



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ

федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»

На правах рукописи

Подпись аспиранта

Тарасевский Филипп Георгиевич

**МЕТОД НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА НАЛИЧИЯ
НЕФТЕПРОДУКТОВ В СИСТЕМЕ ОХЛАЖДЕНИЯ ТЭС**

наименование темы научно-квалификационной работы (заглавными буквами)

**2.1.6. Гидротехническое строительство, гидравлика и инженерная
гидрология**

отрасль науки (шифр и наименование научной специальности)

08.06.01 Техника и технологии строительства

наименование направленности (шифр и наименование направления)

Академическая степень

Исследователь. Преподаватель-исследователь

НАУЧНЫЙ ДОКЛАД

Научный руководитель

_____ Доктор технических наук, доцент, профессор В.Л. Баденко

“ ____ ” _____ 2022 г.

**Санкт-Петербург
2022**

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
Глава 1. Общие сведения о влиянии ТЭС на окружающую среду.....	6
1.1. Влияние ТЭС на окружающую среду.....	6
1.2. Предпосылки создания системы оперативного экологического мониторинга на ТЭС.....	11
1.2.1. Нормативные документы, регламентирующие сбросы нефтепродуктов в сточные воды.....	12
1.2.2. Необходимость постоянного контроля нефтепродуктов и основы ПЭК.....	12
Глава 2. Разработка метода производственного экологического мониторинга промышленного предприятия по показателю «нефтепродукты» на примере ТЭЦ-17.....	15
2.1. ТЭЦ-17 «Выборгская».....	15
2.2. Описание системы водоотведения ТЭЦ-17.....	16
2.3. Источники поступления нефтепродуктов в воды охлаждения на ТЭЦ-17.....	19
2.4. ТЭЦ -17 «Выборгская» Существующий производственно-экологический мониторинг системы охлаждения.....	22
2.5. Метод автоматизированного производственно-экологического мониторинга на ТЭЦ-17.....	31
2.5.1. Принципы метода производственно-экологического мониторинга нефтепродуктов в системе охлаждения ТЭЦ-17.....	31
2.5.2. Структурная схема метода контроля нефтепродуктов.....	33
2.6. Технические устройства, применяемые в методе производственно-экологического мониторинга системы охлаждения на ТЭЦ-17.....	36
2.7. Метод определения контроля параметра «Нефтепродукты».....	50
Глава 3. Результаты применения метода производственно-экологического мониторинга концентрации нефтепродуктов в стоках системы охлаждения на ТЭЦ-17 «Выборгская».....	57
3.1. Апробирование метода.....	57
3.1.1. Сверка данных по фиксированию превышений.....	57
3.1.2. Сверка данных в момент отсутствия превышений.....	59
3.2. Возможности предлагаемого метода.....	59
3.2.1. Применение метода для анализа происшествий.....	60
3.3. Возможные доработки метода производственно-экологического мониторинга контроля нефтепродуктов в стоках системы охлаждения.....	63
3.3.1. Определение зависимости от влияния температуры.....	63
3.3.2. Влияние изменения расхода на показания датчика ПАУ.....	66
3.3.3. Контроль входящей воды.....	67
Заключение.....	69
Список работ, опубликованных автором по теме диссертации.....	70

Введение

Актуальность работы заключается в разработке метода непрерывного мониторинга наличия нефтепродуктов в системе охлаждения тепловой электростанции (ТЭС). Потребность в разработке нового метода определена существующим положением, при котором контроль концентрации нефтепродуктов в системе охлаждения осуществляется ручным способом в соответствии с утвержденным регламентом предприятия. При данном подходе невозможно оперативно узнать о наличии нефтепродуктов в стоках, подлежащих контролю и тем более осуществить реакцию, по выявлению поврежденного оборудования и предотвращающую попадание нефтепродуктов в водный объект и как следствие, его неминуемое загрязнение.

Степень разработанности.

На сегодняшний день в промышленной отрасли активно применяются технологии, позволяющие реализовать производственный экологический контроль (ПЭК) при помощи автоматизированных систем мониторинга вредных выбросов (АСМВ) в окружающую среду. Данные системы строятся на приборах измерения концентрации вредных веществ и учета их количества. Наиболее развитым направлением данных систем является контроль загрязнений воздушной среды. На данную тематику имеется множество научных работ под авторством: Л.О. Штриплинг и В.В. Баженов, Цымбалов С.Д. и Шабаров А. А. и многих других. При этом, системы автоматического мониторинга выбросов нефтепродуктов развиваются не столь активно ввиду сложности проточного измерения концентрации нефтепродуктов, о чем подробно раскрыто в работах Тарасова Б.П. и Копыльцовой А.Б.

В части применимости датчиков-измерителей полициклических-ароматических углеводородов (ПАУ) для контроля утечек нефтепродуктов в рамках проекта «Комплексные действия по ликвидации разливов нефти и воздействие на окружающую среду. GRACE.», проведенного Финским институтом окружающей среды (SYKE), осуществлено апробирование датчиков-измерителей ПАУ в натуральных условиях. Даны количественные характеристики рассмотренных приборов и рассмотрена их применимость для детектирования разливов нефтепродуктов в условиях моря.

Целью данной работы является разработка метода непрерывного мониторинга наличия нефтепродуктов в системе охлаждения ТЭС, с возможностью определения концентрации нефтепродуктов и первоисточника попадания его в систему охлаждения.

Задачи:

- анализ влияния ТЭС на используемые водные объекты;
- выявление предпосылок разработки метода непрерывного мониторинга наличия нефтепродуктов в стоках ТЭС;
- выявление первоисточников попадания нефтепродуктов в стоки системы охлаждения теплоэлектростанции ТЭЦ-17;
- анализ существующего мониторинга концентрации нефтепродуктов в системе охлаждения ТЭЦ-17;
- выбор структурной схемы предлагаемого метода;

- определение технических составляющих, обеспечивающих работу предлагаемого метода;
- разработка алгоритма пересчета концентрации ПАУ на концентрацию подконтрольного нефтепродукта;
- разработка «успокоителя потока», обеспечивающего работу детектора нефтяных пленок;
- проведение апробации предлагаемого метода, посредством сверки полученных измерений с результатами химической лаборатории ТЭЦ-17;
- анализ возможных доработок предлагаемого метода.

Научная новизна. Выполнена разработка и внедрение комплекса непрерывного контроля наличия нефтепродуктов в стоках системы охлаждения индустриального предприятия:

- разработана и реализована методика, позволяющая вести непрерывный мониторинг стоков системы охлаждения по наличию растворенной и нерастворенной формы нефтепродуктов;
- разработан алгоритм, позволяющий осуществлять пересчет концентрации ПАУ на концентрацию нефтепродукта, используемого в система охлаждения ТЭЦ-17 с учетом фоновых концентраций ПАУ в воде р.Нева и изменений температуры анализируемого потока;
- определен коэффициент пересчета концентрации ПАУ на концентрацию нефтепродукта, используемого в системе охлаждения ТЭЦ-17 – турбинного масла ТП-22С;
- проведено изучение зависимости концентрации ПАУ от температуры анализируемого стока;
- разработан «успокоитель потока», обеспечивающий функционирование регистратора нефтяных пленок с турбулентным потоком системы охлаждения ТЭЦ-17.

Теоретическая значимость. Результаты исследования могут быть использованы при разработке алгоритма пересчета концентрации ПАУ на концентрацию контролируемых нефтепродуктов, а также, для определения поправочного коэффициента влияния цветности и температуры анализируемого потока на концентрацию нефтепродуктов. К теоретическим данным, полученным в ходе настоящего исследования, следует отнести результаты разработки устройства успокоителя потока, обеспечивающего формирование и детектирование плёнки нефтепродукта в турбулентном потоке системы охлаждения.

Практическая значимость. Результаты исследования могут быть использованы при устройстве системы мониторинга и контроля стоков системы охлаждения индустриальных предприятий, а также при проведении исследований по использованию датчиков ПАУ или регистраторов нефтяных пленок для контроля наличия нефтепродуктов в стоках системы охлаждения. Результаты, полученные в ходе эксплуатации, рассматриваемой системы, дают основание для сомнений в безопасности узлов, используемых в системе охлаждения ТЭЦ в части утечек нефтепродуктов. Предлагаемая система позволяет точно зафиксировать время, место и концентрацию превышения ПДК по показателю «нефтепродукты» и определить наличие масляной пленки на поверхности потока. Полученные результаты могут быть использованы для выявления группы маслонаполненного оборудования, причастной к попаданию нефтепродуктов в систему охлаждения.

Методология и методы исследования.

Для достижения научной достоверности, в работе применялись нижеследующие методы:

- Методология исследования базируется на доказанных теоретических/практических положениях прикладных, фундаментальных наук;
- Все теоретические решения получены на основе эмпирических результатов и проверены на практике;
- Создание новой экспериментальной базы основывается на комплексном использовании общепринятых теоретических/эмпирических методов в исследуемой отрасли знаний;
- Разработка теоретических положений для решения одной конкретной проблемы/задачи;
- Обоснование полученных результатов известными теоретическими/практическими методами, предназначенными для поиска решений поставленной проблемы (математическое моделирование);
- Публикация результатов проведенного исследования в рецензируемых научных изданиях;
- Обсуждение итогов экспериментов на тематических научных конференциях, симпозиумах;
- Получение объективных рецензий по проделанной работе от сторонних экспертов;
- Внедрение результатов в практике.

Положения, выносимые на защиту:

- ТЭС с проточной системой охлаждения являются источниками поступления нефтепродуктов в используемые для охлаждения водные объекты;

- Существующие технические средства позволяют реализовать метод непрерывного мониторинга системы охлаждения ТЭС на предмет наличия нефтепродуктов;

- Метод непрерывного мониторинга наличия нефтепродуктов, в предлагаемом исполнении, позволяет осуществлять постоянный контроль параметра «нефтепродукты» в стоках системы охлаждения, определять концентрацию нефтепродуктов на точках контроля, детектировать нефтяные пленки, определять первоисточник попадания нефтепродукта в подконтрольные стоки и являться доказательной базой в случае юридических споров о причастности к экологическим инцидентам, обеспечивая единство измерений.

Степень достоверности

Достоверность настоящей работы подтверждается объективным анализом эмпирических и теоретических данных, полученных в ходе проведенной работы, с существующими научными материалами по аналогичным тематикам.

Апробация работы. Материалы исследования представлены на конференции – «Неделя науки ИСИ»

Глава 1. Общие сведения о влиянии ТЭС на окружающую среду

1.1. Влияние ТЭС на окружающую среду

Окружающая среда – основа жизни человека, а ископаемые ресурсы и вырабатываемая из них энергия являются основой современной цивилизации. Очевидным является то, что без энергетики у человечества нет будущего. Но современная энергетика ухудшает условия жизни людей, нанося ощутимый вред окружающей среде.

Основа современной энергетики – различные типы электростанций. Наибольшее развитие получили тепловые электростанции (ТЭС). Технология производства электрической энергии на ТЭС связана с большим количеством отходов, выбрасываемых в окружающую среду. Загрязнение окружающей среды, атмосферы и гидросферы с каждым годом увеличивается, поэтому проблема влияния энергетики на природу становится особенно «острой». Тепловые электростанции, сжигающие органические виды топлива, неблагоприятно влияют практически на все сферы окружающей среды [1].

Эксплуатация тепловых электрических станций связана с использованием большого количества воды. Основная часть воды (более 90%) расходуется в системах охлаждения различных аппаратов: конденсаторов турбин, масло- и воздухоохладителей, движущихся механизмов и др. [2]

Природные водоемы представляют собой сложные экологические системы (экосистемы) существования биоценоза - сообщества живых организмов (животных и растений). Эти системы создавались в течение многих тысячелетий эволюции живого мира. Водоемы являются не только сборниками и хранилищами воды, в которых вода усредняется по качеству, но в них непрерывно протекают процессы изменения состава примесей - приближение к равновесию. Оно регулярно нарушается в результате человеческой деятельности, в частности сброса сточных вод ТЭС [3-13].

Живые организмы (гидробионты), населяющие водоемы, тесно связаны между собой условиями жизни, и в первую очередь ресурсами питания. Гидробионты играют основную роль в процессе самоочищения водоемов. Часть гидробионтов (обычно растения) синтезируют органические вещества, используя при этом неорганические соединения из окружающей среды, такие, как CO_2 , NH_3 и др.

Другие гидробионты (обычно животные) усваивают готовые органические вещества. Водоросли также минерализуют органические вещества. В процессе фотосинтеза они при этом выделяют кислород. Основная часть кислорода поступает в водоем путем аэрации при контакте воды с воздухом. Микроорганизмы (бактерии) интенсифицируют процесс минерализации органики

при окислении ее кислородом. Отклонение экосистемы от равновесного состояния, вызванное, например, сбросом сточных вод, может привести к отравлению и даже гибели определенного вида (популяции) гидробионтов, которое приведет к цепной реакции угнетения всего биоценоза. Отклонение от равновесия интенсифицирует процессы, приводящие водоем в оптимальное состояние, которые называют процессами самоочищения водоема. Важнейшие из этих процессов следующие:

- осаждение грубодисперсных и коагуляция коллоидных примесей;
- окисление (минерализация) органических примесей;
- окисление минеральных примесей кислорода;
- нейтрализация кислот и оснований за счет буферной емкости воды водоема (щелочности), приводящая к изменению ее pH;
- гидролиз ионов тяжелых металлов, приводящий к образованию их малорастворимых гидроокисей и выделению их из воды;
- установление углекислотного равновесия (стабилизация) в воде, сопровождающееся или выделением твердой фазы (CaCO_3), или переходом части ее в воду.

Процессы самоочищения водоемов зависят от гидробиологической и гидрохимической обстановки в них. Основными факторами, существенно влияющими на водоемы, являются температура воды, минералогический состав примесей, концентрация кислорода, показатель pH воды, концентрации вредных примесей, препятствующих или затрудняющих протеканию процессов самоочищения водоемов.

Так как сбросы воды из систем охлаждения оборудования ТЭС несут в основном «тепловое» загрязнение, следует иметь в виду, что температура оказывает мощное воздействие на биоценоз в водоеме. С одной стороны, температура оказывает прямое влияние на скорость протекания химических реакций, с другой - на скорость восстановления дефицита кислорода. При повышении температуры ускоряются процессы размножения гидробионтов. Восприимчивость живых организмов к токсичным веществам с повышением температуры обычно увеличивается. При повышении температуры до $+30\text{ }^\circ\text{C}$ сокращается прирост водорослей, поражается фауна, рыбы становятся малоподвижными и перестают кормиться. Кроме того, с ростом температуры уменьшается растворимость кислорода в воде. Резкий перепад температур, который возникает при сбросе в водоем нагретых вод, приводит к гибели рыбы и представляет серьезную угрозу рыбному хозяйству. Влияние сточных вод, температура которых на $6\text{--}9\text{ }^\circ\text{C}$ выше температуры речной воды, губительно даже для рыб, адаптированных к летней температуре до $+25\text{ }^\circ\text{C}$. Среднемесячная

температура воды в расчетном створе водоема хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования летом после сброса нагретой воды не должна повышаться более чем на 3 °С по сравнению с естественной среднемесячной температурой воды на поверхности водоема или водотока для наиболее жаркого месяца года. Для рыбохозяйственных водоемов температура воды в расчетном створе летом не должна повышаться более чем на 5 °С по сравнению с естественной в месте водовыпуска. Среднемесячная температура воды наиболее жаркого месяца в расчетном створе рыбохозяйственных водоемов не должна превышать 28 °С, а для водоемов с холодноводными рыбами (лососевыми и сиговыми) не должна превышать 20 °С. [14]

Помимо теплового загрязнения, в некоторых случаях охлаждающие воды могут вносить в природные водоемы и посторонние вещества, такие как нефтепродукты. Это обусловлено тем, что в систему охлаждения включены также и маслоохладители, нарушение плотности которых может приводить к проникновению нефтепродуктов (масел) в охлаждающую воду.

Масла могут попадать в сточные воды также из главного корпуса, гаражей, открытых распределительных устройств, маслохозяйств и т.п.

Объемы производственных сточных вод с содержанием нефтепродуктов не зависят от мощности ТЭС и типа установленного оборудования, однако на станциях, где используется жидкое топливо, объемы сбросов производственных вод несколько выше. Их количество также зависит от качества монтажа оборудования электростанции и условий его эксплуатации.

Попадающие в водоемы стоки, содержащие нефтепродукты, вызывают появление у воды запаха и привкуса керосина, образование пленки или масляных пятен на ее поверхности и отложений тяжелых нефтепродуктов на дне водоемов. Пленка нефтепродуктов нарушает процесс газообмена и препятствует проникновению в воду световых лучей, загрязняет берега и прибрежную растительность. Попавшие в водоем нефтепродукты в результате биохимического окисления постепенно разлагаются на углекислоту и воду. Однако этот процесс протекает медленно и зависит от количества растворенного в воде кислорода, температуры воды и количества микроорганизмов в ней. В летнее время пленка нефтепродуктов разлагается на 50...80% в течение 5...7 дней, при температуре ниже +10 °С процесс разложения идет более длительно, а при +4 °С разложения вообще не происходит. Донные отложения нефтепродуктов удаляются еще более медленно и становятся источником вторичного загрязнения воды. Наличие в воде нефтепродуктов делает воду непригодной для питья. Особенно большой ущерб наносится рыбному хозяйству. Рыбы наиболее чувствительны к изменению химического состава воды и к попаданию в нее нефтепродуктов в эмбриональном периоде. Нефтепродукты, попадающие в водоем, приводят также к гибели планктона - важной

составляющей кормовой базы рыб. От загрязнения водоемов нефтепродуктами страдают также водоплавающие птицы. В первую очередь повреждаются оперение и кожа птиц. При обильном поражении птицы погибают. [15-16].

Наибольшую опасность, нефтепродукты представляют из-за наличия в них особых веществ – полициклических ароматических углеводородов (ПАУ). Некоторые ПАУ обладают высокой токсичностью к организму человека. [17-19]

В настоящее время механизмы воздействия ПАУ на живые организмы и возникновения новообразований хорошо известны. Сами по себе ПАУ не являются токсичными веществами, но строение некоторых молекул полиаренов, а также особенности их метаболизма живыми организмами обуславливают их канцерогенные и мутагенные свойства. В результате трансформации в организме ПАУ могут превращаться в электрофильные соединения, внедряющиеся в структуру ДНК и вызывающие рост новообразований [20-24]. В целом, можно выделить несколько механизмов токсического воздействия ПАУ на живые организмы:

1. Кратковременное воздействие высоких концентраций наиболее растворимых соединений (например, нафталина) на нервную систему, выражающееся в дезориентации организма, потери подвижности, вплоть до смертельного исхода.

2. Гормональные нарушения, вызванные сходством некоторых молекул ПАУ со стероидными гормонами.

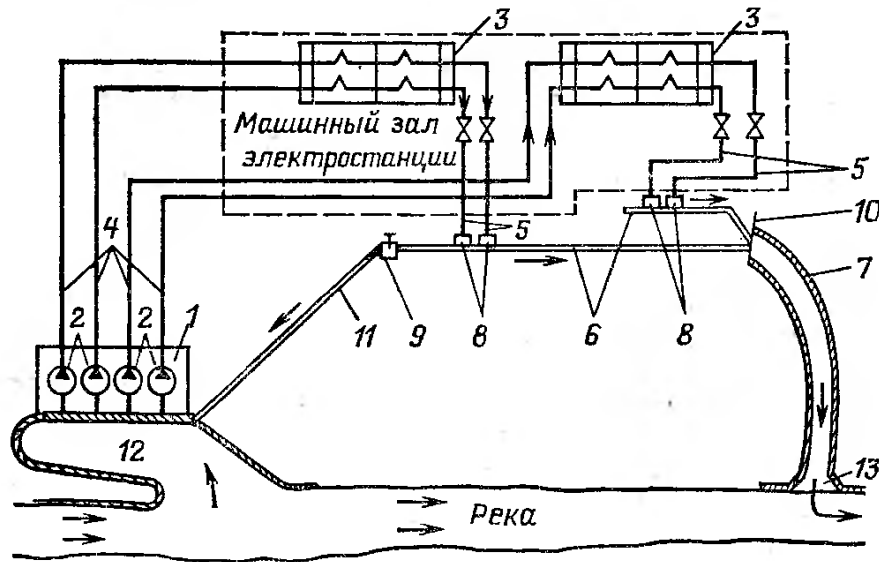
3. Биохимическая активация и последующее формирование аддуктов ДНК, которое может наблюдаться при хроническом воздействии молекул ПАУ, состоящих из 4 и более колец (бенз/а/пирен, индено/1,2,3-сд/пирен, бенз/ghi/перилен и др.).

По данным Международного Агентства по изучению рака, канцерогенность для человека является доказанной для некоторых 5-ти и 6-ти циклических соединений. Для более легких ПАУ доказательства канцерогенности для человека неадекватны или недостаточны.

К типичным индикаторам ПАУ техногенного происхождения в природной среде относится бенз/а/пирен [25]. Это соединение используется для нормирования ПАУ в связи с его высокой стабильностью и канцерогенностью для человека [26-30]. Кроме того, бенз/а/пирен содержится в смеси ПАУ всегда и отражает присутствие других полиаренов в исследуемом объекте. Предельно допустимые концентрации бенз/а/пирена составляют: в почве 0,02 мг/кг, в водных объектах хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования – 0,001 мкг/л [31,32].

Повышенную опасность, в части поступления нефтепродуктов в водные объекты, представляют ТЭС с прямоточной системой охлаждения (см.Рис.1.). При прямоточной системе, вода

для технических нужд забирается непосредственно из естественного источника, и после использования сбрасывается в тот же источник ниже по течению. При этом, в России прямоточными системами оборудовано около 40 % мощностей ТЭС и АЭС. В последнее время вопрос выбора системы технического водоснабжения из сферы инженерного проектирования перенесен в законодательную сферу.



1 — водоприемник и береговая насосная станция; 2 — циркуляционные насосы; 3 — конденсаторы; 4 — напорные водоводы; 5 — сливные водоводы; 6 — закрытые отводящие каналы; 7 — открытый отводящий канал; 8 — сливной сифонный колодец; 9 — переключательный колодец; 10 — сооружение для регулирования уровня воды в закрытом отводящем канале; 11 — трубопровод обогрева водозабора; 12 — водозаборный ковш; 13 — водосброс

Рис.1. Схема прямоточной системы охлаждения ТЭС.

