TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технология очистки очистных устройств и утилизация отходов и нефтешламов на участке ТС «ВСТО- 2»

УДК 622.692.4.053-776-048.35

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7А	Помогаев Константин Константинович		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н. А.	к. г-м. н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Гасанов М.А.	д. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева И.Л.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		

Томск – 2022 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1,ОПК(У)-2)*
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)*
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7,ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)*
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)*
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)*
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)*
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".*
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".*
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов ".*

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР
_____ _____ Брусник О.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б7А	Помогаеву Константину Константиновичу

Тема работы:

Технология очистки очистных устройств и утилизация отходов и нефтешламов на участке ТС «ВСТО- 2»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	14.02.2022 №45-45/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	2022

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы, внутренняя техническая документация ПАО «Транснефть»

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение нормативной документации, сведений о гидродинамических закономерностях течения жидкостей в ламинарном и турбулентном режимах, реологические исследования свойств нефти. Обзор существующих установок по утилизации нефтешламов отечественного и зарубежного производства, сравнительный анализ их эффективности. Анализ эффективности применения проектируемой установки на объектах трубопроводного транспорта ПАО «Транснефть» Разработка разделов «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «Социальная ответственность». Заключение и выводы по работе.
Перечень графического материала	Общий вид проектируемой установки
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	**Консультант**
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Профессор, д.э.н., Гасанов Магеррам Али оглы
«Социальная ответственность»	Старший преподаватель, Мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н.А.	к. м-г. н. доцент		16.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7А	Помогаев Константин Константинович		16.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б7А	Помогаеву Константину Константиновичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Технология очистки очистных устройств и утилизация отходов и нефтешламов на участке ТС «ВСТО- 2»	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	*Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах.*
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	*Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта*
2. Разработка устава научно-технического проекта	*Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.*
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	*Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ*
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	*Проведение оценки экономической эффективности применения очистной установки ОУ и утилизации нефтешламов в границах ТС «ВСТО-2»*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей):*	
1. «Портрет» потребителя результатов НТИ 2. Сегментирование рынка 3. Оценка конкурентоспособности технических решений 4. Диаграмма FAST 5. Матрица SWOT 6. График проведения и бюджет НТИ 7. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ 8. Потенциальные риски	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Гасанов М.А.	д. э. н.		16.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7А	Помогаев Константин Константинович		16.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б7А	Помогаеву Константину Константиновичу

Школа	ИШПР	**Отделение (НОЦ)**	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Технология очистки очистных устройств и утилизация отходов и нефтешламов на участке ТС «ВСТО- 2»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <u>при эксплуатации</u>: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	*Объект исследования: установка по очистке ОУ и утилизации отходов и нефтешламов.* *Область применения: объекты трубопроводного транспорта* *Рабочая зона: полевые условия.* *Климатическая зона: районы с умеренным и холодным климатом.* *Количество и наименование оборудования рабочей зоны: 1 установка по очистке ОУ и утилизации отходов и нефтешламов.* *Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: очистка ОУ паром после применения, утилизация отходов производства и нефтешламов термическим методом (сжигание).*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
2.Производственная безопасность <u>при эксплуатации</u>: Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов	***Опасные факторы:*** *– опасные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: температурой и относительной влажностью воздуха, скоростью движения (подвижностью) воздуха относительно тела работающего;* *– опасные производственные факторы, связанные с движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;* *- опасные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде и характеризуемые:* *повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума;* *- опасные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги;* ***Вредные факторы:*** *– вредные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека;* *– вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: температурой и относительной влажностью воздуха, скоростью движения (подвижностью) воздуха относительно тела работающего, а также с тепловым излучением окружающих поверхностей, зон горения, фронта пламени, солнечной инсоляции;*

	– вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания. *- вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде и характеризуемые:* *повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума;* ***Средства коллективной защиты:*** – *Для ПС: ограничитель поворота; ограничитель подъёма стрелы; ограничитель подъёма крюка, ограничитель подъёма груза; заземление* – *Для парогенератора: манометр давления; манометр температуры; предохранительный клапан давления; термозащита корпуса парогенератора; ограждение площадки обслуживания и лестницы подъёма/спуска; УЗО электрического тока; молниеотводы; осветительные мачты; защитное заземление* – *Для мойки ОУ: ограждение площадки обслуживания и лестницы подъёма/спуска; кран-балка подъёма крышки; термозащита корпуса мойки; заземление.* ***Средства индивидуальной защиты:*** *Спецодежда; средства защиты головы, глаз, ушей, органов дыхания, рук, ног, защитная косметика и средства гигиены, репеленты.*
3. Экологическая безопасность:	***Воздействие на селитебную зону:*** *выбросы паров и газов в атмосферу, связанные с суточными колебаниями температуры окружающего воздуха. воздействие дыма при попутной розе ветров;* ***воздействие на литосферу:*** *неплотности запорной арматуры, фланцевых и муфтовых соединений; утечки в следствии коррозионных повреждений оборудования; неправильная утилизация получаемого при очистке нефтяного осадка.* ***Воздействие на гидросферу:*** *смыв производственных площадок; утечки из технологического оборудования* ***Воздействие на атмосферу:*** *выбросы паров и газов в атмосферу, связанные с суточными колебаниями температуры окружающего воздуха.*
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	***Возможные ЧС:*** *не контролируемый пожар, самовозгорание паров, авария при работе сосуда с избыточным давлением, ожёг паром, авария при работе с ГПН; попадание нефтешламов в почву.* ***Наиболее типичная ЧС:*** *не контролируемое возгорание.*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева И.Л.	-		16.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7А	Помогаев Константин Константинович		16.02.2022

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

внутритрубное диагностирование: Вид технического диагностирования, состоящий из комплекса работ, обеспечивающих получение информации о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении с использованием ВИП, в которых реализованы соответствующие методы неразрушающего контроля [1];

камера приема средств очистки и диагностирования: Техническое устройство, обеспечивающее прием внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств в потоке перекачиваемого продукта из магистрального трубопровода.[2]

накопление отходов: Складирование отходов на срок не более чем одиннадцать месяцев в целях их дальнейших обработки, утилизации, обезвреживания, размещения. [3]

нефтешламы (нефтяные шламы): Отходы III и/или IV классов опасности, представляющие собой сложные физико-химические смеси, состоящие из нефтепродуктов, механических примесей и воды.[2].

обезвреживание отходов: Уменьшение массы отходов, изменение их состава, физических и химических свойств (включая сжигание и (или) обеззараживание на специализированных установках) в целях снижения негативного воздействия отходов на здоровье человека и окружающую среду [3].

отходы: Вещества или предметы, которые образованы в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления, предназначены для удаления или подлежат удалению [3].

очистное устройство: Внутритрубное устройство, предназначенное для проведения очистки внутренней полости и стенок трубопровода от парафина и асфальтеносмолистых отложений, посторонних предметов, загрязнений [2].

перевалка нефти [нефтепродуктов]: Совокупность технологических операций, включающая в себя приём из магистрального трубопровода, накопление и отгрузку нефти [нефтепродуктов] на другие виды транспорта или отгрузку с другого вида транспорта в магистральный трубопровод [2].

сбор отходов: Прием отходов в целях их дальнейшей обработки, утилизации, обезвреживания, размещения лицом, осуществляющим их обработку, утилизацию, обезвреживание, размещение [3].

технологические потери нефти [нефтепродуктов]: Безвозвратные неизбежные количественные потери нефти [нефтепродуктов], обусловленные технологическими процессами транспортировки по магистральным трубопроводам, установленными в проектной документации, а также физико-химическими свойствами транспортируемой [транспортируемых] нефти [нефтепродуктов] [2].

транспортирование отходов: Перемещение отходов с помощью транспортных средств вне границ земельного участка, находящегося в собственности юридического лица или индивидуального предпринимателя либо предоставленного им на иных правах [3]

Обозначения и сокращения

РФ - Российская Федерация.

НШН - нефтешламонакопитель.

ГСМ – горюче-смазочные материалы.

ПАВ - поверхностно активные вещества.

ОУ - очистное устройство.

МН - магистральный нефтепровод;

СОД - средства очистки и диагностики;

ВИП - внутритрубный инспекционный прибор;

ВСТО – Восточно-Сибирский Трубопровод

КПП СОД - камера пуска и приема средств очистки и диагностики;

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 116 страниц, 15 рисунков, 33 таблиц и 52 источников использованной литературы.

Ключевые слова: очистные устройства, нефтешламы, экологическая ответственность, производственная безопасность, вредные и опасные производственные факторы, экологическая безопасность, экономическая эффективность.

Объектом исследования является установка для очистки внутритрубных очистных и диагностических устройств.

Цель работы: проанализировать технологию очистки очистных устройств и методов утилизации отходов и нефтешламов.

В системе трубопроводного транспорта существует проблема с отправкой нефтешламов, хранением, а также с очисткой самих очистных устройств, производящих очистку внутритрубных диагностических устройств. В ходе данной работы разрабатывается установка, позволяющая как утилизировать нефтешламы и отходы жизнедеятельности, так и приводить в нормативное состояние очистные устройства после их применения для очистки магистральных трубопроводов.

Степень внедрения: проектируемая установка предлагается к использованию в промышленности.

The Abstract

The final qualification work consists of 116 pages, 15 drawings, 33 tables and 52 sources of the literature used.

Keywords: cleaning devices, oil sludge, environmental responsibility, industrial safety, harmful and dangerous production factors, environmental safety, economic efficiency.

The object of the study is an installation for cleaning in-line cleaning and diagnostic devices.

The purpose of the work: to analyze the technology of cleaning treatment devices and methods of waste and oil sludge disposal.

In the pipeline transport system, there is a problem with the dispatch of oil sludge, storage, as well as with the cleaning of the cleaning devices themselves, which clean the in-line diagnostic devices. In the course of this work, an installation is being developed that allows both to dispose of oil sludge and waste products, and to bring the treatment devices into a standard state after their use for cleaning magic pipelines.

Degree of implementation: the designed plant is proposed for use in industry.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 15

1 НЕФТЕШЛАМЫ, СОСТАВ И ПУТИ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ И СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИХ УТИЛИЗАЦИ 19

1.1 Нефтешламы – экологическая проблема промышленности **19**

1.2 Образование нефтешламов. **20**

1.3 Состав и основные компоненты нефтешламов **21**

1.4 Способы утилизации нефтешламов **26**

1.5 Методы переработки нефтешламов **26**

1.6 Термический метод утилизации **29**

1.7 Механический метод утилизации **33**

1.8 Комплексный метод утилизации. **34**

2 НЕФТЕШЛАМЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ 39

2.1 Характеристики участка ВСТО-2 ..... **39**

2.2 Внутритрубное диагностирование магистральных трубопроводов **39**

2.2.1 Расчет периодичности очистки участков МН 39

2.2.2 Расчет периодичности очистки участков МНПП 43

2.2.3 Подготовка участка магистрального трубопровода к проведению работ по очистки 43

2.2.4 Порядок приема очистных устройств 44

2.2.5 Порядок учета очистных устройств 45

2.2.6 Контрольные параметры работы участков магистрального трубопровода 46

2.3 Внутритрубные очистные устройства **52**

3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ВНУТРИТРУБНЫХ СРЕДСТВ. 58

3.1 Патентный анализ, существующих установок **58**

4. ПРОЕКТИРУЕМАЯ УСТАНОВКА 62

4.1 Установка очистки внутритрубных устройств **62**

4.2 Парогенераторная установка **63**

4.3 Расчет гидравлической системы установки **65**

4.3.1 Определение диаметров трубопроводов 65

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ..... 67

5.1. Предпроектный анализ **67**

5.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования 67

5.1.2 Анализ конкурентных решений 68

5.1.3 SWOT-анализ 72

5.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации 76

5.1.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования 77

5.2 Инициация проекта **78**

5.2.1 Цели и результаты проекта 78

5.2.2 Ограничения и допущения проекта 79

5.3 Планирование управления научно-техническим проектом **80**

5.3.1. Иерархическая структура работ проекта 80

5.3.2. План проекта 81

5.3.3. Бюджет научного исследования 83

5.3.3.1. Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ 83

5.3.3.2. Основная заработная плата 84

5.3.3.3. Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала 86

5.3.3.4. Отчисления на социальные нужды 87

5.3.3.5. Накладные расходы 87

5.3.3.6. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта. 87
5.3.4. Организационная структура проекта 88

5.4 План управления коммуникациями проекта **89**
5.4.1. Реестр рисков проекта 89

5.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования **90**
5.5.1 Оценка абсолютной эффективности исследования 90
5.5.1.1. Чистая текущая стоимость (NPV) 91
5.5.1.2. Дисконтированный срок окупаемости 92
5.5.1.3. Внутренняя ставка доходности (IRR) 93
5.5.1.4. Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI) 94
5.5.2 Оценка сравнительной эффективности исследования 95

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 99

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 99

6.2. Производственная безопасность 101
6.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 103

6.3. Экологическая безопасность 107

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 109

7 ВЫВОД ПО РАЗДЕЛУ 110

8 ЗАКЛЮЧЕНИЕ 112

9 СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ 113

Введение

Трубопроводный транспорт России – стратегический вид транспорта с наибольшим объёмом грузооборота. Транспортируемым грузом является нефть, нефтепродукты, природный и попутный газ. Транспортировка нефтепродуктов, газообразных и жидких химикатов перспективна.

Построена и введена в эксплуатацию крупная сеть нефтепроводов, продуктопроводов и газопроводов, которая обеспечивает углеводородами предприятия России и дружественных стран-партнёров. Общая длина трубопроводов составляет около 2 млн. км нефтепроводов, и свыше 2 млн. км газопроводов [4,5]. Все это говорит о том, что топливная промышленность является одной из ключевых отраслей и во многом определяет экономику, социальную политику и состояние окружающей среды, как каждого из регионов, где расположены предприятия, так и страны в целом.

Однако, нефтяная промышленность России является, в тоже самое время, одной из самых экологически опасных отраслей современной промышленности. Нефть несет в себе десятки химических веществ, присутствующих одновременно в различных сочетаниях друг с другом и способных как проникать во все объекты окружающей среды, ухудшая состояние среды обитания человека, так и накапливаясь в различных хранилищах, при непроведении утилизации и нейтрализации [6, 7]. Наиболее опасными для окружающей среды являются нефтешламы.

Обезвреживание и утилизация отходов, полученных при эксплуатации магистральных нефтепроводов, не всегда осуществляется на необходимом уровне.

На местах допускается их сброс в водоемы, на местности, или захоронение в водоохранных зонах под видом вторсырья.

Законсервированные земляные ямы нефтешламов, используемые для сбора, и в дальнейшем утилизации отходов продуктов эксплуатации, часто являются источниками загрязнения территории. В период паводков, такие захоронения потоки воды вымывают на значительные расстояния.

