическая конференция на тему: «Актуальные проблемы транспорта и энергетики: пути их инновационного решения», Нур-Султан, 2020 г., с. 317-322
11. Варламов Г.Б., Глазырин А.И., Глазырин С.А., Айдымбаева Ж.А., Ержанов К.Ш., Беспаева М.С., Акынов Д.М.- Извлечение парниковых газов из дымовых газов теплоэнергетических установок.// VIII Международная научно – практическая конференция на тему: «Актуальные проблемы транспорта и энергетики: пути их инновационного решения», Нур-Султан, 2020 г., с.307-311
12. Айдымбаева Ж.А., - К вопросу оценки воздействия на окружающую среду по снижению выбросов диоксида серы в уходящих газах энергетических котлов.// VI Международная научно – практическая конференция на тему: «Наука и образование в современном мире: Вызовы XXI века», Нур-Султан, 2020 г., с.10-13

Учебно-методические труды:

13. А.М.Достияров, А.С. Бегимбетова.- ЖЭС-ғы күкірт оксидтерінің шығарындыларынан қоршаған ортаны қорғау.// Оқу құралы. – Алматы: Ғұмарбек Дәукеев атындағы АЭжБУ, 2020. – 101 б.