1.2. Предпосылки создания системы оперативного экологического мониторинга на ТЭС

В условиях стремительного научно-технического прогресса и бурного роста промышленного производства важным аспектом является обеспечение экологической безопасности хозяйственной деятельности. Он означает, что при усовершенствовании существующих и создании новых техногенных объектов на всех этапах их жизненного цикла, включая проектирование, сооружение и эксплуатацию, должны учитываться требования и критерии, позволяющие обеспечить максимальную совместимость данного объекта и окружающей природной среды, сохранить экологическое равновесие. Реализация принципа экологической безопасности базируется на системном подходе к анализу и прогнозу последующих изменений и последствий, которые могут возникнуть в природных экосистемах и биосфере в целом. [33]

Важным инструментом в обеспечении экологической безопасности производственной деятельности является экологический мониторинг (ЭМ). Экологический мониторинг является обязательным элементом в программах комплексного социально-экономического развития различных регионов, территориально-производственных комплексов и отдельных предприятий. [34]

Государственной стратегией Российской Федерации по охране окружающей среды и обеспечения устойчивого развития, утвержденной Указом Президента РФ № 236 от 4 февраля 1994 г., определена необходимость перехода при оценке качества окружающей среды от количественного нормирования к нормированию по экосистемным признакам с учетом влияния загрязнения на самое чувствительное звено экологической системы.

Предпосылками создания системы непрерывного мониторинга концентрации нефтепродуктов в стоках ТЭС с прямоточной системой охлаждения являются как нормативные документы, обязывающие вести контроль концентрации параметра «Нефтепродукты» в сбрасываемых стоках, так и экономические предпосылки, позволяющие минимизировать количество сбрасываемого загрязнителя в водный объект, и как следствие уменьшить объем штрафов, выплачиваемых при загрязнении нефтепродуктами водного объекта. [35-42]

Кроме инструмента отслеживания состояния сбрасываемых стоков, система мониторинга может служить инструментом, позволяющим вести непрерывное наблюдение за состоянием технологического оборудования, связанного с охлаждением маслонеполненных систем, таких как турбогенераторы и питающие насосы, т.е. быть частью системы «цифрового двойника», помогающую идентифицировать нынешнее состояние оборудования. [43,44]

1.2.1. Нормативные документы, регламентирующие сбросы нефтепродуктов в сточные воды

К нормативным документам, регламентирующим влияние промышленных предприятий на окружающую среду, относятся:

Документы федерального уровня:

- Конституция Российской Федерации;
- Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 № 136-ФЗ;
- Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 № 200-ФЗ;
- Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 № 74-ФЗ;
- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ;
- Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный закон от 23.11.1995 № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе»;
- Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»;
- Федеральный закон от 04.05.2011 № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности»;
- Федеральный закон от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении»;
- Федеральный закон от 14.03.1995 № 33-ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях»;
- Федеральный закон от 26.12.2008 № 294-ФЗ «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля»;
- Федеральный закон от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения».
- ИТС 22.1-2016

1.2.2. Необходимость постоянного контроля нефтепродуктов и основы ПЭК

При использовании водных ресурсов без проведения постоянного контроля по загрязнению отводящих стоков нефтепродуктами, существует вероятность аварийной ситуации, при которой водный объект неминуемо пострадает и будет загрязнен. Зафиксированы случаи, когда ТЭЦ с прямоточной системой охлаждения являются источниками попадания нефтепродуктов (турбинного

масла ТП-22С) в акваторию водного объекта, используемого в цикле системы охлаждения станции. Попадание нефтепродуктов в водный объект приводит к неминуемым экологическим последствиям в рамках загрязнения как водных [45], так и земельных-ресурсов. [46]

Аварийные разливы нефти как один из наиболее распространенных видов аварийных ситуаций достаточно давно находятся в центре внимания природоохранных служб. К настоящему времени сформированы алгоритмы реагирования на аварийные разливы, а также подходы к организации мониторинга состояния окружающей среды как на протяжении работ по ликвидации разлива, так и для последующего периода восстановления нарушенных природных систем. [47-53]

На сегодняшний день, нормативным документом, определяющим режим контроля отработанной ТЭЦ воды, является [54] согласно которому, график отбора проб стоков ТЭЦ утверждается с местными контролирующими организациями. Как известно, штатный контроль стоков ТЭЦ по показателю «нефтепродукты», осуществляется один раз в несколько дней (от трех до десяти), что исключает возможность ведения оперативного мониторинга за уровнем загрязнения сточных вод нефтепродуктами.

При этом, согласно ИТО 22.1-2016 "Общие принципы производственного экологического контроля и его метрологического обеспечения":

«Сбросные воды систем охлаждения по своему составу относятся к категории "нормативно чистых без очистки" вод и какой-либо очистке не подвергаются. Объемы, состав и свойства стоков систем охлаждения ТЭС определяются типом системы техводоснабжения: прямоточная, обратная с прудом-охладителем, обратная водная с испарительными градирнями, типом и мощностью установленного оборудования.

В сбросных водах систем охлаждения прямоточных и обратных с прудом-охладителем загрязнения сточных вод не происходит, поскольку для таких систем не применяются какие-либо химические реагенты. В то же время возвратные воды имеют повышенную температуру по сравнению с исходной. Кроме того, при охлаждении этими системами масел, сбрасываемые воды могут загрязняться нефтепродуктами.

В связи с этим, в исходных и сточных водах прямоточных систем охлаждения и обратных систем охлаждения с прудом-охладителем необходимо постоянно контролировать температуру и содержание нефтепродуктов.»

Выводы по главе 1:

В настоящей главе рассмотрены предпосылки разработки метода непрерывного производственного экологического мониторинга нефтепродуктов на тепловых электрических станциях. Рассмотрены особенности ТЭС с прямоточной системой охлаждения. Представлен

типовой состав данной системы охлаждения. Раскрыт вопрос поступления нефтепродуктов в сбросные воды системы охлаждения ТЭЦ и негативные факторы попадания нефтепродуктов в воды природоохранных объектов. Рассмотрено влияние ПАУ на организм человека. Приведены нормативные документы в области защиты окружающей среды и рекомендации, являющиеся основанием для разработки метода производственного-экологического мониторинга системы охлаждения по параметру «нефтепродукты».

Глава 2. Разработка метода производственного экологического мониторинга индустриального предприятия по показателю «нефтепродукты» на примере ТЭЦ-17

2.1. ТЭЦ-17 «Выборгская»

Территория производственной базы ТЭЦ-17 расположена по адресу: Санкт-Петербург, улица Жукова, д. 26.

Выборгская ТЭЦ запущена в эксплуатацию 30 декабря 1954 года. История строительства станции, последующих расширений и эксплуатации тесно связана с развитием энергетики Санкт-Петербурга. Первоначально ТЭЦ-17 строилась как новая заводская станция при Ленинградском Металлическом заводе (ЛМЗ), который наращивал мощности и в начале 1950-х годов и был крупнейшим в стране производителем паровых турбин.

В 1954 году завершилась работа по строительству первой очереди ТЭЦ-17, а для укрепления кадров с других электростанций города на ТЭЦ перевели руководителей цехов и ведущих специалистов.

В 1958 году значимость ТЭЦ-17 возросла: вместо заводской ТЭЦ, предназначенной ЛМЗ она стала «Выборгской» ТЭЦ-17 и была передана в состав городской системы Ленэнерго. В 2005 году в ходе реформирования энергетической отрасли «Выборгская» ТЭЦ совместно с другими электростанциями вошла в состав новой генерирующей компании ПАО ТГК-1.

В 2008 году началась реконструкция турбоагрегата № 4 с модернизацией действующего оборудования и заменой основных узлов турбины и генератора. В результате, электрическая мощность турбоагрегата возросла со 100 до 123 МВт, а тепловая — со 170 до 197 Гкал/ч. Т-123/130-130 УТЗ.

«Выборгская» ТЭЦ обеспечивает электрической и тепловой энергией промышленные предприятия, жилые и общественные здания Калининского, Выборгского и частично Красногвардейского районов Санкт-Петербурга. Общая численность потребителей составляет около 400 тыс. человек.

Установленная электрическая мощность — 250,5 МВт

Установленная тепловая мощность — 1056,0 Гкал/ч

Основным видом производственной деятельности ТЭЦ-17 филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» является производство и отпуск потребителям тепловой и электрической энергии. Объект относится к тепловым электрическим станциям, электрическая энергия

вырабатывается за счет преобразования тепловой энергии, выделяющейся при сжигании органического топлива – природного газа или мазута.

Основными потребителями воды на производственные нужды и источниками образования производственных сточных вод являются котлотурбинный и химический цеха.

2.2. Описание системы водоотведения ТЭЦ-17

Существующая система технического водоотведения ТЭЦ-17 – прямоточная со сбросом воды по самотечному железобетонному сливному каналу в реку Нева (Рис.2.).

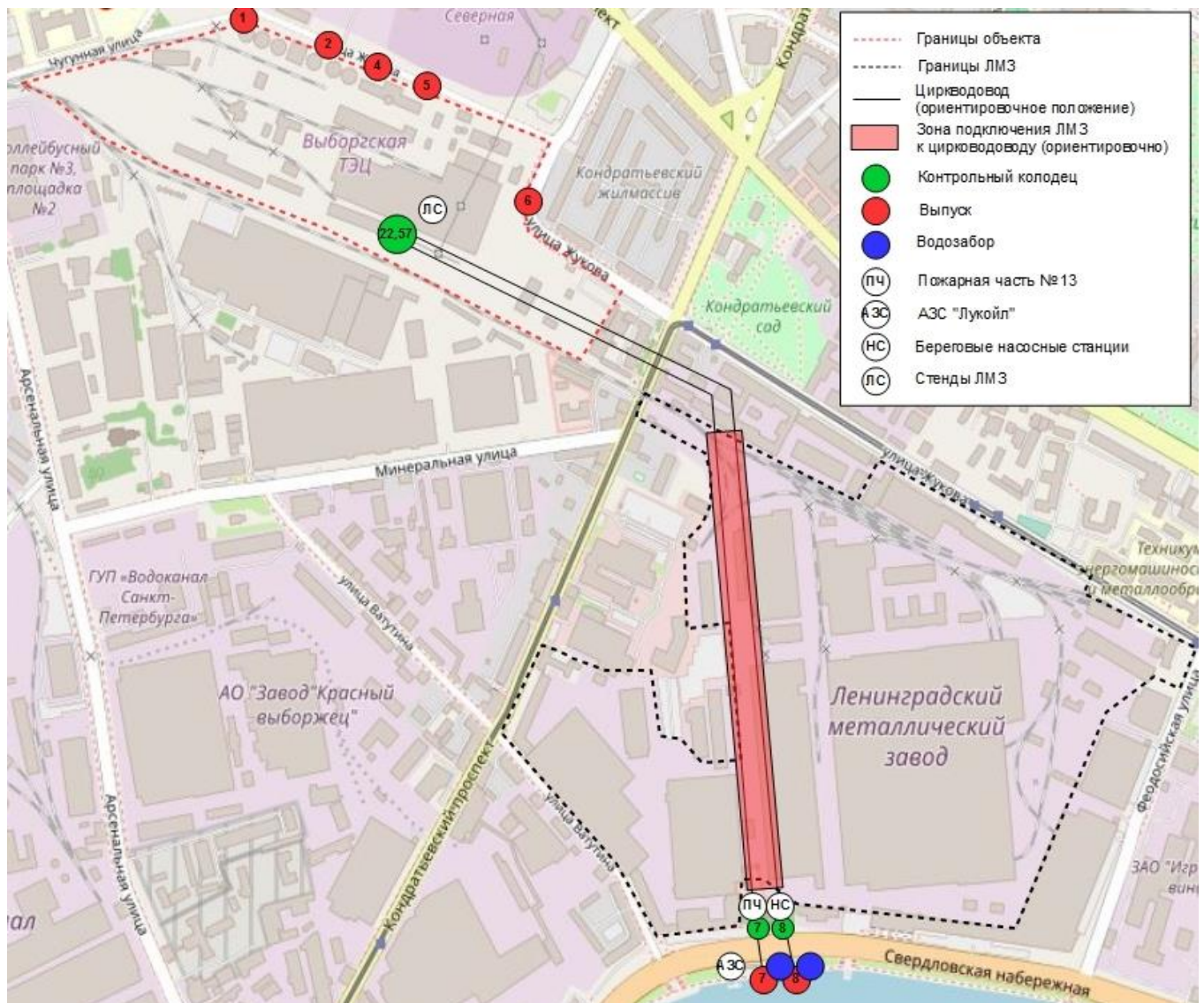


Рис.2. Схема системы технического водоотведения ТЭЦ-17

Канал одноячейковый закрытый в две нитки. Самотечные сливные каналы предназначены для отвода воды после конденсаторов турбоагрегатов и систем

маслоохлаждения ТЭЦ, а также от испытательных стендов ПАО «Силовые машины». В сливной циркуляционный водовод 1-ой очереди осуществляется сброс:

- конденсатора ТГ-2;
- газоохлаждение ТГ-2;
- маслоохлаждение ТГ-2;
- охлаждение возбуждателя ТГ-2;
- охлаждение ПЭН, охлаждение других насосов и оборудования СН.

В сливной циркуляционный водовод 2-ой очереди осуществляется сброс:

- конденсаторов ТГ-3,4;
- газоохлаждение и маслоохлаждение ТГ-3,4;
- охлаждение возбуждателя ТГ-3,4;
- охлаждение ПЭН-ов;
- охлаждение других насосов и оборудования СН.

Сливной канал прямоугольной формы сечением 2,0x1,8 м и круглой формы переменного диаметра; общая длина: 2 400 м; проектная пропускная способность 10,5 м³/с; фактическая пропускная способность: 9,5 м³/с; скорость течения воды при пропуске расчетного расхода: 2 м/с.

Сливные водоводы имеют перемычку на территории ТЭЦ-17 и территории ПАО «Силовые машины», что может приводить к перетеканию стоков из одной нитки в другую.

Сторонние абоненты на территории ТЭЦ-17 – натуральный и модельный стенды ЛМЗ – осуществляют сброс в сливные циркуляционные водоводы на выпуски №№7, 8.

Сторонние абоненты за территорией ТЭЦ-17: испытательные стенды ПАО «Силовые машины».

Водоотведение на объекте осуществляется через 7 выпусков сточных вод.

Через выпуски №№1, 2, 4-6 осуществляется отведение:

- производственно-загрязненных и поверхностных сточных вод от мазутного хозяйства, включая конденсат пара, используемого при сливе, подогреве и транспортировке мазута;
- производственно-загрязненных сточных вод, образующихся на ВПУ в результате взрыхления механических фильтров, регенерации, промывки и отмытки фильтров; от мытья химической посуды;
- стоки после гидравлических испытаний и промывки после ремонтов теплосетей;

- нормативно-чистых (без очистки) вод, образующихся от охлаждения дистиллятора, подшипников, пробоотборников химконтроля турбин, подшипников вентиляторов пикового водогрейного котла;
- производственно-загрязненных сточных вод от химической очистки оборудования, промывки и продувки водогрейных котлов;
- хозяйственно-бытовых сточных вод.

Приемником всех вышеперечисленных стоков является городская канализационная сеть ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга».

Выпуск №3 выведен из эксплуатации по согласованию с ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга».

Через выпуски №№7, 8 осуществляется отведение нормативно-чистых (без очистки) сточных вод с территории ТЭЦ-17 в р. Нева.

Отведение осуществляется по каналу, состоящему из участка железобетонного короба (2×1,8 м), железобетонной трубы диаметром 1200 мм, стальной трубы диаметром 1200 мм с оголовком, протяженностью 1200 м непосредственно в реку Нева. Выпуск является сосредоточенным, находится на правом берегу реки на расстоянии 10 км от ее устья (см. Рис.3.).



Рис.3. Выпуск №7 Выборгской ТЭЦ в р. Нева

2.3. Источники поступления нефтепродуктов в воды охлаждения на ТЭЦ-17

Потенциальным источником поступления нефтепродуктов в систему охлаждения являются маслonaполненные элементы системы охлаждения турбогенераторов и питающих насосов:

- Маслоохладители (МО) ст. №1-6 турбогенераторов ТГ№3 и ТГ№4;
- МО турбогенератора ТГ№2;
- МО уплотнения вала генератора (УВГ) ТГ№3;
- стенд ЛМЗ;
- МО электронасосов ПЭН-2-8;
- МО уплотнения вала генератора (УВГ) ТГ№2;
- стенд ПАО «Силовые машины».

Маслоохладители представляют собой теплообменники кожухотрубного или пластинчатого типа, прокачиваемые водой, отводящей тепло от масляного контура. Маслоохладители поддерживают заданную температуру смазочного масла, что является необходимым для поддержания установленного давления смазки в узлах оборудования. Следует указать, что маслоохладители подвержены высокому износу и как следствие, необходимости осуществления ремонтных работ над ними. Чаще всего, ремонтные работы над маслоохладителями происходят по причине коррозионных разрушений теплообменных трубок, нарушений герметичности вальцованных соединений трубок с трубными досками, некоторых заводских дефектов, образованных при изготовлении или монтаже.

На Рис.4. Представлена существующая схема водоотведения системы охлаждения, куда входят вышеперечисленные источники поступления нефтепродуктов в воды системы охлаждения.

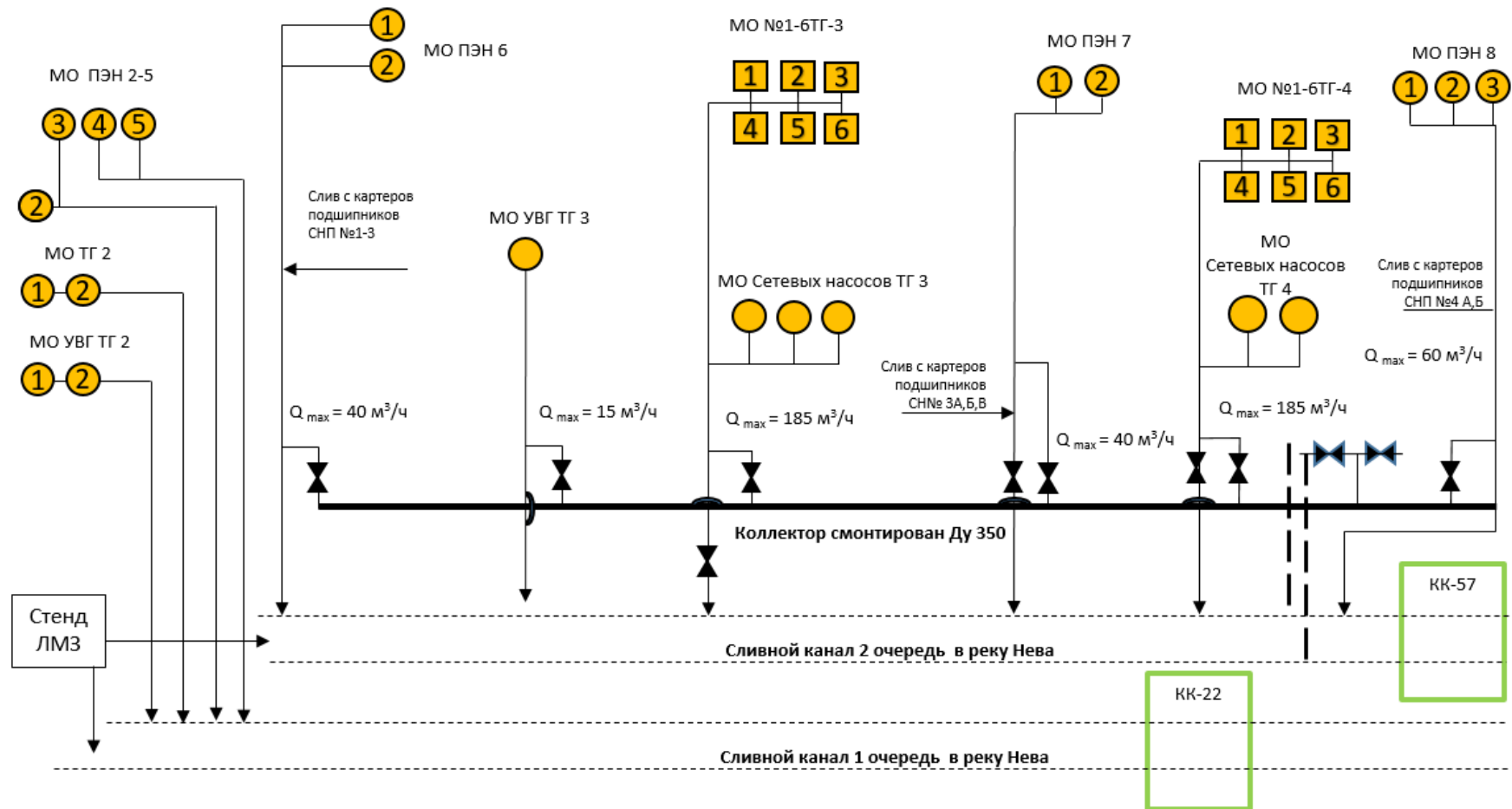


Рис.4. Схема охлаждения маслонаполненного оборудования ТЭС-17

Система охлаждения ТЭЦ-17 является наиболее производительной системой данной станции по количеству стоков. Максимальная производительность данной системы – 16 000 м³/ч.

При этом, непосредственно через маслonaполненное оборудование проходит малая часть стоков. По данным станции, представленным на Рис.5. Суммарный расход от маслonaполненного оборудования может составлять 876 м³/ч.

<i>Оборудование</i>	<i>Модель маслоохладителя.</i>	<i>Макс. расход воды</i>	<i>Доп. давление на входе</i>
ПЭН № 2 - 5	МХ-5 (по одному на каждый ПЭН)	10 м ³ /ч	5 атм
ПЭН № 6	МП-37 – 2 шт (1-работа, 2-резерв)	44 м ³ /ч	5 атм
ПЭН № 7	МП-37 – 2 шт (1-работа, 2-резерв)	44 м ³ /ч	5 атм
ПЭН № 8	МП-37 – 3 шт (1-работа, 2,3-резерв)	44 м ³ /ч	5 атм
УВГ ТГ-2	МП-37	44 м ³ /ч	5 атм
УВГ ТГ-3	МП-37	44 м ³ /ч	5 атм
ТГ-2	МП-37 – 2 шт в работе	44 м ³ /ч	5 атм
ТГ-3	МТ-45 – 6 шт в работе	44 м ³ /ч	5 атм
ТГ-4	МТ-45 – 6 шт в работе	44 м ³ /ч	5 атм

Рис.5. Расход воды через маслоохладители ТЭЦ-17 «Выборгская»

Водоснабжение площадки технической водой осуществляется из реки Нева по прямоточной схеме: двумя береговыми водозаборными станциями (береговая насосная станция №1 и береговая насосная станция №2), расположенными на правом берегу реки Нева в районе инженерного корпуса ПАО «Силловые машины» на Свердловской набережной.

