

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт инженерной и экологической безопасности

(наименование института полностью)

20.04.01 Техносферная безопасность

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Управление промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей
среды в нефтегазовом и химическом комплексах

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему «Организация расследования причин и последствий выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду, подготовка предложений по предупреждению негативных последствий в организациях нефтегазового комплекса»

Студент

В.В. Костюченко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент, И.И. Рашоян

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2022

Содержание

Введение.....	3
Термины и определения	8
Перечень обозначений и сокращений.....	9
1 Анализ процедуры расследования причин и последствий выбросов и сбросов вредных веществ на предприятиях нефтегазовой промышленности	10
1.1 Современное состояние практики расследования причин и последствий выбросов и сбросов на предприятиях нефтегазовой промышленности	10
1.2 Проблемы по минимизации вредных выбросов и сбросов на объектах нефтегазового комплекса	19
2 Расчет и предупреждение негативных последствий выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду в организациях нефтегазового комплекса	31
2.1 Экологическая оценка предприятия ГУП ТЭК Санкт–Петербурга как источника загрязнения воздушного бассейна.....	31
2.2 Экологическая оценка ГУП ТЭК Санкт–Петербурга как источника загрязнения водного бассейна	53
3 Разработка предложений по предупреждению негативных последствий выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду в организациях нефтегазового комплекса	64
3.1 Предложения по предупреждению негативных последствий выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду в организациях нефтегазового комплекса	64
3.2 Анализ и оценка эффективности предлагаемых мероприятий	72
Заключение	77
Список используемых источников.....	80

Введение

Актуальность и научная значимость настоящего исследования. Нефтегазовая промышленность – отрасль экономики, состоящая из последовательных процессов – добыча, переработка, транспорт, складирование, продажа полезных ископаемых нефти и газа.

Продукты нефтепереработки – дизельное топливо, бензин, керосин, мазут, асфальт, парафин, нефтяные масла находят широкое применение в различных сферах жизнедеятельности человека, в том числе как использование топлива для котельных установок.

Большинство промышленных и коммерческих пользователей котлов в настоящее время работают на природном газе. Мазут и дизельное топливо обычно используется в качестве резервного топлива для больниц и промышленности, а также в некоторых географических районах, где нет природного газа.

«Список контролируемых выбросов комплексных котлов длинный, а нормативные требования федеральных, государственных и местных органов власти частично совпадают и сильно различаются в зависимости от местоположения» [10].

«Процесс горения представляет собой экзотермическую химическую реакцию окисления углеводородов. С точки зрения непрофессионала, кислород в воздухе, водород и углерод в топливе окисляются (объединяются) в процессе сгорания, в результате чего образуется тепло, CO_2 (углекислый газ) и H_2O (водяной пар). В реальных условиях также образуются два основных побочных продукта: NO_x и CO (окись углерода). Из этого следует, что основными контролируемыми выбросами являются NO_x , CO , CO_2 и твердые частицы» [10].

Кроме того, работа котельных установок сказывается на сточных водах.

Во время работы котла вода нагревается и испаряется, чтобы получить поток. Концентрация растворенных твердых веществ увеличивается в котле. В то же время тот факт, что для испарения воды требуется больше энергии, увеличивает потребление энергии. Для предотвращения образования накипи и контроля энергопотребления, вода, содержащаяся в котле, сливается и заменяется подпиточной водой. Эта операция называется продувкой. Существует два вида продувки: периодическая и непрерывная. Первая предназначена для удаления примесей шлама, а вторая предназначена для обеспечения минимально необходимого содержания солей в котловой воде. Частота периодических продувок и количество непрерывных продувок определяются обслуживающим персоналом.

Свойства сточных вод продувки котлов зависят от предварительной подготовки к подпиточной воде и количества циклов концентрирования. В любом случае, температура, рН и уровень растворенных твердых частиц, по крайней мере, в продувочной воде должны быть отрегулированы перед попаданием в канализацию.

В рамках системы управления природоохранной деятельностью осуществляется комплекс мер, направленных на обеспечение соблюдения всех норм, установленных законодательством РФ и международными правовыми актами в области охраны окружающей среды.

Поэтому тема исследования актуальна.

Объект исследования: процедура расследования причин и последствий выбросов и сбросов вредных веществ в организации нефтегазового комплекса.

Предмет исследования: причины и последствия сбросов вредных веществ отходов предприятия ГУП ТЭК Санкт–Петербурга.

Цель исследования – повышение эффективности предупреждения негативных последствий в организации нефтегазового комплекса на основе расследования причин и последствий выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.

Гипотеза исследования состоит в том, что эффективность предупреждения негативных последствий в организации нефтегазового комплекса может быть повышена, если снизить выбросы вредных веществ в атмосферу и сбросы вредных веществ в сточные воды до предельно допустимых нормативных значений.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- изучить литературные источники, нормативные документы и правовые акты по тематике диссертационного исследования;
- рассмотреть характеристику исследуемого предприятия;
- провести анализ и оценку существующей системы расследования причин и последствий выбросов и сбросов вредных веществ в организации нефтегазового комплекса;
- разработать мероприятия по предупреждению негативных последствий выбросов и сбросов вредных веществ в организации нефтегазового комплекса.

Теоретико–методологическую основу исследования составили: законы и подзаконные акты в сфере техносферной безопасности, научная литература в сфере нефти и газа, экологического права, прикладные исследования и практические решения в области охраны окружающей среды.

Методы исследования. Эмпирический метод исследования – наблюдение и исследование техносферной безопасности объектов промышленности.

Теоретический метод исследования – анализ научных публикаций (периодических изданий, материалов сборников научных конференций) и учебных пособий (учебники, учебные пособия, методические указания), затрагивающих тематику научно–исследовательской работы.

Опытно–экспериментальная база исследования: Государственное унитарное предприятие «Топливо–энергетический комплекс Санкт–Петербурга».

Научная новизна исследования заключается в разработанных методах, обеспечивающих минимизацию негативного влияния предприятий нефтегазового комплекса на окружающую среду.

Теоретическая значимость исследования заключается в:

- анализе причин и последствий выбросов и сбросов вредных веществ в организации нефтегазового комплекса;
- расчете выбросов и сбросов вредных веществ в организации нефтегазового комплекса на конкретном предприятии;
- разработке предложений по предупреждению негативных последствий от выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду в организации нефтегазового комплекса.

Практическая значимость исследования: предложенные мероприятия, а именно, установка очистки выбросов котельной с котлами ДКВр–6,5–13 и установка системы очистки сточных вод по методу глубокого умягчения ионированием

Достоверность и обоснованность результатов исследования обеспечивались: использованием сертифицированного измерительного оборудования, корректным применением методов системного анализа, а также результатами экспериментальной проверки.

Личное участие автора в организации и проведении исследования состоит в постановке цели, определении требуемых для ее достижения задач и их теоретической и практической реализации.

Апробация предложения проходила на базе предприятия Государственное унитарное предприятие «Топливо–энергетический комплекс Санкт–Петербурга».

Опубликованная статья: Костюченко В.В. Обзорная статья методов обработки и утилизации нефтешламов // Современные научные взгляды в эпоху глобальных трансформаций: проблемы, новые векторы развития: материалы XXXXII Всероссийской научно–практической конференции (16

декабря 2021г.): в 2–х ч. Ч–1. Ростов–на–Дону: изд–во Южного университета ИУБиП, 2021, С. 70–73.

На защиту выносятся:

- результаты анализа расследования причин и последствий и сбросов вредных веществ в организации нефтегазового комплекса;
- результаты расчета выбросов и сбросов вредных веществ вредных веществ в организации нефтегазового комплекса на конкретном предприятии;
- научно обоснованные предложения по предупреждению негативных последствий от выбросов и сбросов вредных веществ в организации нефтегазового комплекса.

Структура магистерской диссертации. Работа состоит из введения, 3 разделов, заключения, содержит 4 рисунка, 7 таблиц, список используемых источников (32 источника). Основной текст работы изложен на 84 страницах

Термины и определения

Достижимый уровень выбросов/сбросов - «конкретный уровень выбросов/сбросов, который может быть достигнут за реальный промежуток времени, например, за год, на надлежащим образом управляемом и эксплуатируемом объекте или в рамках технологического процесса с использованием принятых технологических подходов» [3].

Лимиты на выбросы и сбросы загрязняющих веществ и микроорганизмов (далее также – лимиты на выбросы и сбросы) - «ограничения выбросов и сбросов загрязняющих веществ и микроорганизмов в окружающую среду, установленные на период проведения мероприятий по охране окружающей среды, в том числе внедрения наилучших существующих технологий, в целях достижения нормативов в области охраны окружающей среды» [9].

Нормативы предельно допустимых выбросов (ПДВ) - «это показатель допустимого вредного вещества в атмосферном воздухе. Показатель включает в себя максимальные объем или массу загрязняющих веществ и микроорганизмов, которые допустимы для выброса в атмосферу стационарными источниками, чтобы не нарушать экологические нормативы качества воздуха. Если значение норматива ПДВ соблюдается, значит, соблюдаются требования в области охраны атмосферного воздуха. В общем смысле понятие норматива означает ряд действий, которые требуется обязательно выполнить, чтобы они привели к ожидаемому результату» [9].

Обязательное требование - «требование нормативного документа, подлежащее обязательному выполнению с целью достижения соответствия этому документу» [9].

Перечень обозначений и сокращений

В данной работе используются следующие обозначения и сокращения:

АСК – архитектурно – строительный комплекс;

ГЭЭ – Государственная экологическая экспертиза РФ;

КЭР – комплексное экологическое разрешение;

ЛОС – летучие органические соединения;

НГПВ – нефтегазовое производство;

НДТ – наилучшие доступные технологии;

ОВОС – оценка воздействия на окружающую среду;

ПАО – публичное акционерное общество;

ПДВ – предельно допустимые выбросы вредных веществ в атмосферу;

ПДС – предельно допустимые сбросы веществ со сточными водами в водные объекты;

ПАУ – полициклические ароматические углеводороды;

ППЭЭ – программа повышения экологической эффективности;

ПХБ – полихлорированные бифенилы;

СУОТ – система управления охраной труда;

ТК РФ – Трудовой кодекс Российской Федерации.

1 Анализ процедуры расследования причин и последствий выбросов и сбросов вредных веществ на предприятиях нефтегазовой промышленности

1.1 Современное состояние практики расследования причин и последствий выбросов и сбросов на предприятиях нефтегазовой промышленности

Степень негативного воздействия объектов нефтегазовой отрасли определяется как качеством образующихся выбросов и сбросов, так и их количеством. От количества образующихся выбросов и сбросов так же зависят размеры платежей за негативное воздействие на окружающую среду [6].

Производственный контроль за соблюдением установленных нормативов выбросов (производственный контроль по выбросам) подразделяется на два вида: – контроль непосредственно на источниках; – контроль за содержанием вредных веществ в атмосферном воздухе (на границе ближайшей жилой застройки).

Первый вид контроля является основным для всех источников с организованным и неорганизованным выбросом, второй – может дополнять первый вид контроля и применяется, главным образом, для отдельных предприятий, на которых неорганизованный разовый выброс превалирует в суммарном разовом выбросе (г/с) предприятия.

Для реализации основных направлений природоохранного законодательства в РФ принята система нормативов. В зависимости от используемого критерия или контролируемого объекта устанавливаются различные нормативы. На любом предприятии независимо от формы собственности, в том числе и на микропредприятиях, образующиеся загрязнения подлежат обязательному учету и нормированию. Экологические

нормы определяются пределом антропогенного воздействия на окружающую среду [1].

Проект нормативов предельно допустимого выброса (проект ПДВ) – документ определяющий нормативы выброса вредного (загрязняющего) вещества в атмосферный воздух, который определяется как объем или масса химического вещества либо смеси химических веществ, микроорганизмов, иных веществ, как показатель активности радиоактивных веществ, допустимый для выброса в атмосферный воздух стационарным источником и (или) совокупностью стационарных источников, и при соблюдении которого обеспечивается выполнение требований в области охраны атмосферного воздуха.

В настоящее время на территории РФ действует разрешительная система. Другими словами, в соответствии со ст. 14 Федерального Закона от № 96–ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух стационарным источником допускается на основании разрешения, выданного территориальным органом федерального органа исполнительной власти в области охраны окружающей среды, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, осуществляющими государственное управление в области охраны окружающей среды, в порядке, определенном Правительством Российской Федерации. Разрешительный документ выдают органы исполнительной власти (Управление Росприроднадзора по соответствующему региону).

При отсутствии данного разрешения виновное должностное лицо может быть привлечено к административной ответственности по ч.1 ст. 8.21 КоАП РФ (Выброс вредных веществ в атмосферный воздух или вредное физическое воздействие на него без специального разрешения).

«Плата за негативное воздействие на окружающую среду рассчитывается по фактическому количеству выброшенных загрязняющих веществ, сброшенных загрязняющих веществ, размещенных отходов за отчетный период:

- выбросы загрязняющих веществ учитываются по каждому эксплуатируемому источнику в отчетный период – по данным журнала учета выбросов;
- сбросы загрязняющих веществ – по данным журнала учета качества сточных вод;
- размещенные отходы – по данным журнала учёта отходов. плата не осуществляется за отходы, накапливаемые на предприятии, за отходы, переданные на утилизацию или обезвреживание» [9].

При расчете суммы платы за негативное воздействие загрязняющих веществ, сбрасываемых в водные объекты, пользуются так же «Правилами холодного водоснабжения и водоотведения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» [10], [11].

«В ближайшее время на законодательном уровне планируются изменения в системе нормирования в области охраны окружающей среды и введения мер экономического стимулирования хозяйствующих субъектов для внедрения наилучших технологий» [4].

«В отношении хозяйствующих субъектов I категории Федеральный закон предусматривает замену трех видов разрешительной документации (разрешения на сбросы, выбросы, размещение отходов) единым комплексным экологическим разрешением (КЭР)» [5].

«Технологические нормативы разрабатываются хозяйствующими субъектами, осуществляющими хозяйственную и производственную деятельность на объектах I категории. При этом они устанавливаются на основании технологических показателей наилучших доступных технологий. Данный порядок будет введен после разработки или пересмотра справочников наилучших доступных технологий» [5].

Постановление Правительства РФ от 13.02.2019 № 143 «О порядке выдачи комплексных экологических разрешений, их переоформления, пересмотра, внесения в них изменений, а также отзыва» вступивший в силу с

устанавливает требование для объектов I категории получить КЭР (комплексное экологическое разрешение).

Неотъемлемой частью получения КЭР является наличие положительного заключения государственной экологической экспертизы материалов обоснования комплексного экологического разрешения.

Порядок выдачи КЭР приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Порядок выдачи КЭР

«Теперь государственная экологическая экспертиза будет проводиться также в отношении:

- проектной документация объектов капитального строительства, относящихся к объектам I категории;
- материалов обоснования комплексного экологического разрешения» [12].

«Кроме того, проведение государственной экологической экспертизы переносится на более раннюю стадию проектирования – до разработки проектной документации. Также сокращаются сроки организации и проведения экспертизы, а положительное заключение государственной экологической экспертизы становится бессрочным» [8].

В связи с недостаточной проработкой нормативно – правовой базы в связи с получением КЭР у организаций возникает ряд трудностей:

- длительность процедур государственной экологической экспертизы (и рассмотрения программ повышения экологической эффективности);

- не определен состав «материалов обоснования»;
- отраслевые специалисты в области оценки НДТ не определены;
- не все отраслевые технологические показатели утверждены: для пилотных объектов – все, но есть разночтения;
- проект ППЭЭ или одобренная ППЭЭ: Росприроднадзор настаивает на том, что при ГЭЭ рассматривается одобренная программа;
- разные варианты понимания требований к АСК: единый подход – анализ требований, применимых к объекту, и описание намерений;
- есть лишь примерный график получения КЭР [7].

Проанализируем практику расследования выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.

Нормирование выбросов (сбросов) загрязняющих веществ в природную среду производится путем установления предельно допустимых выбросов этих веществ в атмосферу (ПДВ) и предельно допустимых сбросов веществ со сточными водами в водные объекты (ПДС).

ПДВ и ПДС для проектируемых и реконструируемых предприятий определяются на различных стадиях проектирования объектов. Для вновь вводимых (реконструируемых) предприятий нормативы ПДВ и ПДС должны быть обеспечены к моменту приемки этих объектов в эксплуатацию.

Контроль за достижением и соблюдением установленных нормативов выбросов (сбросов) загрязняющих веществ в окружающую среду включает:

- определение массы выбросов (сбросов) вредных веществ в единицу времени от данного источника загрязнения и сравнение этих показателей с установленными нормативами ПДВ и ПДС;
- проверку выполнения плана мероприятий по достижению ПДВ и ПДС;
- проверку эффективности эксплуатации очистных и других природоохранных сооружений, а также других производственных факторов, влияющих на ПДВ и ПДС.

Контроль в соответствии производится как самим предприятием (ведомственный контроль), так и местными по охране природы, осуществляющими государственный контроль.

Для осуществления ведомственного контроля на предприятии создаются подразделения (отделы охраны природы, санитарно–промышленные лаборатории), или привлекаются для этой цели специализированные организации.