Таким образом, не переработанный шлам оказывает существенное экологическое воздействие на окружающую среду.

Рассмотрим эксплуатацию магистральных и внутри-промысловых нефтепроводов. Одним из наиболее частых случаев образования нефтешламов являются аварии на магистральных трубопроводах.

Всего в январе-ноябре 2020 года на опасных производственных объектах (ОПО) нефтегазового комплекса произошло 37 аварий, это на 9 аварий меньше, чем за аналогичный период прошлого года. Основными видами аварий стали выбросы опасных веществ — 43% взрывы, разрушения технических устройств и сооружений — 38%, пожары — 19%.[8]. В результате только одной подобной аварии в среднем выливается более трех тонн нефтесодержащих вод на поверхностный грунт. Из государственного доклада «О состоянии и охране окружающей среды Российской Федерации в 2020 году» следует, что «территориальными органами Росприроднадзора в целом по стране зафиксировано экономического ущерба более чем на 5 миллиардов рублей, что на 76% больше, чем в 2019 году. Наибольшее количество случаев выявлено в Уральском федеральном округе (88,6% всех разливов нефти). По данным Минэнерго РФ, в 2020 г. на предприятиях топливно-энергетического комплекса произошло 1 504 разрыва нефтепроводов (в 2019 г. – 1 409). Ростехнадзор зафиксировал 4 аварии (в 2019 г. – 5), сопровождавшихся разливами, при которых наблюдались выбросы нефтепродуктов в количестве от 12 до 360 т, общая площадь загрязнения составила от 300 м2 до 4 га.»[9]. Все эти цифры говорят о сложной экологической ситуации.

Несмотря на большое количество работ, посвященных утилизации и переработке нефтешламов, авторами которых являются С.В.Мещеряков, Е.А. Мазлова, О.И. Ручкинова, Ланина Т.Д., Ягафарова Г.Г., Рябов В.Д. и др., проблема их использования и утилизации не решается непосредственно в производственных условиях. Более конкретно можно выделить следующие направления: отсутствие раздельного сбора и хранения нефтеотходов, что является слабым звеном в системе обращения с нефтешламами и не позволяет даже на стадии образования выделить группы отходов, пригодные без подготовки или с минимальной подготовкой к повторному использованию. При этом переработку нефтешламов можно рассматривать только с точки зрения получения прибыли от этого производства, затраты на производство не должны превышать затрат на размещение их в природной среде. В противном случае процент утилизации останется низким.

Вторым направлением является недостаточное количество механизмов утилизации нефтешламов.

Разработка установок по переработке нефтешламов непосредственно на месторождениях или линейной части магистральных нефтепроводов обеспечит улучшение данной обстановки в нефтедобывающих и перекачивающих регионах.

Протяженность магистральных трубопроводов составляет более 2 млн. км. Каждый из участков магистральных трубопроводов имеет свои устройства для запуска и приема средств очистки и диагностики внутритрубных устройств. Нефтешламы очистных устройств сбрасываются в непосредственной близости с окружающей средой, что оказывает негативное воздействие на экологию окружающей среды.

На сегодняшний день экологические проблемы все острее встают в социальном ключе, и нефтегазовая отрасль уже не может игнорировать требования современных экологических стандартов, что обязывает компании искать оборудование для решения подобных проблем и приводить в соответствии с нормами использование своих ресурсов.

Нормативная документация организаций системы "Траснефть" предусматривает учет образования и накопления нефтешламов, обращение и утилизацию отходов при эксплуатации линейной части магистральных трубопроводов.

Однако в системе существует проблема с отправкой нефтешламов, хранением, а также с очисткой самих очистных устройств, производящих очистку внутритрубных диагностических устройств.

Решению данной проблемы посвящена данная дипломная работа, в ходе которой разрабатывается установка, позволяющая как утилизировать нефтешламы и отходы жизнедеятельности, так и приводить в нормативное состояние очистные устройства (ОУ) после их применения для очистки магистральных трубопроводов.

Цель работы: анализ технологии очистки очистных устройств и методов утилизации отходов и нефтешламов.

Задачи:

- изучить основные компоненты нефтешламов, хранящихся на объектах организации системы "Траснефть".
- характеристика участка нефтепровода ВСТО-2 между Сковородино и Свободным.
- анализ методов утилизации нфтешламов в системе ПАО «Транснефть»
- рассмотреть технологию очистки очистных устройств, провести анализ существующих установок.
- предложить модель установки по очистке очистных устройство магистральных трубопроводов.

1 Нефтешламы, состав и пути их образования и современные технологии их утилизации

1.1 Нефтешламы – экологическая проблема промышленности

Проблемы экологии на Земле с каждым годом встает все острее, с каждым годом уменьшается озоновый слой нашей планеты, загрязняются почвы вокруг крупных городов и промышленных производств, загрязняются воды в водоемах планеты.

Экологические проблемы не обошли стороной и магистральный трубопровод. Здесь, на сегодняшний день, конечно, остро стоят, множество проблем, но выделим две из них, острота которых наверно зашкаливает на сегодняшний день. Озвучим эту проблему как, утилизация нефтешламов и очистка внутритрубных диагностических и прочих устройств магистральных трубопроводов.

Нефтешлам – это один из наиболее распространенных видов отходов нефтегазовой промышленности. Возникает он, как в процессе добычи нефти, транспортировки и в процессе ее переработки, а также во время очистки сточных вод на территории предприятий нефтегазового сектора. Иными словами, образуются нефтешламы как в результате естественных управляемых процессов (например, очистка нефти от примесей и воды), так и в результате неуправляемых, непредсказуемых процессов, техногенного характера - разного рода аварий (разливов), причинами которых является как сам человек, так порой и природа.

Загрязнение окружающей среды практически повсеместно. Общее воздействие разливов нефти, складирования нефте-шламов и других факторов на

окружающую среду заключается в следующем: изменение свойств почвы и растительного покрова, загрязнение поверхностных и подземных вод, отложений, загрязнение воздуха, даже изменение химического состава растений и трансформация наземной растительности, наблюдается общая деградация ландшафтов.

1.2 Образование нефтешламов.

Нефтешламы, или другими словами, нефтесодержащие отходы образуются на всех этапах «жизненного цикла» нефти, начиная от разведки месторождений и кончая ее переработкой. При этом образуются нефтезагрязненные твердые и жидкие отходы – нефтешлам и сточные воды. Нефтешлам образуется при бурении скважин, промысловой эксплуатации месторождений, непосредственно, при добычи, транспортировки, переработке нефти, очистке резервуаров, трубопроводов и другого оборудования.

Отходы производства и потребления размещаются как на необслуживаемых или изолированных полигонах, так и в непредусмотренных местах. Обычно они хранятся случайным образом, без уверенности в составе и однородности кластерной структуры. Эти участки потенциально опасны для окружающей среды, так как грунтовые воды продолжают загрязняться. Конечно, часть объема нефтешламов складируется в накопителях нефтешламов (НШУ), и это значительная его часть, которые по отраслям находятся на балансе нефтедобывающих предприятий, предприятий трубопроводного транспорта, нефтеперерабатывающих заводов. Но даже эти отходы опасны для окружающей среды, потому что время их разложения значительное, а темпы развития нефтяной промышленности растут с каждым днем, как и объемы отходов.

Нефтешламы на объектах организаций системы "Транснефть" образуются от очистки резервуаров, емкостей и трубопроводов от нефтешламовых отложений и нефтепродуктов в результате следующих технологических процессов:

а) эксплуатация ЛЧ МТ:

- очистка внутренней поверхности МТ от АСПВ;
- проведение ВТД МТ;
- очистка ОУ после его пропуска и извлечения из камеры приема средств очистки и диагностирования (перед проведением ТО, СР и КР);
- замена, демонтаж и выборочный ремонт МТ;

б) эксплуатация РП;

в) проведение ТОР МТО НПС.

1.3 Состав и основные компоненты нефтешламов

Нефть - сложная смесь углеводородов. Он состоит из большого количества отдельных компонентов. «Углеродосодержащих соединений в нефти около 80-85%, присутствуют водород, сера, азот и кислород, а также примеси минеральных соединений в небольших количествах» [11]. Сера, кислород и азот обычно составляют 1-5%. Сера чаще всего встречается в нефти, ее содержание в отдельных нефтях может достигать 5-6%, содержание азота и кислорода не превышает нескольких десятых процента, но иногда может достигать 1,5-2%. В.Д. Рябов предлагает следующую краткую характеристику компонентов нефти: "алканы (парафины), циклоалканы (нафтены, цикланы), ароматические углеводороды (арены), кислородсодержащие соединения, азотистые соединения, сернистые соединения, смолистоасфальтеновые вещества, минеральные вещества, оптически активные вещества." Хотя в нефти установлено более 450 индивидуальных соединений, основными компонентами, составляющими 90-95% объема нефтей, являются углеводороды. Число углеродных атомов в углеводородах нефти колеблется от С1-С4 (газы) до С60 (твердые вещества) [12].

Иными словами, в состав нефти и ее составляющих входят:

- легкие фракции (основную часть составляют метановые углеводороды - алканы),
- циклические углеводороды,

- смолы и асфальтены,

- сернистые соединения.

Нефтешламы – это, производные нефти и можно сказать, что это их состав зачастую идентичен составу самой нефти, но они состоят не только из одной нефти.

Смолы и асфальтены определяют физические свойства нефте-шламов и их химическую активность.

Вредное экологическое воздействие смолисто-асфальтеновых соединений, например, на почву, обусловлено не столько химической токсичностью, сколько изменением водно-физических свойств почв. Обычно смолисто-асфальтеновые компоненты отлагаются в верхнем, гумусовом слое почв. При этом поры в почве уменьшаются. Гидрофобные смолисто-асфальтеновые компоненты обволакивают корни растений, тем самым резко ухудшают поступление к ним влаги, в результате чего растения быстро засыхают.

В соответствии с действующим законодательством (ГОСТ 12.1.007-76) промышленные отходы делятся на 5 классов опасности:

1- й — вещества чрезвычайно опасные;

2- й — вещества высокоопасные;

3- й — вещества умеренно опасные;

4- й — вещества малоопасные;

5-й – вещества безопасные.

Критериями отнесения отходов к I - V классам опасности по степени негативного воздействия на окружающую среду являются:

– степень опасности отхода для окружающей среды;

– кратность разведения водной вытяжки из отхода, при которой вредное воздействие на гидробионты отсутствует.

Степень опасности отхода для окружающей среды (К), значения которой по классам опасности отхода приведены в таблице 1 к критериям, определяется по сумме степеней опасности веществ, составляющих отход. [14]

Для установления классов опасности отходов, представленных золами, шлаками и золошлаковыми смесями от сжигания углей, отходов добычи и обогащения угля, и отходов, водная вытяжка из которых характеризуется повышенным солесодержанием (содержание сухого остатка в исследуемой водной вытяжке более 6 г/дм3), применяется Критерий (2).

Таблица 1. Значения степени опасности отхода для окружающей среды (К) по классам опасности отхода

Класс опасности отхода	Степень опасности отхода для окружающей среды (К)
I	$10^6 \geq К > 10^4$
II	$10^4 \geq К > 10^3$
III	$10^3 \geq К > 10^2$
IV	$10^2 \geq К > 10$
V	$К \leq 10$

В случае, если на основании применения Критерия (1) (степень опасности отхода для окружающей среды (К)) получен V класс опасности, для его подтверждения проводится проверка с применением Критерия (2) (кратность (Кр) разведения водной вытяжки из отхода, при которой вредное воздействие на гидробионты отсутствует).

В результате технологических процессов, происходящих в организациях системы "Транснефть" образуется шлам, который в соответствии с ФККО [13] имеет код – 9 1 1 2 00 0 2 39 3 и относится к III классу опасности по критериям [14].

При подтверждении, класс опасности шлама от очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов может быть снижен до IV. Класс опасности отходов устанавливается в соответствии с критериями [14] по сте-

пени возможного вредного воздействия на окружающую среду при непосредственном или опосредованном воздействии опасного отхода на нее, в соответствии с порядком [15].

Воздействие нефтеотходов на природные комплексы обусловлено токсичностью извлекаемых углеводородов и их спутников, большим разнообразием химических веществ, используемых в технологических процессах, недостаточной экологической безопасностью процессов. Загрязняющие вещества, присутствующие в нефтеотходах, характеризуются высокой растворимостью в воде и летучестью, кроме того, они сами являются растворителями и могут концентрировать другие вещества. Все это создает опасность контакта нефтеотходов с природной средой, особенно с экологическими системами. С санитарно-гигиенической точки зрения нефтешлам представляет собой слабо аккумулирующее вещество, вызывающее незначительные повреждения клеток печени и сердца [16]. В результате техногенного воздействия нефтеотходов происходит существенное изменение естественного состояния геоэкологической среды, снижение ее естественной защищенности подземными водами, активизация геохимических и геомеханических процессов, изменение природного микробиоценоза [17].

Масла, содержащие мало ароматических углеводородов, действуют как смеси парафинов и нафтенов — их пары в определенной концентрации вызывают анестезию и судороги. Высокое содержание ароматических углеводородов может грозить хроническим отравлением с изменениями крови и органов кровообращения. Соединения серы могут быть причиной острых хронических отравлений, основную роль в которых играет сероводород. Острое отравление на месторождениях, где добывают богатую серой нефть, представляет большую опасность при переработке, когда наблюдается сочетанное действие сероводорода и углерода.

Ряд работ [18] посвящен агроэкологической оценке загрязняющего действия буровых растворов. Установлено угнетающее действие этих отходов на активность почвенной каталазы, то есть на окислительно-восстановительный

фермент из класса оксиредуктаз, являющийся одним из показателей биологической продуктивности почв. Ослабление биологической активности почвенной среды приводит к функциональным нарушениям физиологических процессов в биотопах, что негативно сказывается на экологии биогеоценозов, особенно ярко это проявляется в зонах тундры и лесотундры. При попадании некоторых компонентов ила в почву в зеленых растениях разрушается хлорофилл, за счет этого резко снижается поглощение ими солнечной энергии, прекращается фотосинтез и снижается продуктивность тундровых покровов [19]. Полевые опыты показали, что при попадании в почву отходов бурения, содержащих токсичные для почвы солевые компоненты (ионы хлора, натрия, сульфат-ионы, бикарбонат-ионы), а также нефти и нефтепродуктов резко ухудшаются все свойства почвы и урожайность сельскохозяйственных культур. культивируемых на таких участках значительно снижается [20]. Показано, что при содержании в иле более 15 % нефти и нефтепродуктов даже на плодородных черноземах урожай сельскохозяйственных культур падает практически до нуля и почва не восстанавливается в течение 3-6 лет [21]. При попадании нефти в почвы происходят изменения в почвенном покрове, приводящие к ухудшению важнейших физико-химических показателей. Наиболее значительные изменения наблюдаются в морфологических свойствах почв. В результате закупоривания почвенных капилляров нефтью резко нарушается аэрация, создаются анаэробные условия, нарушается окислительно-восстановительный потенциал [22].