Техническая вода используется для технологических нужд (приготовления дистиллята на восполнение потерь пара и конденсата) и технических нужд (систем охлаждения, противопожарных нужд, промывок). В производственном цикле используются следующие нефтепродукты: мазут, турбинное масло, трансформаторное масло. Возможными источниками попадания нефтепродуктов в выпуски ТЭЦ-17 являются:

- системы маслоохлаждения и системы смазки турбогенераторов и насосов;
- натурный стенд ЛМЗ и испытательные стенды на территории ПАО «Силловые машины»;
- неконтролируемые протечки фланцевых соединений и сальниковых уплотнений маслonaполненного оборудования.

2.4. ТЭЦ -17 «Выборгская». Существующий производственно-экологический мониторинг системы охлаждения

Программы регулярных наблюдений за водными объектами и их водоохранными зонами на всех ТЭЦ-17 согласованы с Невско-Ладожским БВУ.

Штатный производственный экологический мониторинг сточных вод на объекте включает в себя отбор проб сточных вод и их последующий анализ в аккредитованной химической лаборатории, входящей в состав подразделений ТЭЦ-17.

Объектами опробования стоков системы охлаждения на предмет определения концентрации нефтепродуктов, являются: колодцы № 22 и 57, расположенные на территории ТЭЦ-17 по адресу ул. Жукова, д. 26, а также водовыпуск № 7 (Свердловская наб., д. 18) и водовыпуск № 8 (Свердловская наб., д. 22). На объектах проводится плановый контроль концентрации нефтепродуктов, а также внеплановые проверки. В отдельных случаях контроль содержания нефтепродуктов проводится в колодце № 42 (ул. Жукова, д. 26), колодце ПЧ-13, контрольных колодцах АО «Силовые машины» К-6, К-12, К-15, К-19. Расположение объектов опробования на территории ТЭЦ-17 представлено на Рис.2.

При отборе проб визуально фиксируется наличие видимых следов нефтепродуктов в отбираемой пробе, в протоколе также отражаются результаты визуального наблюдения наличия или поступления нефтепродуктов на акватории р. Нева.

Показатель «Нефтепродукты» необходимо контролировать в водах рыбохозяйственного назначения, согласно Приказу № 552 от 13.12.2016. Отбор проб осуществляется в соответствии с ПНД Ф 12.15.1, ГОСТ 31861-2012. Анализ сточной воды на предмет оценки концентрации нефтепродуктов осуществляется в соответствии с методикой ПНД Ф [55]. Диапазон измерений массовой концентрации нефтепродуктов составляет от 0.005 до 50 мг/дм³. Флуориметрический метод измерений массовой концентрации НП основан на экстракции нефтепродуктов гексаном из пробы воды, при необходимости очистке экстракта, измерении массовой концентрации НП с использованием градуировочной характеристики, заложенной в память анализатора, и вычислении массовой концентрации НП в пробе.

Данные мониторинга концентрации по показателю «нефтепродукты» за 2018 года на ТЭЦ-17, предоставленные хим. лабораторией, позволили оценить пространственно-временную изменчивость концентраций нефтепродуктов и степень влияния данного предприятия на окружающую среду.

Оценка степени загрязнения проводится путем сравнения с ПДК. Согласно нормативным документам:

- ПДК для водных объектов рыбохозяйственного значения – 0,05 мг/дм³;
- ПДК для водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового использования (по ГН 2.1.5.1315-03) – 0.3 мг/дм³;
- ПДК для воды централизованного питьевого водоснабжения (по СанПиН 2.1.4-1074-01) – 0.1 мг/дм³.

Требования к ПДК загрязняющих веществ, содержащихся в очищенных сточных водах, предназначенных для отведения в природный водоем – р. Нева, утверждены Приказом Министерства сельского хозяйства Российской Федерации от 13 декабря 2016 г. N 552. Требования к ПДК загрязняющих веществ, содержащихся в очищенных сточных водах, предназначенных для отведения в коллектор городской системы водоотведения ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга», утверждены Распоряжением Комитета по энергетике и инженерному обеспечению Правительства Санкт-Петербурга от 8 ноября 2012 года № 148.

Таким образом, концентрация нефтепродуктов в сбрасываемых в р. Неву сточных водах не должна превышать 0.05 мг/дм³.

По проведенному анализу протоколов проб, можно сделать вывод, что величина среднегодовых концентраций (отношение общего количества проб к их суммарным концентрациям) нефтепродуктов на всех точках пробоотбора не превышает ПДК. Однако, в отдельные дни и сезоны года могут наблюдаться значительные превышения, вызванные возникновением нештатной ситуации. На Рис.б. представлена гистограмма, демонстрирующая сезонные колебания концентраций нефтепродуктов по точкам пробоотбора. Из гистограммы видно, что в контрольных колодцах на территории предприятия, так и на водовыпусках, наибольшие значения концентраций нефтепродуктов наблюдаются в зимний и в весенний период. В летний период концентрации имеют наименьшие значения.

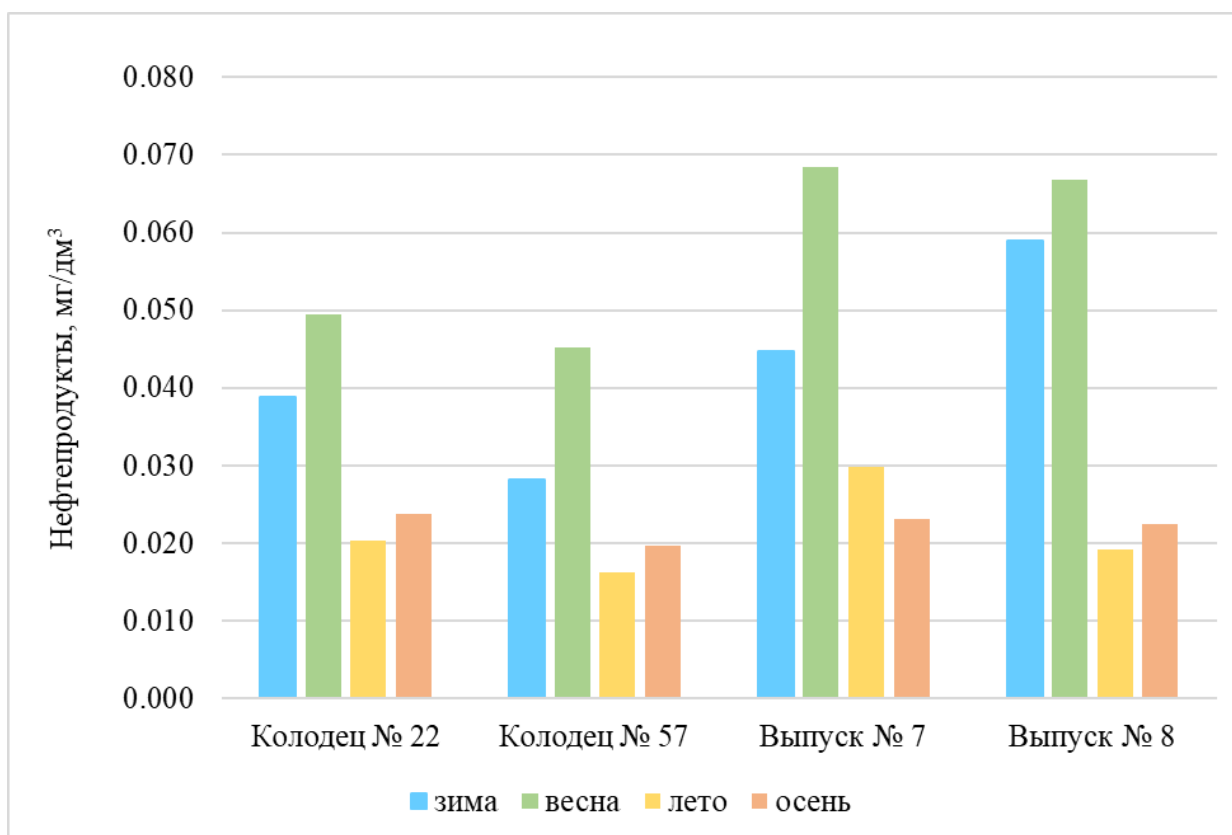


Рис.6. Сезонные концентрации нефтепродуктов по объектам опробования

На Рис.7. представлены средние концентрации нефтепродуктов по сезонам года. Анализ графиков на Рис.6 и 7 показывает, что наибольшие концентрации зафиксированы в колодце № 22 и на водовыпусках №7 и №8.

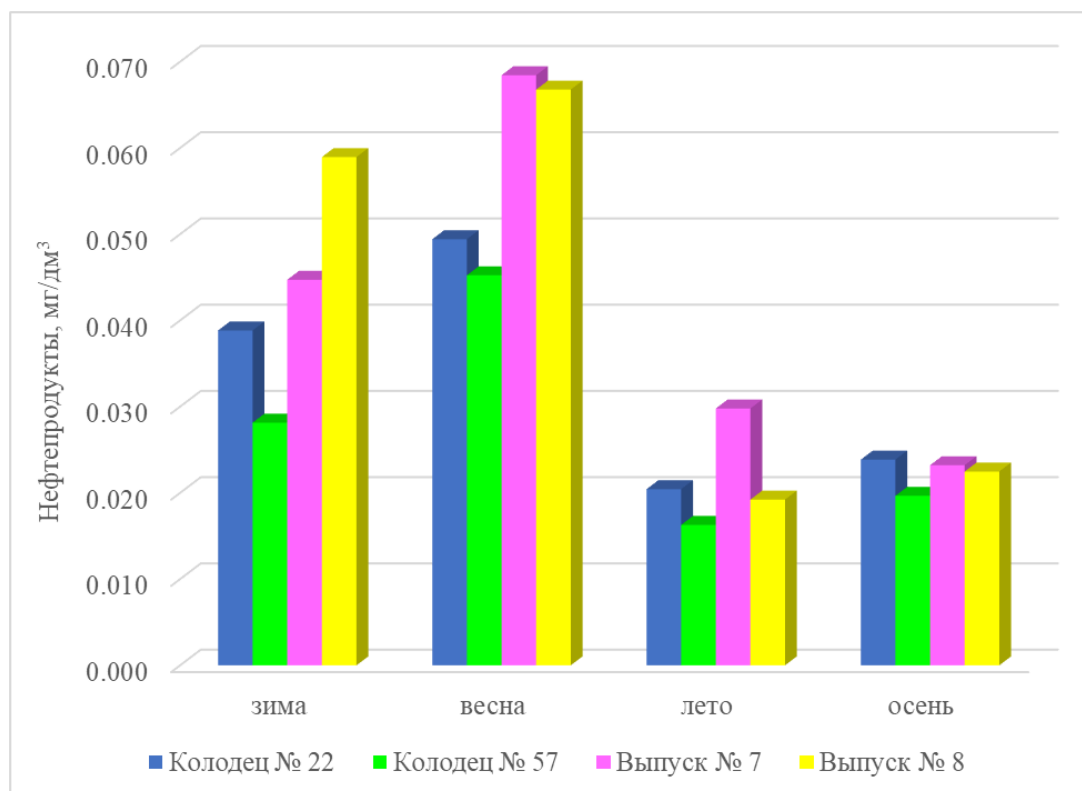


Рис. 7. Концентрации нефтепродуктов по сезонам года

Следует отметить, что по представленным данным, в более чем 85 % случаев по контрольным колодцам №№ 22, 57 и в более чем 75 % случаев по водовыпускам №№7, 8 концентрации не превышают установленный ПДК. Это иллюстрируют представленные графики.

В зимний период 2018 года (см. Рис.8) превышения наблюдались в январе, феврале, в конце года концентрации были ниже ПДК. Наиболее значительные концентрации были зафиксированы:

– 5 января – в колодце № 57 и на водовыпуске № 8; в колодце № 57 пробы для подтверждения значений отбирались дважды. При повторном анализе концентрация нефтепродуктов в колодце № 57 в 2.68 раз превысила ПДК;

– 14 февраля при внеплановом контроле были зафиксированы превышения ПДК более чем в 4.28 раза на водовыпуске № 8.

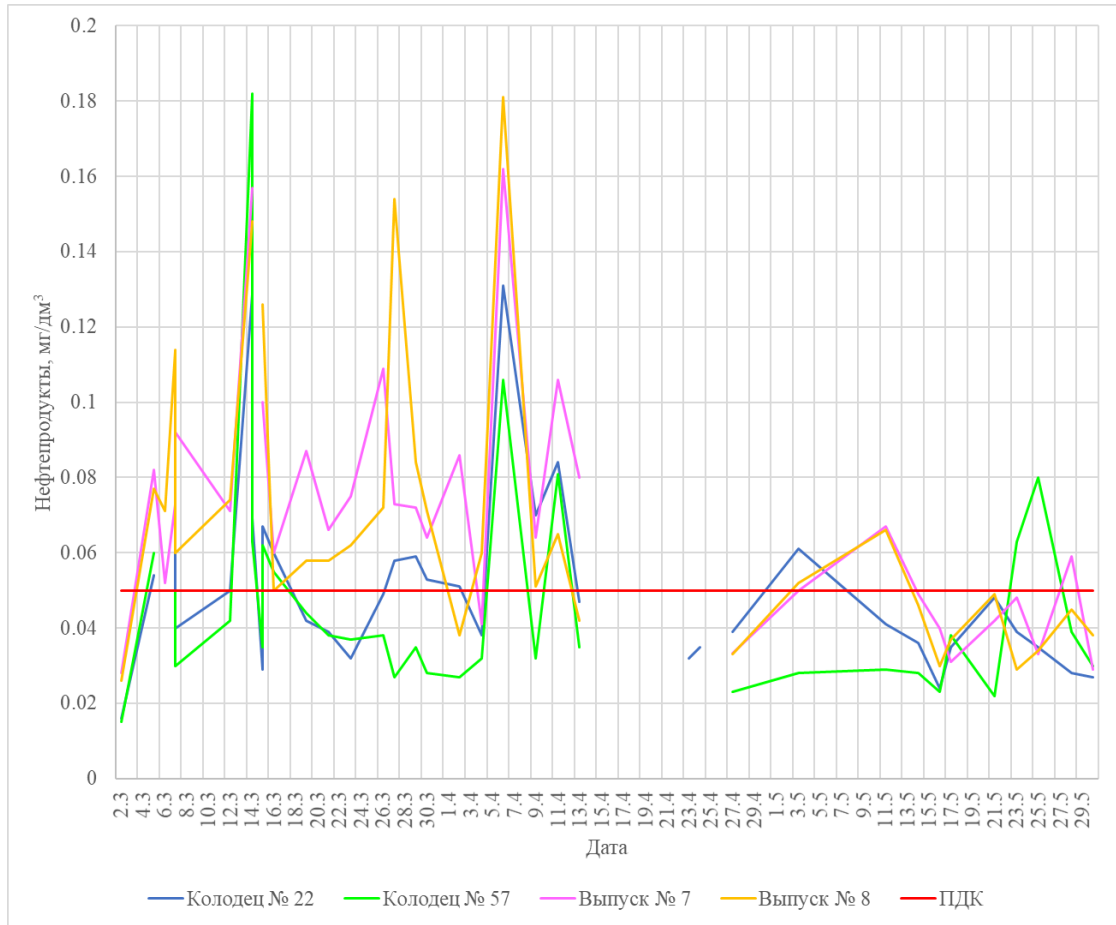


Рис. 8. Концентрации нефтепродуктов в зимний сезон
Сброс сточных вод в весенний период 2018 года характеризовался повышенными концентрациями нефтепродуктов (см. Рис.9).

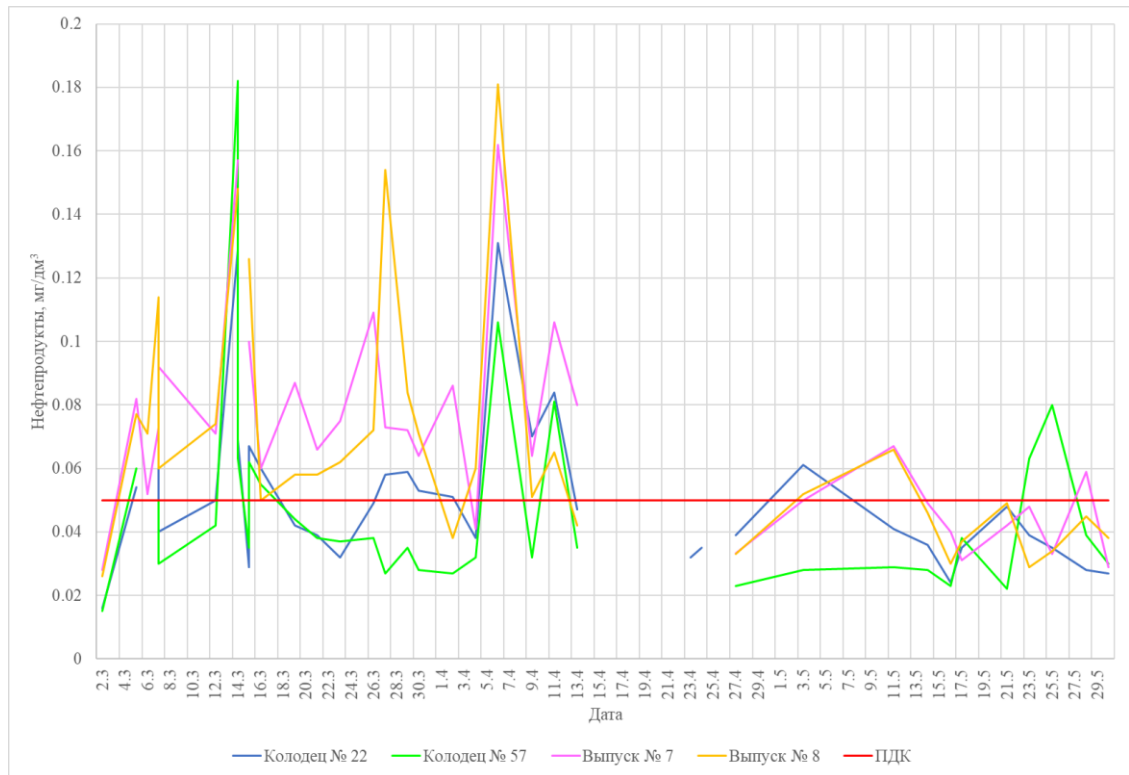


Рис.9. Концентрации нефтепродуктов в весенний сезон

Анализируя результаты, представленные на Рис.9, можно сделать следующий вывод: максимальные значения были зафиксированы в колодце № 57 (3.64 ПДК) и на водовыпуске № 8 (3.62 ПДК). В сбросах водовыпусков №№ 7 и 8 более чем в 60% из отобранных проб наблюдались превышения ПДК. Отбор проб в колодцах сторонних организаций в этот период не проводился. В целом, отмечаются синхронные колебания во всех точках отбора.

На Рис.10 представлены концентрации нефтепродуктов по объектам опробования в летний сезон. В целом этот сезон характеризуется наименьшими концентрациями.

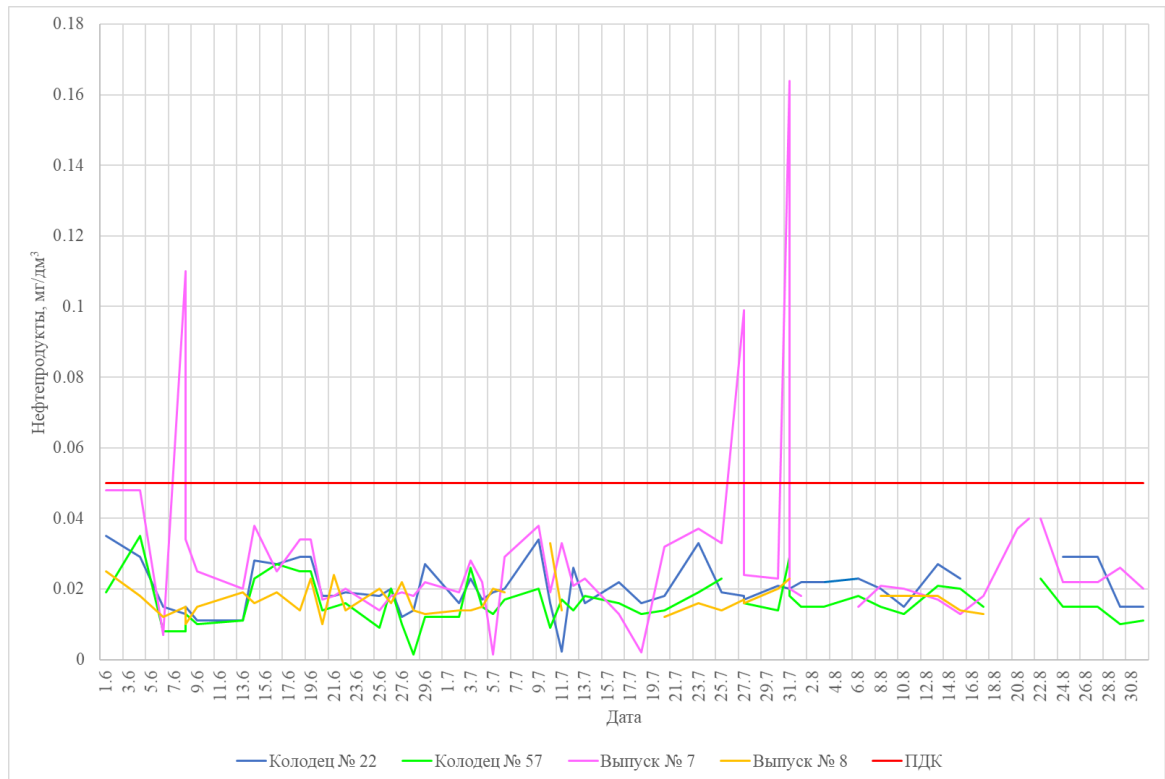


Рис.10. Концентрации нефтепродуктов в летний сезон.