Службы ведомственного контроля согласуют с местными органами охраны природы места и периодичность отбора проб для проведения замеров, перечень контролируемых показателей, применяемые методики анализов, объем и порядок представления информации о выбросах (сбросах) загрязняющих веществ в окружающую природную среду.

Органы по охране природы осуществляют государственный контроль за природоохранной деятельностью в соответствии с планом работ, а также при возникновении аварийных ситуаций, резком ухудшении экологической обстановки и по сигналам граждан и организаций.

При контроле выбросов и сбросов производится измерение расходов, определение концентраций, содержащихся в выбросах (сбросах) контролируемых веществ и установление по этим данным массы сбрасываемых загрязняющих веществ в единицу времени. Последний показатель сравнивается с утвержденными нормативами ПДВ и ПДС с учетом точности приборов и средств измерения (Федеральный закон от 10.01.2002 № 7–ФЗ (ред. от 26.03.2022) «Об охране окружающей среды, РД 52.04.59–85 «Охрана природы. Атмосфера. Требования к точности контроля промышленных выбросов. Методические указания», СанПиН 2.1.3684–21 «Санитарно–эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений,

организации и проведению санитарно–противоэпидемических (профилактических) мероприятий» (с изменениями на 14 февраля 2022 года).

В период выполнения планов мероприятий по достижению ПДВ и ПДС в нормативные сроки и в установленном объеме при условии соблюдения установленных лимитов выбросов (сбросов) вредных веществ на предприятие не налагается каких–либо штрафных или иных санкций.

При невыполнении в нормативные сроки планов мероприятий по достижению ПДВ и ПДС или отдельных этапов этих планов, а также в случае нарушения лимитов выбросов (сбросов) вредных веществ, установленных на период выполнения указанных планов, органы по охране природы вправе предъявить предприятиям искивые претензии, руководствуясь соответствующими документами.

Федеральная служба по надзору в сфере природопользования Росприроднадзор ежегодно проводит около 1000 административных расследований по выбросам и сбросам в окружающую среду.

Основанием для проведения административного расследования по факту выбросов и сбросов в окружающую среду могут стать:

- заявления граждан Российской Федерации о несоблюдении организациями экологических требований;
- фото и видеосъемка из сети интернет, на которой видны правонарушения в отношении экологического законодательства;
- зафиксированные нарушения в ходе плановых или внеплановых проверок организаций уполномоченными органами.

На основании Приказа Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 4 мая 2012 г. № 213 «Об утверждении Методических рекомендаций по привлечению к административной ответственности лиц, совершивших административное правонарушение, ответственность за которое предусмотрена статьей 8.41 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях»

Обстоятельства, подлежащие выяснению по делу об административном правонарушении, ответственность за которое предусмотрена статьей 8.41 КоАП РФ.

Выяснению по делу об административном правонарушении, ответственность за которое предусмотрена статьей 8.41 КоАП РФ, с учетом требований статьи 26.1 КоАП РФ, подлежат:

- наличие события административного правонарушения;
- лицо, совершившее противоправные действия (бездействие), за которые КоАП РФ или законом субъекта Российской Федерации предусмотрена административная ответственность;
- виновность лица в совершении административного правонарушения;
- обстоятельства, смягчающие административную ответственность, и обстоятельства, отягчающие административную ответственность;
- обстоятельства, исключающие производство по делу об административном правонарушении;
- иные обстоятельства, имеющие значение для правильного разрешения дела, а также причины и условия совершения административного правонарушения.

Событием административного правонарушения, ответственность за которое предусмотрена статьей 8.41 КоАП РФ, является факт невнесения либо неполного внесения в установленные сроки платы за негативное воздействие на окружающую среду лицом, на которое законодательством Российской Федерации возложена обязанность вносить такую плату.

Лицом, совершившим противоправное действие (бездействие), за которое предусмотрена ответственность по статье 8.41 КоАП РФ, признается природопользователь, а именно:

- юридическое лицо, независимо от организационно–правовой формы и формы собственности;
- индивидуальный предприниматель;
- иностранное физическое лицо.

«Например, в апреле 2016 г. в Управление Росприроднадзора по Иркутской области поступило обращение жителей микрорайона Синюшина гора о загрязнении атмосферного воздуха вследствие сжигания отходов нефтепродуктов на территории Иркутской областной инфекционной клинической больницы. В соответствии с информацией, представленной администрацией г. Иркутска, на территории больницы располагается котельная ДИБ, состоящая на балансе и эксплуатируемая предприятием» [13].

«В отношении предприятия было возбуждено дело об административном правонарушении и начато административное расследование. В рамках расследования специалистами Базового отдела лабораторного анализа и технических измерений Испытательного центра ЦИАТИ по Восточно–Сибирскому региону произведены отборы проб и проведены анализы промышленных выбросов загрязняющих веществ» [13].

«По итогам административного расследования предприятию вынесено постановление о назначении административного наказания – 3 августа 2016 года по итогам административного расследования в отношении ЗАО «Байкалэнерго» Управление Росприроднадзора по Иркутской области вынесло постановление о назначении административного наказания, предусмотренного ч.1 ст.8.21 КоАП РФ, в виде штрафа в размере 180 тыс. рублей» [13].

Таким образом, в данном примере основанием для проведения административного расследования по факту выбросов и сбросов в окружающую среду стало обращение гражданина. Далее было вынесено определение о возбуждении дела об административном правонарушении и проведении административного расследования

Управление Росприроднадзора зарегистрировало информацию, назначило ответственного за проведения расследования.

Далее по процедуре, описанной выше, были выяснены обстоятельства неразрешенного выброса в атмосферный воздух вредных веществ. Составлены необходимые протокольные документы:

- отчет о проверке соблюдения норм ПДВ на предприятии;
- документация предприятия;
- необходимые документы от других ведомств, зафиксировавшие факт нарушения.

Далее Управление Росприроднадзора изучило полученные данные и вынесло постановление о назначении административного наказания.

Анализ практики расследования загрязнения вод показал, что при квалификации данного состава возникает немало трудностей. Следует отметить, что он сконструирован как материальный, то есть для привлечения лица к уголовной ответственности требуется наступление общественно опасных последствий. Причем эти последствия являются вредом второго порядка, так как невозможно привлечь к ответственности за само загрязнение воды – надо установить тот факт, что загрязненная вода причинила существенный вред животному или растительному миру, рыбным запасам, лесному или сельскому хозяйству.

1.2 Проблемы по минимизации вредных выбросов и сбросов на объектах нефтегазового комплекса

Воздействие нефти на окружающую среду часто бывает негативным, поскольку она токсична практически для любого образа жизни и может вызвать изменение климата. Загрязнение нефтью воздуха и воды может быть токсичным и опасным для человеческого организма. Предварительно исследователи тщательно изучили и обсудили методы очистки нефтесодержащих сточных вод. Удаление нефтесодержащих сточных вод из нефти без нанесения ущерба окружающей среде является важной задачей для нефтяной промышленности. Трехфазные смеси твердого вещества, воды и

масла можно отделить друг от друга, если использовать систему непрерывного сепаратора масло–вода. Загрязненные нефтью сточные воды обычно очищают путем гравитационного осаждения, коагуляции, флотации, коагуляционной композитной флотации, деэмульгирования, мембранного разделения, обработки флокуляцией, химического осаждения, а также биологической очистки и фильтрации [28].

Рассмотрим различные направления минимизации вредных выбросов и сбросов на объектах нефтепереработки – сбросы в водоемы и выбросы в атмосферный воздух.

Первый способ минимизации вредных сбросов в водоемы – очистка ливневых и технологических сточных вод.

«Методы очистки производственных сточных вод в этой отрасли включают разделение стоков, образующихся от различных источников, и предварительную обработку концентрированных потоков сточных вод. Типовые стадии очистки сточных вод включают нефтеловушки для сбора поверхностной пленки нефтепродуктов, флотацию растворенным воздухом или нефтеотделители для разделения нефтепродуктов и пригодных для флотации твердых веществ; фильтрацию для отделения фильтруемых твердых веществ; управление объемами загрязнённых стоков путём регулирования расхода и нагрузок; отстаивание в осветлителях с целью уменьшения содержания взвешенных веществ; биологическую очистку, типовую аэробную обработку для снижения уровня» [26].

Ливневые воды. Качество и объемы загрязненных ливневых вод могут зависеть от особенностей участка, включая общее ведение хозяйства и методы предотвращения разливов, количество осадков и общую площадь стока. Установки по переработке природного газа должны обеспечивать вторичную изоляцию там, где обрабатываются жидкости, разделять загрязненные и незагрязненные ливневые воды, реализовывать планы контроля разливов и направлять ливневые воды из производственных зон в установку очистки сточных вод [29].

Вода на дне резервуара. Воду, которая отделяется и оседает на дне резервуара, следует периодически сливать со дна резервуара, в результате чего образуются жидкие стоки нефтесодержащей воды. Инфильтрация дождевой воды, конденсация влаги из парового пространства резервуара и вода, присутствующая в самом продукте перед доставкой, могут способствовать присутствию воды внутри резервуаров для хранения продукта.

Промышленные технологические сточные воды. Технологические сточные воды могут содержать растворенные углеводороды, кислородсодержащие соединения и другие загрязняющие вещества, которые должны очищаться на месте установки очистки сточных вод [30].

Технологические сточные воды включают в себя химические сточные воды, нефтесодержащие сточные воды и кислые сточные воды.

Химические сточные воды. Химическая дренажная система собирает сточные воды, которые требуют нейтрализации перед сбросом через возвратный коллектор системы охлаждения забортной водой. В отстойнике нейтрализации pH сточных вод должен быть отрегулирован в пределах от 6 до 9 путем периодического добавления 30 % HCl или 50 % NaOH [30].

Нефтесодержащие сточные воды. Нефтесодержащие сточные воды необходимо направлять в отстойник и установку воздушной флотации, которая используется для снижения содержания нефти ниже 15 мг/л. Шлам из этих очистных сооружений направляется на очистные сооружения и обрабатывается на них [30].

Кислые сточные воды. Кислые воды из установки AGR периодически требуют утилизации с небольшим количеством сернистого конденсата из факельной камеры кислого газа низкого давления. Эти сточные воды очищаются путем отгонки газа из блока удаления азота перед сбросом в загрязненную нефтью канализацию.

Охлаждающая вода. Охлаждающая вода может потребовать высокого расхода воды, а также возможного выделения высокотемпературной воды, остатков биоцидов и других средств против обрастания системы охлаждения.

Вода для гидростатических испытаний. Гидростатические испытания оборудования и трубопроводов включают в себя испытания под давлением с обычно отфильтрованной сырой водой для проверки их целостности и обнаружения возможных утечек. Могут быть добавлены химические добавки. План сброса воды после гидроиспытаний должен быть подготовлен с учетом места и скорости сброса, использования химикатов, дисперсии, риска для окружающей среды и необходимого мониторинга, если это единственная возможная альтернатива сбросу воды после гидроиспытаний в море или в поверхностные воды. Следует избегать сброса воды для гидроиспытаний на мелководье в прибрежных водах [30].

Технологии на основе микроводорослей являются автотрофными по своей природе, а микроводоросли представляют собой высокопотенциальную технологию связывания атмосферного углерода. После предшествующих процессов очистки технология микроводорослей обычно используется в качестве вторичного или третичного процесса очистки сточных вод, содержащих неорганические компоненты, такие как азот и фосфор, которые вызывают эвтрофикацию и более долгосрочные проблемы, вызванные органическими материалами и тяжелыми металлами в сточных водах. Затем применяется очистка микроводорослями. Микроводоросли имеют минимальный риск образования вторичного загрязнения из-за их способности использовать для своего роста неорганический азот и фосфор [31].

Другой мощной новой методологией очистки является технология микробных топливных элементов (МТЭ), которая использует биоэлектрическую каталитическую активность микроорганизмов для выработки электроэнергии путем окисления органических веществ, а иногда и неорганических материалов в сточных водах. Технология МТЭ преследует

двойную цель, поскольку позволяет рекуперировать энергию и очищать сточные воды в одной конфигурации [32].

Металлы обычно содержатся в сточных водах, в основном в производственной, горнодобывающей и текстильной промышленности. Такие металлы, как мышьяк, железо, хром, свинец, медь, олово, натрий, калий, ртуть, алюминий и никель, являются обычными загрязнителями промышленных сточных вод. В таких отраслях промышленности, как металлургия, горнодобывающая промышленность, микроэлектроника и текстильная промышленность, часто образуются сточные воды, содержащие тяжелые металлы. Металлы в сточных водах приводят к увеличению затрат на очистку, и известно, что они вызывают различные экологические проблемы, такие как нарушение роста растений, цветение водорослей, гибель водной биоты, образование мусора и осаждение. Воздействие на здоровье человека включает канцерогенность, хроническую астму, проблемы с кожей, депрессию, повреждение внутренних органов, кашель и заболевания, связанные с нервной системой [33].

Присутствие металла в сточных водах в низкой концентрации (1...3 мг/л) токсично, поскольку металлы не поддаются биологическому разложению, а некоторые металлы со временем накапливаются. Хотя некоторые металлы, которые необходимы человеку, животным и растениям, все еще могут переноситься в минимальных количествах, таких как медь, цинк, хром, но выше требуемого предела могут быть токсичными. Известно, что некоторые элементы, такие как мышьяк, свинец, кадмий, ртуть, токсичны для живых существ в любых концентрациях и не требуют поступления в организм даже в ультраследовых количествах [33].

Нефтепродукты из почвы во время земледелия в основном удаляются путем биodeградации, улeтучивания и адсорбции. Более легкие нефтепродукты, такие как бензин, могут улeтучиваться в процессе аэрации фермы и, в меньшей степени, разлагаться микробным дыханием. Нефтепродукты среднего класса, такие как дизельное топливо и керосин,

содержат меньший процент более легких компонентов, чем бензин. Для этих нефтепродуктов биодegradация более значительна, чем улетучивание. Основным механизмом разрушения более тяжелых или нелетучих нефтепродуктов, таких как печное топливо и смазочные масла, является биоразложение. Адсорбция также играет важную роль в диссипации нефтепродуктов из почвы.

На эффективность удаления нефтяных соединений из почвы может влиять влажность почвы. Уровень влажности на большинстве земельных ферм поддерживается на уровне от 30 до 80% полевой влагоемкости.

Адсорбенты, такие как глина и органические вещества, которые специфичны для конкретного участка, могут снижать биодоступность токсичных соединений и, следовательно, снижать риск для высших организмов (снижение токсичности) и снижать эффективность биоразложения, поскольку загрязняющие вещества прочно связаны с почвенной матрицей. Сообщалось, что в течение последних двух десятилетий наземные фермы могут перерабатывать нефтепродукты экологически безопасным способом [16].

Предотвращение загрязнения, включая устранение, изменение или сокращение эксплуатационных мер, которые приводят к загрязнению земли, воздуха или воды, таких как; предотвращение образования отходов, обращение с ними и методы обработки. API (2001) подсчитал, что в 1985 г. около 92 % нефтяных и газовых отходов было закачено под землю, 4 % было сброшено в водные пути и 2 % было обработано в поверхностных водохранилищах. К этим методам относятся: обратная закачка, сжигание, забой, технология разделения нефти и воды, уплотнение/измельчение, преобразование отходов в энергию, захоронение отходов, усовершенствованная термическая обработка (например, газификация, пиролиз), захоронение в соляных пещерах, биоремедиация и выпарные ямы [14].

Вторым способом минимизации вредных выбросов, на этот раз в атмосферу – очистка дымовых газов, очистка воздуха на производстве, пылегазоуловители.

«На предприятиях нефтегазового комплекса применяется значительное число технологических процессов, в отходящих пылегазовоздушных выбросах которых содержатся частицы пыли и вредные газовые примеси. Выброс таких веществ пагубно влияет на состояние окружающей природной среды, особенно на состояние атмосферы» [16].

«Все возрастающий антропогенный пресс на естественную среду обитания во многом связан с увеличением объемов промышленного производства во всех странах мира. Преобразующее воздействие человеческого общества на природу неизбежно, оно усиливается по мере роста численности населения, в результате научно–технического прогресса, увеличения числа и массы веществ, вовлекаемых в хозяйственный оборот» [16].

«Загрязнение атмосферного воздуха индустриальной пылью и газовыми примесями из производственных пылегазовоздушных выбросов оказывает вредное воздействие на организм человека, животных и растительность, наносит ущерб хозяйственной деятельности, вызывает глубокие изменения в биосфере. Поэтому защита от вредных веществ, содержащихся в производственных пылегазовоздушных выбросах, атмосферного воздуха, который необходим для жизни людей, животного и растительного мира, а также служит основой многих технологических процессов, является важнейшей экологической проблемой» [16].

«Основными путями снижения и полной ликвидации загрязнения окружающей природной среды и в первую очередь атмосферного воздуха являются: применение безотходных технологий, разработка и внедрение высокоэффективных фильтров, установок и устройств для очистки и обезвреживания производственных пылегазовоздушных выбросов от

вредных примесей, использование экологически безопасных источников энергии, озеленение природных объектов» [16].