В работе [23] авторы показали, что максимальное содержание нефти и нефтепродуктов в почве не должно превышать 0,1 г/кг почвы. При этом проявления вредоносного действия этого токсиканта на почву не ожидается, а мутогенеза в растительном сообществе не наблюдается.

Таким образом, из представленных данных видно, что нефтесодержащие отходы представляют чрезвычайную опасность для природных систем. Отсюда следует, что необходимо строго контролировать содержание нефтепродуктов в окружающей среде, а при размещении таких отходов обращать осо-

бое внимание на содержание таких токсичных компонентов, как гетероциклические, полиароматические соединения, ионы тяжелых металлов.

1.4 Способы утилизации нефтешламов

Как уже было сказано, установки по очистке внутритрубных устройств аккумулируют нефтешламы с данных устройств и в дальнейшем требуют их утилизации.

Широкий спектр физико-химических свойств нефтешламов, различные условия образования и хранения объясняют вариативность способов их утилизации, применение различных технологий, ведущих к единой цели - поддержание экологичности.

1.5 Методы переработки нефтешламов

Все методы переработки шламов можно разделить на не деструктивные (неразрушающие) и деструктивные (разрушающие).

К не деструктивным методам относят к примеру:

- контролируемая открытая выгрузка (погрузка);

- захоронение, требующее тщательного обезвоживания;

- применение маслянистых шламов в сельском хозяйстве на заброшенных землях, после чего время от времени необходимы затраты на аэробную обработку;

- внесение шлама в качестве органического удобрения, допускаемого при выращивании некоторых культур, что обусловливает, как и в некоторых упомянутых выше способах, ограничение концентрации тяжелых металлов и даже полиароматических углеводородов.

Деструктивные методы, к примеру, это:

- сжигание на месте или вместе с бытовыми отходами, что требует обезвоживания;

- включение в цемент при его производстве влажным путем;

- аэробная обработка, применяемая только в отношении излишков биологического ила в больших количествах.

Рассмотрим только деструктивные методы утилизации как наиболее снижающие экологическую опасность нефте-шламовых отходов, так они являются непосредственно утилизацией отходов.

На практике применяются следующие методы переработки нефтяных шламов:

1. Термические - сжигание нефте-шламов в печах различных типов; сушка, при которой происходит получение битуминозных остатков.

2. Физические или механическая очистка - обезвоживание, разделение в центробежном поле, вакуумное и под давлением фильтрование нефте-шламов.

3. Химические - выделение с помощью растворителей; отверждение нефте-шламов с применением различных органических (эпоксидные и полистирольные смолы, полиуретаны, негашеная известь) и неорганических (цемент, жидкое стекло, глина) добавок; применение коагулянтов и флокулянтов; использование полученных остатков в других отраслях народного хозяйства; захоронение на специальных полигонах.

4. Физико-химические - использование специально подобранных химических реагентов (растворителей, деэмульгаторов, поверхностно-активных веществ и др.), изменяющих физико-химические свойства отходов с последующей обработкой на специальном оборудовании.

5. Биологические - микробиологическое разложение с применением углеродо-окиси.

6. Комплексные методы, совмещающие разные типы.

Ниже в таблице 4 приведен анализ характеристик основных существующих способов утилизации нефе-шламов

Таблица 4. Характеристики основных методов утилизации и переработки нефтесодержащих отходов.

	Виды применения метода	Основные преимущества	Ограничения в использовании
	1.1 Сжигание в открытых топках	Не требуется больших	Неполное сгорание нефтепродуктов, высокая опасность

1.Термический метод		затрат	загрязнения воздушного бассейна
	1.2Сжигание в печах различного типа и конструкции	Применяется для многих видов отходов. Объем образующейся золы в 10 раз меньше исходного продукта. Высокая эффективность обезвреживания	Большие затраты по очистке и нейтрализации дымовых газов
	1.3 Сушка в сушилках различных конструкций	Уменьшение объема в 2-3 раза. Сохранение ценных компонентов. Возможность комбинирования с другими процессами	Большой расход тепла
	1.4 Пиролиз	Высокая степень разложения. Возможность использования продуктов разложения	Высокие материальные и энергетические затраты
	1.5 Способ АО-STRA (сочетание термической сепарации, пиролиза и сжигания)	Твердые остатки переработки шлама являются экологически безопасными. Более экономичный, по сравнению с сжиганием	Высокие энергетические затраты
2. Химический метод	2.1 Затвердевание путем диспергирования с гидрофобными реагентами на основе негашеной извести, цемента или других материалов	Высокая эффективность. Продукты могут быть использованы в дорожном строительстве	Требует применения специального оборудования, значительного количества извести высокого качества, проведения дополнительных исследований воздействия на окружающую среду образующихся гидрофобных продуктов
3. Биологический метод	3.1 Биоразложение путем внесения в почву(смешения)	Сравнительно небольшие затраты	Требует значительных земельных участков. длительность процесса, ограниченность, экологический ущерб

	3.2 Биоразложение с применением специальных штаммов бактерий, биогенных добавок и подачи воздуха	Возможность интенсификации процесса. Требует незначительных капитальных затрат	Требуется значительная под готовка земельных участков и специальное оборудование; необходимость поддержания определенных температур для протекания процесса, существует ограничение по-климатическим условиям
4. Физический метод	4.1 Гравитационное отстаивание	Не требует больших капитальных и эксплуатационных затрат	Низкая эффективность разделения
	4.2 Разделение в центробежном поле	Возможность интенсификации процесса.	Требуется специальное обо рудование, высокие капи- тальные затраты, невозможность разделения шламов с близкими значениями плот-ностей фаз
	4.3 Разделение фильтрованием	Сравнительно низкие затраты. Более высокое качество целевых продуктов	Необходимость смены и ре генерации фильтрующих материалов, введение специальных структурообразующих наполнителей, малая пропускная способность
	4.4 Экстракция	Требуется специальное оборудование, растворители	Необходимость регенерации экстрагента, не полнота извлечения нефтепродуктов
5. Комбинированный метод	5.1. Применение специально подобранных деэмульгаторов	Возможность интенсификации процессов	Высокая стоимость реагентов. Требует применения специального дозирующего оборудования, перемешивающих устройств. Образуются неутилизируемые твердые отходы

1.6 Термический метод утилизации

Наиболее эффективным, хотя и не всегда экономически целесообразным, является термический способ утилизации нефтешламов. Обработка шлама при температурах до 500 °С позволяет полностью избавиться от CO_2 и органических соединений до образования твердых отходов.

В нашей стране наиболее популярны следующие способы сжигания нефтешламов:

- во вращающихся барабанных печах,

- в печах с кипящим слоем теплоносителя, в объеме топки с использованием распылительных форсунок,

- в очаге с бурлящими горелками.

Полученный прокаленный остаток представляет собой цементоподобное химическое вещество.

Этот метод широко используется за рубежом и был использован в 1990-х годах.

Так, в 1995 г. около 85% твердых токсичных отходов на химических предприятиях UNION CARBIDE (США) было утилизировано, сожжено или обработано для уменьшения их объема и токсичности.

В Швейцарии, Дании и Японии сжигание отходов в настоящее время является доминирующей технологией (70%).

Приведем одну из наиболее распространённых установок по утилизации отходом, разработанную нашими зарубежными коллегами.

Технологический процесс в данной установке заключается в обработке шлама в испарителе до полного удаления влаги. Когда вода испаряется, взвешенные вещества остаются в шламе. Затем разделение проводят до полного отделения сухого, не содержащего масла твердого продукта. Обработанный таким образом шлам можно использовать как топливо, удобрение, почву.

Эта технология используется компанией BP EXPLORATION, где в качестве тепловой установки используется реактор TORBED (рис. 9).

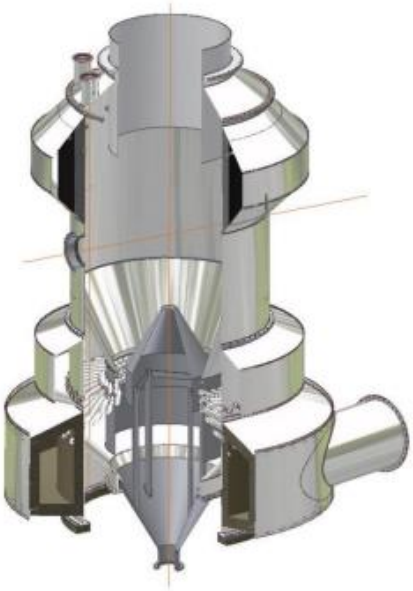


Рисунок 1 Устройство TORBED

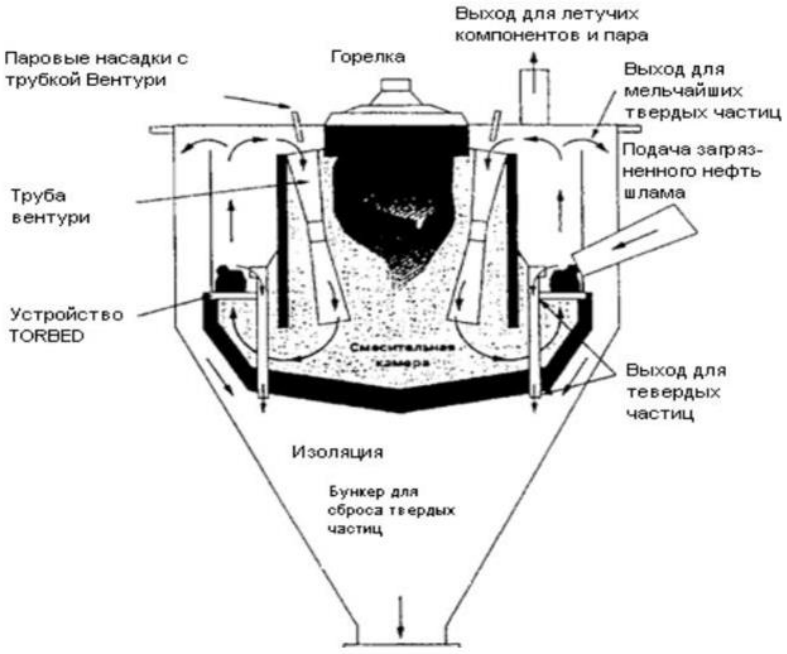


Рисунок 2 Теория устройства TORBED

Из отечественных разработок приведем установку компании FORTAN.

Рисунок 3 Пиролизная установка ФОРТАН

Пиролизная установка ФОРТАН оснащена двумя ретортами из термостойкой нержавеющей стали. Модуль пиролиза футерован высокотемпературной теплоизоляцией на основе керамического волокна и огнеупорного бетона – в процессе эксплуатации температура внешней стенки модуля безопасна для обслуживающего персонала. Крышка реторты выполнена со специально разработанным затвором, обеспечивающим полную герметизацию пространства внутри реторты и исключающим возможность задымления. Установки FORTAN оснащены необходимыми средствами контроля процесса и пультом управления для регулирования и регулирования работы установки. Взрывозащищенный клапан и система аварийного отвода газов обеспечивают безопасность сотрудников и оборудования в случае неисправности системы. Установки FORTAN предназначены для мобильного использования: они имеют габариты для перевозки любым видом транспорта, фланцевые соединения по всей конструкции, благодаря чему процесс сборки-разборки требует минимум времени и сопровождения при транспортировке. Площадка для их размещения не требует длительной подготовки и строительных работ.

Эффективно работать на 2-х модулях и более одновременно, т.к. излишки газа из первой печи можно использовать для обогрева второй. В каждый период времени печи находятся на разных стадиях технологического процес-

са. Сдвиг фаз процесса между 2-мя печами подобран таким образом, что вторая микроволновка переходит на фазу максимальной газификации в тот момент, когда первая микроволновка почувствует потребность в большем количестве топлива. Поэтому не требуется дополнительное твердое топливо, существенно снижаются выбросы в атмосферу, нет необходимости устанавливать временный резервуар для хранения пиролизного газа, а большое количество пиролизных модулей полностью снижает проблему воспламенения №1.

Отходы перерабатываются без дополнительной подготовки и переработки.

Сырье нагревается за счет теплопередачи через стенки реторты и подвергается термическому разложению (пиролизу) с образованием парогазовой смеси и угольно-угольного остатка. [16]

Однако термический способ утилизации нефтешламов имеет ряд существенных недостатков: сложность утилизации тепловой энергии, захламленность оборудования и загрязнение атмосферного воздуха.

Применение термических методов обезвреживания шлама осложняется следующими факторами:

- высокая водоудерживающая способность нефте-шламов, присутствующих в сточных водах;

высокое содержание механических примесей в иле (до 65%), состоящем в основном из песчаных и илистых частиц;

- трудности с извлечением шлама из сточных вод и транспортировкой установки сжигания шлама;

- сложность распыления качественного шлама в горн шламонакопителя из-за непостоянства его физико-механического состава и высокой вязкости.

1.7 Механический метод утилизации

И для шламов, отягченных условиями, препятствующим применению термического метода, чаще используют механические способы очистки. В

основе механических процессов очистки нефте-шламов лежат перемешивание и физическое разделение.

Плюсом фильтрации шлама является возможность дальнейшего использования полученного материала после процесса. К примеру, он применяется в строительстве, обустройстве дорог. Отходы, возникшие после фильтрации, не опасны. В процессе процедуры используются специальные установки по переработке нефте-шламов. Этапы фильтрации:

1. Отделение нефтепродуктов от шлама с помощью пара.
2. Полученную смесь прогоняют через трубки с перфорацией.
3. Примеси перемешиваются между собой.

Суть работы оборудования для переработки нефте-шлама – это тепловое воздействие. Дело в том, что нефтепродукты и отходы имеют разная плотность. В процессе нагрева они отделяются друг от друга.

В связи с нарастанием проблемы охраны окружающей среды и энергодефицита наиболее перспективным сырьем для переработки и утилизации нефте-шламов является извлечение из них нефти, воды и твердого остатка с последующим использованием некондиционной нефти, воды в системе ППА и твердые остатки - при авариях в химической или строительной промышленности в качестве сырья.

1.8 Комплексный метод утилизации.