Наиболее значительные концентрации в летний период года, были зафиксированы:

– **6 июня** на акватории р. Невы были визуально зафиксированы незначительные поступления нефтепродуктов; при внеплановом анализе проб сточных вод на объектах ТЭЦ-17 превышений ПДК выявлено не было, параллельные анализы в колодцах ПАО «Силовые машины» выявили незначительное превышение ПДК в пробах, отобранных в колодце К-1;

– **8 июня** при визуальном контроле проб водовыпуска № 7 были выявлены следы нефтяной пленки, анализ показал более чем двукратное превышение ПДК; при этом в пробах, отобранных на территории ТЭЦ, превышений не было, пробы на территории сторонних организаций не отбирались;

– **27 июня** было выявлено двукратное превышение ПДК в пробах водовыпуска № 7; контрольные пробы показали снижение концентраций до нормативных показателей;

– **31 июля**, в пробах водовыпуска № 7 как визуально, так и аналитически, наблюдались повышенные концентрации; повторный внеплановый контроль показал снижение концентраций до нормативов;

– **21 августа** на акватории реки Невы визуально наблюдались незначительные поступления нефтепродуктов; внеплановый контроль, проведенный с целью выявления источника загрязнения на водовыпусках №№ 7 и 8, а также колодце ПЧ-13 и колодце К-1 ПАО

«Силовые машины» выявил, что в пробах водовыпусков ТЭЦ превышения отсутствуют, в тоже время в пробах, отобранных в колодце ПЧ-13, наблюдались значения, более чем в 12 раз превышающие ПДК. Поступления нефтепродуктов на акваторию наблюдались и 22 августа.

Анализ данных мониторинга за осенний период 2018 года (Рис.11) показывает, что по всем контрольным точкам, на территории ТЭЦ-17, превышений ПДК не наблюдается.

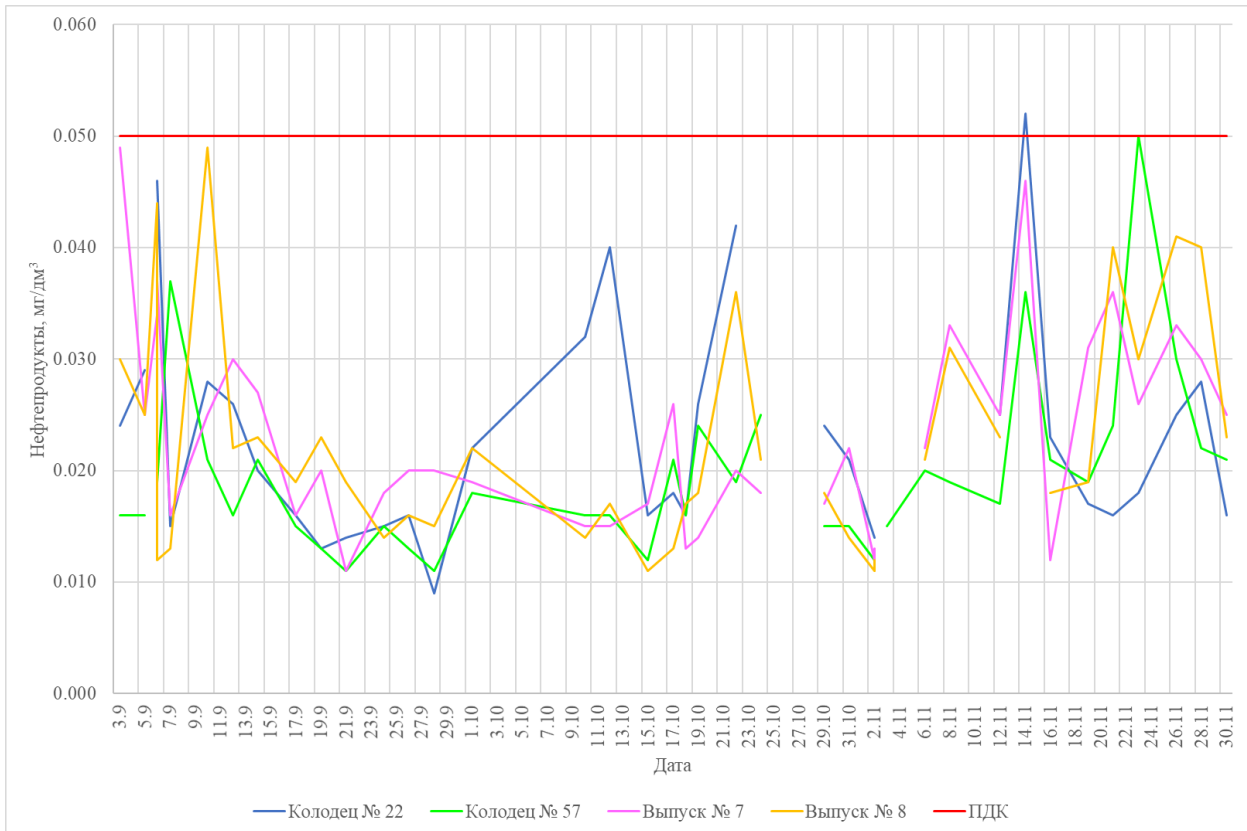


Рис. 11. Концентрации нефтепродуктов в осенний сезон

Проведенный анализ данных мониторинга на ТЭЦ-17 позволил сделать следующие выводы:

– максимальные концентрации в сточных водах наблюдаются в зимний и весенний периоды года. По всей вероятности, зимой это связано с максимальной нагрузкой ТЭЦ, а весной с поступлением поверхностных талых вод;

– концентрации нефтепродуктов могут колебаться по объектам как синхронно, так и асинхронно, что связано с источниками их поступления в сточных воды;

– анализ данных на объектах ТЭЦ-17 показал, что в среднем на водовыпусках концентрации примерно на 25 – 50 % выше, чем концентрации, зафиксированные в колодцах на территории предприятия. Параллельные внеплановые отборы проб свидетельствуют о том, что причиной повышения концентраций на водовыпусках могут быть поступления от

сторонних организаций, являющихся субабонентами рассматриваемой системы охлаждения (ПАО «Силовые машины», ПЧ-13 и других);

- основную массу случаев «загрязнения» нефтепродуктами водного объекта представляют собой конкретные случаи, выраженные многократным превышением ПДК.

2.5. Метод автоматизированного производственно-экологического мониторинга на ТЭЦ-17

2.5.1. Принципы метода производственно-экологического мониторинга нефтепродуктов в системе охлаждения ТЭЦ-17

Анализируя Главу 1 и обзор результатов лабораторных измерений концентрации нефтепродуктов в сбросных водах ТЭЦ-17, можно сделать вывод, что предпосылками разработки метода непрерывного производственно-экологического мониторинга за состоянием водного объекта являются:

- законодательные предпосылки;
- экономические предпосылки;
- наличие субабонентов на системе водоотведения;
- регулярность «выбросов» нефтепродуктов, превышающих ПДК в десятки раз;
- возможность контроля состояния маслonaполненного оборудования.

Необходимо отметить, что в случае расположения нескольких предприятий на одном водосбросном канале, необходимым является наличие некой информативной базы о состоянии отводимых стоков. Данная база обеспечивает легитимность данных, подтверждающих безучастность предприятия к загрязнению используемого водного объекта при проведении юридических споров. Информационная база является необходимой для решения споров при совместном использовании водосбросного канала несколькими организациями.

Точки контроля стока в рассматриваемой системе расположены согласно схеме, представленной на Рис.12. и соответствуют контрольным точкам пробоотбора местной химической лабораторией.

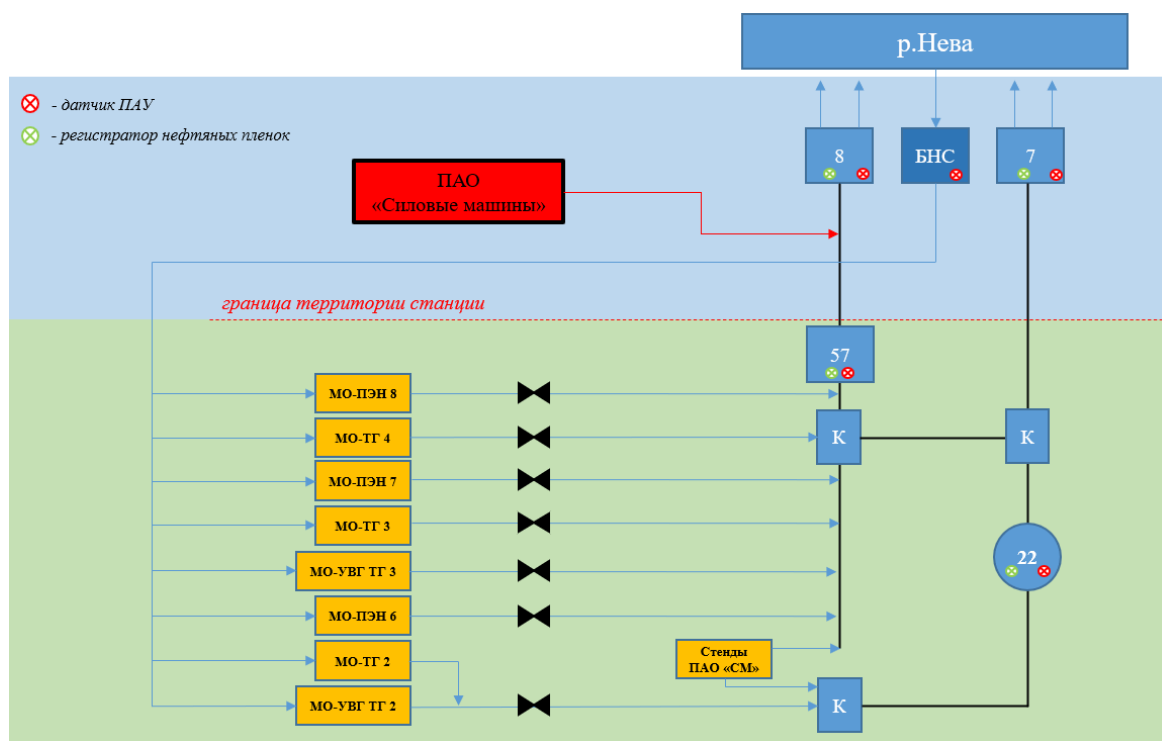


Рис.12. Схема расположение точек контроля

Предлагаемый метод, включает в себя устройство контрольных точек, совпадающих с контрольными точками пробоотбора местной химической лабораторией. Существующие контрольные точки устроены таким образом, что при утечке нефтепродуктов имеется возможность определить, от какой организации происходит поступление загрязнения в сбрасываемые воды, а также выявить, какая группа маслonaполненного оборудования ТЭЦ-17 является первоисточником возникновения загрязнения.

Метод производственно-экологического мониторинга на ТЭЦ-17, устроен таким образом, что включает в себя контроль выбранных параметров на нижеследующих точках:

- колодець №22;
- колодець №57;
- выпуск №7;
- выпуск №8;
- БНС, береговая насосная станция (контроль входящей воды).

В состав метода, на каждой точке (кроме БНС) контроля входит:

- измеритель концентрации полициклических, ароматических углеводородов;
- регистратор нефтяных пленок;
- успокоитель потока.

Общий вид компоновки представлен на Рис.13.

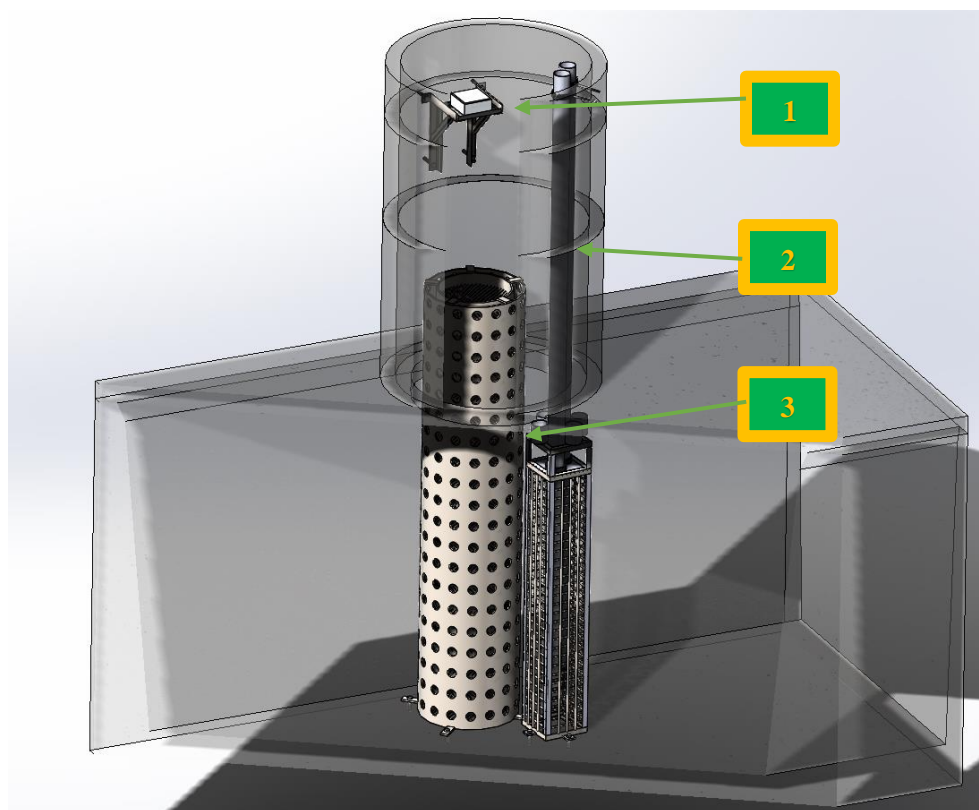


Рис.13. Общий вид компоновки системы, на примере колодца №22.

1 – Регистратор нефтяных пленок «КРАБ»; 2 - Обсадная труба датчика-измерителя ПАУ; 3 – Успокоитель потока.

2.5.2. Структурная схема метода контроля нефтепродуктов

Предлагаемый метод контроля нефтепродуктов устроен таким образом, что сигналы с датчиков, установленных на местах контроля, первоначально передаются на локальные шкафы нижнего уровня, устроенные по контрольным точкам установки системы. В данном шкафу первичные сигналы преобразуются и передаются по утвержденному протоколу на шкаф верхнего уровня. В шкафу верхнего уровня происходит обработка данных и пересчет концентрации ПАУ (полициклических ароматических углеводородов) на концентрацию растворенных нефтепродуктов по разработанному алгоритму. Далее, информация поступает на щит дежурной станции, где устроен АРМ (автоматизированное рабочее место) и расположены мониторы отображения состояния системы. Структурная схема системы представлена на Рис.14.

Выпуск №7, №8 и аванкамера

Датчики enviroFlu	5 шт.
Сигнализатор 2 «Краб»	2 шт.
Вторичные преобразователи TpiBox3	2 шт.
Коммутатор Ethernet L2	1 шт.
Оборудование VDSL2	1 шт.
Блок питания и резервирования 24В	1 шт.
Устройство удалённого ввода-вывода	1 шт.

Колодец №22

Датчики enviroFlu	2 шт.
Сигнализатор 2 «Краб»	1 шт.
Вторичные преобразователи TpiBox3	1 шт.
Коммутатор Ethernet L2	1 шт.
Оборудование PowerLine	1 шт.
Оборудование передачи по опт. кабелю	1 шт.
Блок питания и резервирования 24В	1 шт.
Устройство удалённого ввода-вывода	1 шт.

Колодец №57

Датчики enviroFlu	2 шт.
Сигнализатор 2 «Краб»	1 шт.
Вторичные преобразователи TpiBox3	1 шт.
Коммутатор Ethernet L2	1 шт.
Оборудование PowerLine	1 шт.
Оборудование передачи по опт. кабелю	1 шт.
Блок питания и резервирования 24В	1 шт.
Устройство удалённого ввода-вывода	1 шт.

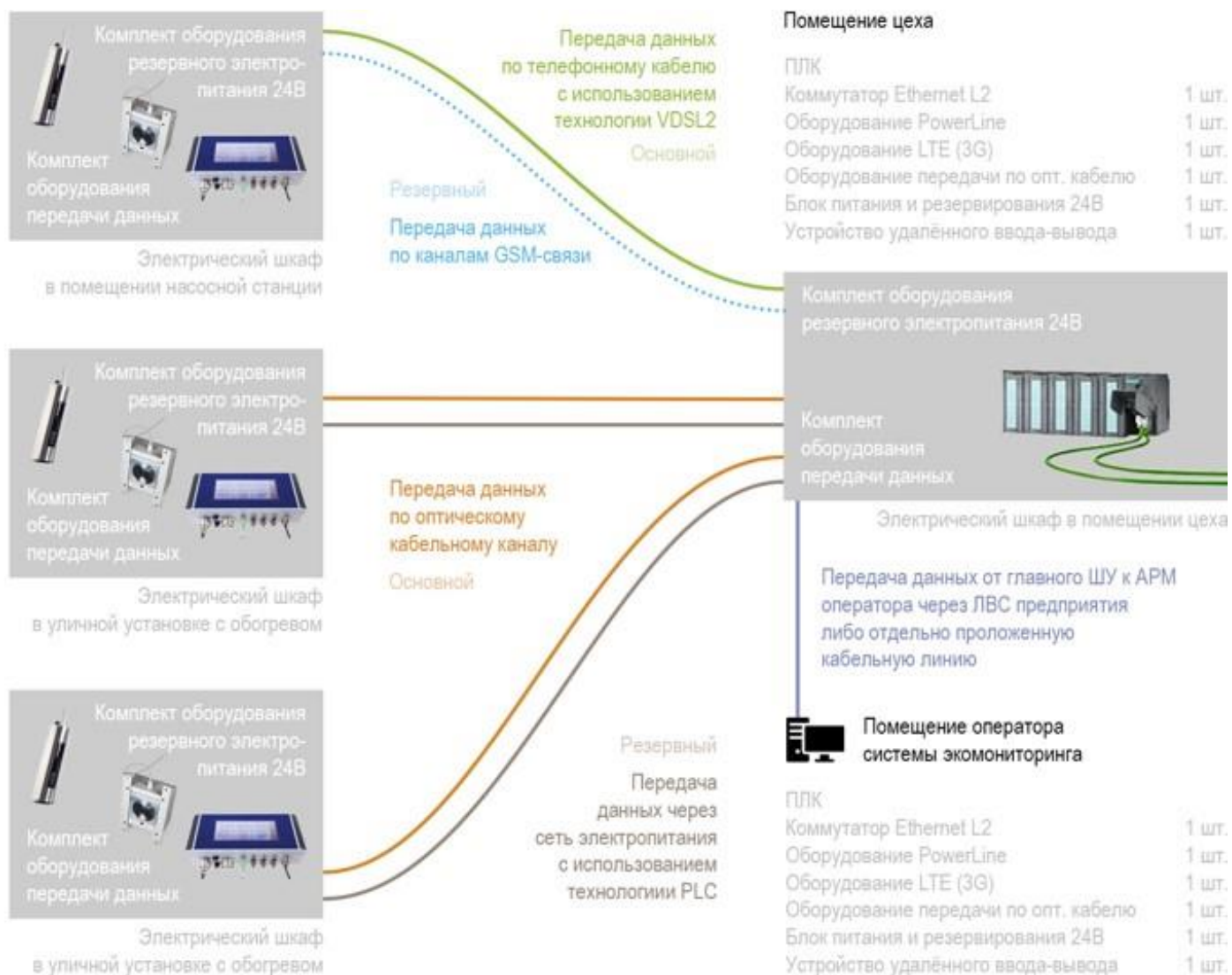


Рис.14. Структурная схема системы производственного-экологического мониторинга на ТЭЦ-17

При фиксировании наличия сверхнормативной концентрации растворенных нефтепродуктов или нефтяной пленки на точке контроля, происходит оповещение оперативного персонала станции звуковым и визуальным сигналом, а также указывается место регистрирования сверхнормативной концентрации нефтепродукта и позволяет узнать массовую концентрацию нефтепродуктов, зафиксированную на точке контроля.

2.6. Технические устройства, применяемые в методе производственно-экологического мониторинга системы охлаждения на ТЭЦ-17

На каждой из контрольных точек, устроен узел, в который входит регистратор нефтяных пленок, успокоитель потока жидкости [56], датчик определения концентрации растворенных нефтепродуктов и шкаф полевого уровня. Шкаф содержит в себе первичные преобразователи. Информационные данные измеряемых параметров, получаемые от датчиков, поступают на шкаф первого уровня, где происходит их первичное архивирование и преобразование для передачи по утвержденному информационному протоколу. Далее, информация передается на блок диспетчеризации, где происходит конвертация концентрации косвенного параметра (ПАУ) в концентрацию нефтепродуктов (масла ТП-22С) а также, осуществляется вторичное архивирование данных, и их интеграция в существующую систему АСУ ТП. Доступ к информации о состоянии системы и непосредственно, показателям системы осуществляется как в локальной общестанционной сети, так и на рабочем месте оператора, устроенного на пульте управления начальника смены КТЦ.

2.6.1. Датчик растворенных нефтепродуктов

Контроль растворенной формы нефтепродуктов осуществляется путем измерения косвенного параметра – концентрации полициклических ароматических углеводородов (ПАУ). ПАУ – это органические соединения, для которых характерно наличие в химической структуре трех и более конденсированных бензольных колец [17].

Измерение концентрации ПАУ основано на методе флуоресценции.

В качестве прибора-измерителя концентрации ПАУ, использовался погружной флуориметр enviroFlu-НС производства компании TriOS (см. Рис.15). Принцип измерения строится на эффекте флуоресценции [57,58]. Данный флуориметр позволяет осуществлять измерения концентрации полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) 1 раз в 10 секунд, посредством измерения флуоресценции раствора. ПАУ, находящиеся в потоке анализируемой жидкости, подвергаются воздействию излучения ксеноновой вспышки с длиной волны 254 нм выбираемой прецизионным интерференционным светофильтром. Небольшая часть излучения отделяется дихроичным зеркалом и используется для компенсации флуктуации энергии возбуждающего сигнала.



Рис.15. Датчик ПАУ, enviroFlu

Возбуждающее излучение фокусируется линзой в области, лежащей в 2 мм перед стеклом датчика. Свет флуоресценции проходит через ту же линзу, при этом, из-за своей большей длины волны отражается дихроичным зеркалом и направляется на УФ-фотодиод для детектирования. Отделение постороннего света и выбор спектра флуоресценции (средняя длина волны 360 нм) производится интерференционным светофильтром.

Условия работы датчика enviroFlu:

- Температура образца (измеряемой среды): +2..+40 °С;
- Температура окружающей среды: -5..+55 °С (+2..+40 °С для достижения точности);
- Максимальное давление: 3 бар;
- Температура хранения: -20..+80 °С;
- Скорость потока: 0,1..10 м/с.

Прибор enviroflu функционирует совместно с контроллером TriBox (см. Рис.16), осуществляющим вторичное преобразование измерений, получаемых с датчика.



Рис.16. Контроллер TriBox

Контроллер позволяет осуществлять корректировку измерений, а именно: вычитание фонового значения и введение поправочного коэффициента.

Датчик enviroFlu-НС и контроллер занесены в реестр средств измерений как прибор, обеспечивающий измерение концентрации нефтепродуктов (Свидетельство об утверждении типа средств измерений №76305). Данный факт дает возможность осуществления непрерывного контроля концентрации нефтепродуктов с обеспечением легитимности полученных данных и использование их в качестве доказательной базы.