«Безотходная технология производства эффективна в том случае, если она строится по аналогии с процессами, происходящими в биосфере: отходы одного звена в экосистеме используются другими звеньями. Циклическое безотходное производство, сопоставимое с циклическими процессами в биосфере, – это будущее (по техническим и экономическим причинам) промышленности, идеальный путь сохранения чистоты окружающей природной среды» [16].

«Поэтому очистные фильтры–пылегазоуловители являются в настоящее время основным средством борьбы с загрязнением атмосферы пылегазовоздушными выбросами промышленных предприятий нефтегазового комплекса» [16].

«Пыль является одним из наиболее многотоннажных выбросов предприятий нефтегазового комплекса в атмосферу. Под индустриальной пылью понимают содержащиеся в производственных пылегазовоздушных выбросах твердые и пластичные частицы загрязнений, которые могут быть классифицированы по природе (органическая и неорганическая), по токсичности (токсичная и нетоксичная), по составу (содержащая металлы, кварц, песчаник и так далее), по растворимости (растворимая и нерастворимая), по размерам частиц, по склонности к агрегации, адгезии, слипаемости и так далее» [16].

«Частицы пыли, независимо от их происхождения, размером более 20 мкм, подчиняясь закону тяготения, быстро оседают, а размером от 20 до 0,1 мкм, испытывая сопротивление воздуха, также медленно оседают с постоянной незначительной скоростью. Частицы пыли менее 0,1 мкм практически не оседают и находятся в постоянном беспорядочном движении в воздухе. Чем меньше размер пылевых частиц, тем дольше они задерживаются взвешенными в воздухе, следовательно, тем больше возможность попадания их в дыхательные пути. Пыль оказывает вредное

действие на дыхательные пути человека, вызывая заболевания легких, а также воздействует на кожу и глаза» [16].

«При вдыхании пылевых частиц размером более 5 мкм они всецело задерживаются в верхних дыхательных путях, в первую очередь в полости носа, что вызывает травмирование и раздражение слизистой. Фильтрующая способность носовой полости сильно снижается, а в далеко зашедших случаях вовсе исчезает. Под влиянием длительного воздействия пыли развиваются хронические воспалительные процессы и на других участках дыхательных путей. Твердые пылинки с острыми краями могут вызвать травмы глаз» [16].

«Для улавливания пыли из пылегазовоздушных выбросов применяют фильтры–пылеуловители, которые по принципу действия делятся на механические и силовые» [17].

«В механических фильтрах очистка пылегазовоздушных выбросов предприятий нефтегазового комплекса и других родственных предприятий от твердых и пластичных частиц загрязнений осуществляется за счет применения различных жестких или гибких фильтрующих перегородок или насыпных зернистых слоев фильтрующего материала» [17].

«Работа фильтров–пылеуловителей силового типа (силовых фильтров–пылеуловителей) основана на действии различных сил на частицу пыли при ее извлечении из потока производственных пылегазовоздушных выбросов» [17].

«Таковыми силами являются сила тяжести, центробежная и инерционная сила, электрическая сила и так далее. В зависимости от этого созданы различные конструкции силовых фильтров–пылеуловителей (осадительные камеры, центробежные и вихревые циклоны, электрические фильтры и так далее)» [17].

«Для очистки пылегазовоздушных выбросов от содержащихся в них вредных паров, газов и токсичных веществ используют абсорбционный, адсорбционный, химический, биохимический и термический способы» [17].

Промышленный пылеуловитель – это тип оборудования для контроля загрязнения воздуха, используемого на фабриках, заводах, складах и других промышленных или коммерческих объектах для удовлетворения требований по охране окружающей среды и безопасности на рабочем месте.

Эффективные системы сбора пыли контролируют, сокращают и удаляют потенциально вредные твердые частицы и пары из газов производственного процесса или воздуха и окружающей среды во время производства и производства.

Оборудование специально разработано для очистки и фильтрации опасной пыли и мелкодисперсных загрязняющих веществ, попадающих в рабочую среду или атмосферу, для поддержания и улучшения качества воздуха.

Типы загрязняющих веществ могут различаться в зависимости от отрасли. Поэтому конструкции промышленных пылеуловителей зависят от метода извлечения, необходимого для каждой отрасли.

Системы пылеулавливания обычно работают, всасывая пыль и твердые частицы из воздуха через фильтр, который сначала улавливает и отделяет частицы, а затем выпускает очищенный воздух обратно на рабочее место или в окружающую среду.

Цель каждого проектного приложения по существу одна и та же – фильтровать, отделять и улавливать пыль и твердые частицы, а также высвободить продезинфицированный воздух.

Основные компоненты пылеуловителей включают воздуходувку, пылевой фильтр, систему очистки фильтра, пылесборник и систему удаления пыли. Пять распространенных типов оборудования для сбора пыли – это рукавные фильтры с тканевыми фильтрами, инерционные сепараторы (такие как механические циклоны), кассетные улавливатели, мокрые скрубберы и электростатические фильтры.

Пылеуловители с рукавным фильтром бывают различных конструкций и являются наиболее часто используемой системой из-за их эффективности 99%.

Пылеуловители, называемые фильтрующими приемниками, являются неотъемлемой частью технологических систем во многих областях термического измельчения и измельчения, а также в качестве приемников для пневматической транспортировки.

Таким образом, на сегодняшний день основными методами минимизации сбросов и выбросов вредных веществ в окружающую среду являются установка очистных сооружений как для сточных вод, ливневых стоков и так далее, так же и очистных сооружений для отходящих и дымовых газов.

Выводы по разделу 1.

Таким образом, в данном разделе рассмотрены процедуры расследования причин и последствий выбросов и сбросов вредных веществ на предприятиях нефтегазовой промышленности.

«Существующие экспертные оценки показывают, что планируемая хозяйственная или иная деятельность оказывает явное или косвенное воздействие на окружающую среду. При этом исходят из потенциального экологического риска любой деятельности (принцип оценки потенциального экологического риска планируемой хозяйственной или иной деятельности).

Ожидаемое воздействие объекта на окружающую среду связано с:

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве и эксплуатации;
- образование загрязненного поверхностного стока при строительстве и эксплуатации;
- образование отходов при строительстве и эксплуатации;
- краткосрочное и долгосрочное занятие земли при строительстве;

- возможность активизации равнинной и долинной эрозии в районах, где слои почвы и растительности были удалены во время строительства;
- угнетение биологических ресурсов» [18].

Нормативно–правовая база Российской Федерации позволяет довольно точно определить необходимые процедуры и порядки расследования негативного воздействия на окружающую среду – а именно выбросов и сбросов вредных веществ предприятиями.

Основные проблемы по минимизации вредных выбросов и сбросов на объектах: несовершенство технологических процессов, несовершенство оборудования. Так же проблемы по минимизации вредных выбросов и сбросов связаны с несовершенством технологических процессов очистки сточных вод и очистки выходящих отработанных газов.

Преступный умысел редко становится причиной вредных выбросов и сбросов на объектах.

2 Расчет и предупреждение негативных последствий выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду в организациях нефтегазового комплекса

2.1 Экологическая оценка предприятия ГУП ТЭК Санкт–Петербурга как источника загрязнения воздушного бассейна

Основной источник загрязнения атмосферного воздуха на предприятии ГУП ТЭК Санкт–Петербург – котельные, которых на балансе компании стоит 54 шт.

«При сжигании угля на ТЭЦ или в котельных выделяются диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, бенз(а)пирен, диоксид серы, неорганическая пыль и сажа. При использовании газообразного топлива вместо семи видов загрязняющих веществ выделяются только четыре: диоксид азота, оксид азота, диоксид серы и бенз(а)пирен. Кроме того, сернистого ангидрида (SO_2) – токсичного вещества, при отравлении которым появляются кашель, насморк, слезотечение, головокружение, – при сжигании газа выбрасывается в воздух значительно меньше, а сажа исчезает вообще» [18].

На предприятии ГУП ТЭК Санкт–Петербург установлены котельные агрегаты ДКВр 6,5.

«Паровой котёл ДКВр–6,5–13 ГМ (ДКВр–6,5–13–250 ГМ) – паровой вертикально–водотрубный котёл с экранированной топочной камерой и кипятильным пучком, выполненных по конструктивной схеме «D», характерной особенностью которой является боковое расположение конвективной части котла относительно топочной камеры» [18].

Расчет выделений загрязняющих веществ выполнен программой ИЗАТ в соответствии с «Методикой определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30

тонн пара в час или менее 20 ГКалл в час (с учетом методического письма НИИ Атмосфера № 335/33–07 от 17 мая 2000 г.)», Москва, 1999.

Источником загрязнения является производственно–отопительная котельная установка с котлами ДКВР–6,5–13, работающими на природном газу.

В летний период работает 2 котла, в зимний – 5 котлов.

Состав природного газа СПб, % по объему, $q = 0,786 \text{ кг/м}^3$: CH_4 : 91,9 %; C_2H_6 : 2,1 %; C_3H_8 : 1,3 %; C_4H_{10} : 0,4 %; C_5H_{12} : 0,1 %; N_2 : 3,0 %; CO_2 : 1,2 %; Q_{H}^{c} , МДж/м³: 36,13;

Объем дымовых газов: $V^0 = 9,57 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $V_{\text{RO}_2} = 1,03 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $V_{\text{N}_2}^0 = 7,59 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 2,13 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $V_{\text{r}}^0 = 10,75 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

При известной марке и рабочих параметрах котла максимальный секундный расход топлива на котельный агрегат определяется по формуле:

$$B_{\text{ка}}^{\text{c}} = \frac{D(h'' - h_{\text{пв}}) + D_{\text{пр}}(h' - h_{\text{пв}})}{Q_{\text{H}}^{\text{p}} \cdot \eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}}, \text{ м}^3/\text{с}, \text{ кг/с} \quad (1)$$

где $D = 4 \text{ т/ч} = 1,112 \text{ кг/с}$ – паропроизводительность;

$h'' = 2789 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия насыщенного пара;

$h' = 813,3 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия котловой воды;

$D_{\text{пр}} = 0,1 \cdot D = 0,1 \cdot 1,112 = 0,1112 \text{ кг/с}$ – расход продувочной воды;

Q_{H}^{p} – низшая теплота сгорания рабочей массы топлива в кДж/м^3 , кДж/кг

$\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}$ – коэффициент полезного действия брутто котельного агрегата, %;

$h_{\text{пв}}$ – энтальпия питьевой воды, кДж/кг .

Энтальпия питьевой воды вычисляется по формуле:

$$h_{\text{пв}} = c_{\text{в}} \cdot t_{\text{пв}}, \text{ кДж/кг} \quad (2)$$

где $c_{\text{в}} = 4,19 \text{ кДж/(кг} \cdot ^\circ\text{C)}$ – удельная теплоемкость воды;

$t_{\text{пв}} = 90^{\circ}\text{C}$ – температура питьевой воды.

$$h_{\text{пв}} = 4,19 \cdot 90 = 377,1 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Полученные значения подставляем в формулу (1):

$$\begin{aligned} V_{\text{ка}}^{\text{газ}} &= \frac{1,8 \cdot (2789 - 419) + 0,1 \cdot 10 \cdot 1,8(826 - 319)}{(36,13 \cdot 1000) \cdot 0,918} = 0,131 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = \\ &= 471,6 \frac{\text{м}^3}{\text{час}} = 2391,360 \frac{\text{тыс. м}^3}{\text{год}} = 131 \text{ л/с} \end{aligned}$$

Максимальный секундный и часовой расход топлива на котельную установку:

– в зимний период, $\text{м}^3/\text{с}$ ($\text{м}^3/\text{ч}$):

$$V_{\text{ку}}^{\text{с}} = V_{\text{ка}}^{\text{с}} \cdot N_1, \quad (3)$$

– в летний период, кг/с (кг/ч):

$$V_{\text{ку}}^{\text{с}} = V_{\text{ка}}^{\text{с}} \cdot N_2, \quad (4)$$

где N_1, N_2 – количество котлов, работающих зимой и летом

Полученные значения подставляем в формулу (3) и (4).

Зимний период.

Природный газ:

$$V_{\text{ку}}^{\text{с}} = 0,131 \cdot 5 = 0,655 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 2358 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Летний период:

Природный газ:

$$V_{\text{ку}}^{\text{с}} = 0,131 \cdot 2 = 0,262 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 943,2 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}},$$

Годовой расход топлива на котельную установку:

$$V_{\text{год}} = V_{\text{ч}}^{\text{кот}} \cdot n \cdot 10^{-3}, \text{ тыс м}^3/\text{год, т/год}, \quad (5)$$

где n – число часов использования установленной мощности котельной

$$n=5088 \text{ ч/год};$$

Годовой расход газа:

$$V_{\text{год}}^{\text{газ}} = 2358 \cdot 5088 \cdot 10^{-3} = 11997,5 \text{ тыс. м}^3/\text{год}.$$

Расход топлива котлом: $B_{\text{р(к)}} = 470 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,131 \text{ м}^3/\text{с}$

Объем теоретически необходимого воздуха ($\alpha = 1$): $V_0 = 9,57 \text{ м}^3/\text{кг}$;

Теоретический объем продуктов сгорания природного газа:

$$- V_{\text{RO}_2}^0 = 1,03 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$- V_{\text{N}_2}^0 = 7,59 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$- V_{\text{H}_2\text{o}}^0 = 2,13 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$- V^0 = 10,75 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Действительный объем продуктов сгорания:

$$V_{\Gamma} = V_2^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0, \quad (6)$$

$$V_{\Gamma} = 10,75 + (1,4 - 1) \cdot 9,57 + 0,0161 \cdot (1,4 - 1) \cdot 9,57 = 14,64 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Парциальное давление водяных паров на входе в теплообменник:

$$r_{\text{H}_2\text{o}} = V_{\text{H}_2\text{o}}^0 / V_{\Gamma}, \quad (7)$$

$$r_{\text{H}_2\text{o}} = 2,13 / 14,64 = 0,145.$$

Температура точки росы (по [2]): $t^{\text{TP}} = 53,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Количество водяных паров оставшихся дымовых газов после теплоутилизатора:

$$V_{H_2O'} = r_{H_2O'} \cdot V_{\Gamma}, \quad (8)$$

$$r_{H_2O'} = 0,075,$$

$$V_{H_2O'} = 0,075 \cdot 14,64 = 1,098 \text{ м}^3 / \text{м}^3.$$

Дымовые газы охлаждаются до 40°C .

Влагосодержание дымовых газов при температуре точки росы и 40°C :

$$d^{\text{ТР}} = 790 V_{H_2O} / V_{\Gamma}, \text{ кг} / \text{м}^3, \quad (9)$$

$$d^{40} = 790 V_{H_2O'} / V_{\Gamma}, \text{ кг} / \text{м}^3, \quad (10)$$

$$d^{\text{ТР}} = 790 \cdot 2,13 / 14,64 = 114,94 \text{ кг} / \text{м}^3,$$

$$d^{40} = 790 \cdot 1,098 / 14,64 = 59,25 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

Определяем количество теплоты:

$$Q_{\text{T}} = Q_1 + Q_2 + Q_3, \text{ кДж} / \text{ч} \quad (11)$$

где Q_1 – количество утилизируемой теплоты при охлаждении дымовых газов от t^0 на входе в теплоутилизатор до $t^{\text{ТР}}$.

$$Q_1 = B_{p(\kappa)} \cdot \varphi (H' - H''), \text{ кДж} / \text{ч} \quad (12)$$

где φ – коэффициент сохранения теплоты, $\varphi = 0,98$;

H' – энтальпия дымовых газов при t^0 на входе в теплоутилизатор ($t^0 = 130^\circ$);

H'' – энтальпия дымовых газов при $t^{\text{ТР}}$;

$$H' = H^{130} = V_{CO_2}^0 (\vartheta)_{CO_2} + V_{N_2}^0 (\vartheta)_{N_2} + V_{H_2O} (\vartheta)_{H_2O} + (\alpha - 1) \cdot H_{0B}, \text{ кДж} / \text{м}^3, \quad (13)$$

$$H' = 1,03 \cdot 226,7 + 7,59 \cdot 169,3 + 2,13 \cdot 197,2 = 1938,5 \text{ кДж} / \text{м}^3,$$

$$H'' = 1,03 \cdot 82,68 + 7,59 \cdot 69,48 + 2,13 \cdot 79,85 = 782,59 \text{ кДж} / \text{м}^3,$$

$$H''' = 1,03 \cdot 56,6 + 7,59 \cdot 51,4 + 2,13 \cdot 58,6 = 573,246 \text{ кДж} / \text{м}^3.$$

Составим уравнение:

$$130 - (1 - x) \cdot V_r + 40x \cdot V_r = 70((1 - x) + x) \cdot V_r$$

$$130 - 130x + 40x = 70$$

$$90x = 70$$

$$x = 5/9 = 0,56$$

$$B' = x \cdot B \text{ м}^3/\text{с}$$

$$B' = 0,56 \cdot 470 = 261,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Q_1 = 261,1 \cdot 0,98 \cdot (1938,524 - 782,59) = 295774,5 \text{ кДж} / \text{ч}$$

$$Q_2 = B \cdot \varphi (H'' - H'''), \text{ кДж} / \text{ч} \quad (14)$$

$$Q_2 = 261,1 \cdot 0,98 \cdot (782,59 - 573,246) = 53552,7 \text{ кДж} / \text{ч}$$

$$Q_3 = G_k \cdot r_{п}, \text{ кДж} / \text{ч} \quad (15)$$

где G_k – количество образующегося конденсата, кг / ч;

$r_{п}$ – теплота парообразования, кДж / кг ($r_{п} = 2379$ кДж / кг).

$$G_k = (d^{тр} \cdot V^{тр} - d^{40} \cdot V^{40}) \cdot 0,5, \text{ кг} / \text{ч} \quad (16)$$

где $V^{тр}$, V^{40} – расходы дымовых газов.

$$V = B_{p(к)} \cdot V_r(t + 273) / 273, \text{ м}^3 / \text{ч}, \quad (17)$$

$$V^{тр} = 261,1 \cdot 14,64 (54 + 273) / 273 = 4578,6 \text{ м}^3 / \text{ч},$$

$$V^{40} = 261,1 \cdot 14,64 (40 + 273) / 273 = 4382,6 \text{ м}^3 / \text{ч},$$

$$G_k = (114,94 \cdot 4578,6 - 59,25 \cdot 4382,6) \cdot 0,5 = (526264,3 - 259669,05) \cdot 0,5 = 133,30 \text{ кг} / \text{ч},$$

$$Q_3 = 133,3 \cdot 2379 = 317115 \text{ кДж} / \text{ч},$$

$$Q_{т} = 295774,5 + 53552,7 + 317115 = 666442,2 \text{ кДж} / \text{ч} =$$

$$=185 \text{ кДж / с.}$$

Аналогично рассчитываются данные для остальных котлов. Запишем все рассчитанные коэффициенты в таблицу 1.