Комплексная очистка нефтешламов с последующей переработкой – это наиболее эффективный и перспективный метод, используемый при работе с накопителями на предприятиях. Данный метод предполагает использование оборудования, чтобы утилизировать нефтешламы: технологические системы, откачивающие приборы (к примеру, насосы). Отличается этими преимуществами:

- В результате, при очистки получают материал с минимальной примесью нефти. Это позволяет использовать его в дальнейшем в промышленности.

- По результатам очистки в воде остается минимальный объем примеси нефти: не больше 1,5-2%.
- Установка по очистки от нефтешламов отличается высокой эффективностью. Ее производительность может составлять до 15 000 тонн уничтоженных отходов в год.

Результаты такой очистки вполне отвечают современным экологическим нормам. В итоге образуются углеводороды, которые возможно вторично применять, при создании нефтесодержащих продуктов.

Для такого способа очистки применяются центрифугирование, экстракция, гравитационная герметизация, вакуумфильтрация, фильтрпрессование, замораживание и др. в настоящее время наметилась четкая тенденция к диссоциации, переработке и утилизации эмульсии и нефте-шламов. Например, нефтяной шлам и твердые отходы нефтеперерабатывающего завода должным образом обрабатываются, а затем утилизируются. Эмульсионные масла предварительно эмульгируют на различных приборах. Сложность переработки нефтяных шламов связана с тем, что шламы представляют собой трудно отделяемую эмульсию. Это очень разнородный продукт, состав и свойства которого различаются в зависимости от места и способа его образования. Кроме того, буровые растворы получают высокоэрозионным способом, что требует предварительной фильтрации и применения устройств высокого качества, различных металлов; должно использоваться взрывозащищенное оборудование.

Для разделения нефтяных шламов за рубежом широко применяются фильтры, гидроциклоны, центрифуги и сепараторы. Основными предприятиями по переработке нефти этими методами являются ALFA-LAVAL (Швеция), KND HUMBOLDT (Германия), WESTFALIA SEPARATOR (Германия), FLOTTWEG (Германия), ANDRITZ (Австрия), TEKNOFANGHI (Италия).

Комбинированный способ утилизации нефте-шламов заключается в использовании магнитных жидкостей в процессе извлечения углеводородов из нефте-шламов. Тончайшие частицы магнетита, пригодные для синтеза маг-

нитной жидкости, были получены методом осаждения растворов, содержащих ионы железа (II) и меди (II) в соотношении 1:1,5. В качестве осадителя использовали раствор аммиака. Осаждение производилось при комнатной температуре, так как при более высоких температурах начиналась дегидратация осадков, что приводило к образованию более крупных частиц. В качестве стабилизатора использовалась олеиновая кислота. Промывка полученного осадка водой с добавлением аммиака позволяет практически полностью удалить содержащиеся в нем ионы двухвалентной меди.

Выбранные условия получения магнетита позволяют исключить образование крупных частиц при синтезе магнитоуправляемых жидкостей и избежать трудностей, связанных с их удалением из конечного продукта и последующей утилизацией крупных частиц. Изучение свойств полученных образцов магнитной жидкости подтвердило их высокое качество. Они не уступают «эталону» ни по магнитным, ни по реологическим характеристикам, а электрическое сопротивление таких образцов на порядок выше.

Для исследования возможности извлечения углеводородов из нефтешламов были искусственно подготовлены трассы. Для этого сок высушенного песка смешивали с мазутом в определенном соотношении. Затем определенное количество масла взвешивали и прокаливали в торсионной печи для определения твердой фазы. Содержание мазута после прокаливания составляет 20-50% от массы осадка. Нефтяной остаток смешивали с ферро-жидкостью, интенсивно перемешивали и направляли в магнитный сепаратор, где твердый остаток отделяли от ферро-жидкости и мазута.

Песок, погруженный в магнитную жидкость, промывался водным раствором ПАВ. Водно-углеводородную эмульсию разделяли на магнитном сепараторе. Извлеченный мазут взвешивали и сжигали в печи для определения содержания в нем твердой фазы. Анализ результатов показал, что процесс извлечения нефтепродуктов по предлагаемой технологии протекает достаточно эффективно.

Кроме того, исследована возможность использования магнитной жидкости для очистки сточных вод от нефтепродуктов. Эксперименты по объемной очистке нефте-загрязненной воды, проведенные при разных концентрациях исходного загрязнения и при разных расходах магнитной жидкости, показали, что можно добиться очистки воды до содержания нефтепродуктов менее 3 мг/л.

В каждой из стран, производящих и перерабатывающих нефть и нефтепродукты, ведутся работы по проектированию, изготовлению и внедрению в технологический процесс утилизации нефте-шламов различных установок по утилизации отходов. Эти работы проводятся с переменным успехом, конечно, сейчас многие компании внедряют такие установки, и их работа окупается не только финансово, но и с экологической точки зрения.

Таблица 5. Характеристики существующих установок обезвреживания отходов

Наименование установки, технология обезвреживания отходов	Процесс утилизации	Производительность, т/ч	Стоимость обезвреживания, долл./т	Капит. затраты, долл./т, утилизируемых отходов в год	Степень очистки (*от углеводородов; **от солей тяжелых металлов)
Печь сжигания (США)	Сжигание жидких отходов При 1000-1100°С	40	60-100	1300	*Менее ПДК; **не обезвреживает
Печь сжигания «Вихрь» (Россия)	Сжигание жидких отходов при800-1100°С	1,0	30-50	450	*Более ПДК; **не обезвреживает
Вращающаяся печь «Waste Utilization Technologies» (США)	Углеводороды при 810-890°С	1,0	100-120	1600	*Менее ПДК; **не обезвреживает
Печь с псевдоожиженым слоем «Dorr Oliver GmbH» (Герма-	Сжигание отработанных масел, орг. растворителей,	50,0	50-200	4000	*Менее ПДК; **не

ния)	осадков биол. очистных сооружений при 760-810°С				обезвреживает
Печь газификационная с каталитическим блоком (Германия)	Сжигание осадков активного ила	5,0	0	1600	*Менее ПДК; **не обезвреживает
Печь газификационная с каталитическим блоком «Molten Metal Technol.»	Каталитическая газификация при 1650 °С	3,0	0	1100	*Менее ПДК; **менее ПДК
Доменная минипечь (Россия)	Восстановительное обезвреживание шлаков	10,0	0	330	*Менее ПДК; **менее ПДК
Печь пиролизная OFS (Германия)	Пиролиз нефтепродуктов, илапри450 °С	1,0	0	200	*Менее ПДК; **не обезвреживает
Технология химической обработки грунта фирмы «Meissner Grundbau»	Обезвреживание нефтеотходов и рекультивация	-	30	-	*Менее ПДК; **менее ПДК
Технология химического отверждения грунтафирмы «West Alpine»	Смешивание с реагентом на основе извести	-	30-40	-	*Менее ПДК; **менее ПДК
Технология электрохимического обезвреживания	Очистка грунта постоянным током напряжением 50 В	-	70-150	-	*Более ПДК; **менее ПДК
Технология электрокинетической очистки	Перенос загрязнений в почвах и грунтах под действием тока	-	120-170	-	*Более ПДК; **менее ПДК

2 Нефтешламы магистральных трубопроводов

2.1 Внутритрубное диагностирование магистральных трубопроводов

Для сохранения пропускной способности МТ и подготовки участка МТ к внутритрубному диагностированию проводят очистку участков МТ. Устанавливают следующие виды очистки участков МТ:

– периодическая (плановая);

– внеочередная (внеплановая);

– преддиагностическая.

Периодическую (плановую) очистку участков МТ выполняют при текущей эксплуатации с целью удаления отложений для обеспечения плановых показателей пропускной способности МТ и энергозатрат на перекачку нефти/нефтепродукта, удаления скоплений воды, с целью предупреждения развития внутренней коррозии трубопровода.

Внеочередную (внеплановую) очистку участков МТ выполняют при увеличении энергозатрат, уменьшении пропускной способности и уменьшении эффективного диаметра трубопровода по сравнению с плановыми.

Преддиагностическую очистку участков МТ выполняют для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости МТ для проведения внутритрубного диагностирования.

В зависимости от содержания парафина в перекачиваемой нефти преддиагностическую очистку участков МН различают:

– для участков МН с содержанием в нефти парафина до 6 %;

– для участков МН, осложненных парафиноотложением.

2.2.1. Расчет периодичности очистки участков МН

ОЭ ОСТ выполняет расчет:

– среднемесячной температуры потока нефти;

– кинематической вязкости при среднемесячной температуре потока нефти;

– периодичности очистки участков МН, соответствующей условию уменьшения внутреннего диаметра участков МН на 1 %.

Определение среднемесячной температуры потока нефти

Среднемесячную температуру потока нефти на участке МН Тср рассчитывают по проведенным измерениям температуры в начале и конце участка МН по формуле

$$T_{ср} = \frac{(T_{1н}+T_{1к})/_2+(T_{2н}+T_{2к})/_2+(T_{3н}+T_{3к})/_2}{3}, \quad (1)$$

где $T_{1н}, T_{2н}, T_{3н}$ – температура потока нефти в начале участка МН, полученная при первом, втором и третьем измерениях соответственно, °С;

где $T_{1к}, T_{2к}, T_{3к}$ – температура потока нефти в конце участка МН, полученная при первом, втором и третьем измерениях соответственно, °С.

Определение кинематической вязкости при среднемесячной температуре потока нефти

Среднемесячную кинематическую вязкость нефти $\nu_{ср}$, сСт, при температуре Т1, равной 20 °С, рассчитывают по формуле

$$\nu_{ср} = \frac{\nu_1+\nu_2+\nu_3}{3}, \quad (2)$$

где ν_1, ν_2, ν_3 – кинематическая вязкость нефти при 20 °С, полученная при первом, втором и третьем измерениях соответственно, сСт;

Среднемесячную кинематическую вязкость нефти $\nu_{ср}$, сСт, при температуре Т2

от 30 °С до 50 °С рассчитывают по формуле

$$\nu_{ср} = \frac{\nu_{T2.1}+\nu_2+\nu_3}{3}, \quad (3)$$

где ν_1, ν_2, ν_3 – кинематическая вязкость нефти при Т2, полученная при первом, втором и третьем измерениях соответственно, сСт.

Расчет кинематической вязкости при Тср, сСт, при известных кинематических вязкостях нефти при Т1 и Т2 выполняют по формуле Рейнольдса-Филонова или Вальтера .

Определение периодичности очистки участка МН

Периодичность τ, сут, очистки участка МН рассчитывают по формуле

$$\tau = \tau_{СП} \cdot СР + \tau_{СА} \cdot СА + \tau_{СС} \cdot СС + \tau_{\nu} \cdot \nu_{T_{ср}} + \tau_{d} \cdot d + \tau_{V} \cdot V + \tau_{п},$$

где $\tau_{СП}$ – поправочный коэффициент, учитывающий содержание парафина в нефти, сут/%, принимается равным минус 9,87 сут/%;

$\tau_{СА}$ – поправочный коэффициент, учитывающий содержание асфальтенов в нефти, сут/%, принимается равным минус 5,34 сут/%;

$\tau_{СС}$ – поправочный коэффициент, учитывающий содержание смол в нефти, сут/%, принимается равным 2,66 сут/%;

τ_{ν} – поправочный коэффициент, учитывающий вязкость нефти, сут/сСт, принимается равным минус 0,50 сут/сСт;

τ_{d} – поправочный коэффициент, учитывающий диаметр участка МН, сут/м, принимается равным 40,38 сут/м;

τ_{V} – поправочный коэффициент, учитывающий скорость перекачки сут·с/м, принимается равным 9,49 сут·с/м;

$\tau_{п}$ – поправочный коэффициент, сут, принимается равным 39,58 сут;

СР – содержание парафина в нефти, %;

СА – содержание асфальтенов в нефти, %;

СС – содержание смол в нефти, %;

$\nu_{T_{ср}}$ – кинематическая вязкость при среднемесячной температуре потока нефти Тср, сСт;

d – внутренний диаметр участка МН, м;

V – скорость перекачки, м/с.

Периодичность очистки участков МН, осложненных парафиноотложением, принимают в соответствии с приложением Ж [25].

По параметрам работы участков МН, свойств перекачиваемой нефти и планируемым объемам перекачки нефти (скорость потока нефти) на следую-

щий год, ОЭ ОСТ выполняет расчет периодичности очистки участков МН на каждый месяц следующего года.

При изменении скорости потока нефти по технологическим режимам в течение месяца для определения периодичности очистки участка МН выбирают минимальное значение скорости потока нефти.

При получении расчетным путем различных значений периодичности очистки участка МТ на каждый месяц в течение квартала по формуле (4), периодичность очистки участка МН в планируемом квартале устанавливают по минимальному значению, но не реже 1 раза в 90 суток.

2.2.2. Расчет периодичности очистки участков МНПП

По параметрам работы участков МНПП и планируемым объемам перекачки нефтепродукта на следующий год, ОЭ ОСТ выполняет расчет периодичности очистки участков МНПП на каждый месяц следующего года.

Периодичность очистки участка МНПП τ, сут, рассчитывают по формуле

$$\tau = \tau_d \cdot d + \tau_V \cdot V + \tau_п,$$

где d – внутренний диаметр участка МНПП, м;

V – планируемая скорость перекачки нефтепродукта в течение месяца, м/с;

τ_d – поправочный коэффициент, учитывающий диаметр участка МНПП, сут/м, принимается равным 180 сут/м;

τ_V – поправочный коэффициент, учитывающий скорость перекачки сут·с/м, принимается равным 20 сут·с/м;

$\tau_п$ – поправочный коэффициент, сут, принимается равным 60 сут.

При изменении скорости потока нефтепродукта в соответствии с технологическими режимами в течение месяца, для определения периодичности очистки участка МНПП выбирают минимальное значение скорости потока нефтепродукта.

При получении расчетным путем различных значений периодичности очистки на каждый месяц в течение года по формуле (5) периодичность очистки участка МНПП устанавливают по минимальному значению, но не реже 1 раза в 6 месяцев.

2.2.3. Подготовка участка магистрального трубопровода к проведению работ по очистки

Не позднее, чем за 1 ч до начала работ по запасовке ОУ, начальник ЛАЭС должен обеспечить проверку готовности участка МТ к пропуску ОУ:

- проверить полноту открытия задвижек;

- проверить на открытие/закрытие задвижки КПП СОД и узлов пропуска СОД НПС, которые будут задействованы в технологических переключениях при пуске, пропуске и приеме ОУ;

- проверить исправность КПП СОД и узлов пропуска СОД;

- провести очистку камеры приема СОД от асфальтосмолопарафиновых и других веществ;

- не позднее, чем за 1 ч до начала работ по запасовке ОУ переключить камеру приема СОД на участке МТ на прием ОУ и оформить акт о готовности камеры приема СОД к приему ОУ в соответствии с приложением Р;

- внести в акт о готовности участка МТ к проведению очистки сведения о положении задвижек на КПП СОД и узлах пропуска СОД, в котором они находятся за 1 ч до начала работ по запасовке ОУ.