2.6.2. Контроль нерастворенных нефтепродуктов

На сегодняшний день, наличие нерастворенного нефтепродукта в потоке жидкости можно осуществить путем регистрирования нефтяных пленок на поверхности анализируемого потока. Инструментально, фиксирование наличия нефтепродукта происходит за счет разницы отражательной способности (коэффициентов отражения) воды и нефтепродукта. В предлагаемом методе для идентификации наличия масляных пятен на поверхности жидкости применен отечественный прибор, использовавшийся при выполнении контроля наличия масляных пятен на р. Нева – «Краб» см. Рис.17.



Рис.17. Регистратор нефтяных пленок.

В основе используемого регистратором метода анализа, лежит лазерное зондирование водной поверхности направленным по вертикали вниз узким лазерным лучом (длина волны – 0,65 мкм). Различие коэффициентов отражения для нефтепродуктов и воды позволяет обнаруживать нефтяные пленки. Данный способ позволяет фиксировать нефтяные пятна толщиной от 0,5 мкм [59].

В состав прибора входят излучатель, собранный на базе полупроводникового лазерного диода, и одноканальная оптоэлектронная приемная система. Частота осуществления измерений – 30 сек.

Ввиду высокой турбулентности потока, исключая возможность формирования нефтяной пленки на поверхности воды, в состав узла системы контроля нефтепродуктов входит успокоитель потока, обеспечивающий формирование нефтяных пленок для их дальнейшей регистрации методом лазерного зондирования водной поверхности.

2.6.3. Конструкция «успокоителя потока» для регистрирования нефтяных пленок

Для результативного функционирования регистратора нефтяных пленок в области его измерений, необходимым является обеспечение режима течения анализируемой жидкости, при котором из имеющихся в потоке эмульсированных частичек нефтепродукта, за счет их всплытия из-за разности плотностей, на водной поверхности образуются нефтяные пленки, доступные для фиксирования регистратором.

Зачастую, суть конструкции, обеспечивающей «успокоение» потока, заключается в изменении вектора скорости жидкости и направления его вдоль профиля водовода, тем самым устраняя вихревое движение, обычно такие конструкции используются в закрытых трубопроводах. Также, известны конструкции, осуществляющие гашение напора, в открытых водоемах. Их существенным недостатком является разрушение структуры поверхности жидкости, что недопустимо в случае задачи осуществления экологического мониторинга, при котором необходимо локально обеспечить условия для формирования нефтяного пятна из эмульсированных частичек нефтепродукта, находящихся в потоке с возможностью их регистрирования, прибором осуществляющим лазерное зондирование поверхности жидкости внутри разрабатываемой конструкции. Основным принципом, заложенным в конструкцию успокоителя потока – является всплытие эмульсированных частичек масла, находящихся вблизи поверхности потока за счет разницы плотностей между нефтепродуктом и водой.

Таким образом, базовой задачей метода успокоения потока в системе контроля содержания нефтепродуктов в стоках является: обеспечение должного времени нахождения жидкости внутри конструкции успокоителя, соответствующее времени образования нефтяных пленок из эмульсированных частиц нефтепродукта;

Время, необходимое для всплытия эмульсированных частичек нефтепродукта, находящихся в потоке анализируемого стока, зависит от скорости их всплытия на поверхность жидкости за счет разности плотностей сточной воды и нефтепродукта, в данном исследовании скорость всплытия определяется аналогично с принципом, заложенным в проектирование очистных сооружений, предназначенных для удаления нефтепродуктов из стока.

Требуемое время нахождения потока внутри конструкции успокоителя определено исходя из скорости всплытия частичек нефтепродуктов по формуле Стокса:

$$\vartheta_{\text{вспл}} = \frac{g d_{\text{н}}^2 (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})}{18\mu}, \quad (1)$$

где d_n - диаметр частички нефтепродукта [60]; ρ_n – плотность нефтепродукта (ТП-22С); ρ_v – плотность воды; μ – динамический коэффициент вязкости воды [60].

Время всплытия определено как отношение пути прохождения частички нефтепродукта из потока к поверхности (1) к его скорости $v_{вспл}$:

$$t = \frac{l}{v_{вспл}} \quad (2)$$

Глубина всплытия принимается как 0,3 м поскольку из-за разности плотностей нефтепродукта и воды, нефтепродукты будет стремиться к верхней части потока.

Для расчета скорости всплытия, определены следующие параметры, см. Таблица 1:

Таблица 1. Данные для расчета скорости всплытия частички нефтепродукта

№ п/п	Параметр	Значение	Примечание
1	d_n, μ	300	[60]
2	$\rho_n, \text{кг/м}^3$	0,87	[54]
3	$\rho_v, \text{кг/м}^3$	1,0	[60]
4	$\mu, \text{Па}\cdot\text{с}$	$1200 \cdot 10^{-6}$	Для $t \ 5 \text{ } ^\circ\text{C}$ [60]

На основе формулы (1) и данных из таблицы 3, скорость всплытия определена как:

$$v_{вспл} = 0,0049 \text{ м/с}$$

На основе формулы (2) определено время:

$$t = 10,3 \text{ сек}$$

Определенное время характеризует минимальное требуемое время нахождения потока жидкости внутри конструкции успокоителя потока.

Скорость потока внутри успокоителя рассчитывается исходя из соотношения площади успокоителя потока (в перпендикулярной проекции к движению потока) к площади перфорации внутренней части успокоителя:

$$n = \frac{W_1}{W_2} \quad (3)$$

Скорость соответственно равна соотношению расчетной скорости потока к коэффициенту n .

$$v_2 = \frac{v_1}{n} * (1 - c) \quad (4)$$

Где c – коэффициент сопротивления формы [61].

Исходя из определенных параметров, разработана конструкция успокоителя потока, представленная на Рис.18.

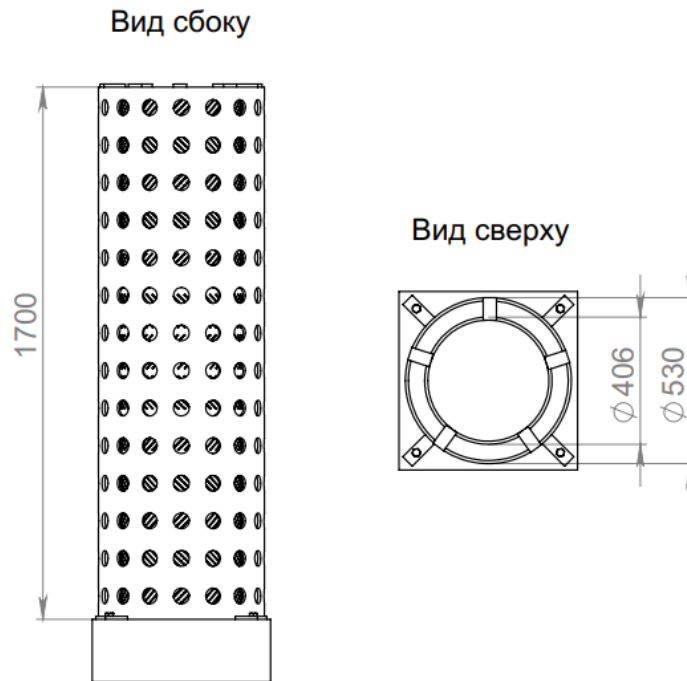


Рис.18. Конструкция успокоителя потока

Существующая конструкция успокоителя потока базируется на отделении части потока жидкости от существующего стока (путем прохождения потока через перфорационные отверстия) и гашении энергии потока при его взаимодействии со стенками успокоителя за счет создания большого местного сопротивления.

Устройство, представленное на Рис.18 сконструировано из двух цилиндров, располагающихся один в другом. В данной конструкции используются цилиндры радиусами 406 м 530 мм, размеры цилиндров выбраны, исходя из обеспечения удобства монтажа оборудования на через стандартный канализационный люк [62].

За счет различного рода перфораций (с уменьшением плоскости сечения к центру конструкции), достигается значительное уменьшение скорости потока.

Внешняя перфорация представляет собой отверстия диаметром 50 мм, устроенные с шагом в 120 мм для предотвращения засорения внутренней части успокоителя с более мелкой фракцией (см. Рис.19).

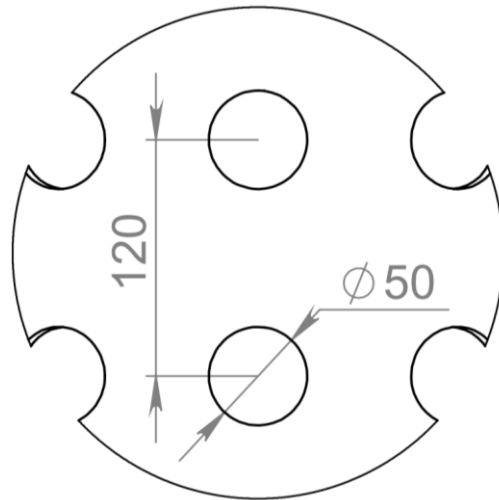


Рис.19. Внешняя перфорация успокоителя.

Внутренняя перфорация успокоителя потока представляет из себя параллельные прорезы, шириной 3,2 мм высотой 110 м, устроенные под наклоном в 45° с шагом в 15 мм. По вертикали, уровни перфорации имеют разную направленность, для более эффективного гашения энергии потока (см. Рис.20).

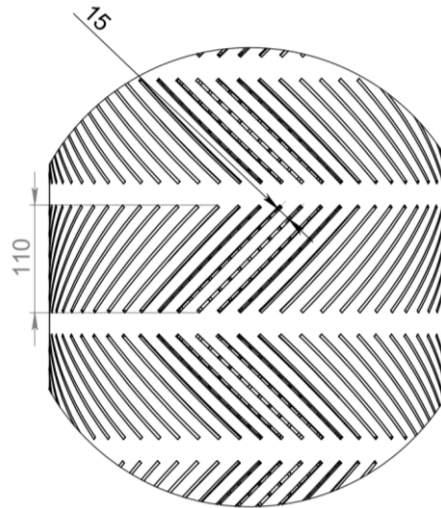


Рис.20. Перфорация внутренней части успокоителя.

Конструкция дополнительно оборудуется бетонным пригрузом, для обеспечения устойчивости и противостояния силам со стороны потока жидкости.

Конструкция устройства успокоения потока разработана при помощи программных комплексов 3d моделирования с использованием пакетов вычислительного гидродинамического моделирования [63-67], позволяющим оценить работоспособность данной конструкции в среде, близкой к реальным условиям эксплуатации (см. Рис.21-23).

Граничными условиями для решения поставленной задачи являлись:

- массовый расход жидкости 16 000 м³/ч;

- давление окружающей среды – атмосферное;
- жидкость – вода с температурой 5 0С;

Общее количество расчетных ячеек в сетке: 131678.

После постановки задачи и ее решения, получены следующие результаты: На Рис.21 показана эпюра распределения скоростей (вид сбоку).

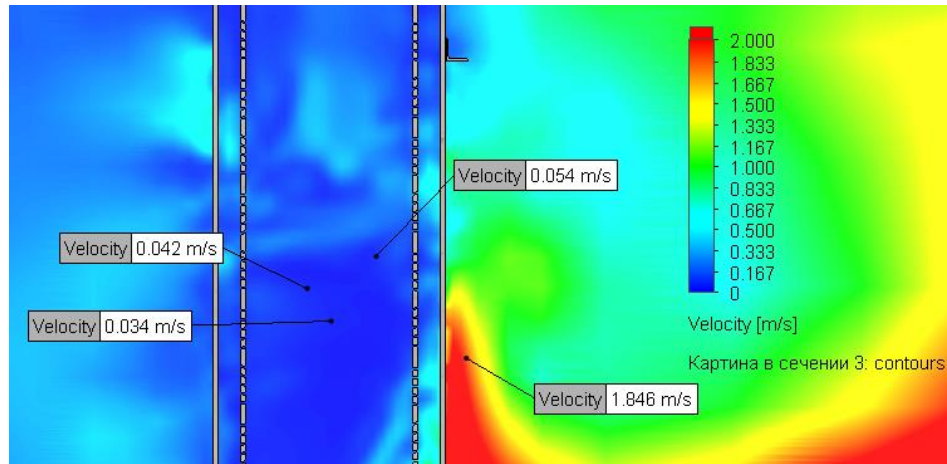


Рис.21. Эпюра распределения скоростей (вид сбоку).

Как видно из эпюры распределения скоростей на Рис.5. скорости потока внутри успокоителя значительно меньше чем за его границами, так, перед успокоителем наблюдаются значения более 1 м/с.

На Рис.6. представлена эпюра плоскости на расстоянии 1,2 м от дна камеры (на таком уровне установилась поверхность потока в решаемой задаче).

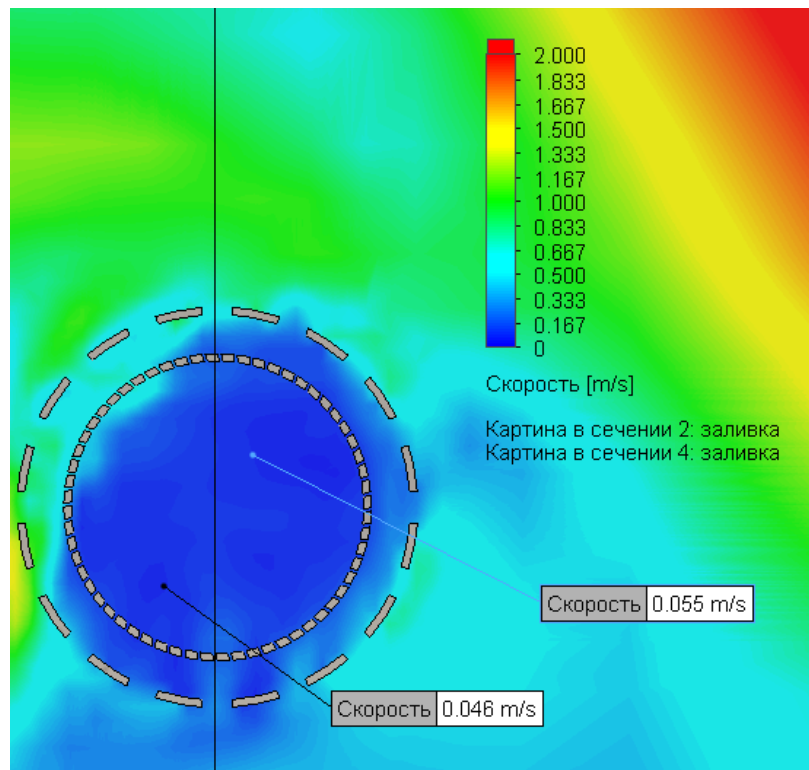


Рис.22. Эпюра распределения скоростей в потоке (вид сверху).

Как видно на данной эпюре, скорости на поверхности жидкости порядка 0,046 - 0,055 м/с.

На Рис.7 представлен график распределения скорости по оси, проходящей от центра успокоителя потока.

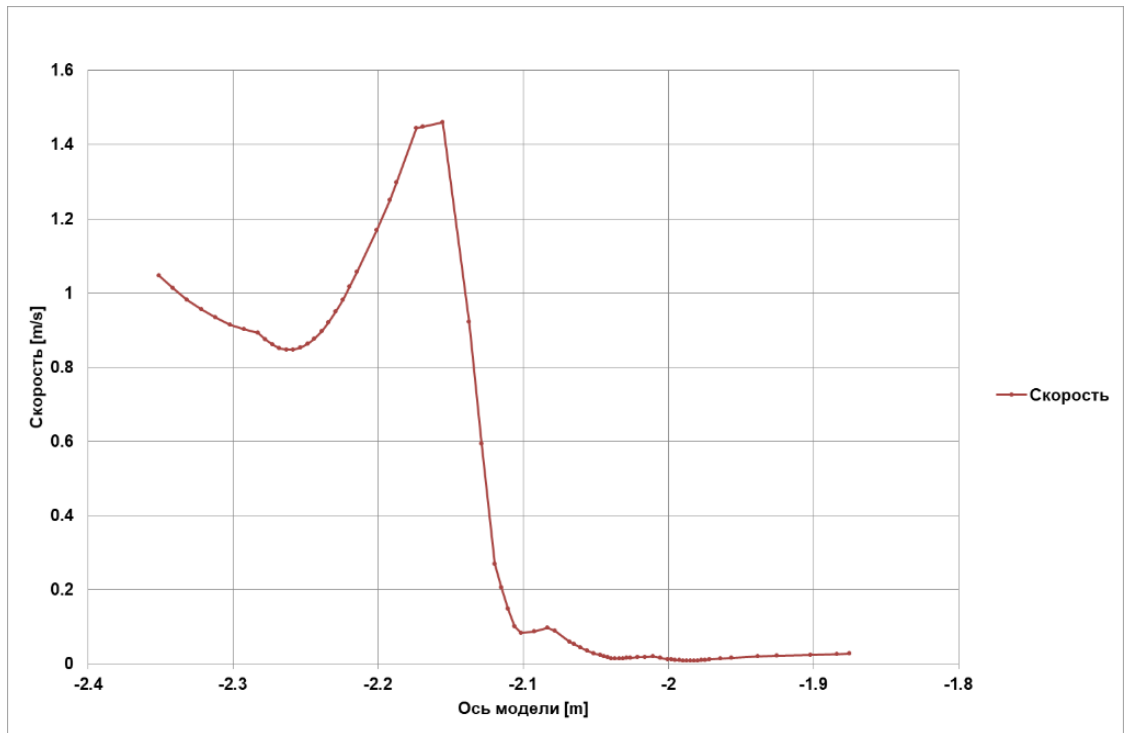


Рис.23. График распределения скоростей в сечении успокоителя.

На данном графике наглядно видна эффективность работы успокоителя - за его пределами наблюдается скорость 0,85-1,45 м/с, при том как внутри успокоителя скорость <0,1 м/с.

Следует отметить, что в рассматриваемой камере (месте установки), успокоитель потока не только снижает скорость внутри себя, но также обеспечивает ровную гладь жидкости для достоверного определения наличия нефтяных пленок на ее поверхности. Установленный, напротив водосбросного коллектора, он обеспечивает гашение волн, образующихся при изливе жидкости из коллектора в водоприемную камеру.

Рассматривая теоретические показатели скорости внутри успокоителя при установке его в камере сечением 6х6 м, глубину заполнения камеры примем как 1,2 м (из результатов моделирования). По формуле (3) найдем отношение площади успокоителя к общей площади перфорационных отверстий для заданной глубины покрытия тела успокоителя (при глубине 1,2 м покрыто 7 уровней наклонной перфорации).

$$n = \frac{0,64 \text{ м}^2}{0,076 \text{ м}^2} = 8,42$$

По формуле (4) определим скорость потока внутри успокоителя.

$$v_2 = \frac{0,61 \text{ м/с}}{8,42} * (1 - 0,46) = 0,042 \text{ м/с}$$

При заданной скорости, время нахождения частичек внутри успокоителя составит:

$$t_{\text{вн}} = \frac{0,53}{v_2} = 12,6 \text{ сек}$$

Данное время нахождения стока внутри успокоителя обеспечит всплытие нефтяных эмульсированных частичек и образования нефтяного слоя, видимого для регистратора нефтяных пленок.

Теоретическое значение скорости отличается от расчетного из-за пренебрежения следующими параметрами:

- ориентация перфораций к направлению движения потока;
- шероховатость поверхностей;
- коэффициент сопротивления формы не учитывает перфорацию;
- расстояние от выходного коллектора до успокоителя (распределение скоростей при изливе в бассейн).

Таким образом, в данной работе графически и вычислительно представлена эффективность разработанного метода.

Следует отметить, что конструкция успокоителя потока, входящего в состав рассматриваемого метода, индивидуальна для каждой из точек его установки.

2.6.4. Автоматизированное рабочее место оператора

Как было указано ранее, в состав рассматриваемого метода входит АРМ. АРМ представляет из себя рабочее место с мониторами, на которые выводится изображения мнемосхем созданной SCADA системы. На Рис.24, представлена мнемосхема основного экрана.

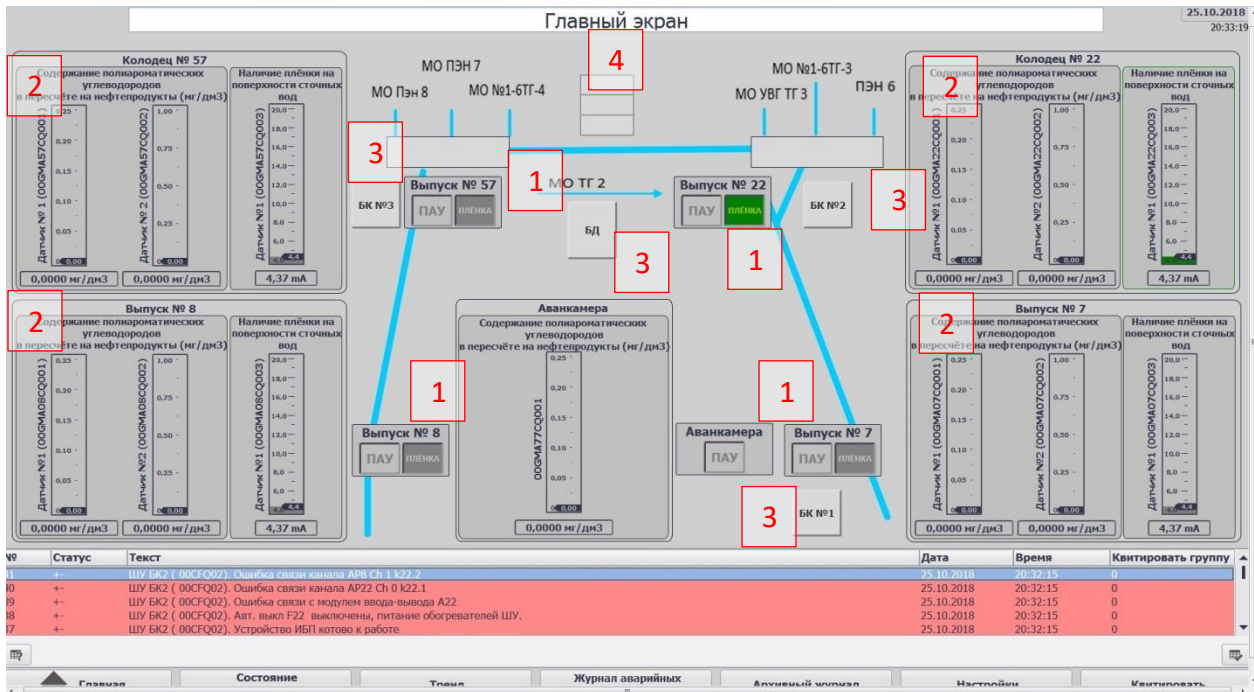


Рис.24. Мнемосхема главного экрана

На данном экране отображена мнемосхема потоков сточных вод с указанием размещения точек измерения в колодцах и выпусках.