Таблица 1 – Таблица сводных данных по котельным установкам ГУП ТЭК Санкт–Петербурга

Данные	Параметры	Коэффициенты	Одновременность
Котел №1. Природный газ, газопровод Саратов–Горький. Расход: $V' = 131$ л/с, $V = 2585$ тыс. $\text{м}^3/\text{год}$. Камерная топка. Паровой котел.	«Горелка дутьевая напорного типа: $\beta_k = 1$. Котел работает в общем случае. Температура горячего воздуха (воздуха для дутья): $t_{гв} = 30^\circ\text{C}$. Доля воздуха подаваемого в промежуточную зону факела: $\delta = 0$. Рециркуляции нет. Объем сухих дымовых газов рассчитывается по составу топлива. Теплонапряжение топочного объема рассчитывается» [15].	$Q_r = 36,13 \text{ МДж}/\text{м}^3$; $p = 0,786 \text{ кг}/\text{м}^3$; $D_n = 6,5 \text{ т}/\text{ч}$; $D_\phi = 0,90323 \text{ т}/\text{ч}$; $D'_\phi = 5,91629 \text{ т}/\text{ч}$; $\beta_a = 1,225$; $\beta_r = 0$; $\beta_\delta = 0$; $V_t = 20,4 \text{ м}^3$; $t = 5500 \text{ ч}$.; $S_r' = 0 \%$; $S_r = 0 \%$; $q_3 = 0,2 \%$; $q_4 = 0 \%$; $\alpha_{гт} = 1,1$;	+
Котел №3. Природный газ, газопровод Саратов–Горький. Расход: $V' = 131$ л/с, $V = 2585$ тыс. $\text{м}^3/\text{год}$. Камерная топка. Паровой котел.	«Горелка дутьевая напорного типа: $\beta_k = 1$. Котел работает в общем случае. Температура горячего воздуха (воздуха для дутья): $t_{гв} = 30^\circ\text{C}$. Доля воздуха подаваемого в промежуточную зону факела: $\delta = 0$. Рециркуляции нет. Объем сухих дымовых газов задается. Теплонапряжение топочного объема рассчитывается» [15].	$Q_r = 36,13 \text{ МДж}/\text{м}^3$; $p = 0,786 \text{ кг}/\text{м}^3$; $D_n = 6 \text{ т}/\text{ч}$; $D_\phi = 0,4516235 \text{ т}/\text{ч}$; $D'_\phi = 5,91629 \text{ т}/\text{ч}$; $\beta_a = 1,225$; $\beta_r = 0$; $\beta_\delta = 0$; $V_t = 155,25976 \text{ м}^3$; $t = 5482 \text{ ч}$.; $S_r' = 0 \%$; $S_r = 0 \%$; $q_3 = 0,2 \%$; $q_4 = 0 \%$; $V_{сг} = 12,458 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $\alpha_{гт} = 1,1\%$;	+
Котел №4. Природный газ, газопровод Саратов–Горький. Расход: $V' = 131$ л/с, $V = 2585$ тыс. $\text{м}^3/\text{год}$. Камерная топка. Паровой котел.	«Горелка дутьевая напорного типа: $\beta_k = 1$. Котел работает в общем случае. Температура горячего воздуха (воздуха для дутья): $t_{гв} = 30^\circ\text{C}$. Доля воздуха подаваемого в промежуточную зону факела: $\delta = 0$. Рециркуляции нет. Объем сухих дымовых газов задается. Теплонапряжение топочного объема рассчитывается» [15].	$Q_r = 36,13 \text{ МДж}/\text{м}^3$; $p = 0,786 \text{ кг}/\text{м}^3$; $D_n = 6 \text{ т}/\text{ч}$; $D_\phi = 0,496784 \text{ т}/\text{ч}$; $D'_\phi = 5,91629 \text{ т}/\text{ч}$; $\beta_a = 1,225$; $\beta_r = 0$; $\beta_\delta = 0$; $V_t = 141,14585 \text{ м}^3$; $t = 5482 \text{ ч}$.; $S_r' = 0 \%$; $S_r = 0 \%$; $q_3 = 0,2 \%$; $q_4 = 0 \%$; $V_{сг} = 12,458 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $\alpha_{гт} = 1,1$;	+

Продолжение таблицы 1

Данные	Параметры	Коэффициенты	Одновременность
Котел №2. Природный газ, газопровод Саратов–Горький. Расход: $V' = 131$ л/с, $V = 2585$ тыс. нм ³ /год. Камерная топка. Паровой котел.	«Горелка дутьевая напорного типа: $\beta_k = 1$. Котел работает в общем случае. Температура горячего воздуха (воздуха для дутья): $t_{гв} = 30^\circ\text{C}$. Доля воздуха подаваемого в промежуточную зону факела: $\delta = 0$. Рециркуляция в дутьевой воздух или канал вокруг горелок. Объем сухих дымовых газов рассчитывается по приближенной формуле. Теплонапряжение топочного объема рассчитывается» [15].	$Q_r = 36,13$ МДж/нм ³ ; $p = 0,786$ кг/нм ³ ; $D_n = 6$ т/ч; $D_\phi = 0,903247$ т/ч; $D'_\phi = 5,91629$ т/ч; $\beta_a = 1,225$; $\beta_r = 0$; $\beta_\delta = 0$; $V_t = 77,62988$ м ³ ; $t = 5482$ ч.; $S_r' = 0\%$; $S_r = 0\%$; $q_3 = 0,2\%$; $q_4 = 0\%$; $K = 0,345$; $\alpha_{\text{гт}} = 1,1$; $r = 0\%$;	+
Котел №5. Природный газ, газопровод Саратов–Горький. Расход: $V' = 131$ л/с, $V = 2585$ тыс. нм ³ /год. Камерная топка. Паровой котел.	«Горелка дутьевая напорного типа: $\beta_k = 1$. Котел работает в общем случае. Температура горячего воздуха (воздуха для дутья): $t_{гв} = 30^\circ\text{C}$. Доля воздуха подаваемого в промежуточную зону факела: $\delta = 0$. Рециркуляции нет. Объем сухих дымовых газов задается. Теплонапряжение топочного объема рассчитывается» [15].	$Q_r = 36,13$ МДж/нм ³ ; $p = 0,786$ кг/нм ³ ; $D_n = 6$ т/ч; $D_\phi = 0,903247$ т/ч; $D'_\phi = 5,91629$ т/ч; $\beta_a = 1,225$; $\beta_r = 0$; $\beta_\delta = 0$; $V_t = 77,62988$ м ³ ; $t = 5482$ ч.; $S_r' = 0\%$; $S_r = 0\%$; $q_3 = 0,2\%$; $q_4 = 0\%$; $V_{cr} = 12,458$ м ³ /м ³ ; $\alpha_{\text{гт}} = 1,1$;	+
Примечание – дополнительные исходные данные для таблицы 1 приняты по литературе [15]			

Таким образом, мы получили данные по котельным установкам ГУП ТЭК Санкт–Петербурга. Далее выполняем расчет концентраций веществ в продуктах сгорания.

Количественная и качественная характеристика загрязняющих веществ, выделяющихся в атмосферу от котлоагрегата, приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика выделений загрязняющих веществ в атмосферу

Зима			
Загрязняющее вещество		Максимально разовый выброс, г/с	Годовой выброс, т/год
код	наименование		
301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	1,2598604	24,856289
304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,2047273	4,039147
337	Углерод оксид	2,366515	46,698025
703	Бенз/а/пирен (3,4–Бензпирен)	0,0000004	0,0000082
Лето			
Загрязняющее вещество		Максимально разовый выброс, г/с	Годовой выброс, т/год
код	наименование		
301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,5039442	24,856289
304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0818909	4,039147
337	Углерод оксид	0,946606	46,698025
703	Бенз/а/пирен (3,4–Бензпирен)	0,0000002	0,0000082

«Расчет выполняется по известному составу топлива (компонентному – для газового, элементному – для твердого и жидкого топлив)» [15].

Теоретический объем воздуха, необходимого для полного сгорания единицы топлива:

– при сжигании газового топлива, м³/м³:

$$V^0 = 0,0476 \cdot \left[0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n - O_2 \right], \quad (18)$$

где m – число атомов углерода;

n – число атомов водорода.

Теоретический объем азота в продуктах сгорания:

– при сжигании твердого и жидкого топлива, м³/кг:

$$V^0 = 0,0476 \cdot [0,5 \cdot 1,2 + 0,5 \cdot 0 + 1,5 \cdot 0 + (1 + \frac{4}{4}) \cdot 91,9 + (2 + \frac{6}{4}) \cdot 2,1 + (3 + \frac{8}{4}) \cdot 1,3 + (4 + \frac{10}{4}) \cdot 0,4 + (5 + \frac{12}{4}) \cdot 0,1 - 0] = 0,0476 \cdot (183,8 + 7,35 + 6,5 + 2,6 + 0,8) = 9,57 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Теоретический объем азота в продуктах сгорания:

– при сжигании газового топлива, м³/м³:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,01 \cdot N_2, \quad (19)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,57 + 0,01 \cdot 3,0 = 7,56 + 0,03 = 7,59 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем трехатомных газов:

– при сжигании газового топлива, м³/м³:

$$V_{RO_2} = 0,01 (CO_2 + CO + H_2S + \sum mC_mH_n), \quad (20)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (1,2 + 0 + 0 + 91,9 + 2 \cdot 2,1 + 3 \cdot 1,3 + 4 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,1) = 1,033 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

При расчете следует учитывать, что диоксид углерода и сернистый газ принято объединять и называть «сухие трехатомные газы», обозначая через RO₂, то есть RO₂ = CO₂ + SO₂.

Теоретический объем водяных паров:

– при сжигании газового топлива, м³/м³:

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot \left(H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} C_mH_n + 0,124 \cdot d_{г.тл} \right) + 0,0161 \cdot V^0, \quad (21)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 91,9 + \frac{2}{2} \cdot 2,1 + \frac{3}{2} \cdot 1,3 + \frac{4}{2} \cdot 0,4 + \frac{5}{2} \cdot 0,1 \right) + 0,0161 \cdot 9,57 = 0,01 (48,05 + 0,6 + 0,25) + 0,15 = 0,639 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

где $d_{г.тл}$ – влагосодержание газового топлива, отнесенное к 1 м³ сухого

газа, г/м³. В учебном проектировании можно принять $d_{г.тл} = 5$ г/м³.

«Действительный объем водяных паров, м³/кг (для твердого и жидкого топлива), м³/м³ (для газового топлива)» [15]:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_{yx} - 1) \cdot V^0, \quad (22)$$

«где α_{yx} – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах. Принимается согласно рекомендациям» [27].

«Действительный суммарный объем продуктов сгорания м³/кг (для твердого и жидкого топлива), м³/м³ (для газового топлива)» [27]:

$$V_{Г} = V_{N_2}^0 + V_{RO_2} + V_{H_2O} + (\alpha_{yx} - 1) \cdot V^0, \quad (23)$$

$$V_{Г} = 7,59 + 1,03 + 0,639 + (1,2 - 1)9,57 = 11,17 \text{ м}^3/\text{кг}$$

«Расход продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы определяется для двух временных промежутков (зимнего и летнего/переходного) по формуле, м³/с» [27]:

$$V_{yx} = B_{p(кy)}^c \cdot V_{Г} \frac{(\theta_{yx} + 273,15)}{273,15}, \quad (24)$$

$$V_{yx} = 0,131 \cdot 5 \cdot 11,17(130 + 273,15)/273,15 = 10,8 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$V_{yx} = 0,131 \cdot 2 \cdot 11,17(130 + 273,15)/273,15 = 4,3 \text{ м}^3/\text{с}.$$

«где $B_{p(кy)}^c$ – расчетный секундный расход топлива на котельную (см. таблицу 1), кг/с (м³/с) для рассматриваемого периода (зимнего, летнего/переходного);

θ_{yx} – температура газов на выходе из дымовой трубы, °С.

Принимается согласно рекомендациям или не ниже значений, указанных в таблице 3. Для водогрейных котлов, принимается согласно технической характеристике» [16].

В таблице 3 представлена температура уходящих газов для котлов.

Таблица 3 – Температура уходящих газов для котлов $D \leq 20$ кг/с

Топливо	$\theta_{у\text{х}}, ^\circ\text{C}$	Топливо	Содержание серы, S^r , %	$\theta_{у\text{х}}, ^\circ\text{C}$
Угли с $W_{\text{пр}}^r=1-5^{1)}$	140÷150	Мазут	до 1,0	140
Торф и древесные отходы	170÷190)		1,1–2,0	150
Природный газ	120÷130		2,1–3,0	160
–	–		свыше 3,0	165

Примечание: 1) $W_{\text{пр}}^r = W^r / Q_i^r$ – приведенное содержание влаги в рабочей массе топлива, кг·%/МДж; 2) При наличии воздухоподогревателя.

«Максимальное значение приземной концентрации вредного вещества при выбросе газовой смеси из одиночного источника с круглым устьем c_m (мг/м³) достигается при неблагоприятных метеорологических условиях (при опасной скорости ветра u_m) на расстоянии x_m , м от источника определяется по формуле» [27].

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{у\text{х.г.}} \cdot \Delta T}} \cdot \frac{\text{мг}}{\text{м}^3} \quad (25)$$

«где $A=160$ – коэффициент, зависящий от температурной стратификации

атмосферы;

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

F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосфере; для твердых частиц $F=1$; для газообразных веществ $F=1$.

m, n – коэффициент, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника;

$H = 30$ – высота источника выброса над уровнем земли, м;

ΔT – разность между температурой, выбрасываемой газовой смеси (T_r) и температурой окружающего атмосферного воздуха (T_b);

$\eta = 1$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности.

$V_{\text{ух.г.}}$ – объём уходящих газов, м³/с» [27].

«Разность между температурой, выбрасываемой газовой смесью и температурой окружающего атмосферного воздуха, определяется по формуле» [27].

$$\Delta T = \theta_{\text{ух.г.}} - t_n \quad (26)$$

«где: $\theta_{\text{ух.г.}}$ – температура выбрасываемой смеси, °С;

t_n – температура окружающего воздуха, °С. Для зимнего периода t_n принимаем равное средней температуре наиболее холодного месяца (январь); Для летнего периода – равной максимальной температуре воздуха наиболее теплого месяца» [27].

Все расчеты выполнены для варианта при сжигании природного газа.

Зимний период:

$$\Delta T = 130 - (-9,3) = 139,3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Летний период:

$$\Delta T = 130 - 18,8 = 111,2 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

«Расчет распределения выбросов в атмосфере зависит от параметров f , v_m , которые определяются конструктивными особенностями выбросных

устройств – диаметром (D), м и высотой дымовой трубы (H) м, а также расходом и температурой продуктов сгорания» [27].

$$f = \frac{1000 \cdot (W_0^2 \cdot D)}{H^2 \cdot \Delta T} \quad (27)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{yx} \cdot \Delta T}{H}} \quad (28)$$

«где D=1,2 – диаметр устья дымовой трубы, м

W_0 – скорость выхода продуктов сгорания на расчетный период года (зимний, летний), м/с и определяется по формуле» [27].

$$W_0 = \frac{4 \cdot V_{yx}}{\pi \cdot D^2} \quad (29)$$

Зимний период:

$$W_0 = \frac{4 \cdot 10,8}{3,14 \cdot 1,2^2} = 9,55 \text{ м/с.}$$

Летний период:

$$W_0 = \frac{4 \cdot 4,3}{3,14 \cdot 1,2^2} = 3,8 \text{ м/с.}$$

Полученные значения подставляем в формулы (27) и (28):

Зимний период:

$$f = \frac{1000 \cdot 9,55^2 \cdot 1,2}{30^2 \cdot 139,3} = 0,87$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{10,8 \cdot 139,3}{30}} = 2,3$$

Летний период:

$$f = \frac{1000 \cdot (4,3)^2 \cdot 1,2}{30^2 \cdot 111,2} = 0,17$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{4,3 \cdot 111,2}{30}} = 0,53$$

Коэффициенты m и n учитывают подъем факела над трубой.