Результаты выполнения каждого пункта проверки, начальник ЛАЭС вносит в соответствующие разделы акта о готовности участка МТ к проведению очистки.

Начальнику ЛАЭС запрещается подписывать акт о готовности участка МТ к проведению очистки и акт о готовности камеры приема СОД к приему ОУ при наличии замечаний по готовности участка МТ, КПП СОД и узлов пропуска СОД к пропуску ОУ.

Узлы пропуска СОД на промежуточных НПС должны быть настроены на прием ОУ не позднее, чем за 1 ч до подхода ОУ.

Ответвления МТ (лупинги, ответвления на НПЗ, резервные нитки подводных переходов МТ и т. д.), с диаметром ответвления 70 % от DN и более должны быть перекрыты не менее чем за 1 ч до прохода ОУ.

2.2.4. Порядок приема очистных устройств

После прихода в КПП СОД ОУ извлекают:

– в течение 1 суток при выполнении периодической и внеочередной очистки участка МТ;

– в течение 3 ч при выполнении преддиагностической очистки участка МТ.

При очистке участков МТ, эксплуатируемых несколькими ОСТ, принявшее ОУ ОСТ должен:

– в течение 1 суток произвести очистку ОУ;

– не позднее 3 рабочих дней доставить ОУ в смежную ОСТ.

После извлечения ОУ из камеры приема СОД, ЛАЭС в течение 1 суток должен произвести очистку ОУ от асфальтосмолопарафиновых веществ.

Утилизацию продуктов очистки после проведения очистки участка МТ и технического обслуживания ОУ производит ОСТ в установленном порядке.

Запрещается изменение режимов работы участка МТ после приема ВИП в камеру приема СОД до окончания работ по переключению задвижек и возвращению схемы работы участка МТ с отсеченной камерой.

2.2.5. Порядок учета очистных устройств

АО «Транснефть – Диаскан» формирует и ведет электронную базу данных учета всех ОУ, СНШ и УКО, изготавливаемых АО «Транснефть – Диаскан». База данных должна содержать сведения о заводском номере изделия, дате изготовления, дате поставки в ОСТ.

АО «Транснефть – Диаскан» ежеквартально передает в ОСТ обновленную базу данных учета ОУ в следующие сроки:

– за I квартал – до 15 апреля текущего года;

– за II квартал – до 15 июля текущего года;

– за III квартал – до 15 октября текущего года;

– за IV квартал – до 15 января следующего года.

ОСТ передает обновленную базу данных в РНУ для внесения сведений об эксплуатации ОУ в следующие сроки:

– за I квартал – до 20 апреля текущего года;

– за II квартал – до 20 июля текущего года;

– за III квартал – до 20 октября текущего года;

– за IV квартал – до 20 января следующего года.

– ОСТ контролирует ведение базы данных РНУ.

2.2.6. Контрольные параметры работы участков магистрального трубопровода

Результаты очистки участка МТ контролируют по следующим показателям:

– фактическая пропускная способность участка МТ;

– эффективный диаметр;

– удельные энергозатраты.

Данные показатели определяют на следующих режимах работы технологического участка МТ:

– установленный режим. ОСТ в течение 1 суток после проведения очистки участков МТ выводит технологический участок на установленный режим работы для получения в течение 8 ч работы на режиме базовых значений параметров режима;

– контрольный режим. ОСТ с определенной периодичностью выводит технологический участок на контрольный режим работы (контрольный режим идентичен установленному режиму) для получения в течение 8 ч работы на режиме фактических значений параметров режима.

Начальники СТР/ОГТ и ОГД ОСТ обеспечивают работу технологических участка МТ на установленном режиме.

Максимально допустимые отклонения параметров режимов работы участков МТ приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Максимально допустимые отклонения параметров режимов работы участков МТ

№ п/п	Наименование параметра	Отклонение параметра	Отдел, осуществляющий контроль
1	2	3	4
1	Фактическая пропускная способность участка МТ	Уменьшение на 2 % и более	ТТО
2	Эффективный диаметр	Уменьшение на 1 % и более	СТР, ОГТ
3	Удельные энергозатраты	Увеличение на 3,5 % и более	Отдел главного энергетика

При проведении работ следует предусматривать мероприятия по охране окружающей природной среды с соблюдением требований природоохранительного законодательства и действующих нормативных документов.

Шлам очистки участка МТ является основным специфическим отходом эксплуатации объектов МТ, является пожароопасным и относится к 3 классу опасности в соответствии с РД-13.020.00-КТН-128-16.

Не допускается попадание шлама очистки участков МТ в грунт, поверхностные и грунтовые воды.

Для исключения попадания шлама очистки участков МТ в окружающую среду площадка КПП СОД должна быть оборудована в соответствии с РД-13.030.00-КТН-223-14.

На камере приема СОД должны быть предусмотрены стационарные металлические поддоны для сбора шлама очистки участков МТ в период проведения работ по извлечению СОД из камеры приема.

Минимальный объем поддона на камере приема СОД в зависимости от номинального диаметра трубопровода должен быть:

– до DN 500 включительно – не менее 0,5 $м^3$;
– от DN 700 до DN 800 – не менее 1 $м^3$;
– DN 1000 – не менее 1,5 $м^3$.

– DN 1200 – не менее 2 м^3.

Зона открытия затвора камеры приема СОД должна располагаться над поддоном.

Сбор шлама очистки участков МТ из поддона проводить после завершения работ по извлечению СОД из камеры приема.

Удаление шлама очистки участков МТ из опорожненной подземной дренажной емкости производить через предусмотренный конструкцией люк-лаз после завершения работ по извлечению СОД из камеры приема.

При попадании шлама очистки участков МТ на грунт, загрязненную почву следует собрать в герметичный контейнер.

Сбор шлама очистки участков МТ и загрязненного грунта осуществляется в герметичную, механически прочную, коррозионно-устойчивую тару с крышкой, емкостью от 0,3 до 0,5 м^3.

Накопление образованного шлама очистки участков МТ должно осуществляться на площадках, обустроенных в соответствии с требованиями законодательства в области охраны окружающей среды и законодательства в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения. Площадки для накопления нефтешламов должны быть обустроены в соответствии с СанПиН 2.1.7.1322-03 (3.7), с учетом требований РД-13.020.00-КТН-128-16.

Нормативы образования шлама очистки участков МТ как вида отходов устанавливаются в соответствии с РД-13.030.00-КТН-223-14.

Предельное количество (лимит) размещения шлама очистки участков МТ устанавливается исходя из требований взрывопожаробезопасности и предупреждения других аварийных ситуаций, отрицательного влияния на условия труда работающих и состояние окружающей природной среды.

Концентрация химического вещества в воздухе в зоне влияния шлама очистки участков МТ не должна превышать 30 % ПДК р. з. сырой нефти в воздухе рабочей зоны (ПДК р. з. максимально разовое и среднесменное составляет 10 мг/м^3 в соответствии с ГН 2.2.5.1313-03).

Максимально возможный объем нефтешламов, подлежащих накоплению, определяется согласно проекту нормативов образования отходов и лимитов на их размещение.

Точка отбора проб и химические вещества, исследуемые в воздухе, в каждом конкретном случае определяются отдельно по согласованию с санитарной службой. Если обнаруженная в воздухе концентрация химического вещества, выделяемого из отхода, превышает 30 % ПДК р. з., то накопленное на площадке количество отхода превышает предельное количество и подлежит удалению.

По мере накопления отходы передаются специализированным предприятиям и на действующие полигоны утилизации, обезвреживания.

Запрещается самостоятельно утилизировать, размещать, сливать, производить захоронение отходов без разрешения соответствующих органов в области охраны окружающей среды.

Ведение документов по обращению с нефтешламами, образованными при эксплуатации МТ, осуществляют в соответствии с требованиями РД-13.020.00-КТН-128-16.

Определение количества образованных нефтешламов осуществляется весовым методом. В случае отсутствия возможности применения весового метода, масса образовавшихся нефтешламов М, т определяется по формуле

$$M=V\cdot\rho \qquad (1)$$

где V – объем нефтешлама, $м^3$ принимается по объему емкости, использованной для сбора нефтешлама;

ρ – плотность нефтешлама $т/м^3$.

Плотность нефтешлама определяется для каждой образующейся партии нефтешлама следующим методом:

– взвешивается усредненная проба нефтешлама определенного объема. Например, 2 л или 5 л (0,002 $м^3$ или 0,005 $м^3$);

- полученная масса пробы, т, делится на объем пробы, $м^3$

Определение массы технологических потерь нефти и нефтепродуктов в образованных нефтешламах проводится ТТО филиала ОСТ ежемесячно в срок до 02 числа месяца, следующего за отчетным, на основе следующих данных:

– количество нефтешлама, обезвреженного и переданного подрядным организациям для обезвреживания, утилизации, согласно актам, предоставляемым ОГМ и ОЭН филиала ОСТ;

– процентное содержание нефтепродуктов в нефтешламах, согласно данным протоколов анализов нефтешламов на содержание нефтепродуктов или сведений о содержании нефтепродуктов в нефтешламах, утвержденных паспортом отхода, предоставляемым службой ЭБ и РП филиала ОСТ.

Масса технологических потерь нефти и нефтепродуктов в образованных нефтешламах, Мн, т, рассчитывается по формуле

$$МН = (М_{нш} \times Н)/100$$

где Мнш – масса обезвреженных и переданных подрядным организациям нефтешламов, т;

Н – процентное содержание нефтепродуктов в нефтешламах, %;

– безразмерный коэффициент.

2.2 Характеристики участка ВСТО-2

ВСТО-2 – это система нефтепроводов общей протяженностью 2341 км, из которых 2047 км составляют протяженность собственно трубопроводной системы ВСТО-2 на участке от НПС № 21 (г. Сковородино, Амурская область) до нефтеналивного порта «Козьмино» (Приморский край), а 294 км - нефтепровода-отвода от Комсомольского нефтеперерабатывающего завода (Хабаровский край).

Рассматриваемый участок магистрального трубопровода сети ВСТО-2 находится между проселками Сковородино НПС-23 и Свободным НПС-26 Амурской область и входит в Районное нефтепроводное управление «Белогорск».

Протяженность участка составляет 488 км, преимущественно проходит по равнинной местности. Грунт участка в преобладании - глина, на сопках грунт песчаный.

Участок трубопровода введен в эксплуатацию в 2012 г., диаметр трубопровода 1050 мм со стенкой 25 мм, давление в трубе на входе 0,7 МПа; на выходе - 5 МПа.

Нефть ВСТО получила название ESPO (East Siberia - Pacific Ocean), ее называют «лёгкой» за счёт низкого содержания серы, до 0,60%.

По американским стандартам плотность одной из смесей на основе нефти, поставляемой через ВСТО, под названием ESPO Blend, составляет 34,8 градуса API с содержанием серы 0,62 % (до 0,53 %), в то время как нефть сорта Dubai значительно более сернистая — 2,0 % при плотности 31

градуса API. Вследствие этого, такая нефть более привлекательна для нефтепереработчиков, чем Urals, так как при переработке сырья удаление серы — сложный процесс, повышающий себестоимость топлива. Впрочем, для сравнения, нефть самого распространенного сорта Brent Blend имеет плотность 38,3 градуса API, при 0,37 % содержания серы.

Для сравнения, Urals (российская марка экспортной нефтяной смеси) получается смешением в системе трубопроводов «Транснефти» тяжелой, высокосерни стой нефти Урала и Поволжья (содержание серы в которых достигает 3,0 %, а плотность в градусах API не превышает 26-28) с лёгкой западносибирской нефтью Siberian Light (плотность 36,5 в градусах API, содержание серы 0,57 %). Итоговое содержание серы в нефти сорта Urals составляет 1,2 %, плотность в градусах API — 31-32.

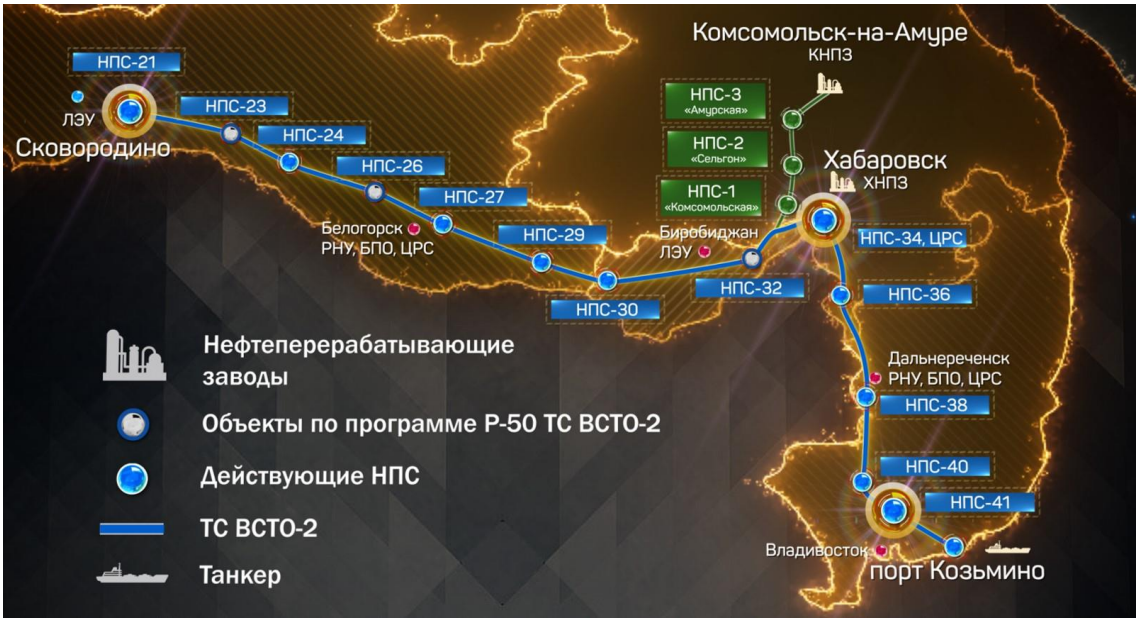


Рисунок 4 Расположение участка ВСТО-2

2.3 Внутритрубные очистные устройства

На магистральных трубопроводах основные нефтешламы образуются после очистки трубопроводных систем внутритрубными устройствами. При

этом устройства забиваются различного рода шламами, и требуется их качественная и экологичная очистка.

Внутритрубные очистные устройства предназначаются для очистки внутренней полости магистральных трубопроводов от различных отложений таких как: парафино-смолистые отложения, песок, ил, камни, остатки глиняных тампонов, оставшиеся после ремонта трубопровода, скопления воды и газа, посторонние предметы, оставшиеся в трубопроводе также после ремонта, и другие виды отложений.