- (1) - На каждом схематичном изображении колодца/выпуске размещены иконки относящиеся к контролируемому параметру и меняющие цвет в зависимости от уровня контролируемого параметра. см. Таблица 2.

Таблица 2. Вид иконки, определяющий контрольный параметр и цветовая индикация

Вид иконки	Цвет отображения	Значение
	Grey	- значение контролируемого параметра низкое
	Green	- значение приближается к предупредительному, начался переходной процесс
	Yellow	- значение контролируемого достигло предупредительного уровня
	Red	- значение контролируемого достигло аварийного уровня

- (2) – Рядом с каждым схематичным изображением колодца/выпуска размещён блок гистограмм, отображающий в графическом и числовом виде значение контролируемого параметра с указанием наименования параметра диапазона и единиц измерения. см. Рис.25.

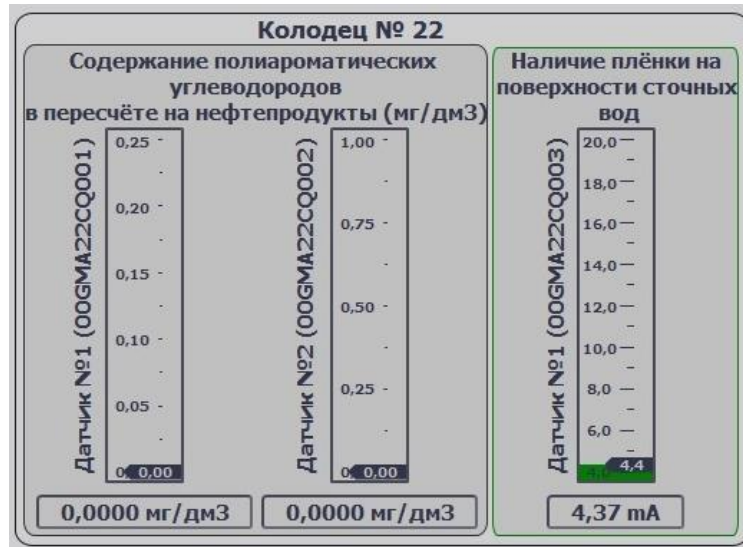


Рис.25. Гистограмма значений контрольных параметров

Цвет гистограмм также меняется в зависимости от уровня контролируемого параметра, в соответствии с цветовым обозначением в Таблице 2.

- (3) – На главном экране, также присутствует схематичное изображение шкафов с указанием его наименования. см. Рис.26.

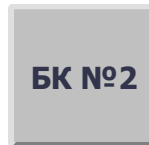


Рис.26. Изображение локального шкафа на мнемосхеме

В случае какой-либо неисправности оборудования размещённого в данном шкафу его изображение начинает мигать красным.

- (4) - На главном экране присутствует изображение световой колонны, сегменты которой меняют цвет в зависимости от того какой световой индикатор включен в данный момент. В случае получения аварийного сообщения о превышении уставки того или иного параметра, включается сирена, что индицируется отображением иконки, представленной на Рис.27.



Рис.27. Иконка аварийного сообщения

2.7. Метод определения контроля параметра «Нефтепродукты»

Использование датчиков измерителей концентрации ПАУ позволяет осуществлять измерение концентрации нефтепродукта, путем пересчета концентрации ПАУ с использованием поправочного коэффициента.

2.7.1. Определение коэффициента пересчета ПАУ на нефтепродукт ТП-22С

Для определения указанного коэффициента пересчета, осуществлена калибровка датчика ПАУ в лабораторных условиях. Калибровка проведена путем определения угла наклона показателя ПАУ на графике зависимости к концентрации нефтепродукта, при добавлении заведомо известной концентрации нефтепродукта (см.Рис.28). В качестве нефтепродукта, использовался образец масла ТП-22С, используемого на ТЭЦ-17.

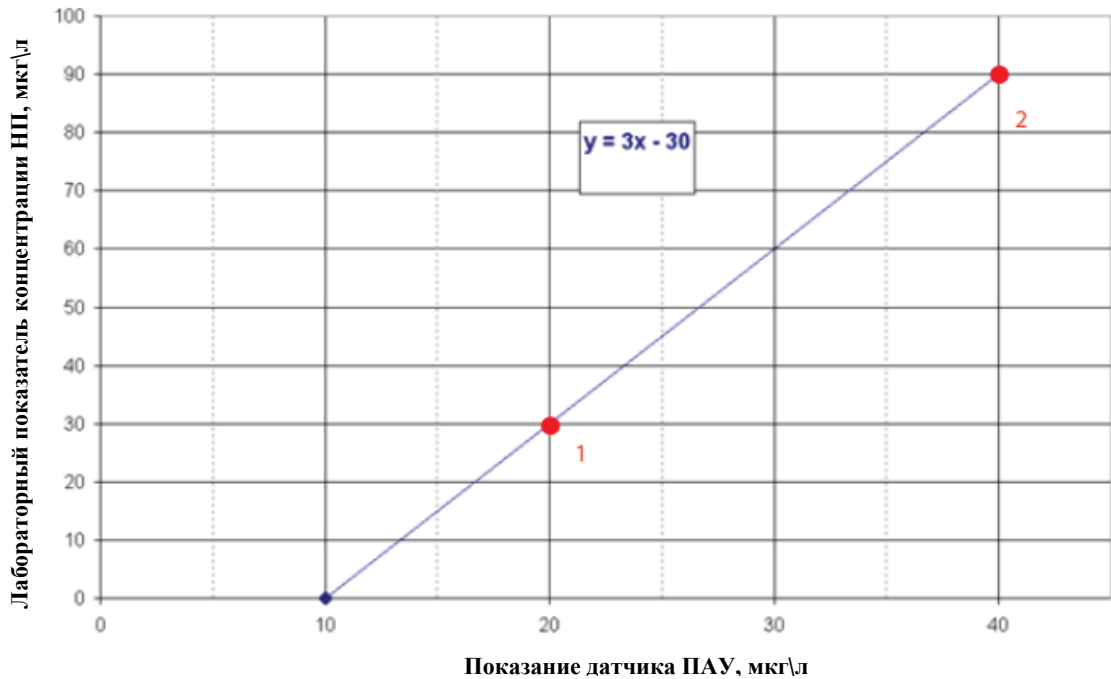


Рис.28. График определения коэффициента пересчета.

Минимальная концентрация нефтепродуктов, требуемая для определения, согласно нормам, для объектов рыбохозяйственного назначения составляет 0,05 мг/дм³.

Согласно сопроводительной литературе по работе с датчиком, коэффициент пересчета концентрации ПАУ на нефтепродукт, контролируемый в потоке, определяется по формуле:

$$k = \frac{\Delta C_{oil}}{x_1 - x_0} \quad (1)$$

Где, ΔC_{oil} - изменение концентрации нефтепродуктов, мг/дм³;
 x_0 - начальная (фоновая) концентрация ПАУ, мкг/дм³;

x_1 - концентрация ПАУ, после добавления нефтепродукта, мкг/дм³.

Для определения коэффициента проведена серия экспериментов, часть результатов которых приведена в таблице ниже.

Таблица 3. Результаты измерений

№ п/п	Количество введенного ТП-22С, мкг/л	Количество введенного спирта, мкл	Показания датчика		Среднее, мкг/л	Прирост, мкг/л	Коэффициент пересчета
			min	max			
1	0	0	21,67	22,05	21,86	-	-
2	50	20	22,28	21,98	22,13	0,27	185,2
3	100	40	22,31	22,16	22,24	0,38	266,7
4	150	60	22,25	22,43	22,34	0,48	312,5
5	200	80	22,37	22,49	22,43	0,57	350,9
6	250	100	22,75	22,56	22,66	0,80	314,5

По результатам проведенных исследований по определению коэффициента пересчета, среднее из графы «коэффициент пересчета» и равно 285. При анализе всех проведенных экспериментов, значение коэффициента пересчета концентрации ПАУ на концентрацию турбинного масла ТП-22С, принято, как 250.

2.7.2. Факторы, влияющие на пересчет концентрации ПАУ на концентрацию нефтепродукта

В рамках использования датчиков-измерителей ПАУ для определения концентрации нефтепродуктов необходимо учитывать две важные особенности:

- фоновая концентрация ПАУ в водах р.Нева;
- зависимость флуоресценции от температуры измеряемого потока.

Фоновая концентрация ПАУ в водах р.Нева.

Анализируемые стоки являются природными стоками р.Нева и как следствие, в них имеется фоновая концентрация ПАУ [68].

Первичные показания датчика ПАУ, представлены на Рис.29.

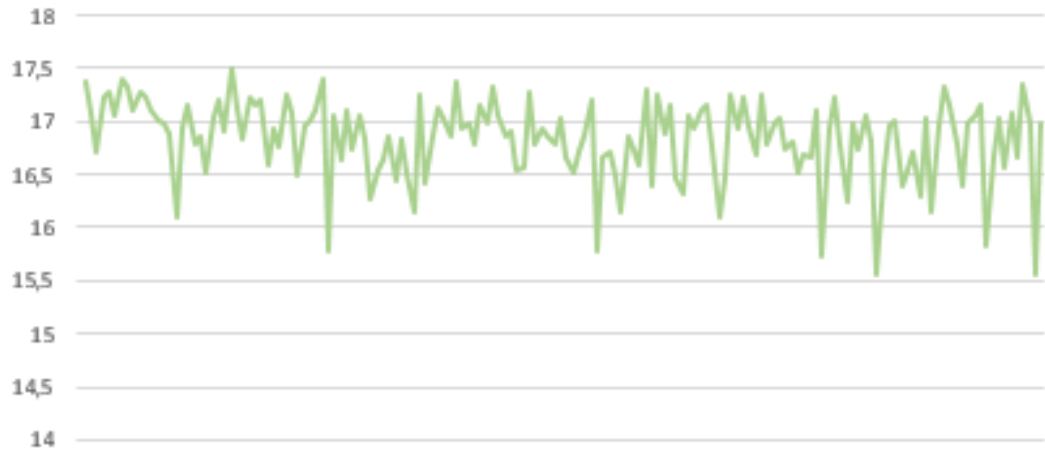


Рис.29. Данные с контроллера датчика ПАУ

На данном рисунке представлен график изменения концентрации ПАУ во времени. На оси абсциссы указано время, а на оси ординат показатель концентрации ПАУ мгк/л.

Анализируя график можно сделать вывод о том, что измерение фоновой концентрации имеют непостоянный характер и колеблются в промежутке 15,5-17,5 мкг/дм³.

В природных условиях на результаты измерения может повлиять содержание в среде гуминовых и фульвокислот [69], также называемых "желтым веществом" или CDOM (англ. „coloured dissolved organic matter“, русск. "окрашенное растворенное органическое соединение"). В связи с этим, возможна необходимость корректировки измеренных значений. Данная корректировка может проводиться либо в виде учета неизменного значения «обнуления» (если концентрация влияющих на измерение веществ неизменна), либо посредством второго флуориметра, настроенного на измерение концентрации гуминовых и фульвокислот

Влияние температуры на измерения концентрации ПАУ

Эффект флуоресценции, на котором строится измерение датчика, имеет зависимость от температуры измеряемой жидкости. На рис.30. представлены графики измерения датчика-измерителя ПАУ, регистрирующие фоновые значения концентрации ПАУ в измеряемом потоке и график изменения температуры анализируемого потока для одного промежутка времени.

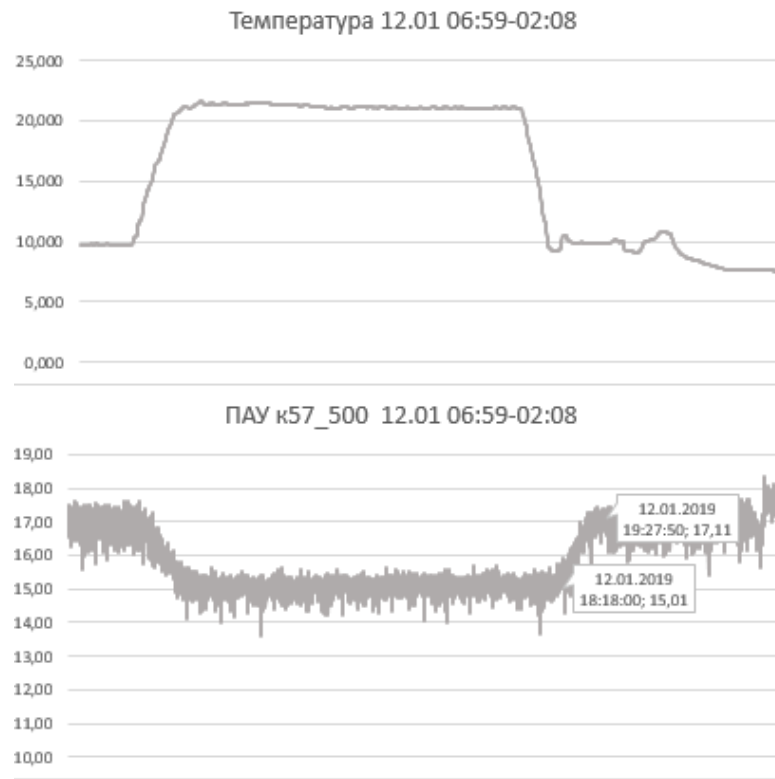


Рис.30. Данные с контроллера датчика ПАУ при измерении фоновых концентраций вод р.Нева.

Исходя из сопоставления графиков на Рис.30., можно сделать вывод об обратной зависимости температуры стока и концентрации ПАУ в потоке жидкости. При изменении температуры жидкости с 10 до 20 °С, показания датчика изменились с 17 до 15 мкг/дм³. Данное изменение вызвано влиянием температуры анализируемой среды. При повышении температуры:

- ускоряются процессы растворения ПАУ [68];
- происходит скоротечное затухание люминесценции, детектируемое прибором-измерителем.

2.7.3. Алгоритм пересчета концентрации ПАУ на концентрацию нефтепродукта

Поскольку колебания фоновых концентраций (Рис.29.) больше значения, соответствующего ПДК по нефтепродуктам, то исключена возможность работы датчика по принципу превышения уставки.

Для решения поставленной задачи создан алгоритм, имеющий следующие особенности:

Сравнение концентрации ПАУ происходит между двумя суммами последовательных измерений в течение трех минут (исходя из оптимального количества измерений), формируя два массива;

Сравнение массивов происходит путем вычитания сумм массивов (S1 и S2). Визуально, на Рис.31. выделены два массива на графике концентрации ПАУ.

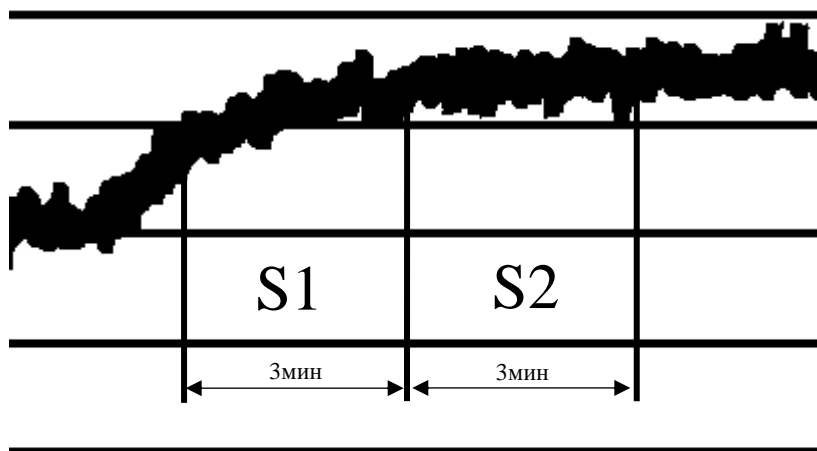


Рис.31. Пример выделения массивов измерений концентрации ПАУ

На Рис.31.наглядно видно, что между массивом S1 и S2 имеется разница в площади под графиком. Данная разница и будет являться параметром, по которому определяется факт увеличения концентрации нефтепродуктов в стоках.

Расчетное определение прироста концентрации нефтепродукта происходит по нижеследующей формуле:

$$C_i = \frac{S_2 - S_1}{n} \cdot k \quad (2)$$

- Где, C_i - изменение концентрации нефтепродукта (ТП-22С), мг/дм³;
 S_1 - сумма измерений концентрации ПАУ в сравниваемом массиве, мг/дм³;
 S_2 - сумма измерений концентрации ПАУ в текущем массиве, мг/дм³;
 n - количество измерений в массиве (18 показаний за три минуты);
 k - коэффициент пересчета ПАУ на нефтепродукт;

Лабораторно установлено, что при увеличении концентрации нефтепродукта на 0,05мг/дм³, каждое из показаний датчика ПАУ увеличится на 0,2 мкг/дм³, соответственно для периода в 3 мин (за этот промежуток датчик снимает 18 показаний) разница массивов будет 3,6 мг/дм³, что будет соответствовать приросту концентрации нефтепродуктов в 0,05 мг/дм³.

Общая концентрация нефтепродуктов определяется по формуле:

$$C = C_0 + (C_i)$$

Где, C_0 - начальная концентрации нефтепродукта (ТП-22С) в анализируемом потоке, мг/дм³;

C_i - изменение концентрации нефтепродукта (ТП-22С), мг/дм³;

Величина C_0 определяется лабораторным способом, путем анализа исходной воды р.Нева, с регулярностью, согласно регламенту предприятия (рекомендовано – один раз в месяц).

Таким образом, представленный алгоритм обеспечивает пересчет концентрации ПАУ, измеряемых прибором, на концентрацию нефтепродукта ТП-22С и позволяет осуществлять непрерывный контроль за состоянием стоков, сбрасываемых в водный объект по концентрации растворенных нефтепродуктов минуя влияние фоновой концентраций ПАУ и сезонных температурных изменений анализируемого потока.

Недостатком представленного метода является единовременность обнаружения сверхнормативной концентрации нефтепродуктов в потоке.

2.7.4. Метрологическое обеспечение непрерывного изменения концентрации нефтепродуктов

Датчики, применяемые в рассматриваемом методе непрерывного контроля концентрации нефтепродуктов внесены в реестр средств измерений как «датчик нефтепродуктов» (номер в реестре 77328-20). Настоящее положение позволяет использовать их показания как доказательную базу в случае возникновения юридических споров о причастности предприятия к наличию нефтепродуктов в том или ином водном объекте. Необходимо отметить, что данный факт особо значим при нахождении нескольких водопользователей на одном водосбросном канале.

Для представленного метода определено среднее квадратичное отклонение и дисперсия от среднего значения для массива измерений. По данной дисперсии определены погрешности, с которыми определяется та или иная разница массивов (в пересчете на нефтепродукты). Значения погрешностей представлены в Таблице 4.

Таблица 4. Погрешности определения концентрации нефтепродуктов.

Концентрация нефтепродуктов (в пересчете с ПАУ), мг/ дм ³	Значение погрешности, %
0,05	65
0,1	32,5
0,25	13
0,5	6,5
1,0	3,3

Выводы по главе 2

В данной главе представлен метод непрерывного контроля наличия нефтепродуктов в системе охлаждения ТЭЦ-17 «Выборгская». Рассмотрена система охлаждения данного предприятия, указаны источники и причины попадания нефтепродуктов в стоки системы охлаждения. Осуществлен анализ данных местной химической лаборатории по значениям концентрации нефтепродуктов на контрольных точках пробоотбора ТЭЦ-17 за 2018 год. Представлена структура предлагаемого метода и технические узлы, входящие в его состав. Представлена конструкция и принцип работы «успокоителя потока», обеспечивающего работу регистратора нефтяных пленок. Раскрыт принцип алгоритма пересчета концентрации ПАУ на концентрацию нефтепродукта, применяемого в системе охлаждения ТЭЦ-17. Приведены метрологические характеристики предлагаемого метода пересчета.

Глава 3. Результаты применения метода производственно-экологического мониторинга концентрации нефтепродуктов в стоках системы охлаждения на ТЭЦ-17 «Выборгская»

3.1. Апробирование метода

В период с 09.01.2019 по 27.03.2019, совместно с хим. лабораторией станции, проводилось апробирование предлагаемого метода, заключающееся в осуществлении сверки показаний системы производственно-экологического мониторинга и данных, полученных в ходе лабораторного анализа проб, осуществляемых сотрудниками станции в части измерения концентрации параметра «нефтепродукты» на контрольных точках.

Для удобства анализа, данное сравнение разделено на несколько этапов:

- сверка данных по фиксированию превышений;
- сверка данных в момент отсутствия превышений.

3.1.1. Сверка данных по фиксированию превышений

Сверка данных в момент фиксирования превышения представлена в Таблице 5.

Необходимо отметить, что датчики, применяемые в качестве измерителя концентрации нефтепродуктов, являются оптическими, ввиду чего подвержены быстрому загрязнению в природных водах. Поскольку датчики не оснащены системой автоматической очистки (сжатым воздухом), то в момент проведения апробации определялся требуемый период их ручной чистки.