Параметр $f < 100$, то коэффициент m определяется по формуле:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} \quad (30)$$

Зимний период:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{0,87} + 0,34\sqrt[3]{0,87}} = 0,92$$

Летний период:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{0,17} + 0,34\sqrt[3]{0,17}} = 1,1$$

«Параметр $f < 100$ и $v_m \geq 2$ то коэффициент $n=1$ при сжигании мазута и при сжигании природного газа в зимний период, природный газ $n=0,998$ (летом)» [16].

Подставим полученные значения в формулу (25) рассчитаем для значений химических веществ.

Для оксида углерода (СО).

Зимний период:

$$C_m = \frac{160 \cdot 2,3 \cdot 1 \cdot 1,079 \cdot 1 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{10,8 \cdot 139}} = 0,06 \text{ мг/м}^3$$

Летний период:

$$C_m = \frac{160 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 0,930 \cdot 0,998 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{4,3 \cdot 111}} = 0,014 \text{ мг/м}^3$$

Для оксида азота (NO).

Зимний период:

$$C_m = \frac{160 \cdot 0,2 \cdot 1 \cdot 1,079 \cdot 1 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{10,8 \cdot 139}} = 0,005 \text{ мг/м}^3$$

Летний период:

$$C_m = \frac{160 \cdot 0,08 \cdot 1 \cdot 0,930 \cdot 0,998 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{4,3 \cdot 111}} = 0,001 \text{ мг/м}^3$$

Для диоксида азота (NO₂).

Зимний период:

$$C_m = \frac{160 \cdot 1,26 \cdot 1 \cdot 1,079 \cdot 1 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{10,8 \cdot 139}} = 0,03 \text{ мг/м}^3$$

Летний период:

$$C_m = \frac{160 \cdot 0,5 \cdot 1 \cdot 0,930 \cdot 0,998 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{4,3 \cdot 111}} = 0,007 \text{ мг/м}^3$$

Для бенз(а)пирена(C₂₀H₁₂).

Зимний период:

$$C_m = \frac{160 \cdot 0,4 \cdot 10^{-6} \cdot 1 \cdot 1,079 \cdot 1 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{10,8 \cdot 139}} = 0,03 \cdot 10^{-6} \text{ мг/м}^3$$

Летний период:

$$C_m = \frac{160 \cdot 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 1 \cdot 0,930 \cdot 0,998 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{4,3 \cdot 111}} = 0,01 \cdot 10^{-6} \text{ мг/м}^3$$

Результаты определения максимальных значений приземных концентраций токсичных веществ сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Максимальные значения приземных концентраций токсичных веществ

Период года	Ед. Изм.	Максимальное значение приземных концентраций						
		СО	NO ₂	NO	SO ₂	Зола	Сажа	Бенз(а)пирен
При сжигании основного топлива								
Зимний	мг/м ³	0,06	0,032	0,005	–	–	–	0,03 · 10 ⁻⁶
Летний	мг/м ³	0,014	0,007	0,001	–	–	–	0,01 · 10 ⁻⁶

Максимальный вклад в приземную концентрацию q_m , определяется по формуле:

$$q_m = \frac{c_m}{\text{ПДК}_{\text{м.р.}}} \quad (31)$$

Оксид углерода (СО).

Зимний период:

$$q_m = \frac{0,06}{5} = 0,012$$

Летний период:

$$q_m = \frac{0,014}{5} = 0,0028$$

Оксид азота (NO).

Зимний период:

$$q_m = \frac{0,005}{0,4} = 0,0125$$

Летний период:

$$q_m = \frac{0,001}{0,4} = 0,0025$$

Диоксид азота (NO₂).

Зимний период:

$$q_m = \frac{0,032}{0,2} = 0,16$$

Летний период:

$$q_m = \frac{0,007}{0,2} = 0,035$$

Бенз(а)пирен.

Зимний период:

$$q_m = \frac{0,0001 \cdot 10^{-6}}{10^{-5}} = 0,0001$$

Летний период:

$$q_m = \frac{0,00003 \cdot 10^{-6}}{10^{-5}} = 0,00003$$

«Для горячих источников расстояние x_m , от источника до точки, в которой приземная концентрация достигает максимального значения c_m при неблагоприятных метеоусловиях, определяется по формуле» [16].

$$x_m = \frac{5-F}{4} \cdot H \cdot d \quad (32)$$

где d – безмерный коэффициент при $f < 100$ и $v_m > 2$ находится по формуле:

$$d = 7 \cdot \sqrt{v_m} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{f}) \quad (33)$$

Зимний период:

$$d = 7 \cdot \sqrt{2,3} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{0,87}) = 10,6 + 1,26 = 11,86$$

Летний период:

$$d = 4,95 \cdot \sqrt{0,53} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{0,17}) = 3,6 + 1,2 = 4,8$$

Полученные значения подставляем в формулу (32):

Для оксида углерода, оксида азота, диоксида азота, оксида серы, бенз(а)пирена:

Зимний период:

$$x_m = \frac{5 - 1}{4} \cdot 30 \cdot 11,86 = 355,8 \text{ м}$$

Летний период:

$$x_m = \frac{5 - 1}{4} \cdot 30 \cdot 4,8 = 144, \text{ м}$$

Значения u_m (м/с); c_m (мг/м³) и q_m сводим в Таблицу 5.

«В настоящее время в подавляющем большинстве случаев невозможно ограничить содержание вредных примесей на выходе из источника выброса до уровня ПДК. Тем не менее допустимые уровни загрязнения в жилых районах должны соблюдаться независимо от расстояния между этими районами и источниками выбросов вредных веществ в атмосферу. Управлять процессами рассеивания загрязнений человек не может, поскольку они всецело зависят от метеорологических и климатических условий» [15].

«Определение предельно допустимого выброса (ПДВ) токсичных веществ в атмосферу и степени очистки выбросов. ПДВ, то есть допустимая масса выбрасываемого вещества, определяется для каждого из вредных веществ, выбрасываемых источником» [15].

Таблица 5 – Значения u_m (м/с); c_m (мг/м³) и q_m для различных периодов года

Период года	u_m , м/с	x_m , м	СО		NO ₂		NO		SO ₂		Зола		Сажа		Бенз(а)пирен	
			c_m	q_m	c_m	q_m	c_m	q_m	c_m	q_m	c_m	q_m	c_m	q_m	c_m	q_m
При сжигании основного топлива																
Зимний	2,66	355,8	0,06	0,012	0,03	0,16	0,005	0,00525	–	–	–	–	–	–	$0,001 \cdot 10^{-6}$	0,0001
Летний	1,98	144	0,014	0,0028	0,007	0,035	0,001	0,003	–	–	–	–	–	–	$0,0003 \cdot 10^{-6}$	0,00003

«Значение ПДВ (г/с) от одиночного источника с круглым устьем (для веществ, не обладающих эффектом суммации) рассчитывается по формуле» [15].

$$\text{ПДВ} = \frac{(\text{ПДК} - C_{\phi}) N^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}, \text{ г/с} \quad (34)$$

«где ПДК – максимально разовая предельно допустимая концентрация токсичного вещества, мг/м³

C_{ϕ} – фоновая концентрация токсичного вещества, мг/м³

$N = 30$ м – высота дымовой трубы, м.

V_1 – расход продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы, м³/с

ΔT – разность температур уходящих газов и окружающего воздуха, °С

$A=160$ – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы;

F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосфере; для твердых частиц $f=1$; для газообразных веществ $f=1$;

m, n – коэффициент, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника;

$\eta=1$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности» [15].

Оксид углерода:

$$\text{ПДВ} = \frac{(5 - 0,9 \cdot 5) \cdot 30^2 \cdot \sqrt[3]{10,8 \cdot 139}}{160 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 1} = 40,9 \text{ г/с}$$

$$M_{\text{CO}} = 2,3 \text{ г/с}$$

$$\text{ПДВ} > M_{\text{CO}}$$

Оксид азота:

$$\text{ПДВ} = \frac{(0,4 - 0,9 \cdot 0,4) \cdot 30^2 \cdot \sqrt[3]{10,8 \cdot 139}}{160 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 1} = 3,2 \text{ г/с}$$

$$M_{NO} = 0,2 \text{ г/с}$$

$$\text{ПДВ} > M_{NO}$$

Диоксид азота:

$$\text{ПДВ} = \frac{(0,2 - 0,95 \cdot 0,2) \cdot 30^2 \cdot \sqrt[3]{10,8 \cdot 139}}{160 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 1} = 0,71 \text{ г/с}$$

$$M_{NO_2} = 0,2 \text{ г/с}$$

$$\text{ПДВ} < M_{NO_2}$$

Определим необходимую степень очистки продуктов сгорания NO_2 :

$$\eta_r = 1,08 - 0,83/1,08$$

Степень рециркуляции дымовых газов принимаем равной 10%, тогда β_r безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота будет равна:

$$\beta_r = 0,17\sqrt{10}$$

Секундный расход выбросов составит $0,54 \cdot 1,08 \text{ г/с}$.

Бенз(а)пирен:

$$\text{ПДВ} = \frac{(10^{-5} - 0,9 \cdot 10^{-5}) \cdot 30^2 \cdot \sqrt[3]{10,8 \cdot 139}}{160 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 1} = 2,1 \cdot 10^{-6} \text{ г/с},$$

$$M_{БП} = 1,0 \cdot 10^{-8} \text{ г/с},$$

$$\text{ПДВ} > M_{БП}.$$

«Если $M_i < \text{ПДВ}_i$, то данный выброс от источника (по веществу i) считается допустимым (дается разрешение на выброс)» [15].

Для веществ, обладающих эффектом частичной суммации вредного воздействия:

$$q^{\text{NO}_2} + q^{\text{SO}_2} + q_{\text{ф}}^{\text{NO}_2} + q_{\text{ф}}^{\text{SO}_2} \leq 1,6, \quad (35)$$

$$2,3 + 0,71 + 0,2 + 1,0 \cdot 10^{-8} > 1,6$$

Таким образом, суммарные выбросы от источника считаются недопустимыми.

2.2 Экологическая оценка ГУП ТЭК Санкт–Петербурга как источника загрязнения водного бассейна

Местонахождение котельной установки г. Санкт–Петербург. По месту нахождения котельной определяется ближайший водоем, откуда забирается вода – главной рекой является Нева. Сопоставляя характеристики исходной воды и нормы качества питательной воды, принимается следующая схема обработки воды: технический водопровод, умягчение, деаэрация.

Предочистка. Котельная питается из городского водопровода, где вода подвергается механической очистке и осветлению, следовательно, предварительной очистки исполнять не будем.

Умягчение. Все паровые котлы с паропроизводительностью равной или большей 0,7 т/ч должны иметь, котловое умягчение питательной воды. В проекте основным методом докотлового умягчения, применяю метод ионного обмена.

Дегазация. Применен метод термической деаэрации. Для дегазации питательной воды, котлов и подпиточной воды тепловых сетей применяю атмосферный дегазатор (деаэратор) барботажного типа. Он обеспечивает снижение содержания кислорода по 0,03 мг/кг и почти полное удаление кислоты.

В деаэратор подаются: редуцированный пар в барботажное устройство с абсолютным давлением 0,15...0,17 МПа и пар от сепаратора непрерывной продувки с абсолютным давлением 0,12...0,13 МПа в верхнюю часть бака.

Среди различных вариантов метода ионного обмена наиболее простым и дешевым является натрий – катионирование (Na –катионирование).

Поэтому сначала определяем возможность применения этого варианта, и лишь при отрицательном результате будем рассматривать более сложные схемы умягчения.

Выбор схемы обработки воды для котлов обуславливается:

- качеством исходной воды, подаваемой в котельную;
- требованиями к качеству пара, котловой и питательной воды – для паровых котлов;
- требованиями к качеству подпиточной воды – для водогрейных котлов. Основные показатели водно–химического режима парового котла:
- величина продувки котла;
- содержание углекислоты в паре;
- относительная щелочность котловой воды.

Водозабор для нужд котельной – река Нева.

Таблица 6 – Результаты выбора схемы умягчения природной воды

Параметр	Обозначение	Ед. изм.	Формула	Значение по сезону	
				зима	лето
Сухой остаток исходной воды	$S_{ив}$	мг/кг	Принимаем из дополнительных исходных данных	372,00	372,00
Сухой остаток обратной воды	$S_{ов}$	мг/кг	$1,1 \cdot S_{ив}$	409,20	409,20
Доля обработанной воды в питательной	$\alpha_{ов}$	–	$\frac{G_{хво}}{G_{пит}}$	0,31	0,39
Сухой остаток котловой воды	$S_{кв}$	мг/кг	$\frac{S_{ов} \cdot \alpha_{ов}}{S_{кв} - S_{ов} \cdot \alpha_{ов}}$	3000,00	3000,00
Продувка	P	–	–	4,37	5,56

Продолжение таблицы 6

Параметр	Обозначение	Ед. изм.	Формула	Значение по сезону	
				зима	лето
Щелочность обработанной воды	$\text{Щ}_{\text{ОВ}}$	мг–экв/кг	Принимаем из дополнительных исходных данных	2,45	2,45
Относительная щелочность	$\text{Щ}_{\text{КВ}}$	%	$\frac{40 \cdot \text{Щ}_{\text{ОВ}}}{S_{\text{ОВ}}}$	23,95	23,95
Доля разложения Na_2CO_3	σ	–	По графику	0,70	0,70
Содержание углекислоты в паре	CO_2	мг/кг	$22 \cdot \text{Щ}_{\text{ОВ}} \cdot \alpha_{\text{ОВ}} (1 + \sigma)$	28,15	35,37

Оборудование водоподготовки:

Согласно СНИП (1) КУ принимаю схему обработки питательной воды для паровых котлов Na–катионирование с аминированием.

Согласно требованиям, предъявляемых к качеству воды, получаем :

Величина продувки $P=5,56\% < 10\%$

Щелочность обрабатываемой воды $\text{Щ}_{\text{КВ}}^{\text{от}}=23,95 < 50\%$

Содержание углекислоты в паре $28,15 \text{ мг/кг} > 20\%$

Таким образом, последующие коррекционные методы обработки воды не требуются. Выбираем двухступенчатую схему очистки.

Расчет фильтров 1 степени.

Задаемся нормальной скоростью фильтрования по [27] $\omega_{\text{прин}}=25 \text{ м/ч}$.

Требуемая площадь фильтрования определяется по формуле:

$$F_{\text{необх}} = G_{\text{хво}} / \omega_{\text{прин}} \cdot \text{м}^2 \quad (36)$$

$$F_{\text{необх}} = 11 / 25 = 0,44 \text{ м}^2$$

Количество принятых фильтров:

$$a = F_{\text{необх}} / f, \quad (37)$$

где f –площадь фильтрования принимаемого фильтра, принимаем

$$f = 0,39 \text{ м}^2$$

$$a = 0,44/0,39 = 1,12$$

Принимаем 2 фиолтра.

Уточненная скорость:

$$\omega_{\text{уточн}} = G_{\text{хво}}/(a \cdot f), \text{ м/ч}, \quad (38)$$

$$\omega_{\text{уточн}} = 11/(2 \cdot 0,39) = 14,1 \text{ м/ч}$$

Количество солей жесткости, удаляемое в натрий-катионитных фильтрах:

$$A = 24 \cdot Ж_0 \cdot G_{\text{хво}}, \text{ г-экв/сут} \quad (39)$$

где $Ж_0$ – общая жесткость исходной воды, $Ж_0=4,09$ г-экв/л;

$$A = 24 \cdot 4,09 \cdot 11 = 1079,76 \text{ г-экв/сут}$$

Число регенераций фильтра.

Не более 3х регенераций в сутки

$$n^I = A/f \cdot a \cdot H_{\text{сл}} \cdot E_p, \text{ рег/сут}, \quad (40)$$

где $H_{\text{сл}}$ – высота слоя фильтрующего материала, $H_{\text{сл}}=2,0$ м

E_p – рабочая обменная способность катионита, г-экв/ м²

$$E_p = \alpha_3 \cdot \beta_{Na} E_n - 0,5 \cdot q_c \cdot Ж_0, \text{ г-экв/ м}^3, \quad (41)$$

«где α_3 – коэффициент эффективности регенерации, определяемый по таблице 5–5 в зависимости от удельного расхода на регенерацию катионита q_c , г/г-экв; при $q_c=120$ г/г-экв $\alpha_3=0,67$;

β_{Na} – коэффициент, учитывающий снижение обменной способности катионита, принимается по таблице 5–6 в зависимости от отношения $(C_{Na})^2/Ж_0$; $\beta_{Na}=0,715$;

E_n – полная обменная способность катионита, г-экв/ м³» [7].

$$E_p = 0,67 \cdot 0,715 \cdot 500 - 4 \cdot 0,5 \cdot 4,09 = 231,35 \text{ Г-экв/ м}^3$$

$$n^I = 1079,76 / (2,0 \cdot 2 \cdot 230 \cdot 0,39) = 2,3 \text{ рег/сут (3 регенераций в 1 сутки)}$$

Расход 100%-ной поваренной соли на одну регенерацию фильтра:

$$G_c^{Na} = \frac{E_p \cdot f \cdot H_{сл} \cdot qc}{1000}, \text{ кг, кг} \quad (42)$$

$$G_c^{Na} = \frac{230 \cdot 0,39 \cdot 2 \cdot 100}{1000}, \text{ кг} = 2,31 \text{ кг}$$

Расчет фильтров 2 ступени.