Рисунок 5 Внутритрубное устройство после очистки трубопровода

Внутритрубные очистные устройства предназначаются для очистки внутренней полости магистральных трубопроводов от различных отложений таких как: парафино-смолистые отложения, песок, ил, камни, остатки глиняных тампонов, оставшиеся после ремонта трубопровода, скопления воды и газа, посторонние предметы, оставшиеся в трубопроводе также после ремонта, и другие виды отложений.

Внутритрубные устройства существуют трех типов:

- скребки очистные калибры;
- поршни магнитные;
- скребки очистные.

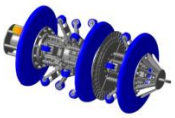
Ввод очистных устройств в магистральный участок трубопровода производится в камерах приема и пуска очистных и диагностических средств.

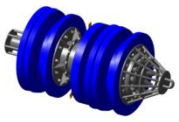
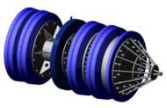
Любое устройство после прохождения участка трубопровода оставляет на себе весь нефтешлам, который скапливается за время работы в трубе, и естественно встает проблемы очистки этих устройств.

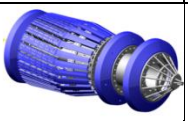
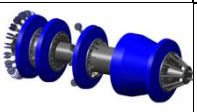
По сути, каждая камера приема и пуска нуждается в оборудовании ее мобильной либо стационарной системой очистки внутритрубных средств очистки.

Однако, установки по очистки внутритрубных устройств, не решат всех экологических проблем. Они лишь аккумулируют шлам с трубопроводов в одно место, при этом, требуется решение по дальнейшей переработки нефтешламов.

Таблица 3. Виды очистных устройств и их назначение.

Наименование оборудования	Рисунок	Рабочая среда	Минимальное проходное сечение трубопровода, %	Рабочие температуры,	Рабочий диапазон скоростей, м/с	Назначение
Очистной скребок типа СКП4		Жидкость газ	85	-15… +50	0,2 …6	Очистка внутренней поверхности трубопровода от парафиносодержащих, твердых и смолистых отложений, посторонних ферромагнитных предметов
Очистной скребок типа		Жидкость	60-70	-15… +50	До 10	Оценка минимальной величины проходного

СКК						сечения трубопроводов
Поршень-разделитель ПВР1		Жидкость	85	0… +50	0,2 …10	Удаление воды из внутренней полости трубопроводов, разделение разносортных нефтепродуктов, освобождение трубопроводов от нефти и нефтепродуктов под давлением сжатого газа.
Поршень-разделитель ПВР2		Жидкость газ	85	0… +50	0,1 …10	Удаление воды из внутренней полости строящихся или реконструируемых трубопроводов под давлением сжатого воздуха, разделение разносортных нефтепродуктов в процессе перекачки, освобождение трубопроводов от нефти и

						нефтепродуктов под давлением инертного газа.
Устройство контроля очистки		Жидкость	85	-15… +50	0,2 …3	Определение готовности участка трубопровода к пропуску внутритрубного ультразвукового дефектоскопа
Снаряд-шаблон		Жидкость газ	70	-15 …+50	0,2 …3	Определение возможности пропуска по магистральным трубопроводам профилемеров или других внутритрубных инспекционных приборов

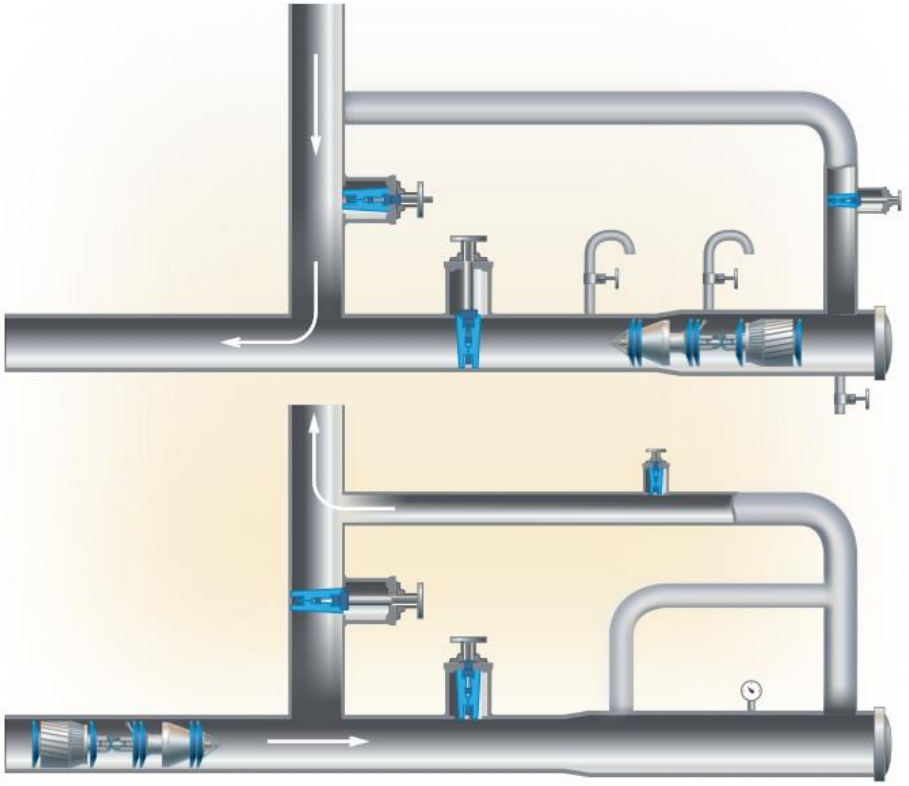


Рисунок 2. Пуск и прием средств СОД в КПП СОД

3 Существующие технологии очистки ОУ

3.1 Патентный анализ, существующих установок

Конечно, данная проблема встала не только вчера и на сегодняшний день существует ряд устройств, обеспечивающих данную задачу. Одной из первых решение данной проблемы стала искать компания ПАО Транснефть. На сегодняшний день зарегистрирована несколько патентов на подобные установки, принадлежащие этой компании:

1. Патент RU (11)173821(13)U1. Мобильная установка для пропарки очистных внутритрубных устройств, разработанная Бикташевым П.В.

Данная установка (рис. 3), представляет собой, камеру цилиндрической формы с форсунками, установленную на опорную конструкцию. Форсунки соединены с коллектором для подачи пара, который размещается непосредственно на камере. Сама камера при этом состоит из основания и верхней крышки. Форсунки устанавливаются в верхней части крышки камеры, коллектор для подачи пара размещается на внешней поверхности крышки камеры, на основании камеры устанавливается рама для размещения внутритрубного устройства, которая выполняется с возможностью вращения этого устройства. Также, в нижней части основания размещается дренажный патрубок, который соединяет емкость с устройством для сбора водонефтяной эмульсии.

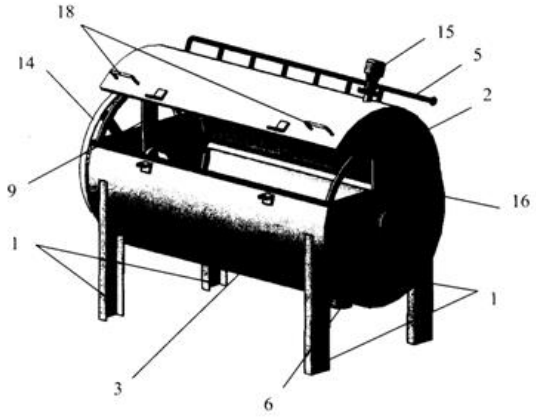


Рисунок 6 Устройство Бикташева

Состав устройства установки: 1 - опорная конструкция; 2 - верхняя крышка; 3 - основание; 5 - паровой коллектор; 6 - сливной патрубок; 9 - рама; 14 - привод; 15 - дыхательный клапан; 16 - уплотнитель; 18 - ручки.

2. Патент RU (11)126268. Устройство для пропарки очистных устройств, разработанное Яковлевой Н.Е.

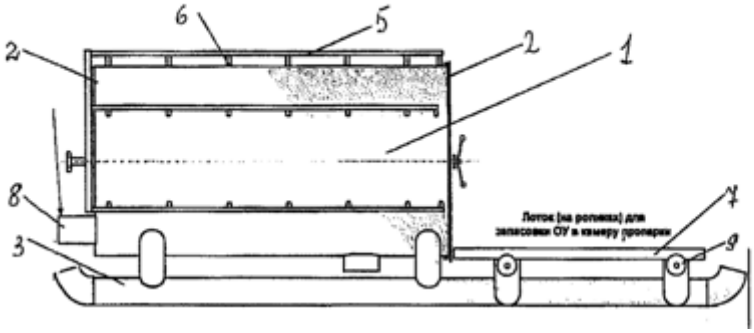


Рисунок 7 Устройство Яковлевой

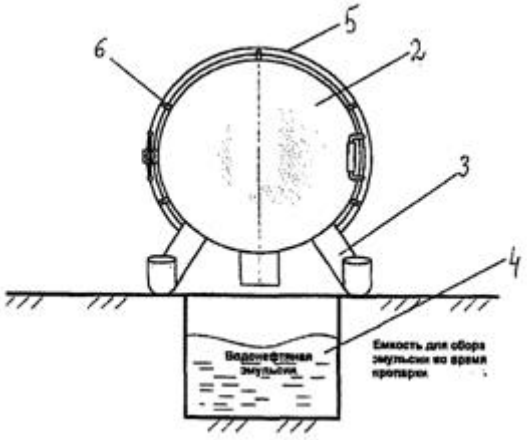


Рисунок 8 Устройство Яковлевой (вид с боку)

Данная установка предлагается для очистки, пропаривания очистных устройств, например поршней сепараторов. Эти устройства применяются в процессе очистки внутренней полости промысловых трубопроводов от парафина, песка, водно-газовых скоплений, различных механических примесей.

Это устройство также представляет собой цилиндрическую камеру, но с двумя торцевыми крышками для ее герметизации и устройствами для подачи теплоносителя в камеру. Камера установлена на опорной конструкции, где также размещены средства для хранения чистящих средств в камере, а под камерой размещена емкость для сбора водомасляной эмульсии. Коллектор подвода теплоносителя расположен на внешней периферии камеры и соединен с патрубками, установленными с возможностью подачи и равномерного распределения пара по всему объему камеры.

После завершения очистки нефтешламов очистное устройство вывозится на постоянное место хранения. Водонефтяная эмульсия из бака 4 откачивается автовозом-аккумулятором и вывозится на очистные сооружения промливневых стоков.

3. № RU160081 Мобильная установка для очистки механо-технологического оборудования нефтепроводов, разработанная Предеин О.И.

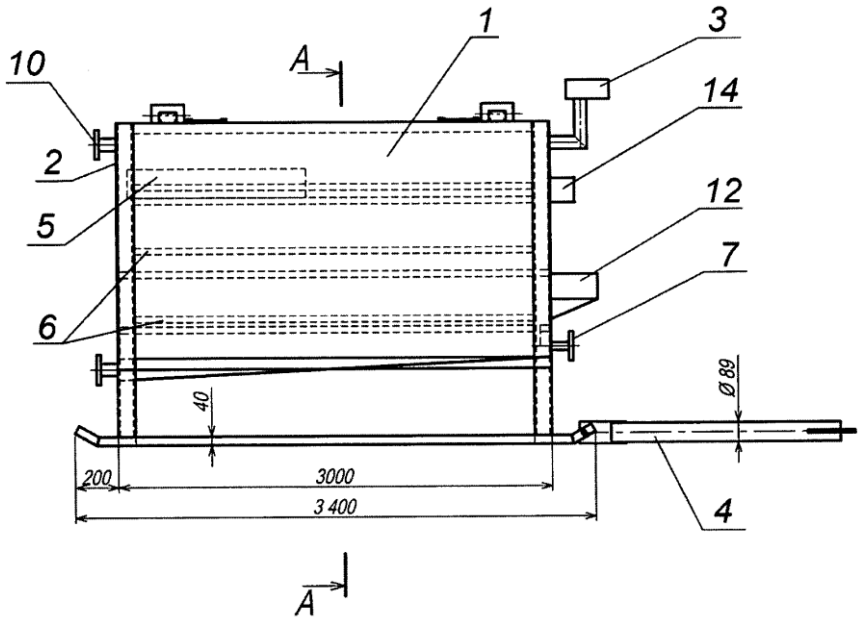


Рисунок 9 Устройство Предеина

1 - пропарочная камера; 2 - корпус; 3 - дыхательный клапан; 4 - прицепное устройство; 5 - устройство для пропарки малогабаритного оборудования; 6 - распределительно-оросительное устройство; 7 - присоединительный патрубок; 10 - выпускной патрубок; 12 - контейнер с комплектом искробезопасного инструмента; 14 - приборы контроля температуры и давления.

Название установки	Конструктивные особенности	Недостатки
Мобильная установка Бикташева	Горизонтальный цилиндрический корпус, паровой коллектор один, расположение верхнее	Горизонтальное положение корпуса, одностороннее расположение парового коллектора, ручное проворачивание ОУ 42” затруднительно
Устройство Яковлевой	Горизонтальный цилиндрический корпус, Коллектор подвода теплоносителя расположен на внешней периферии камеры и соединен с патрубками, установленными с возможностью подачи и равномерного распределения пара по всему объему камеры.	Горизонтальное расположение, наружное расположение парового коллектора, ручное проворачивание ОУ 42” затруднительно
Мобильная установка Предеина	Горизонтальный цилиндрический корпус, внутреннее расположение парового коллектора	Горизонтальное расположение, нет возможности проворачивания ОУ

4 Проектируемая установка

4.1 Установка очистки внутритрубных устройств

Запроектированная установка для очистки оборудования внутритрубной диагностики и очистки нефтепроводов содержит парогенератора и моечной камеры (рис. 10). Моечная камера, в свою очередь, состоит из корпуса, установленного на опорных стойках и крышки, которая открывается с помощью поворотно-откидного устройства. Вокруг моечной камеры расположена площадка обслуживания.