Таблица 5. Сверка результатов лабораторных измерений и измерений программы мониторинга

Таблица сверки превышений в период с 9.01 по 27.03											
Дата	Время	Место	Результат хим.лаборатории и	Значение, мг/дм ³	Погрешность	Граница низ	Граница верх	Время	Результат программы, мг/дм ³	Сверка	Примечание
09.01.2019	9:30	В8	0,169±0,059	0,169	0,059	0,11	0,228	9:30	0,02	±	Опредлялся период чистки датчка
11.02.2019	9:20	В-7	0,082±0,029	0,082	0,029	0,053	0,111	9:24	0,065	+	
11.02.2019	9:15	В-8	0,059±0,021	0,059	0,021	0,038	0,08	9:06	0,034	±	Опредлялся период чистки датчка
11.02.2019	10:40	КК-57	0,068±0,024	0,068	0,024	0,044	0,092	10:41	0,069	+	
12.02.2019	9:16	В-7	0,057±0,020	0,057	0,020	0,037	0,077	9:14-9:16	0,056 - 0,10	+	
12.02.2019	9:13	В-8	0,069±0,021	0,069	0,021	0,048	0,09	9:12	0,048	+	в 9:00 зафикс 0,063
14.02.2019	10:00	В-7	0,077±0,027	0,077	0,027	0,05	0,104	9:56	0,061	+	
14.02.2019	9:57	В-8	0,078±0,027	0,078	0,027	0,051	0,105	9:57	0,207	+	с 8:46 фиксировались превышения
15.02.2019	8:45	В-8	0,084±0,029	0,084	0,029	0,055	0,113	8:44-8:48	0,131	+	
26.02.2019	8:40	В-7	0,060±0,021	0,060	0,021	0,039	0,081	8:33-8:50	0,058 - 0,10	+	Преодические превышения
26.02.2019	9:23	КК-22	0,057±0,020	0,057	0,020	0,037	0,077	9:23	0,063	+	
13.03.2019	8:35	В-8	0,061±0,021	0,061	0,021	0,04	0,082	8:25	0,054	+	Превышение зафиксировано ранее
18.03.2019	8:52	В-7	0,055±0,019	0,055	0,019	0,036	0,074	8:52	0,063	+	
27.03.2019	9:08	В-7	0,056±0,019	0,056	0,019	0,037	0,075	9:08	0,053	+	
27.03.2019	7:05	КК-57	0,055±0,019	0,055	0,019	0,036	0,074	6:46	0,065	+	Превышение зафиксировано ранее

В данной таблице проанализированы моментные показания системы в период отбора проб хим. лабораторией и в ближайшее время до него. По результатам данной таблицы видно, что в момент функционирования системы экомониторинга, из 15 пробоотборов, показавших превышение концентрации нефтепродуктов, зафиксированных станцией, системой экомониторинга в указанный момент времени (или ранее) зафиксировано 13.

Важно отметить, что 2 показания не совпадают по причине определения периода чистки оптической системы датчиков.

3.1.2. Сверка данных в момент отсутствия превышений

Сверка данных в момент отсутствия превышения концентрации нефтепродуктов в стоках представлена в Приложении 1. В данной таблице сведены ежеминутные показания системы экомониторинга и результаты анализов хим. лаборатории в момент отсутствия превышения концентрации нефтепродуктов. Сходимость определялась по наличию/отсутствию превышения, без сверки по конкретному значению концентрации нефтепродукта.

По результатам данного анализа, из 117 измерений несовпадение наблюдается в 13 из них. Следует отметить что на данные результаты может влиять временной фактор (отсутствие утвержденной сверки между временем отбора проб хим.лабораторией и временем системы экомониторинга).

Для удобства анализа итогов сверки, все результаты представлены в таблице 6.

Таблица 6. Результаты сверки с хим.лабораторией

Этап	Количество точек сверки, шт	Совпадений, шт	Не совпадений, шт	Сходимость, %
Фиксирование превышений	15	13	2	87
Отсутствие превышений	117	104	13	89

Система экомониторинга имеет сходимость с данными станции по фиксированию превышения – в 87%; по отсутствию превышений – в 89%.

3.2. Возможности предлагаемого метода

В период эксплуатации предлагаемого метода производственно-экологического мониторинга определены его достоинства, к которым относится:

- осуществление непрерывного мониторинга системы охлаждения по параметру «нефтепродукты», находящихся как в виде растворенного вещества, так и в виде эмульсий (нефтяных пленок);
- возможность оперативного определения точки детектирования нефтепродуктов;
- возможность оперативного определения подгруппы оборудования, или субабонента, причастного к наличию нефтепродукта в стоках системы охлаждения;
- архивирование данных и как следствие – осуществление анализа произошедших инцидентов.

3.2.1. Применение метода для анализа происшествий

Рассмотрим один из случаев применения предлагаемого метода для анализа инцидента превышения концентрации нефтепродуктов в стоках ТЭЦ-17 13.02.2019 см. Рис.32

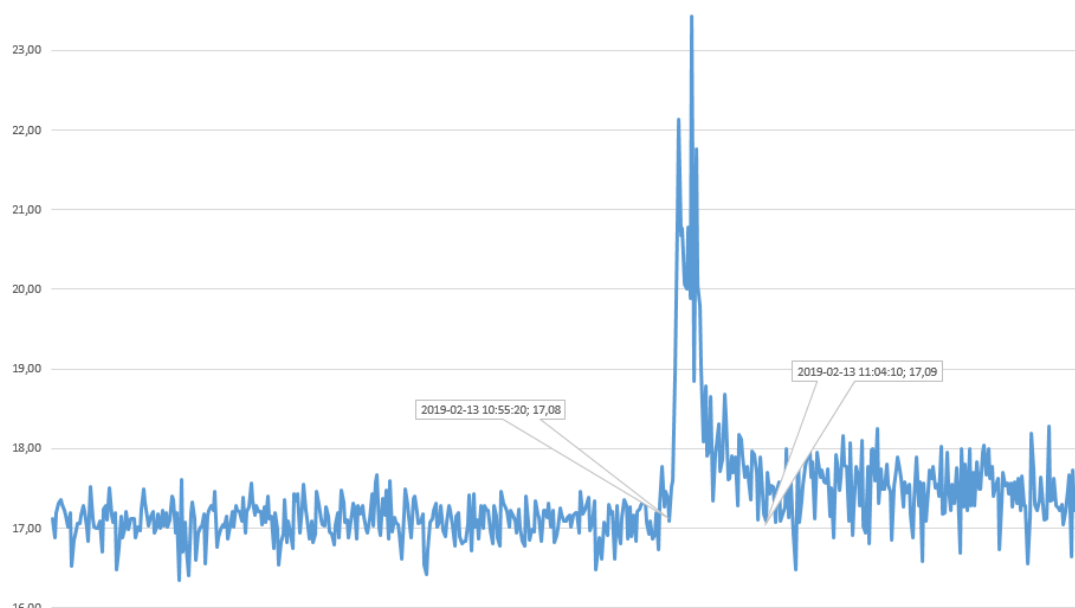


Рис.32. Превышение ПАУ на КК-57.

На рис.32 представлены первичные показания датчика ПАУ, расположенного в КК-57. Из рисунка выше наглядно видно, что в период времени с 10:55 до 11:04 наблюдалось значительно превышение показателя ПАУ (более чем на 6 мкг/дм³) в стоках. Следует отметить, что версия ПО, используемая контроллером датчика ПАУ имеет автоматических переход на летнее/зимнее время, потому рассматриваемый промежуток времени соответствует промежутку 11:55-12:04.

При этом, на мнемосхеме пересчета концентрации ПАУ на концентрацию нефтепродукта отображалось нижеследующее, см. Рис.33.

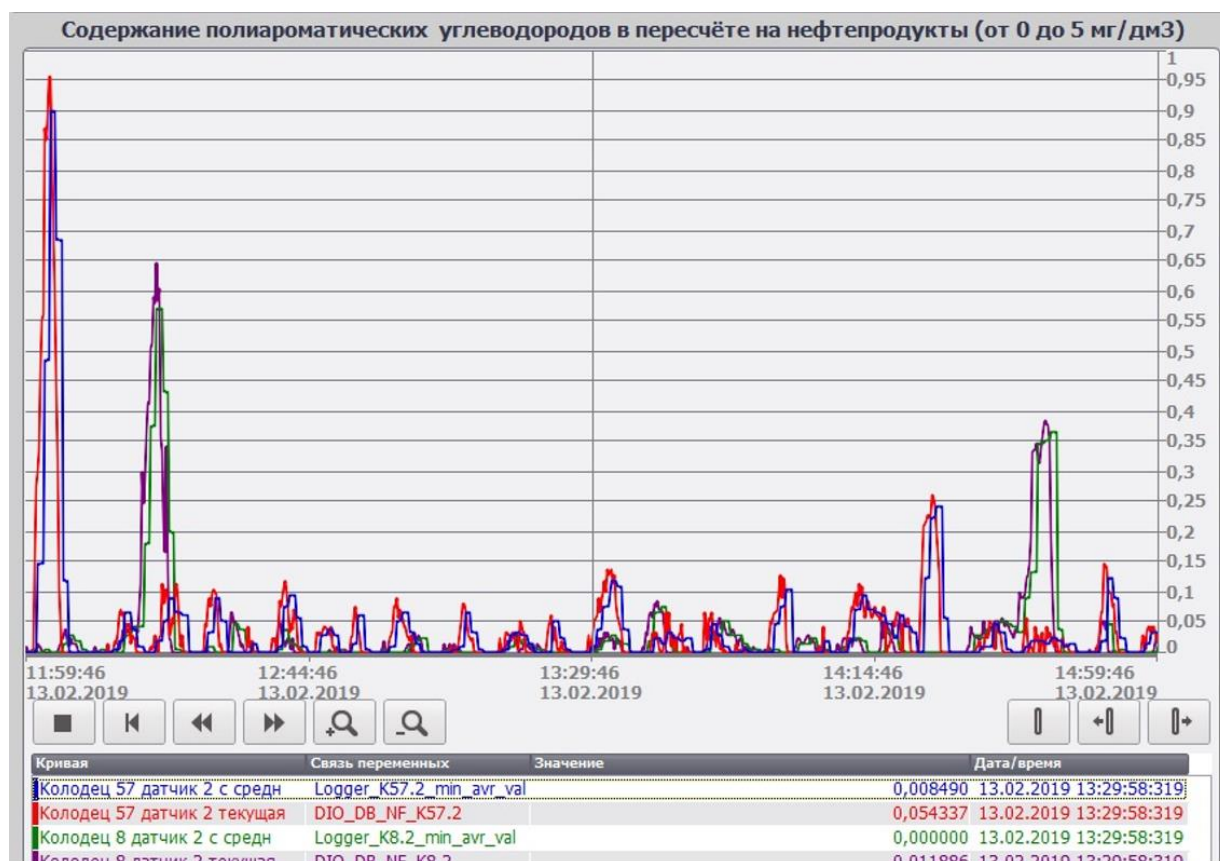


Рис.33. Изображения мнемосхемы с концентрациями нефтепродукта, рассчитанными с концентрации ПАУ.

Анализ проведен не только по датчикам-измерителям растворенной концентрации нефтепродуктов, но и по наличию нефтяной пленки на поверхности анализируемого стока. График регистратора в рассматриваемый промежуток представлен на Рис.34.



Рис.34. Показания регистратора нефтяных пленок.

На рис.34. наглядно видно, что в промежуток времени, соответствующий превышению показаний датчика ПАУ, наблюдалось повышение показания регистратора нефтяных пленок.

Разработанный метод позволяет просмотреть показания датчиков-измерителей концентрации ПАУ на других точках контроля, см. Рис.35.

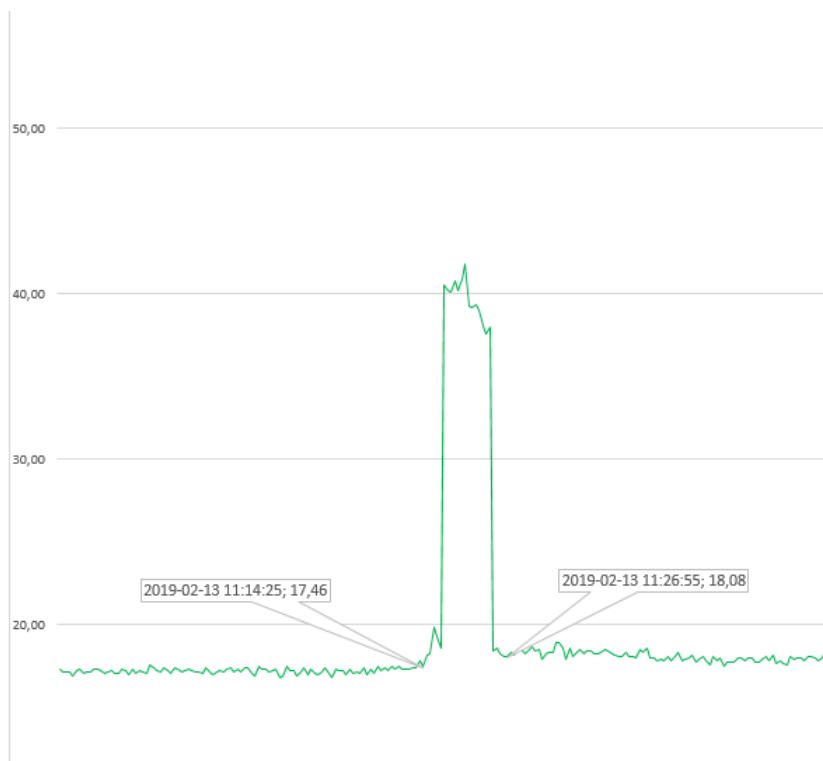


Рис.35. Превышение ПАУ на Выпуске-8.

На Рис.35 изображены показания датчика ПАУ на выпуске-8 (являющимся одной веткой с КК-57). Анализируя данный рисунок, совместно с рис.5, следует принять во внимание, что данное превышение, длившееся ~12мин., зафиксировано через 19 минут после начала превышения на КК-57, что соответствует логике перемещения нефтепродуктов в сторону выпуска В-8 от КК-57.

Следует отметить, что по данным, полученным от станции, 13.02.2019 проводился пуск турбогенератора ТГ-4 и представленные превышения могут являться результатом пуска турбогенератора.

Исходя из вышеизложенного, целесообразно использовать настоящий метод контроля наличия нефтепродуктов в стоках системы охлаждения для выявления подгруппы оборудования, причастной появлению нефтепродуктов в системе охлаждения станции.

3.3. Возможные доработки метода производственно-экологического мониторинга контроля нефтепродуктов в стоках системы охлаждения

3.3.1. Определение зависимости от влияния температуры

В рамках настоящей работы осуществлено определение зависимости влияния температуры измеряемого потока на концентрацию ПАУ (см. Рис.36, 37).

Алгоритм проведения анализа:

- 1) Из предоставленного количества данных выделены промежутки с зафиксированным изменением температуры (для сокращения объема, в данном отчете представлены не все);
- 2) Определены временные границы вышеуказанного изменения с дополнительным расширением данных границ как «до», так и «после» изменения температуры;
- 3) Для заданных временных границ, по значениям, полученным с прибора, построены графики изменения концентрации ПАУ;
- 4) Определены зависимости изменения величины концентрации ПАУ от температуры стоков;

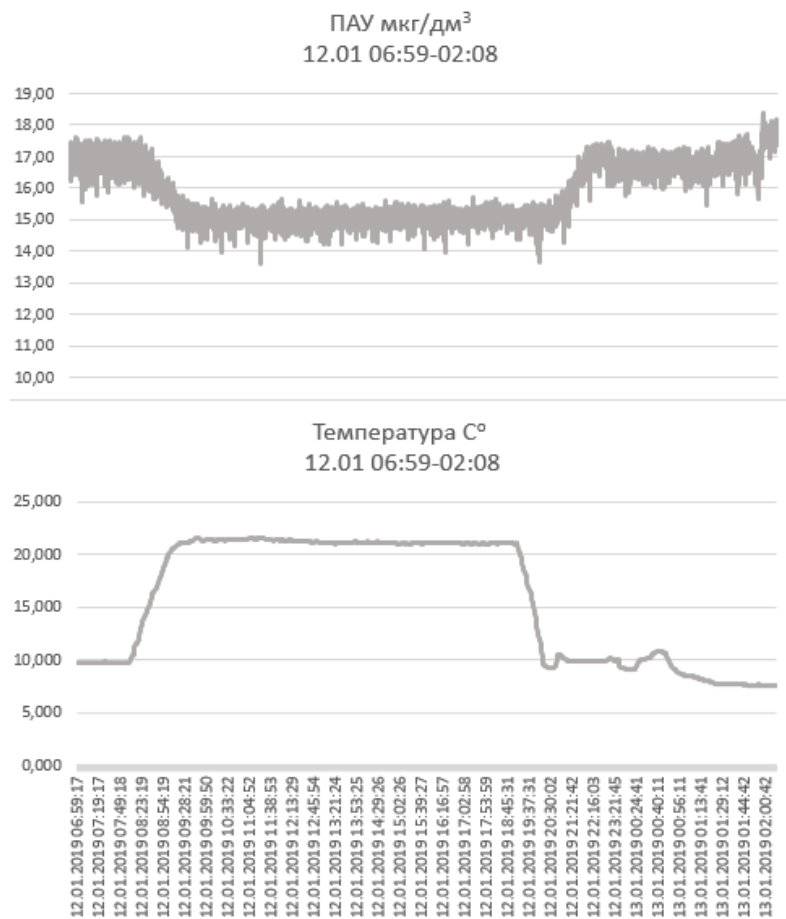


Рис.36. Зависимость показателя ПАУ от температуры 12.01.2019

На Рис.36. видно, что изменение температуры приводит к изменению показателя ПАУ.

За указанный период, произошли следующие изменения:

- температура выросла на 11,8 °С;
- показатель ПАУ снизился на 1,91 мкг/дм³;

Определим поправочный коэффициент. По имеющимся данным составим равенство, предположив, что концентрация нефтепродуктов осталась неизменной:

$$S_1 \cdot T_1 = S_2 \cdot T_2 \cdot K_t$$

Где, S_1 - средняя концентрация ПАУ до изменения температуры, мкг/дм³;

T_1 – начальная температура, °С;

S_2 - средняя концентрация ПАУ после изменения температуры, мкг/дм³;

T_2 – температура после изменения, °С;

K_t – коэффициент влияния температуры.

Из представленного выражения выразим коэффициент влияния температуры:

$$K_t = \frac{S_1 \cdot T_1}{S_2 \cdot T_2}$$

Поставив имеющие значения в формулу, получим:

$$K_t = 0,51$$

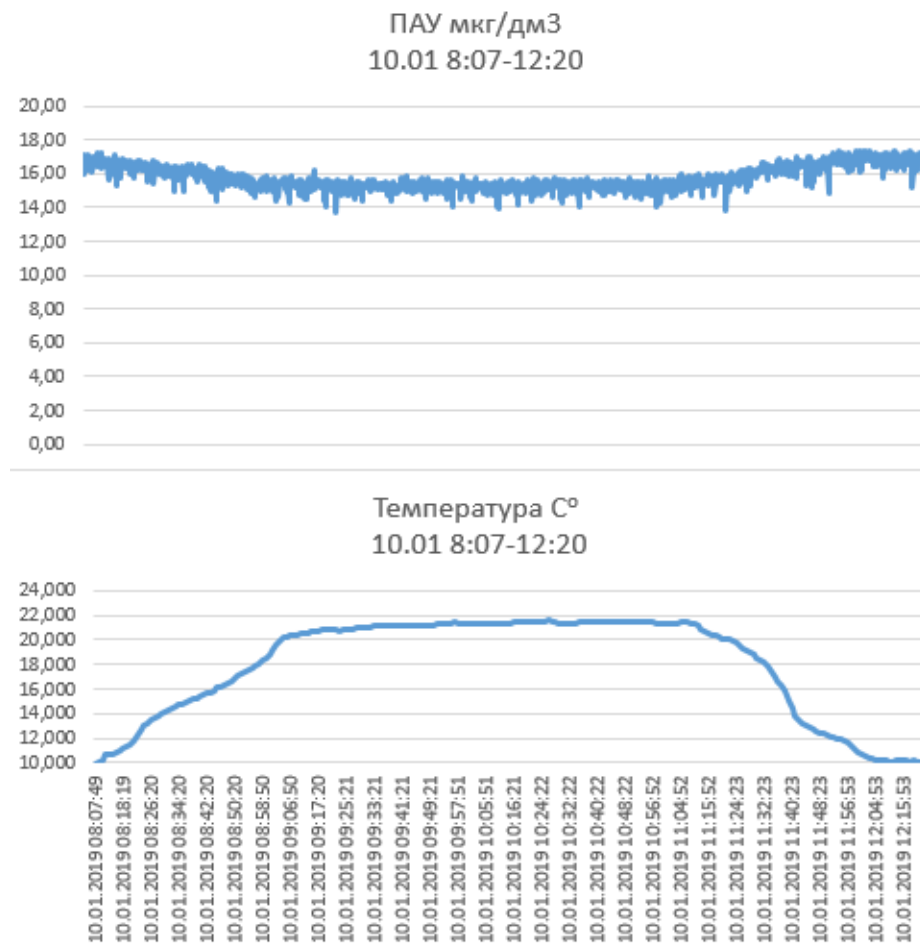


Рис.37. Зависимость показателя ПАУ от температуры 10.01.2019.

На Рис.37. видно, что изменение температуры приводит к незначительному изменению показателя ПАУ.

За указанный период, произошли следующие изменения:

- температура выросла на 11,2 °С;
- показатель ПАУ снизился на 1,6 мкг/дм³;

По представленным данным, определим поправочный коэффициент влияния температуры на концентрацию ПАУ в анализируемом стоке для данного случая:

$$K_t = 0,52$$

Анализируя выше представленное, можно сделать следующий вывод: при изменении температуры и расхода жидкости наблюдается незначительные изменение показания датчика ПАУ. Вышеуказанные изменения не могут значительно повлиять на работу системы экомониторинга. Для полного исключения вероятности влияния температуры и расхода на контроль содержания нефтепродуктов в стоках, целесообразно использовать показания станции по температуре и расходу в предлагаемом методе.

3.3.2. Влияние изменения расхода на показания датчика ПАУ

В данном пункте рассмотрено влияния изменения расхода анализируемого потока на показания датчика ПАУ. Данные о расходах получены от станции (см. Рис.38).

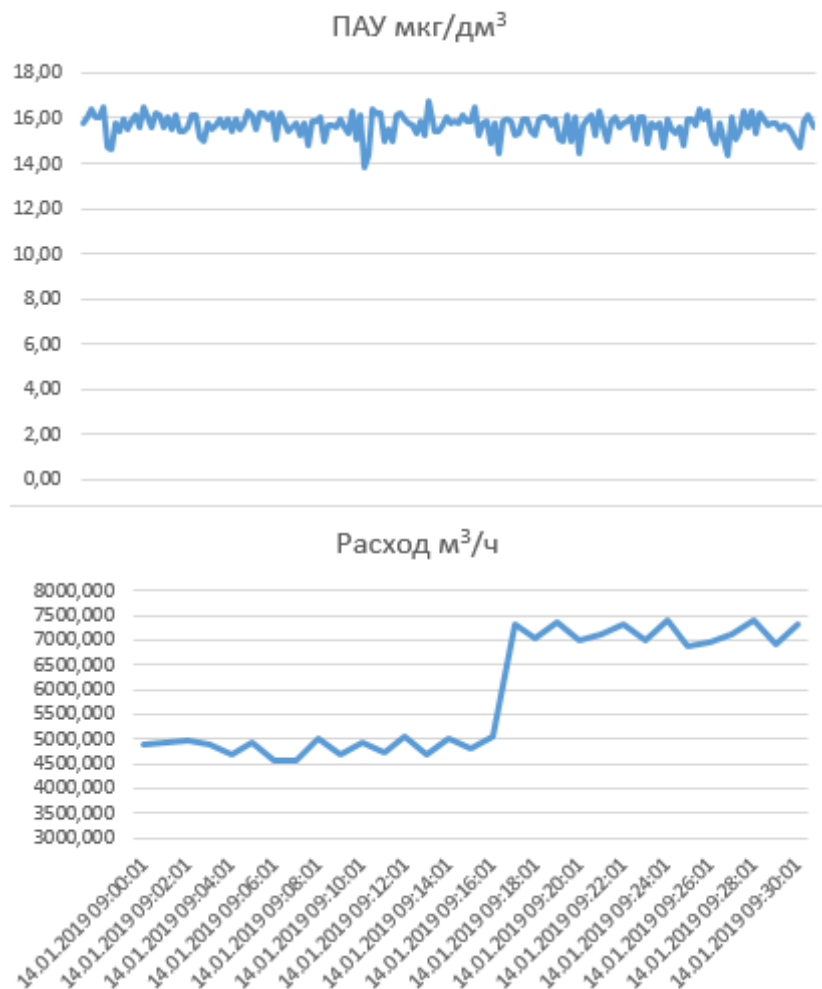


Рис.38. Зависимость показателя ПАУ от расхода.