Задаемся нормальной скоростью фильтрования $\omega_{прин} = 40 \text{ м/ч}$.

Требуемая площадь фильтрования определяется по формуле (36):

$$F_{необх} = 9,7 / 40 = 0,24 \text{ м}^2$$

Количество принятых фильтров по формуле (37):

$$a = \frac{0,24}{0,39} = 0,61$$

Принимаем 1 фильтр.

Уточненная скорость по формуле (38)

$$\omega_{уточн} = 11 / (0,39) = 28,2 \text{ м/ч}$$

Количество солей жесткости, удаляемое в натрий-катионитных фильтрах рассчитываем по формуле (39):

$$A = 24 \cdot 0,1 \cdot 11 = 26,4 \text{ Г-экв/сут}$$

«где J_0 – общая жесткость воды, $J_0 = 0,1 \text{ Г-экв/л}$ » [7].

Число регенераций фильтра:

Не более 3х регенераций в сутки по формуле (40):

$$n^I = 26,4 / (2,0 \cdot 2 \cdot 230 \cdot 0,39) = 0,056 \text{ рег/сут.}$$

Расход 100%-ной поваренной соли на одну регенерацию фильтра по формуле (41):

$$G_c^{Na} = \frac{230 \cdot 0,39 \cdot 2 \cdot 300}{1000}, \text{ кг} = 70,2 \text{ кг}.$$

Расчет расхода сточных вод.

«Расход воды на одну регенерацию натрий-катионитного фильтра складывается из расходов воды на взрыхляющую промывку, приготовление регенерационного раствора и отмывку катионита от продуктов регенерации» [18].

Расход воды на одну взрыхляющую промывку фильтра определяется по формуле:

$$G_{\text{взр}} = \frac{i \cdot f_{Na}^{CT} \cdot t_{\text{взр}}}{1000}, \text{ м}^3, \quad (43)$$

«где i —интенсивность взрыхляющей промывки фильтров, л/ (с·м²);

f —площадь фильтрования принимаемого фильтра, $f=0,39 \text{ м}^2$;

$t_{\text{взр}}$ — продолжительность взрыхляющей промывки, мин, принимается по таблице 3.3» [7].

$$G_{\text{взр}} = \frac{4 \cdot 0,39 \cdot 60 \cdot 30}{1000} = 2,808, \text{ м}^3.$$

Расход воды на приготовление регенерационного раствора соли определяется из уравнения

$$G_{P.P} = \frac{G_c^{Na} \cdot 100}{1000 \cdot b \cdot \rho_{p.p}}, \text{ м}^3, \quad (44)$$

«где b —концентрация регенерационного раствора, %, принимается по таблице 3.3» [7].

$\rho_{p.p}$ —плотность регенерационного раствора, т/м³

$$G_{P.P} = \frac{23,4 \cdot 100}{1000 \cdot 6 \cdot 1,041} = 0,37 \text{ м}^3,$$

$$G_{P.P} = \frac{70,2 \cdot 100}{1000 \cdot 6 \cdot 1,041} = 1,123 \text{ м}^3.$$

Расход воды на отмывку катионита от продуктов регенерации определяется из уравнения:

$$G_{от} = g_{от} \cdot f_{Na}^{ст} \cdot H_{сл}, \text{ м}^3, \quad (45)$$

«где $g_{от}$ —удельный расход воды на отмывку катионита, $\text{м}^3/\text{м}^3$ катионита, принимается по таблице 3.3» [7].

$$G_{от} = 4 \cdot 0,39 \cdot 2 = 3,12 \text{ м}^3.$$

Расход воды на одну регенерацию натрий–катионитного фильтра составляет:

$$G_{с.н.} = 2,808 + 0,37 + 3,12 = 6,347 \text{ м}^3,$$

$$G_{с.н.} = 2,808 + 1,123 + 3,12 = 7,051 \text{ м}^3.$$

Расход воды на собственные нужды натрий–катионитных фильтров определяется по формуле:

$$G_{с.н.}^ч = \frac{G_{с.н.} \cdot a \cdot n}{24}, \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}, \quad (46)$$

$$G_{с.н.}^ч = \frac{6,347 \cdot 2 \cdot 2,31}{24} = 0,61 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$G_{с.н.}^ч = \frac{7,052 \cdot 2 \cdot 0,1}{24} = 0,058 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расчет массы загрязняющих веществ в сбросах котельной

«В процессе регенерации натрий–катионитных фильтров в дренаж сбрасываются: избыток поваренной соли NaCl , продукты регенерации катионита CaCl_2 и MgCl_2 , возможно присутствие измельченного катионита» [7].

Масса соли, сбрасываемой от натрий–катионитных фильтров час, определяется по формуле:

$$M_{NaCl}^ч = \frac{M_{NaCl} \cdot n}{24}, \text{ кг/ч} \quad (47)$$

«где $M_{NaCl} \cdot n$ – удельный расход соли на регенерацию катионита, принимается из расчета водоподготовительной установки, г/г–экв объем катионита, загруженного в фильтр, принимается по расчету водоподготовки, м³ эквивалентная масса NaCl, расходуемая на регенерацию 1 г–экв солей жесткости. n – общее количество регенераций натрий–катионитных фильтров в сутки, раз/сут.» [7].

$$M_{NaCl}^ч = \frac{11,1 \cdot 3}{24} = 1,38, \text{ кг/ч.}$$

Масса солей жесткости, сбрасываемых в дренаж за одну регенерацию фильтра, определяется по формуле:

$$Ж_c = \frac{V_{кат} E_p^{Na}}{1000}, \text{ кг–экв ч,} \quad (48)$$

$$Ж_c = \frac{0,78 \cdot 230}{1000} = 0,18, \text{ кг–экв.}$$

Масса CaCl сбрасываемого за одну регенерацию фильтра, определяется по формуле:

$$M_{CaCl} = Ж_c \cdot \alpha_{Ca} \text{ кг–экв ч,} \quad (49)$$

$$M_{CaCl} = 0,18 \cdot 0,8 = 0,144, \text{ кг–экв.}$$

«где $\alpha_{Mg,Ca}$ – доля солей кальция в общем количестве сбрасываемых солей жесткости» [7].

Масса MgCl₂ сбрасываемого за одну регенерацию фильтра, определяется по формуле:

$$M_{MgCl_2} = Ж_c \cdot \alpha_{Mg} \text{ кг–экв ч,} \quad (50)$$

$$M_{MgCl_2} = 0,18 \cdot 0,3 = 0,054 \text{ кг–экв,}$$

$$M_{CaCl} = \frac{\varepsilon_{CaCl_2} \cdot M_{CaCl_2} \cdot n \cdot a}{24}, \text{ кг/ч ч}, \quad (51)$$

$$M_{MgCl} = \frac{\varepsilon_{CaCl_2} \cdot M_{MgCl_2} \cdot n \cdot a}{24}, \text{ кг/ч ч}, \quad (52)$$

где $\varepsilon_{CaCl, MgCl}$ – соответственно эквивалентные массы.

$$M_{CaCl} = \frac{55,5 \cdot 0,144 \cdot 3 \cdot 2}{24} = 1,998, \text{ кг/ч},$$

$$M_{MgCl} = \frac{47,61 \cdot 0,054 \cdot 3 \cdot 2}{24} = 0,642, \text{ кг/ч}.$$

Сброс продуктов регенерации от фильтров второй ступени в течении суток, на которые ведется расчет, не значительная, поэтому все улавливаемые соли жесткости учитываются в первой ступени катионирования.

Годовой сброс измельченного катионита, подсчитывается по формуле:

$$I_k = \gamma_k \cdot V_{кат} \cdot a \cdot b \cdot 0,01 \frac{\text{т}}{\text{год}}, \quad (53)$$

«где γ_k – насыпная масса катионита, т/м³, для сульфогля принимается 0,67 т/м³

a – количество установленных фильтров

b – механический износ катионита, %, принимается 10–20% в зависимости от срока эксплуатации фильтров» [7].

$$I_k = 0,67 \cdot 0,78 \cdot 0,1 \cdot 2 \cdot 0,01 = 0,001 \text{ т/год}.$$

Обработка аммиаком

Для аминирования мы добавляем 25 % водный раствор, в 1 мл которого содержатся 233 NH₃.

$$NH_3 = \frac{0,4 \cdot CO_2 \cdot 1000 \cdot Q}{233} = \frac{0,4 \cdot 30,55 \cdot 1000 \cdot 6500}{233} = 34 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}. \quad (54)$$

«где NH₃ – расход аммиака на установке, мл/ч

CO₂ концентрация углекислоты (в питательной воде или паре)
 мл/л
 Q–расход воды(или паропроизводительность) , м³/ч» [7].

Вся аппаратура, насосы а арматура, соприкасающаяся с аммиаком должны, быть изготовлены из стали.

Расход аммиачной воды NH₄OH определяют по формуле:

$$V = \frac{0,825 \cdot (CO_2)_n \cdot Q_n \cdot 100}{1000 \cdot p_p}, \quad (55)$$

«где 0,825– расход на последующую нейтрализацию в паре 1 мг/кг
 CO₂ г/м³;

(CO₂)_n – количество нейтрализуемой углекислоты, выделяющееся в паре, подсчитываемое по формулам;

Q_n–количество вырабатываемого пара» [7].

Расчет бака мокрого хранения:

$$V = \frac{1,5 \cdot Q_c^{сут} \cdot (b+p)}{1000}, \text{ м}^3 \quad (56)$$

«где 1,5 – расчетный объем баков мокрого хранения на 1 т реагента,
 м³,

Q_c^{сут}– расход технической соли;

b – необходимый запас соли на 10 суток,

p – остаток соли на 5 суток» [7].

$$Q_c^{сут} = \frac{Q_c^{Na} \cdot n \cdot 100}{93}, \text{ кг/сут}, \quad (57)$$

где Q_c^{Na}– суммарный расход соли на регенерацию всех фильтров,

$$Q_c^{Na} = 63,38 + 154,94 = 218,32,$$

n–общее число регенераций всех фильтров $n=0,7+1,5=2,2$

$$Q_c^{\text{сут}} = \frac{218,32 \cdot 2,2 \cdot 100}{93} = 516,45$$

$$V = \frac{1,5 \cdot 516,45 \cdot (10+5)}{1000} = 11,62, \text{ м}^3$$

Общий расход аммиачной воды NH_4OH составит $11,62, \text{ м}^3$

Выводы по разделу 2.

Таким образом, в данном разделе мы произвели экологическую оценку предприятия ГУП ТЭК Санкт–Петербурга как источника загрязнения воздушного бассейна и водного бассейна.

«Газообразное топливо представляет собой наиболее «чистое» органическое топливо, так как при его полном сгорании из токсичных веществ образуются только оксиды азота. При неполном сгорании в выбросах присутствует оксид углерода (CO)» [16].

Однако проведенные расчеты показали о превышении суммарной концентрации предельно–допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу. Таким образом, суммарные выбросы от источника считаются недопустимыми.

По расчетам воздействия на водный бассейн реки Невы и сопоставляя характеристики исходной воды и нормы качества питательной воды, принимается следующая схема обработки воды: технический водопровод, умягчение, деаэрация.

Требуется подобрать необходимый комплекс мер по очистке сточных вод котельной.

Итогом раздела стало выяснение необходимости внесения предложений по предупреждению негативных последствий выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду в организациях нефтегазовом комплекса.

3 Разработка предложений по предупреждению негативных последствий выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду в организациях нефтегазового комплекса

3.1 Предложения по предупреждению негативных последствий выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду в организациях нефтегазового комплекса

Рассмотрим меры по предупреждению негативных последствий выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду в организациях нефтегазовом комплекса.

«Загрязнение воздушного бассейна объектами теплоэлектроэнергетики связано в основном с выбросами дымовых газов, образующихся при сжигании органического топлива в котлах электростанций» [19].

«В связи с этим для снижения вредного воздействия энергетики на воздушный бассейн может быть использовано как минимум три пути:

- уменьшение количества и улучшение качества органического топлива, сжигаемого для производства электроэнергии и теплоты;
- подавление образования и улавливание вредных компонентов дымовых газов и сокращение благодаря этому выброса электростанциями вредных веществ в атмосферу;
- уменьшение концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы в результате рассеивания вредных выбросов высокими трубами электростанций, более рационального их размещения, усиления контроля за выбросами и экологическое управление режимами энергетических предприятий с использованием экологически чистых топлив» [19].

«Одним из основных источников повышения экономичности тепловых установок является уменьшение потерь тепла с уходящими газами. В настоящее время температура уходящих газов в крупных энергетических н

промышленных котельных агрегатах составляет 120...160°C, а в небольших промышленных печах – 500...1300°C. Соответственно потери тепла с уходящими газами при составлении теплового баланса этих установок по низшей теплоте сгорания топлива колеблются от 5...7% до 25...60%» [20].

«Во многих тепловых установках для снижения температуры уходящих газов устанавливают различные утилизаторы тепла – воздухоподогреватели, котлы–утилизаторы, водяные экономайзеры, служащие для получения пара или подогрева воздуха и воды, используемых как непосредственно в той же установке, так и другими потребителями» [20].

«В качестве утилизаторов тепла обычно применяют различные поверхностные теплообменники регенеративного и рекуперативного типов. На их изготовление и установку затрачивают значительные количества металла. Они, как правило, являются громоздкими и дорогими. Тем не менее, в поверхностных утилизаторах тепла обеспечить глубокое охлаждение дымовых газов (ниже 120...140°) весьма трудно, а также экономически невыгодно: для дальнейшего снижения температуры уходящих газов t_{yx} (то есть для передач большего количества тепла (Q при меньшей средней разности температур Δt между теплоносителями) необходимо резко увеличить поверхность нагрева H)» [21].

«Перевод тепловых установок на природный газ позволяет применять более эффективные методы утилизации тепла уходящих газов и тем самым повысить экономичность установок. Развитие газификации открывает широкие возможности для применения более простых, дешевых и менее металлоёмких теплообменников, разработанных специально для природного газа с учетом особенностей продуктов его сгорания. В частности, благодаря чистоте продуктов сгорания природных газов подавляющего большинства месторождений, отсутствию в них твердых частиц и оксидов серы представляется возможным использовать теплообменники контактного типа, в которых передача тепло от дымовых газов к подогреваемой среде

происходит не через металлическую стенку поверхности нагрева, а путем их непосредственного соприкосновения» [21].

«Применение контактных теплообменников для утилизации тепла уходящих газов позволяет не только сократить стоимость утилизаторов и расход металла на их изготовление, но и обеспечить глубокое охлаждение уходящих газов ниже точки росы, составляющей для продуктов сгорания природного газа 50...60°C. При этом появляется возможность использования не только физического тепла дымовых газов, но и тепла конденсации содержащихся в них водяных паров» [22].

Устройство экономайзеров контактного типа может быть различным. В настоящее время наиболее распространены контактные аппараты форсуночного (полого), каскадного (дискового и тарельчатого), насадочного типов.

В форсуночных аппаратах теплообмен происходит в полый камере на поверхности капель воды, образующихся при подаче ее под давлением через форсунки. При соответствующем давлении поверхность капель воды, то есть поверхность теплообмена, получается достаточно развитой. Недостатками форсуночных экономайзеров являются:

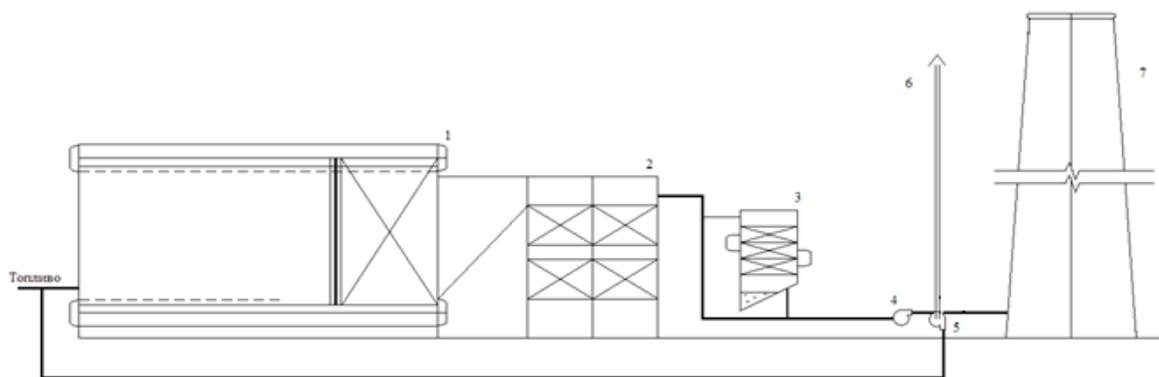
- необходимость установки водонапорного насоса и связанный с этим расход электроэнергии;
- более низкая, чем в насадочных аппаратах. интенсивность теплообмена;
- унес значительной части воды из контактной камеры.