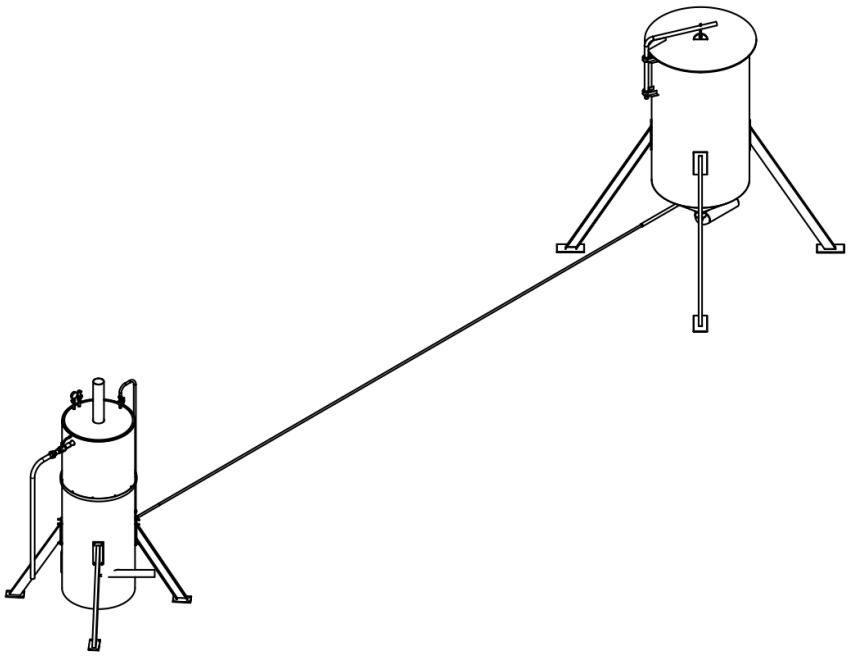


Рисунок 10 Проектируемая установка

Сама камера снаружи покрывается термозащитными материалами, представляющими собой каменную вату, и облицована стальным оцинкованный листом. Такая конструкция позволяет избежать термических ожогов обслуживающего персонала. Устройство орошения представляет собой трубопровод, в котором выполнены отверстия для подачи пара, рассчитанные ниже.

Сама моечная камера оборудована внутри устройством для загрузки непосредственно в камеру очистного устройства.

Для выработки пара используется парообразующая установка - парогенератор.

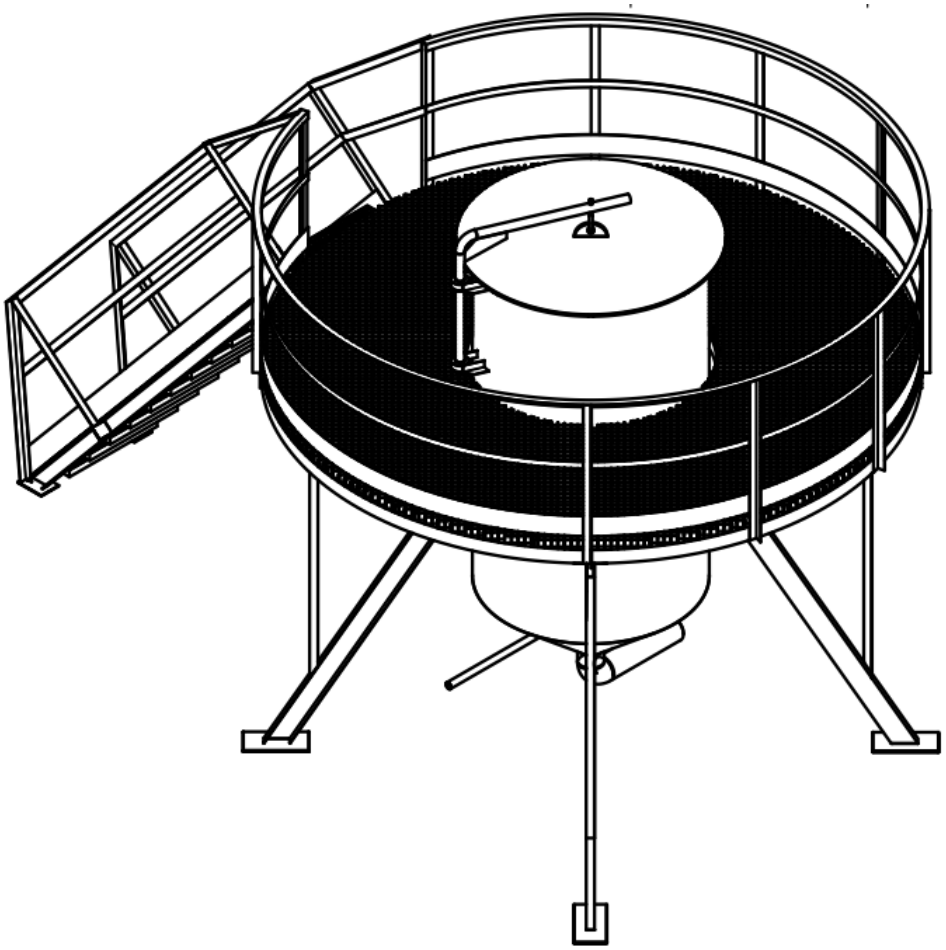


Рисунок 11 Моечная камера

4.2 Парогенераторная установка

Парогенераторная установка (ПУ) предназначена для производства насыщенного пара, используемого в качестве рабочего тела в непосредственно моечной камере.

Насыщенный пар применяется для удаления гидратопарафиновых отложений на нефтяном оборудовании при добыче нефти на промыслах, а также различных бытовых нужд на месторождениях, поэтому он хорошо зарекомендовал себя на подобных установках.

На рисунке 12 представлен парогененратор, жидкость подается на змеевик парового «аккумулятора». Змеевик нагревается тепловой энергией при утилизации нефтешламов и отходов производства, в итоге температура, проходящей по змеевику воды равномерно повышается. Вода превращается в пар, готовый для дальнейшего использования.

Установка оборудована автоматикой безопасности, предохраняющей от аварийной ситуации при повышении установленных значений давления и температуры пара, погасании факела в топке котла, снижении напора воздуха в воздуховоде, снижении уровня воды в цистерне ниже допустимого, снижении расхода питательной воды.

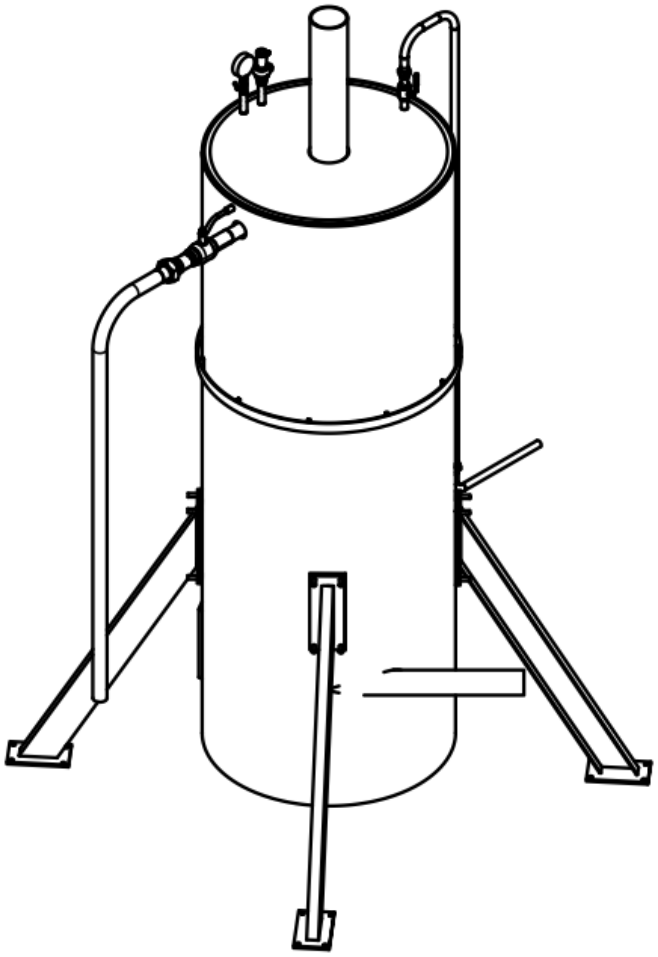


Рисунок12 Парогенераторная установка

4.3 Расчет гидравлической системы установки

4.3.1 Определение диаметров трубопроводов

При расчёте технологического трубопровода, учитывая его небольшую протяжённость, внутренний диаметр d, м, определяем по [1] формула (2.1):

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot V_{доп}}}, \qquad (2.1)$$

где Q – заданный расход жидкости, $м^3/с$;

$V_{доп}$ – допускаемая скорость движения жидкости, м/с.

Q = 0,0003 $м^3/с$; $V_{доп}$ = 2 м/с – принимаем по [1] с. 36 из рекомендуемого интервала для нагнетательного трубопровода. Поскольку наша установка будет находится после насосного агрегата паровой установки.

Для нагнетательного трубопровода:

$$d_{нагн} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0{,}0003}{3{,}14 \cdot 2{,}0}} = 0{,}0138\,м = 13{,}8\,мм.$$

Полученные диаметры округляю до ближайшего стандартного значения по [2] таблица 3.7:

$$d_{наг} = d_{нар} - 2 \cdot \delta \qquad (2.2)$$

где $d_{нар}$ –принятый наружный диаметр, мм;

δ – толщина стенки, мм.

$d_{нар}$ = 25 мм – для нагнетательного трубопровода по справочнику [2], таблица 3.7 для труб стальных электросварных; $\delta = 3$ мм – по данным, приведенным по справочнику [2], таблица 3.7 для принятых труб.

Для нагнетательного трубопровода нашей установки:

$d_{наг} = 25 - 2 \cdot 3 = 19$ мм .

Определим диаметр паропровода подвода пара из парогенератора в непосредственно моечную камеру установки.

Диаметр определяется из производительности паропровода по формуле:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot G}{3{,}1415 \cdot \vartheta \cdot \rho}}, \text{ м}$$

где G - производительность паропровода G = 1 м^3/ч = 0,0003 м^3/с,

ϑ - скорость пара в трубе, принимаем равной 50 м/с;

ρ - плотность перегретого пара, равна 0,094 м^3/кг при температуре пара 214°С и давлении пара 2,0 МПа.

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0{,}0003}{3{,}14 \cdot 50 \cdot 0{,}094}} = 0{,}0090\text{м} = 9\text{мм}.$$

Таким образом для принятой производительности паропровода достаточно диаметра трубопровода 9 мм.

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1. Предпроектный анализ

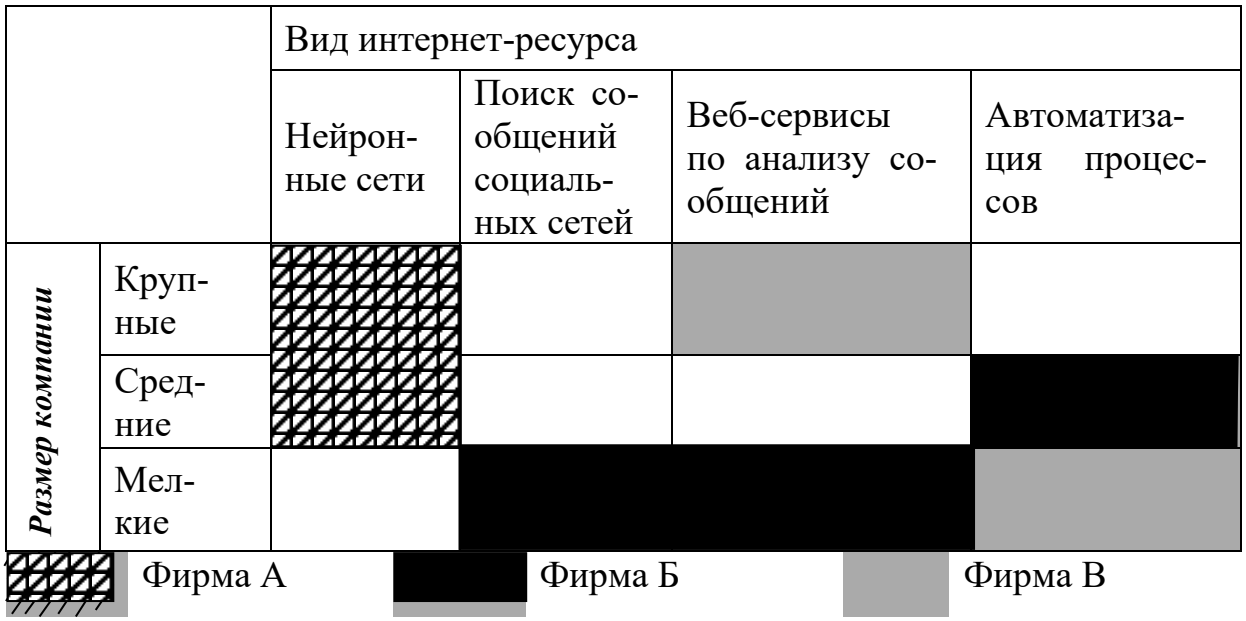
5.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Разработка, которой посвящена данная работа, представляет собой многопользовательское веб-приложение для анализа сообщений социальной сети «Twitter» на основе нейронной сети архитектуры LSTM.

Исходя из особенностей веб-приложения, можно судить о круге лиц, которые потенциально будут заинтересованы в разработке. Целевым рынком нынешней разработки являются маркетинговые компании, основной деятельностью которых является проведение исследовании рынка на различные тематики, таких как выявление мнений, споров, проведение голосовании. Все компании, нуждающиеся в автоматизации процесса анализа больших данных социальной сети, будут заинтересованы в такого рода программном продукте. Однако, в силу наличия в приложении искусственного интеллекта, работа может быть интересна также для лиц, занимающихся научно-исследовательской деятельностью, связанной с методами машинного обучения.

Сегментировать рынок услуг можно по степени потребности использования данных расчетов. Результат сегментирования представлены на таблице 9

Таблица 9 – Карта сегментирования рынка услуг по разработке интернет-ресурсов.



5.1.2 Анализ конкурентных решений

Данная разработанное решение по классификации отношении между пользователей социальной сети является уникальной в своем роде, так как содержит в себе несколько взаимосвязанных компонентов, аналогов такой системы не обнаружено. Поэтому в качестве конкурентов были рассмотрены похожие решения по отдельным компонентам. К примеру, веб-сервис по поиску сообщении из социальной сети, или любой ресурс, где реализован искусственный интеллект. В конечном итоге, в качестве конкурирующих решении были выбраны следующие продукты:

– Онлайн ресурс «sentistrength» [1]

– Веб-сервис «tone-analyzer» [2]

– Анализатор сообщений от разработчика «sentdex» [3]

Экспертная оценка основных технических характеристик данных продуктов представлена в таблице 10.