На Рис.38. видно, что при изменении расхода сточной жидкости более чем на 2000 м³/ч, проходящей через КК-57, показания датчика не имеют значительных изменений.

Из изложенного в данном пункте следует, что величина расхода не влияет на измерения датчика ПАУ и работу предлагаемого метода.

3.3.3. Контроль входящей воды

В рамках настоящей работы предлагается осуществлять контроль природной воды на входе в систему охлаждения. Данное нововведение позволит предлагаемому методу определять фактический прирост концентрации нефтепродуктов после прохождения природной водой системы охлаждения ТЭЦ. Необходимо отметить, что ввиду изменения

температуры воды на входе и после прохождения системы охлаждения, необходимо осуществлять корреляцию показаний по температуре.

Метод, основанный на определении прироста концентрации нефтепродуктов после прохождения системы охлаждения, с учетом концентраций во входящей воде и изменении температуры предлагается осуществлять по нижеследующей формуле:

$$C_i = (S_2 \cdot T_2 \cdot K_t - S_1 \cdot T_1) \cdot K_{\text{ПАУ}}$$

Где, C_i – концентрация нефтепродуктов на контрольной точке, мг/дм³;

S_2 – среднее значение концентрации ПАУ для точки контроля за 3 мин, мкг/дм³;

T_2 – средняя температура анализируемого стока за 3 мин для точки контроля;

K_t – коэффициент влияния температуры (см. п.п. 3.3.1.);

S_1 – среднее значение концентрации ПАУ для точки контроля входящей воды за 3 мин, мкг/дм³;

T_2 – средняя температура анализируемого стока за 3 мин для точки контроля входящей воды;

$K_{\text{ПАУ}}$ – коэффициент пересчёта концентрации ПАУ на концентрацию нефтепродукта, 1/°С;

При использовании вышеуказанной формулы значение S_i определяется по формуле:

$$S_i = \frac{\sum_1^n C_{\text{ПАУ}}}{n}$$

Где, $C_{\text{ПАУ}}$ – концентрация ПАУ, мкг/дм³;

n – количество измерений концентрации ПАУ.

Выводы по Главе 3

В настоящей главе приведены результаты апробации предлагаемого метода и осуществлена сверка результатов пробоотбора с лабораторий ТЭЦ-17 по параметру «нефтепродукты». По результатам сверки сходимость метода в части фиксирования превышений 87%, в части отсутствия превышений 89%. Представлены возможности системы, и осуществлен анализ одного инцидента. Проанализировано влияние температуры и расхода на показания датчика ПАУ, определен коэффициент пересчета концентрации ПАУ при изменении температуры анализируемого потока. Предложен способ улучшения работы предлагаемого метода, путем установки датчика-измерителя ПАУ в точке водозабора.

Заключение

В рамках настоящей работы разработан, внедрен и апробирован метод непрерывного контроля наличия нефтепродуктов в сточных водах системы охлаждения ТЭС проточного типа. По итогам апробирования данного метода можно сделать вывод о его результативности и готовности к применению как на ТЭЦ, так и на аналогичных объектах, где высок риск попадания нефтепродуктов в окружающую среду.

Настоящий метод имеет потенциал для развития в части использования иных принципов и методов контроля растворенных продуктов и нефтяных плёнок. Целесообразно рассмотреть иные расчетные методы определения концентрации нефтепродуктов через косвенный параметр (ПАУ) с учетом иных параметров анализируемого потока, таких как цветность, температура.

К перспективам предложенного метода необходимо отнести:

- возможность масштабирования системы до измерительной системы ПЭК, позволяющей осуществлять контроль концентрации нефтепродуктов в режиме реального времени с обеспечением требуемой точности измерений;
- возможность интеграции как в локальную систему производственного экологического мониторинга (на установленном объекте), так и интеграция в глобальную систему экологического мониторинга с привязкой к глобальной системе экологического мониторинга.

Список работ, опубликованных автором по теме диссертации

Публикации.

- Tarasevsky P.G. The open flow damper in effluent control system. / P.G. Tarasevsky, V.L. Badenko, I.V Goryunov // Magazine of Civil Engineering. – 2021. №07(107). С. 10708.
- Тарасевский Ф.Г. Метод непрерывного контроля наличия и определения концентрации нефтепродуктов в стоках промышленных предприятий / Тарасевский Ф.Г., Баденко В.Л. // Жилищное хозяйство и коммунальная инфраструктура. – 2022. - № 3. – С. 177-184.
- Тарасевский Ф.Г. Метод непрерывного контроля наличия и определения концентрации нефтепродуктов в стоках промышленных предприятий. / Ф.Г. Тарасевский // Неделя науки ИСИ Сборник материалов Всероссийской конференции. – 2022. С. 313-314.
- Тарасевский Ф.Г., Горюнов И.В., Горюнов В.А., Федянов Е.А., Мониторинг промышленных сточных вод. / Ф.Г. Тарасевский, И.В. Горюнов, В.А. Горюнов, Е.А. Федянов // Энерго- и ресурсосбережение: промышленность и транспорт. – 2019. № 4 (29). – С. 27-29.

Патенты.

Заявка 2019143043 Российская Федерация, МПК G01N 33/18. Система контроля нефтепродуктов в промышленных сточных водах / Тарасевский Ф.Г. (РФ); заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Торговый Дом Элита"

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алферова, Т. В. Экология энергетики: курс лекций по дисциплине для студентов специальностей «Электроснабжение» и «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» днев. и заоч. форм обучения / Т. В. Алферова, О. М. Попова. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2008. – 123 с.
2. Delgado, A., Herzog, H. A simple model to help understand water use at power plants. Working Paper. Cambridge, 2012. 19 p.
3. Мальгинов, А.В. Обеспечение прослеживаемости результатов измерений содержания загрязняющих веществ в промышленных выбросах автоматическими измерительными системами / А.В. Мальгинов, О.Г. Попов, А.В. Колобова, Л.А. Конопелько, Ю.А. Кустиков // Эталоны. Стандартные образцы. – 2020. - № 4. - С. 17-26.
4. Пашкевич, М.А. Исследование возможности повышения точности измерений при установлении уровня загрязнения почв нефтепродуктами / М.А. Пашкевич, М.В. Быкова // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2022. - № 4. – С. 67-86.
5. Валеев, Т.К. Опыт эколого-гигиенической оценки загрязнения водных объектов на территориях размещения предприятий нефтеперерабатывающих и нефтехимических комплексов / Т.К. Валеев, Ю.А. Рахманин, Р.А. Сулейманов, А.Г. Малышева, А.Б. Бакиров, Н.Р. Рахматуллин, Л.Р. Рахматуллина, Р.А. Даукаев, З.Б. Бактыбаева // Гигиена и санитария. – 2020. - № 9. – С. 886-893.
6. Купцов, И.А. Практика применения положений методики исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства (утв. Приказом минприроды россии от 13.04.2009 № 87), о зачете мероприятий по предупреждению сверхнормативного или сверхлимитного сброса вредных (загрязняющих) веществ / И.А. Купцов, К.А. Катков, А.А. Купцова // Евразийская адвокатура. – 2022. - № 1. - С. 70-73.
7. Потапов, В.П. Информационно-вычислительная система для мониторинга водных ресурсов / В.П. Потапов, Е.Л. Счастливцев, Н.И. Юкина, А.А. Быков, И.Е. Харламповцев // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2021. - № 7. - С. 70-84.
8. Цапина, А.М. Эколого-правовые проблемы формирования и функционирования водоохранных зон / А.М. Цапина // Актуальные проблемы российского права. – 2021. - № 3. – С. 177-184.
9. Зильберман, М.В. Комплексная оценка влияния сбросов загрязняющих веществ объектов негативного воздействия на состояние гидросферы / М.В. Зильберман, М.В. Черепанов, Е.А. Пичугин, Б.Е. Шенфельд, М.С. Дьяков // Экология урбанизированных территорий. – 2021. - № 3. - С. 71-76.
10. Дрововозова, Т.И. Причины несоблюдения предельно допустимых концентраций веществ 4Э класса опасности в контрольном створе малых рек - приемников дренажно-сбросных вод / Т.И. Дрововозова, Н.Н. Паненко, Е.С. Кулакова // Мелиорация и гидротехника. – 2021. - № 4. - С. 17-33.
11. Валеев, Т.К. Опыт эколого-гигиенической оценки загрязнения водных объектов на территориях размещения предприятий нефтеперерабатывающих и нефтехимических комплексов / Т.К. Валеев, Ю.А. Рахманин, Р.А. Сулейманов, А.Г. Малышева, А.Б. Бакиров, Н.Р. Рахматуллин, Л.Р. Рахматуллина, Р.А. Даукаев, З.Б. Бактыбаева // Гигиена и санитария. – 2020. - № 9. - С. 886-893.

12. Черников, Н.А. Региональные нормативы по сбросу сточных вод в водные объекты РФ / Н.А. Черников, В.Г. Иванов // Вода и экология: проблемы и решения. – 2020. - № 2. - С. 59-66.
13. Челомбитко, С.И. Методы оценки загрязнения территорий разливами нефти или нефтепродуктов / С.И. Челомбитко, В.В. Пивень // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. - № 2. -С. 140-146.
14. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 29 декабря 2020 г. N 1118 "Об утверждении Методики разработки нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ в водные объекты для водопользователей".
15. Лебедь-Шарлевич, Я.И. Опасность загрязнения водных объектов нефтью с учетом растворения и стратификации ее компонентов / Я.И. Лебедь-Шарлевич, З.И. Жолдакова, Р.А. Мамонов, Н.И. Беляева // Российский журнал прикладной экологии. – 2020. - № 3. - С. 46-52.
16. Егоров, А.И. Борьба с нефтяными загрязнениями водных ресурсов с применением бонсорбционных технологий на основе полимерных отходов / А.И. Егоров, Д.П. Юхин, А.П. Козловцев // Известия Оренбургского государственного аграрного университета. – 2020. - № 1. - С. 118-124.
17. О.Н. Чайковская, Л.В. Нечаев., Взаимодействие полициклических ароматических углеводородов с органическим веществом почв и водных осадков. – Томск : Издательский Дом Томского государственного университета, 2017. – 124 с.
18. Липатов, Д.Н. Содержание полициклических ароматических углеводородов в почвах вблизи полигона твердых коммунальных отходов «Торбеево» Московской области / Д.Н. Липатов, В.А. Курапова, Ю.А. Завгородняя, Г.И. Агапкина // Экология урбанизированных территорий. – 2021. - № 2. – С. 21-26.
19. Krewski D., Thorslund T, Withey J. Carcinogenic risk assessment of complex mixtures // Toxicol. Ind. Health. 1989 Oct; 5(5), pp. 851-67.
20. Walker C.H. Organic Pollutants: An Ecotoxicological Perspective, Second Edition. - CRC Press, 2008. – 408 p.
21. Walker C.H., Sibly R.M., Hopkin S.P., Peakall D.B.. Principles of Ecotoxicology, Fourth Edition. CRC Press, 2012. – 386 p.
22. Beyer J., Jonsson G., Porte C., Krahe Margaret M., Ariese F. Analytical methods for determining metabolites of polycyclic aromatic hydrocarbon (PAH) pollutants in fish bile: A review // Environmental Toxicology and Pharmacology 30, 2010. pp. 224-244.
23. Neff J. M., Stout S. A., Gunsterv D. G.. Ecological Risk Assessment of PAH in Sediments: Identifying Sources & Ecological Hazard // Integrative Environment Assessment & Management. V.1 №1, 2005. pp. 22-33.
24. Harshica, F., Hyunsu J. Distribution of petrogenic polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in seafood following Deepwater Horizon oil spill. Marine Pollution Bulletin. 2019. 145.Pp. 200-207.
25. Xinran, L., Min L., Indigenous PAH degraders along the gradient of the Yangtze Estuary of China: Relationships with pollutants and their bioremediation implications. Marine Pollution Bulletin, 2019. 142. Pp. 419-427.
26. Sharma, B., M., Melymuk, L., Bharat, G. Spatial gradients of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in air, atmospheric deposition, and surface water of the Ganges River basin. Science of The Total Environment, 2018. 627. Pp. 1495-1504.

27. Maurice, L., López, F., Becerra, S. Drinking water quality in areas impacted by oil activities in Ecuador: Associated health risks and social perception of human exposure. *Science of The Total Environment*. 2019. 690. Pp. 1203-1217.
28. Nisbet I.C., LaGoy P.K. Toxic equivalency factors (TEFs) for polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) // *Regul. Toxicol. Pharmacol.* 1992 Dec; 16 (3), pp. 290-300.
29. Канцерогенные вещества: справочник: материалы Международ. агентства по изучению рака / Международное агентство по изучению рака; пер. с англ. А.Ф. Карамышева; под ред. В.С. Турусова. М.: Медицина, 1987. – 332 с.
30. Смола В.И. ПАУ в окружающей среде: проблемы и решения. Ч. 1. М.: Полиграф сервис, 2013. - 384 с.
31. ГН 2.1.5.1315-03. «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. Гигиенические нормативы».
32. ГН 2.1.7.2041-06. «Почва, очистка населенных мест, отходы производства и потребления, санитарная охрана почвы. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы».
33. Сатаева, Т.Ю. Становление и развитие правового регулирования организации и осуществления государственного экологического мониторинга в России / Т.Ю. Сатаева // *Журнал российского права*. – 2020. - № 6. – С. 162-175.
34. Никитин, Е.В. Мониторинг окружающей среды как система обеспечения экологической безопасности / Е.В. Никитин // *Правопорядок: история, теория, практика*. – 2021. - № 3. С. 27-31.
35. Колбина, О.Н. Контроль и мониторинг экологической безопасности окружающей среды / О.Н. Колбина, Н.В. Яготинцева, Т.В. Сафонова, А.В. Мокряк // *Международный научно-исследовательский журнал*. – 2022. - № 5. – С. 115-119.
36. Змяк, С.С. Проблема большего объема статистических данных в региональном экологическом мониторинге / С.С. Змяк, Н.В. Бурьянова, А.Ю. Аверина, В.В. Круглова // *Научный вестник: финансы, банки, инвестиции*. – 2020. - № 2. – С. 266-271.
37. Никитин, О.Р. Метод иерархической кластеризации цифровых многоспектральных изображений в задачах экологического мониторинга / О.Р. Никитин, А.Н. Кисляков // *Радиотехнические и телекоммуникационные системы*. – 2021. - № 4. – С. 49-56.
38. Германова, С.Е. Экологические аспекты воздействия объектов нефтяной отрасли на состояние земель в России / С.Е. Германова, В.Г. Плющиков, Н.Б. Самброс, Т.В. Дремова, Н.В. Петухов // *Международный сельскохозяйственный журнал*. – 2021. - № 4. – С. 10-13.
39. Пашкевич, М.А. Исследование возможности повышения точности измерений при установлении уровня загрязнения почв нефтепродуктами / М.А. Пашкевич, М.В. Быкова // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. – 2022. - № 4. - С. 67-86.
40. Егоров, А.И. Борьба с нефтяными загрязнениями водных ресурсов с применением бонсорбционных технологий на основе полимерных отходов / А.И. Егоров, Д.П. Юхин, А.П. Козловцев // *Известия Оренбургского государственного аграрного университета*. – 2020. - № 1. - С. 118-124.
41. Карманова, А.А. Загрязнение поверхностных водоемов, основные источники и загрязнители / А.А. Карманова // *Международный журнал прикладных наук и технологий «Integral»*. – 2020. - № 1. - С. 48-59.

42. Слабунова, А.В. Современное состояние системы мониторинга окружающей среды в аспекте оценки диффузного загрязнения водных объектов / А.В. Слабунова, В.В. Слабунов, А.П. Сурувикина // Мелиорация и гидротехника. – 2020. - № 4. – С. 103-121.
43. Bevilacqua, M., Bottani, E., Ciarapica, F. E., Costantino, F., Di Donato, L., Ferraro, A., Paroncini, M. Digital Twin Reference Model Development to Prevent Operators' Risk in Process Plants. *Sustainability*. 2020. 12(3). Pp. 1088.
44. Min, Q., Lu, Y., Liu, Z., Su, C., & Wang, B. Machine learning based digital twin framework for production optimization in petrochemical industry. *International Journal of Information Management*. 2019. 49. Pp. 502-519.
45. Арефьев Н.В., Баденко В.Л. Прогноз возможного ущерба при выходе нефтепродуктов из затонувших кораблей и судов // Морская радиоэлектроника. 2009. № 1 (27). С. 44-47.
46. Гордей Д.А., Терлеев В.В. Эколого-экономическая оценка технологии восстановления нефтезагрязненных почв Санкт-Петербурга // XXXVIII Неделя науки СПбГПУ, Материалы Международной научно-практической конференции. 2009. С. 356-357.
47. Jones, D., Gates, A. Autonomous marine environmental monitoring: Application in decommissioned oil fields. *Science of The Total Environment*. 2019. 668. Pp. 835-853.
48. Zhenguang, Y., Jinfen, P. Seawater quality criteria derivation and ecological risk assessment for oil pollution in China. *Marine Pollution Bulletin*, 2019. 142. Pp. 25-30.
49. Kassotis, C.D., Iwanowicz, L.R., Akob, D.M. Endocrine disrupting activities of surface water associated with a West Virginia oil and gas industry wastewater disposal site. *Science of The Total Environment*. 2016. 557–558. Pp. 901-910.
50. Cohen, Y., Faccio, M., Pilati, F., & Yao, X. Design and management of digital manufacturing and assembly systems in the Industry 4.0 era. *International Journal of Advanced Manufacturing Technology*. 2019. 105(9). Pp.3565-3577.
51. Anas, B.J., Meegahage, M.S., Evans, D.S., Jeffries, B. Wissel Scale-dependent effects of natural environmental gradients, industrial emissions and dispersal processes on zooplankton metacommunity structure: implications for the bioassessment of boreal lakes *Ecol. Indic.* 2017. 82. Pp. 484-494.
52. Lindenmayer, D.B., Lindenmayer, G.E. Likens Adaptive monitoring: a new paradigm for long-term research and monitoring *Trends Ecol. Evol.* 2009. 24. Pp. 482-486.
53. Другов Ю. С., Родин А.А. Мониторинг органических загрязнений природной среды. 500 методик практическое руководство - 2-е изд., доп. и перераб.. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2009. - 893 с.
54. РД 153-34.0-02.405-99. Методические указания по нормированию сбросов загрязняющих веществ со сточными водами тепловых электростанций. ВТИ, 2000.
55. ПНД Ф 14.1:2.4.128-98 «Методика выполнения измерений (далее - МВИ) массовой концентрации нефтепродуктов в пробах природных, питьевых и сточных вод флуориметрическим методом на анализаторе жидкости "Флюорат-02"».
56. Tarasevsky P.G., Badenko V.L., Goryunov I.V. The open flow damper in effluent control system. *Magazine of Civil Engineering*. No. 07.
57. Felicia, E., Wanga, C.C., Casadob, C. Preconcentration and post-column fluorescent derivatization for the environmental water monitoring of an antihelminthic macrocyclic drug used in livestock. *Heliyon*. 2019. 5.

58. Некрасова, Л.П. Применение абсорбционной и флуоресцентной спектроскопии для решения задач контроля качества воды / Л.П. Некрасова, М.Г. Кочеткова, И.Н. Рыжова, Р.И. Михайлова // Системные технологии. – 2020. - № 4. - С. 53-60.
59. Е.Н. Анчурин Оптический регистратор нефтяных плёнок на взволнованной водной поверхности / И.А. Грачёв, А.З. Зурабян // Оптический журнал. – 2005. - №3. – С. 11-13.
60. Karelin, Ya.A. Ochistka stochnykh vod neftyanykh promyslov i zavodov [Wastewater treatment of oil fields and factories]. Moscow: Stroyizdat, 1982, 184 p.
61. Башта Т.М. Машиностроительная гидравлика: Справочное пособие М.: Книга по Требованию, 2012. 671 с.
62. ГОСТ 3634-99. Люки смотровых колодцев и дождеприемники ливнесточных колодцев. ГП ЦНС, 2001.
63. Yuan, S., Zou, Z., Zou, L. Uncertainty quantification of hydrodynamic forces on the DTC model in shallow water waves using CFD and non-intrusive polynomial chaos method, Ocean Engineering, Volume 198, 2020.
64. Harnsihacacha, A., Piyapaneeekoon, A., Kowitwarangkul, P. Physical water model and CFD studies of fluid flow in a single strand tundish. Materials Today: Proceedings. 2018. 5(2). Pp. 9220-9228.
65. Rauen, W.B., Binliang, L., Falconer, R. CFD and experimental model studies for water disinfection tanks with low Reynolds number flows. Chemical Engineering Journal. 2008. 137. Pp. 550-560.
66. Chengqian, W., Shaowei, L., Wuhua, D., Shuo, C. CFD Simulations of the Air/Water Two-phase Flow in an Annular Centrifugal Contactor. Energy Procedia. 2013. 39. Pp. 467-473.
67. Li, X., Shuai, Y., Zaojian, Z., Lu Z., Uncertainty quantification of hydrodynamic forces on the DTC model in shallow water waves using CFD and non-intrusive polynomial chaos method. Ocean Engineering. 2020. 198.
68. Митрофанова Е.С., Геоэкологическая оценка загрязнения рек и каналов Санкт-Петербурга полициклическими ароматическими углеводородами, СПбГУ, Санкт-Петербург, 2016.135 с.
69. Пашковина А.А. Оценка окрашенного растворенного органического вещества в водоемах Арктики. ВКР, СПб 2019, 61 с.