«В каскадных аппаратах теплообмен между газами и водой происходит при перетекании воды с полки на полку и многократном поперечном омывании струй и пленок воды газами. При прохождении газов между полками (дисками) имеет место также и обычный конвективный теплообмен через поверхность нагрева полок. Однако интенсивность его невелика, поскольку скорость газов мала, а омывание полок газами продольное» [23].

«В насадочных аппаратах контактная камера заполняется насадкой из керамических или металлических колец, металлических стружек, деревянных реек. Вода стекает по насадке в виде тонкой пленки, на которой и происходит теплообмен между газами и водой. При полном смачивании насадки водой поверхность теплообмена на 5...10% больше поверхности колец» [24].

«В насадочных теплообменниках поверхность теплообмена сравнительно велика – порядка 50...200 м² в 1 м³ агрегата. Для сопоставления следует отметить, что в поверхностных трубчатых теплообменниках в 1 м³ агрегата она составляет не более 50...60 м². Насадочные теплообменники к тому же отличаются высокой интенсивностью теплообмена. Существенным недостатком насадочных теплообменников являются сравнительно большое сопротивление газового тракта, исчисляемое несколькими десятками миллиметров водяного столба на 1 м высота насадки» [24].

Принципиальная схема очистки выбросов котельной с котлами ДКВр–6,5–13 представлена на рисунке 2.



1 – котел ДКВр6,5–13; 2 – экономайзер; 3 – конденсационный теплообменник; 4 – дымосос; 5 – нагнетательный насос на обратной подаче; 6 – сбросная свеча; 7 – дымовая труба

Рисунок 2 – Принципиальная схема очистки выбросов котельной с котлами ДКВр–6,5–13

«Для контактного подогрева воды дымовыми газами следует выбирать такой аппарат, который позволяет получить максимальную поверхность контакта вод с газами и обеспечить нормальный гидравлический режим работы (отсутствие заметного выноса воды в газоходы) и приемлемое сопротивление газового тракта колец» [24].

«Анализ существующих типов контактных теплообменников показывает, что для дымовых газов низкой температуры наиболее целесообразно применять контактные экономайзеры насадочного типа, поскольку при небольших значениях разности температур теплоносителей только применение насадки позволяет получить сравнительно небольшие габариты аппаратов колец» [24].

«Производственные и отопительные котельные сбрасывают в водоемы следующие виды сточных вод:

- сточные воды водоподготовительных установок (химическая очистка питательной и подпиточной воды) и установок для очистки конденсата;
- воды, загрязненные нефтепродуктами;
- воды от обмывок наружных поверхностей нагрева паровых и водогрейных котлов;
- отработанные растворы после химической очистки оборудования котельных цехов;
- воды гидрошлакоудаления котельных, сжигающих твердое топливо;
- коммунально–бытовые и хозяйственные воды; дождевые воды с территории котельной» [25].

«Наибольшее загрязнение водоемов происходит при сбросе сточных вод водоподготовительных установок; воды, загрязненной нефтепродуктами, воды от обмывок наружных поверхностей нагрева, отработанных растворов и загрязненной зады из систем гидрошлакоудаления» [25].

«Уменьшение вредностей, сбрасываемых сточными водами в естественные водоемы, возможно путем уменьшения количества сточных

вод или их очистки. В настоящее время отсутствуют приемлемые технико–экономические решения глубокой очистки сточных вод от истинно растворенных примесей, поэтому в эксплуатации необходимо прежде всего стремиться к уменьшению количества сбрасываемых сточных вод» [26].

«Уменьшение количества сточных вод водоподготовительных установок должно осуществляться путем рационализации методов и схем водоподготовительных установок. Основным направлением совершенствования водоподготовительных установок является уменьшение расхода реагентов и воды на собственные нужды, а также повторное использование сточных вод в технологическом цикле котельной установки» [26].

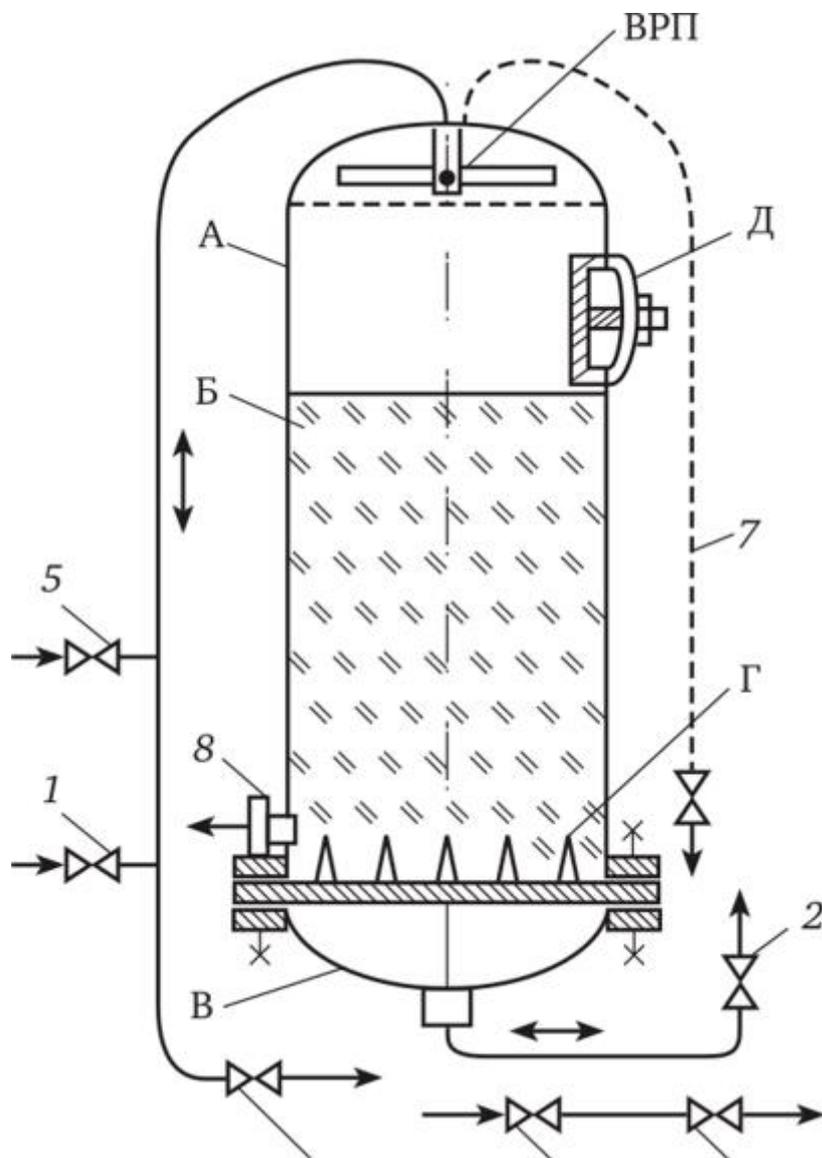
«Основная масса промышленных и отопительных котельных для водоподготовительной установки использует водопроводную воду, применяя ионный обмен при обработке воды. При этом сбросы воды в ионнообменной части водоподготовительной установки довольно значительны (расчетный расход воды на собственные нужды водоподготовительной установки составляет 25% ее производительности). Таким образом, для уменьшения сбросов воды наиболее перспективными являются: метод непрерывного ионирования воды, ступенчато–противоточное ионирование, термическая регенерация ионитов» [27].

В качестве решения на рассматриваемом объекте примем метод непрерывного ионирования воды. Метод обеспечивает глубокое умягчение воды до остаточной жёсткости в очищаемой воде 0,1...0,02 мг–экв/л, а также до любого заданного остаточного содержания минеральных солей в очищенной воде (удельное сопротивление до 18 МОм×см).

Основными элементами ионообменных водоподготовительных установок являются ионитные фильтры, аналогичные по устройству осветлительным фильтрам. Ионитные фильтры по принципу действия подразделяются на четыре типа: катионитные; анионитные; смешанного; непрерывного действия.

Выбираем четвертый тип – непрерывного действия.

На рисунке 3 представлен фильтр ионитный первой ступени ФИП–1 с требуемым расчетным диаметром 700 мм.

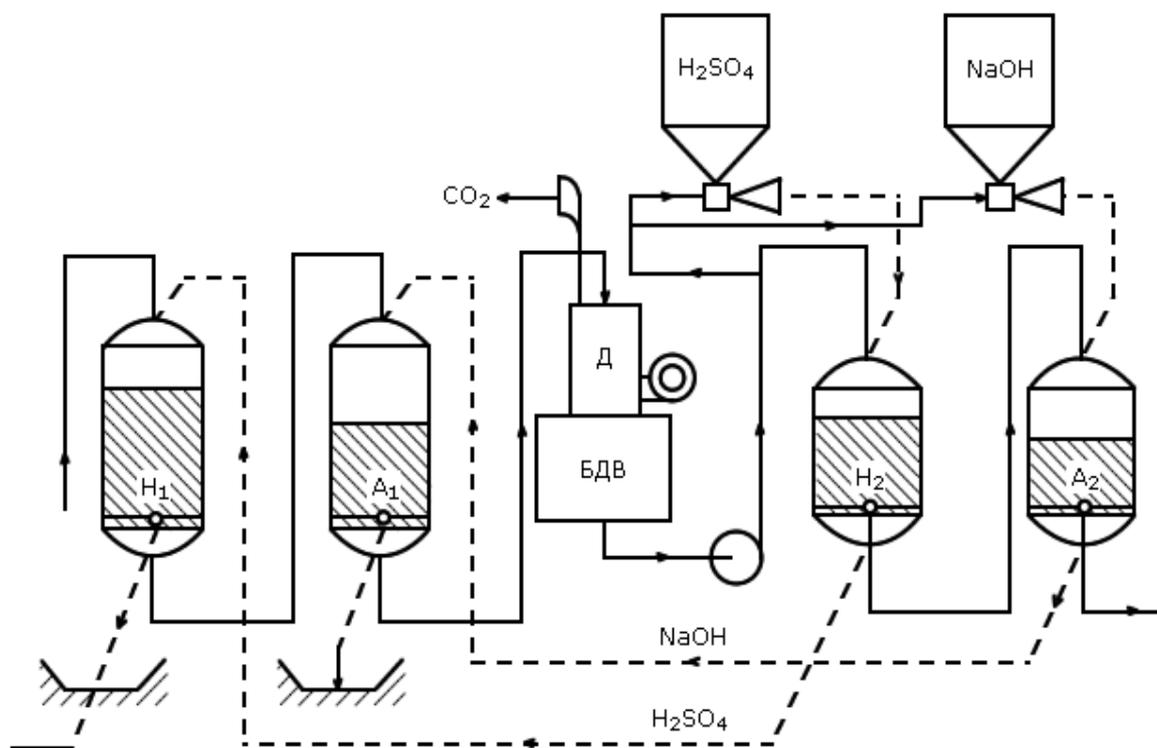


1,2 – вход и выход обрабатываемой воды; 5 – подвод регенерационного раствора; 6 – сброс воды и отработанного регенерационного раствора в канализацию; 7 – воздушник; 8 – штуцер для гидровыгрузки фильтрующего материала; А – корпус фильтра; Б – ионит; В – нижнее съемное днище; Г – ложное дно с дренажными колпачками; ВРП – верхнее распределительное устройство; Д – лаз

Рисунок 3 – Фильтр ионитный первой ступени ФИП–1

В установке применяются 2 таких фильтра первой ступени и 1 фильтр на второй ступени.

Принципиальная схема двухступенчатого глубокого умягчения воды представлена на рисунке 4.



H1 и H2 – катионитные фильтры 1–ой и 2–ой ступеней; A1 и A2 – анионитные фильтры 1–ой и 2–ой ступеней с загрузкой соответственно низкоосновными и высокоосновными анионитами, Д – декарбонизатор, БДВ – бак декарбонизованной (частично обессоленной) воды; H₂SO₄ – кислота для регенерации H–катионитных фильтров; NaOH – едконатриевая щелочь для регенерации OH–анионитных фильтров

Рисунок 4 – Принципиальная схема двухступенчатого глубокого умягчения воды

Установки двухступенчатого глубокого умягчения воды надежны в работе. Они обеспечивают высокое качество обработанной воды, отвечающее эксплуатационным нормам питательной воды барабанных котлов сверхвысокого давления.

3.2 Анализ и оценка эффективности предлагаемых мероприятий

По предложенным мероприятиям предлагается принципиальная схема очистки выбросов котельной с котлами ДКВр–6,5–13, которая позволит снизить выбросы ПДВ в атмосферу до допустимых нормативов.

Произведем расчет платы за выброс вредных веществ в атмосферу с учетом, что при установке установки очистки выбросов котельной с котлами ДКВр–6,5–13 величина выбросов в атмосферу снизится до предельно–допустимых нормативов.

Расчет производится согласно РД–19–02–2007 «Методические рекомендации по администрированию платы за негативное воздействие на окружающую среду» в части выбросов в атмосферный воздух. Нормативы принимаем по предельно допустимым нормам, так как считаем, что принципиальная схема очистки выбросов котельной с котлами ДКВр–6,5–13 снизила ПДВ вредных веществ предприятия.

«Плата за загрязнение окружающей природной среды в размерах, не превышающих допустимый выброс (т/год), определяется путем умножения соответствующих нормативов платы (в пределах лимита), на массы фактических выбросов по каждому загрязняющему веществу и суммирование полученных произведений» [20]:

$$П^л = \sum (M_i \cdot C_i^л), \text{руб.} \quad (58)$$

где M_i – валовый выброс i -го вещества, т/год

$C_i^л$ – расчетная ставка платы за выброс 1 тонны загрязняющего вещества в пределах лимита, руб./т.

$$C_i^л = H_i^л \cdot \kappa_{\text{э}} \cdot \kappa_r \cdot \kappa_{\text{инд}}, \text{руб./т} \quad (59)$$

«где $H_i^л$ – норматив платы за выброс 1 тонны i -го загрязняющего

вещества в размерах, не превышающих предельно допустимые нормативы выбросов, руб./т.

$k_э = 1,9$ – коэффициент, учитывающий экологические факторы.

$k_г = 1,2$ – коэффициент за выбросы вредных веществ в атмосферном воздухе городов

$k_{инд}$ – коэффициент к нормативам платы, установленный законом о федеральном бюджете на соответствующий год (2,56)» [20].

Для CO:

$$C_i^л = 0,6 \cdot 1,9 \cdot 1,2 \cdot 2,56 = 3,5021 \text{ руб./т}$$

$$П^{лг} = 46,7 \cdot 3,5021 = 163,45 \text{ руб.}$$

Для NO:

$$C_i^л = 35 \cdot 1,9 \cdot 1,2 \cdot 2,56 = 204,29 \text{ руб./т}$$

$$П^{лг} = 4,03 \cdot 204,29 = 823,3 \text{ руб.}$$

Для NO₂:

$$C_i^л = 52 \cdot 1,9 \cdot 1,2 \cdot 2,56 = 303,51 \text{ руб./т}$$

$$П^{лг} = 24,85 \cdot 303,51 = 7541,98 \text{ руб.}$$

Для Бенз(а)пирена:

$$C_i^л = 2049801 \cdot 1,9 \cdot 1,2 \cdot 2,56 = 11964278,48 \text{ руб./т}$$

$$П^{лг} = 8,2 \cdot 10^{-6} \cdot 11964278,48 = 98,1 \text{ руб.}$$

$$\sum П^{лг} = 8626,88 \text{ руб.}$$

Таким образом, величина предотвращенного экономического ущерба по выбросам в атмосферу за счет установки очистки выбросов котельной с котлами ДКВр–6,5–13 составит 8626,88 руб.

Рассчитаем плату за сброс вредных веществ в водные объекты. Согласно данным 2021 года, ГУП ТЭК Санкт–Петербурга выплатило за загрязнение водных объектов сверх лимита 93265900 рублей. Размер общих платежей составил 176215900 рублей.

После применения установки по методу непрерывного ионирования воды останутся только следующие загрязнители, представленные в таблице 7.

Таблица 7 – Загрязнители сточных вод котельной, после применения установки по методу непрерывного ионирования воды

Вид вредных веществ	ПДС i т/год	ВСС i т/год	М ϕi т/год
Сульфаты	2.61	–	2.03
Ртуть	0.0004	0.0006	0.009

Плата за загрязнения в пределах нормы.

$$V_{\text{ПН вод}} = \text{СН}_{i \text{ вод}} \cdot \text{М}_{\phi i \text{ вод}}, \quad (60)$$

$$\text{СН}_{i \text{ вод}} = \text{БН}_{i \text{ вод}} \cdot \text{К}_{\text{э вод}}, \quad (61)$$

где $\text{К}_{\text{э вод}} = 1,29$, коэффициент экологической ситуации и экологической значимости поверхностного водного объекта;

$\text{СН}_{i \text{ вод}}$ – ставка платы за сброс 1 тонны i -го загрязняющего вещества в пределах допустимых нормативов сбросов (руб.);

$\text{М}_{\phi i \text{ вод}}$ – фактический сброс i -го загрязняющего вещества (т);

$\text{БН}_{i \text{ вод}}$ – базовый норматив платы за сброс 1 тонны i -го загрязняющего вещества в размерах, не превышающих предельно допустимые нормативы сбросов (руб.);

$$V_{\text{СН вод (сульфат)}} = 2\,453 \cdot 1,29 = 3\,164,4 \text{ руб.},$$

$$V_{\text{СН вод (ртуть)}} = 245\,033\,750 \cdot 1,29 = 3,16 \cdot 10^8 \text{ руб.},$$

$$V_{\text{ПН вод}} = 3\,164,4 \cdot 2,03 + 3,16 \cdot 10^8 \cdot 0,009 = 2,85 \cdot 10^6 \text{ руб.},$$

Плата за загрязнения в пределах лимита:

$$V_{\text{Ппвод}} = \text{СП}_{i\text{вод}} \cdot (M_{\text{фи вод}} - \text{ПДС}_i) \quad (62)$$

$$\text{СП}_{i\text{вод}} = \text{БП}_{\text{вод}} \cdot K_{\text{э вод}}; \quad (63)$$

где $\text{СП}_{i\text{вод}}$ – ставка платы за сброс 1 тонны i -го загрязняющего вещества в пределах установленного лимита (руб.);

ПДС_i – предельно-допустимый сброс i -го загрязняющего вещества (т);

$\text{БП}_{\text{вод}}$ базовый норматив платы за сброс 1 тонны i -го загрязняющего вещества в пределах установленного лимита (руб.)

$$V_{\text{СП вод (сульфат)}} = 12\,265 \cdot 0,129 = 15\,821,85 \text{ руб.}$$

$$V_{\text{СП вод (ртуть)}} = 1\,225\,167\,750 \cdot 1,29 = 1,58 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

$$\begin{aligned} V_{\text{Ппвод}} &= 15\,821,85 \cdot (2,03 - 2,61) + 1,58\,109 \cdot (0,009 - 0,004) = \\ &= 1,36 \cdot 10^7 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Плата за загрязнения сверх лимита:

$$V_{\text{Псл вод}} = 5 \cdot \text{СП}_{i\text{вод}} \cdot (M_{\text{фи вод}} - \text{ВСС}_i) \quad (64)$$

$$\begin{aligned} V_{\text{Псл вод}} &= 5 \cdot (15\,821,85 \cdot 2,03) + \\ &+ 1,58 \cdot 109 (0,009 - 0,0006) = 6,65 \cdot 10^7 \text{ руб.} \end{aligned}$$

где ВСС_i – временно согласованный сброс i -го загрязняющего вещества (т).

Общие платежи в 2022 году:

$$P_{\text{вод}} = V_{\text{Пн вод}} + V_{\text{Пп вод}} + V_{\text{Псл вод}} \quad (65)$$

$$P_{\text{вод}} = 2,85 \cdot 10^6 + 1,36 \cdot 10^7 + 6,65 \cdot 10^7 = 8,29 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Таким образом, плата за сброс вредных веществ в водные объекты составит 82 900 000 рублей после применения установки по методу непрерывного ионирования воды. Рассчитаем экономию средств в 2022 году по плате за сброс вредных веществ в водные объекты для предприятия составит:

$$\mathcal{E} = \Pi_{\text{вод } 2021} - \Pi_{\text{вод } 2022}, \quad (66)$$

$$\mathcal{E} = 176215900 - 82900000 = 93315900 \text{ руб.}$$

Таким образом, экономия средств в 2022 году по плате за сброс вредных веществ в водные объекты для предприятия составит 93315900 рублей.

Выводы по разделу 3.

Таким образом, в данном разделе мы рассмотрели эффективность предложенных мероприятий по предупреждению негативных последствий выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду в организациях нефтегазовом комплекса.

Предлагаемые мероприятия заключаются в уменьшении выбросов вредных веществ в атмосферу за счет установки очистки выбросов котельной с котлами ДКВр–6,5–13, что позволит снизить предельно допустимые выбросы до нормативных.

В таком случае, плата за загрязнение окружающей природной среды в размерах, не превышающих допустимый выброс составит 8626,88 руб. – экономия предприятия.

Так же предлагается использовать установку для глубокого умягчения сточных вод котельной, что позволит снизить сброс вредных веществ в сточные воды предприятия до предельно–допустимых нормативов и общая плата за сброс вредных веществ в водные объекты составит 82900000 рублей.

Экономия средств в 2022 году по плате за сброс вредных веществ в водные объекты для предприятия составит 93315900 рублей.

Заключение

Первый раздел работы был посвящен исследованию расследований причин и последствий выбросов и сбросов вредных веществ на предприятиях нефтегазовой промышленности

Таким образом, в данном разделе рассмотрены процедуры расследования причин и последствий выбросов и сбросов вредных веществ на предприятиях нефтегазовой промышленности.

Существующие экспертные оценки показывают, что планируемая хозяйственная или иная деятельность оказывает явное или косвенное воздействие на окружающую среду. При этом исходят из потенциального экологического риска любой деятельности (принцип оценки потенциального экологического риска планируемой хозяйственной или иной деятельности).

Ожидаемое воздействие объекта на окружающую среду связано с:

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве и эксплуатации;
- образование загрязненного поверхностного стока при строительстве и эксплуатации;
- образование отходов при строительстве и эксплуатации;
- краткосрочное и долгосрочное занятие земли при строительстве;
- возможность активизации равнинной и долинной эрозии в районах, где слои почвы и растительности были удалены во время строительства;
- угнетение биологических ресурсов.

Нормативно–правовая база Российской Федерации позволяет довольно точно определить необходимые процедуры и порядки расследования негативного воздействия на окружающую среды – а именно выбросов и сбросов вредных веществ предприятиями.

Основные проблемы по минимизации вредных выбросов и сбросов на объектах: несовершенство технологических процессов, несовершенство

оборудования. Преступный умысел редко становится причиной вредных выбросов и сбросов на объектах.

Во втором разделе приводится экологическая характеристика выбросов в атмосферный воздух котельной ГУП ТЭК Санкт–Петербурга и характеристика сточных вод котельной.

В данном разделе мы произвели экологическую оценку предприятия ГУП ТЭК Санкт–Петербурга как источника загрязнения воздушного бассейна и водного бассейна.

Однако проведенные расчеты показали о превышении суммарной концентрации предельно–допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу. Таким образом, суммарные выбросы от источника считаются недопустимыми.

По расчетам воздействия на водный бассейн реки Невы и сопоставляя характеристики исходной воды и нормы качества питательной воды, принимается следующая схема обработки воды: технический водопровод, умягчение, деаэрация.

Требуется подобрать необходимый комплекс мер по очистке сточных вод котельной.

Итогом раздела стало выяснение необходимости внесения предложений по предупреждению негативных последствий выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду в организациях нефтегазовом комплекса.

В третьем разделе мы рассмотрели эффективность предложенных мероприятий по предупреждению негативных последствий выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду в организациях нефтегазовом комплекса.

Предлагаемые мероприятия заключаются в уменьшении выбросов вредных веществ в атмосферу за счет установки очистки выбросов котельной с котлами ДКВр–6,5–13, что позволит снизить предельно допустимые выбросы до нормативных. В таком случае, плата за загрязнение окружающей

природной среды в размерах, не превышающих допустимый выброс составит 8626,88 руб. – экономия предприятия.

Устройство экономайзеров контактного типа может быть различным. В настоящее время наиболее распространены контактные аппараты форсуночного (полого), каскадного (дискового и тарельчатого), насадочного типов.

В форсуночных аппаратах теплообмен происходит в полый камере на поверхности капель воды, образующихся при подаче ее под давлением через форсунки. При соответствующем давлении поверхность капель воды, то есть поверхность теплообмена, получается достаточно развитой. конт

Так же предлагается использовать установку для глубокого умягчения сточных вод котельной. Установки двухступенчатого глубокого умягчения воды надежны в работе. Они обеспечивают высокое качество обработанной воды, отвечающее эксплуатационным нормам питательной воды барабанных котлов сверхвысокого давления.

Внедрение данной установки позволит снизить сброс вредных веществ в сточные воды предприятия до предельно–допустимых нормативов, и общая плата за сброс вредных веществ в водные объекты составит 82900000 рублей, что позволит сэкономить 93315900 рублей.

Список используемых источников

1. Алехин В. Г. Биологическая активность и микробиологическая рекультивация почв, загрязненных нефтепродуктами // Биологические ресурсы и природопользование: сборник научных трудов.–Нижневартовск: Изд–во Нижневартовского пед. ин–та, 2018, Вып. 2.С. 95–105
2. Артемьева Т. И. Влияние загрязнения почвы нефтью и нефтепромысловыми сточными водами на комплекс почвенных животных // Восстановление нефтезагрязненных почвенных экосистем. М.: Наука, 2015. С. 82–99.
3. Бедрина В. Ю. Комплексная оценка изменения свойств различных почв под влиянием нефтезагрязнения: автореф. дис. ... канд. биол. наук: 06.01.03 / Бедрина Валерия Юрьевна СПб.: 2016. 19 с.
4. Боголюбов, С. А. Правовые основы природопользования и охраны окружающей среды : учебник и практикум для академического бакалавриата. 3–е изд., перераб. и доп. М. : Издательство Юрайт, 2018. 429 с.
5. Брюханова, А. А. Биоиндикация загрязнения атмосферного воздуха вблизи промышленного предприятия / А. А. Брюханова, С. В. Лихачев, А. О. Канашевич // Молодежная наука 2016: технологии, инновации : материалы Всерос. науч.–практ. конф. молодых ученых, аспирантов и студентов, Пермь, 14–18 марта 2015 г. : в 3 ч. / Перм. гос. с.–х. акад. им. Д. Н. Прянишникова. Пермь : ПрокростЪ, 2016. Ч. 1. С. 131–134.
6. Бурмистрова Т. И. Биодegradация нефти и нефтепродуктов в почве с использованием мелиорантов на основе активированного торфа // Химия растительного сырья. 2016. №3. С.69–72.
7. Ветошкин А. Г. Теоретические основы защиты окружающей среды. М.: Высш. школа, 2018. 574 с.
8. Демиденко А. Я. Пути восстановления плодородия нефтезагрязненных почв черноземной зоны Украины // Восстановление нефтезагрязненных почвенных экосистем. М.: Наука, 2016 С. 197–206.

9. Жакишева А. А. Пути предотвращения воздействия нефтегазовых производств на окружающую среду // Вестник ЧелГУ. 2017. №32. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/puti-predotvrascheniya-vozdeystviya-neftegazovyh-proizvodstv-na-okruzhayuschuyu-sredu> (дата обращения: 10.06.2022).

10. Загвоздин В.И. Химический экологический мониторинг выбросов перерабатывающих предприятий: проблемы информационной поддержки// ЭКиП: Экология и промышленность России. 2018. № 10. С. 35–38.

11. Калачников И.Г. Влияние нефтяного загрязнения на экологию почв и почвенных микроорганизмов // Экология и популяционная генетика микроорганизмов. Свердловск, 2017. С. 24–29.

12. Комлева Е. В. Ядерные отходы, газовые месторождения и безопасность Севера Европы// Экономика и организация промышленного производства (ЭКО). 2017. №3. С. 104–111.

13. Костюченко В.В. Обзорная статья методов обработки и утилизации нефтешламов // Современные научные взгляды в эпоху глобальных трансформаций: проблемы, новые векторы развития: материалы XXXXII Всероссийской научно–практической конференции (16 декабря 2021г.): в 2–х ч. Ч–1. Ростов–на–Дону: издво Южного университета ИУБиП, 2021. С. 70–73.

14. Лебедева Е. А. Охрана воздушного бассейна от вредных технологических и вентиляционных выбросов: учебное пособие / Е. А. Лебедева; Нижегород. гос. архит. – строит. ун–т. –Нижний Новгород: ННГАСУ, 2009. 196 с.

15. Лебедева Е. А. Экологическая оценка котельной установки и разработка нормативов предельно допустимых выбросов : методические указания / Лебедева Е. А., Гордеев А. В., Лоцилова Е. В. Нижний Новгород : Нижегородский государственный архитектурно–строительный университет, ЭБС АСВ, 2012. 59 с.

16. Мотузова, Г. В. Экологический мониторинг почв : учебник / Г. В. Мотузова, О. С. Безуглова – Москва : Академический Проект, 2020. 237 с.
17. Национальный стандарт российской федерации. Наилучшие доступные технологии [Электронный ресурс] : ГОСТ Р 56828.37–2018 URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200159344>(дата обращения: 10.06.2022).
18. Николаева К. В., Сагдеева А. А. Использование зарубежного опыта в формировании методологической базы по управлению отходами в инновационной экономике // Вестник Казан. технол. ун–та. 2016. Т.15 №22. С.194 –195.
19. Новоселова Е. И. Экологические аспекты трансформации ферментного пула почвы при нефтяном загрязнении и рекультивации: Дис. ... д–ра биол. наук :03.00.27 ; 03.00.16: / Новоселова Евдокия Ивановна. Уфа, 2018. 334 с.
20. Об утверждении «Методики разработки нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ в водные объекты для водопользователей» [Электронный ресурс] : Приказ министерство природных ресурсов и экологии российской федерации от 29 декабря 2020 года № 1118 (с изменениями на 17 мая 2021 года) URL: <https://docs.cntd.ru/document/573275596> (дата обращения: 10.06.2022).
21. Об утверждении «Правил холодного водоснабжения и водоотведения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» [Электронный ресурс] : Постановление Правительства РФ от 29.07.2013 N 644 (ред. от 23.11.2021) URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_150474/2e39e0940ecff2c71eb8065e12f3427841ed3548/ (дата обращения: 10.06.2022).
22. Обухова Д. М. Плата за размещение отходов : обзор судебной практики/ Д.М. Обухова, К.И. Данюкова // Экология производства.–2016. №11. С.47–50.
23. Пат. РФ № RU 2 676 642 C1 Способ комплексной очистки дымовых газов МПК В01D 53/02 (2006.01) Авторы: Ткаченко И. Г. Заявка:

2018104414. Дата подачи заявки: 05.02.2018. Опубликовано: 09.01.2019 Бюл. № 1.

24. Пат. РФ № RU2279405C2 Способ очистки вод от нефтепродуктов МПК C02F 1/54 (2006.01) C02F 1/58 (2006.01) C02F 101/32 (2006.01) Авторы: Аврааменко В. А. Заявка: 2004125778/15. Дата подачи заявки: 23.08.2004. Опубликовано: 10.07.2006. Бюл.: № 19.

25. Панюков А. Н. Биологическое разнообразие и продуктивность антропогенных экосистем Крайнего Севера. / А. Н. Панюков, Н. С. Котелина, И. Б. Арчегова, Ф. М. Хабибуллина /Екатеринбург, 2015. 120 с

26. Руководство по защите окружающей среды, здоровья и труда для нефтепереработки IFC Международная инансовая корпорация. 2007. 27 с. URL: https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/1ce0a9f2-3907-4ae8-b046-f8f917d7344e/Petroleum%2BRefining%2B-%2BRussian%2B-%2BFinal_.pdf?MOD=AJPERES&CVID=nPtifvK (дата обращения: 10.06.2022).

27. Терещенко Н. Н. Рекультивация нефтезагрязненных почв/ Н. Н. Терещенко, С. В. Лушников, Е. В. Пышьева// Экология и промышленность. 2015. № 10. С. 17–20.

28. Трофимов С. Я. Изменение свойств почв под влиянием нефтяного загрязнения / Трофимов С. Я., Розанова М. С. // Дegradация и охрана почв. М., МГУ, 2016, с. 359–373.

29. Bhandar G, Jozewicz W. Analysis of emission reduction strategies for power boilers in the US pulp and paper industry. Energy and Emission Control Technologies. 2017;5 pp. :27–37

30. Comninellis C., Kapalka A., Malato S., Parsons S. A., Poulios I., Mantzvinos D. Perspective advanced oxidation processes for water treatment: advances and trends for R&D // Journal of Chemical Technology and Biotechnology. 2018. 83. pp. 769–776

31. Chong, M. N., Jin, B., Chow, C. W. K., Saint, C. Recent developments in photocatalytic water treatment technology: A review // *Water Research*. 2017. 44. pp. 2997–3027

32. Sathasivam, M. & Shanmugapriya, S. & Venkatraman, Yogeshwaran & Ak, Priya. (2019). Industrial waste water treatment using advanced oxidation process – A review. *International Journal of Engineering and Advanced Technology*. 8. pp. 485–488.

33. Stasinakis A. S. Use of selected advanced oxidation processes (AOPs) for wastewater treatment – A mini review// *Global NEST Journal*. 2018. 10 (3). pp. 376–385