Таблица 10 – оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

№	Критерии оценки	Вес критерия	Баллы				Конкурентоспособность			
			$Б_ф$	$Б_{к1}$	$Б_{к2}$	$Б_{к3}$	$К_ф$	$К_1$	$К_2$	$К_3$
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Технические критерии оценки ресурсоэффективности										
1	Повышение производительности труда пользователя	0,2	5	2	2	3	1	0,4	0,4	0,6
2	Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	3	2	4	0,75	0,45	0,3	0,6
3	Помехоустойчивость	0,03	4	3	4	5	0,12	0,09	0,12	0,15
4	Энергоэкономичность	0,01	4	5	5	4	0,04	0,05	0,05	0,04
5	Надежность	0,05	4	3	3	5	0,2	0,15	0,15	0,25
6	Потребность в ресурсах памяти	0,05	3	4	4	3	0,15	0,2	0,2	0,15
7	Функциональная мощность (предоставляемые возможно-	0,1	5	1	1	2	0,5	0,1	0,1	0,2

	сти)									
8	Простота эксплуата-ции	0,1	5	2	2	4	0,5	0,2	0,2	0,4
9	Качество пользова-тельского интерфейса	0,07	4	1	1	5	0,28	0,07	0,07	0,35
Экономические критерии оценки эффективности										
1	Конкурен-тоспособ-ность про-дукта	0,01	5	2	2	4	0,05	0,02	0,02	0,04
2	Уровень проникно-вения на рынок	0,01	1	4	3	1	0,01	0,04	0,03	0,01
3	Цена	0,09	4	2	2	2	0,36	0,18	0,18	0,18
4	Послепро-дажное обслужи-вание	0,08	5	2	2	4	0,4	0,16	0,16	0,32
5	Финансиро-вание науч-ной разра-ботки	0,04	5	5	4	3	0,2	0,2	0,16	0,12
6	Срок выхо-да на рынок	0,01	4	5	5	5	0,04	0,05	0,05	0,05
	Итого	1	63	44	42	54	4,6	2,36	2,19	3,46

Исходя из проведенного анализа можно заключить, что уязвимость конкурентных технологических решений связана, прежде всего с отсутствием повышения производительности труда, то есть предоставляемые системами возможности не достаточны, для реализации успешного процесса автоматизации. Реализации первых двух конкурентов очень схожи, онлайн ресурс tone-analyzer и Senti Strength, поэтому коэффициенты их конкурентоспособности едва различимы. Данные компании обладают практически единственным боле-менее значительным достоинством – это уровень их проникновения на рынок, они располагают широкой базой тайных покупателей из разных регионов страны, а многие предприятия пользуются их услугами.

Наиболее сильным конкурентом можно считать стандартный функционал системы от разработчика «sendtex». Его основными достоинствами являются надежность и помехоустойчивость, удобность в использовании, однако, как и два предыдущих конкурента, данный онлайн ресурс не удовлетворяет требованиям, предъявляемым к системе, необходимой для автоматизации процессов.

Преимуществом собственной разработки помимо того, что, она в десятки раз сокращает время выполнения процесса, можно считать то, что данный продукт на рынке является уникальным. Аналогов разработанной системы не существует. Также сильной стороной является то, что данная система проста в использовании так как разрабатывалась с тем учетом, что большинство ее пользователей не будут иметь большого опыта работы с компьютерами – ведь доступ к системе можно получить из любого удобного устройства включая как телефоны, планшеты, так и умные телевизоры

5.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Матрица составляется на основе анализа рынка и конкурентных технических решений, и показывает сильные и слабые стороны проекта, возможности и угрозы для разработки.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Матрица SWOT представлена в таблице 11.

Таблица 11 – SWOT-анализ

	Сильные стороны	**Слабые стороны**
	С1. Хорошо спроектированная архитектура нейронной сети, удобный web-интерфейс и их налаженное взаимодействие. С2. Широкий спектр дополнительного функционала, облегчающий работу пользователя (к примеру, возможность настраивать нейронную сеть). С3. Дружелюбный и интуитивно понятный интерфейс и полная документация. С4. Постоянная поддержка разработчика.	СЛ1. Использование IP-адреса при обращении к web-приложению, что затрудняет доступ к ресурсу. СЛ2. Потребность в больших объемах вычислительных ресурсов (мощностей компьютера). СЛ3. Высокие денежные затраты на разработку СЛ4. Неточность полученных результа-

				тов.
			С5. Доступ к платным ресурсам посредствам студенческих поддержек. С6. Использование облачных сервисов для проведения вычислений.	СЛ5. Временами происходящие отказы системы.
		Возможности		
В	1	Покупка доменного имени	В1С5. Использование бесплатных сервисов для студентов позволит получить доменное имя.	В1СЛ3 Поддержка доменного имени может увеличить денежные затраты.
В	2	Работа алгоритма онлайн	В2С6. Облачные вычисления позволят сократить нагрузку на локальную машину.	В2СЛ5. Выходу системы на рынок может воспрепятствовать использование IP-адреса для обращения к web-приложению, а также системные ошибки, вызывающие крах системы.
В	3	Получить финансирование	В2В5С4С5. Хорошо спроектированная архитектура нейронной сети и постоянная поддержка разработчика позволит доработать систему и выйти в плюс по прибылям.	
В	4	Выход системы на рынок	В4С2С3С4. Широкий спектр функционала, дружественный интерфейс, документация, а также поддержка разработчика способствуют распространению системы на рынок.	В3В2В5СЛ5. Высокая стоимость разработки и недоработка старых ошибок могут стать помехой в расширении функционала.
В	5	Доработка в связи с пожеланиями		

Угрозы				
У	1	Неприятие автоматизации пользователями	У1У2С2С3С4. Дружелюбный интерфейс, понятная документация позволят избежать неправильного выполнения инструкций, а также неприятия автоматизации. Также избеганию неприятия способствует автоматическое логгирование ошибок и другие скрытые возможности системы.	У4СЛ1 из-за несвоевременного финансирования невозможно купить доменное имя.
У	2	Неверное выполнение инструкций пользователем		У1У2У3СЛ1СЛ3СЛ4 Неудобная работа на портативных устройствах, медленная работа системы, несвоевременная поддержка системных администраторов, медленная работа системы, а также нежелание работать в определенных браузерах может привести к отказу пользователей работать с системой.
У	3	Медленная работа системы	У3С4. Грамотная поддержка разработчика снизит вероятность медленной работы системы	
У	4	Несвоевременное финансирование	У5С4С5. Постоянная поддержка разработчика и финансирование предприятия способствуют системе всегда оставаться актуальной.	У4У5СЛ2СЛ3СЛ4 Несвоевременное финансирование высокие мощностные и денежные затраты могут привести к остановке развития системы искусствен-
У	5	Потеря актуальности		

		ного интеллекта, что в будущем полностью может потерять актуальность.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Соотношения параметров представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта							
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4	С5	С6
	В1	-	-	-	0	+	0
	В2	-	-	-	+	+	+
	В3	-	+	+	-	0	0
	В4	-	+	+	+	-	0
	В5						

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3	СЛ4	СЛ5
	В1	-	-	+	0	-
	В2	-	-	-	-	+
	В3	-	-	-	-	+
	В4	-	+	+	+	-
	В5	0	-	0	-	+

Сильные стороны проекта							
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4	С5	С6
	У1	0	+	+	+	-	-

	У2	-	+	+	+	-	-
	У3	-	0	-	+	0	-
	У4	-	-	-	-	-	-
	У5	-	-	0	+	+	-

Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3	СЛ4	СЛ5
	У1	+	-	+	+	-
	У2	+	-	+	+	0
	У3	+	-	+	+	-
	У4	+	-	-	-	-
	У5	0	+	+	+	-

5.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Перечень вопросов приведен в табл. 13.

Таблица 13 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	5
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	3	4

4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	2
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	4	2
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	3
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	4
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	5	4
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	4
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
15	Проработан механизм реализации научного проекта	5	5
	ИТОГО БАЛЛОВ	50	40

Итоговые значения проработанности научного проекта и знания у разработчика лежат в диапазоне от 40 до 50, что говорит о средней перспективности проекта. Многие аспекты вывода продукта на рынок не были учтены, а также проявляется недостаток знаний. Следовательно, требуется дополнительные затраты на наём или консультации у соответствующих специалистов.

5.1.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

Перспективность данного научного исследования выше среднего, поэтому не все аспекты рассмотрены и изучены. Таким образом, для организации предприятия этого недостаточно (пункт 4 – 8 не подходят). Но так как основной научно-технический задел определен, этого достаточно для коммерциализации

для следующих методов (пункты 1 - 3): Торговля патентной лицензией; передача ноу-хау и инжиниринг. Степени проработанности научного проекта и уровень знаний разработчика достаточно для реализации пунктов, которые были выбраны.

5.2 Инициация проекта

В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта.

5.2.1 Цели и результаты проекта

Перед определением целей необходимо перечислить заинтересованные стороны проекта. Информация по заинтересованным сторонам представлена в таблице 14:

Таблица 14 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	**Ожидание заинтересованных сторон**
Пользователь	Простота в использовании программного продукта
Разработчик	Получение прибыли со своего продукта
Научный руководитель, студент	Выполненная выпускная квалификационная работа

Цели и результат проекта представлены в таблице 15:

Таблица 15 – Цели и результат проекта

Цели проекта:	– Собрать набор тренировочных данных из социальных сетей – Спроектировать функционал в соответствии с требованиями. – Произвести расчет стоимости разработки – Создать техническое задание и проектные решения – Реализовать алгоритм нейронной сети.

	– Разработать веб-решение для проблем анализы естественного языка. – Произвести тестирование – Внедрить разработку
Ожидаемые результаты проекта:	Успешное внедрение разработки в соответствующие компании.
Критерии приемки результата проекта:	Успешное тестирование функционала в соответствии с функциональным требованием.
Требования к результату проекта:	**Требование:**
	– Выполненные все пункты функционального требования и требования к пользовательскому интерфейсу. – Разработанный функционал полностью соответствует проектным решениям.

5.2.2 Ограничения и допущения проекта

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта» - параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованных в рамках данного проекта. Эту информацию представить в табличной форме (табл. 16).

Таблица 16 – Ограничения проекта

Фактор	**Ограничения**
1.2.3.1 Бюджет проекта	200 000рублей
1.2.3.1.1 Источник финансирования	НИТПУ
1.2.3.2 Сроки проекта	01.01.2022– 31.05.2022
1.2.3.2.1 Фактическая дата утверждения плана управления проектом	12.12.222
1.2.3.2.2 Плановая дата завершения проекта	31.05.2022

5.3 Планирование управления научно-техническим проектом

5.3.1. Иерархическая структура работ проекта

Группа процессов планирования состоит и процессов, осуществляемых для определения общего содержания работ, уточнения целей и разработки последовательности действий, требуемых для достижения данных целей.

План управления научным проектом должен включать в себя следующие элементы:

- иерархическая структура работ проекта;
- контрольные события проекта;
- план проекта;
- бюджет научного исследования.

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта. На рисунке 15 представлен шаблон иерархической структуры.

В данном проекте будет использована проектная структура проекта, так как она подходит больше, потому что технология является новой и не исследуемой ранее, сложность проекта высока. Пример проектной структуры изображен на рисунке 16.

Рисунок 13 – Иерархическая структура по ВКР

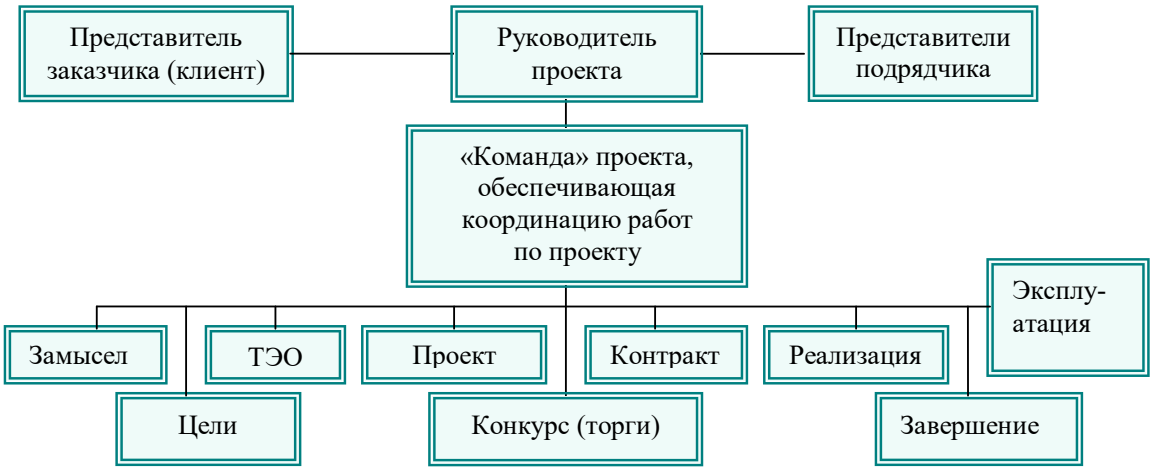


Рисунок 14 – Проектная структура проекта

5.3.2. План проекта

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

График строится в виде табл. 17. с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени выполнения научного проекта. При этом работы на

графике следует выделить различной штриховкой в зависимости от исполнителей, ответственных за ту или иную работу.

Таблица 17. – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Код работы (из ИСР)	Вид работ	Исполнители	к	Продолжительность выполнения работ																	
				Янв			Февр			Март			Апр.			Май.			июнь		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1		
1	Выбор направления исследования	Р, С	5																		
2	Описание требований	Р	0																		
3	Патентный поиск	С	0																		
4	Составление технического задания	Р	0																		
5	Изучение литературы	С	0																		
6	Проектирование модуля по сбору данных	С	0																		
7	Проектирование модуля нейронной сети	С	0																		
8	Проектирование веб-интерфейса для нейронной сети	С	0																		
9	Сбор данных для обучения	С	0																		

	искусственного интеллекта			
10	Разработка модуля нейронной сети	С	0	
11	Разработка веб-интерфейса	С	0	
12	Тестирование модуля нейронной сети	С	0	
13	Тестирование веб-модуля	С	0	
14	Написание документации	С	0	
15	Проверка работы	Р	0	

– Руководитель(Р) – Студент (С)

5.3.3. Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям, представленным в таблице.

5.3.3.1. Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по кон-

кретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Для разработки нынешней системы требуется обычное оборудование в виде персонального компьютера и купленных серверов на время жизненного цикла программного продукта. Среда и средство разработки, программный софт и другие комплектующие, нужные для разработки, распространяются бесплатно и не требуют дополнительных затрат.

Таблица 18 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс.руб.	Общая стоимость оборудования, тыс.руб.
1.	Персональный компьютеры	1	-	-
2.	Linux сервер	5	2 000	10 000
3.	Среда разработки Visual Studio Code	1	-	-

5.3.3.2. Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводится в табл. 5.11.

Таблица 19 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., руб	Всего заработная плата по тарифу (ок ладам), руб.
1		Руководитель		17000	17000

2		Бакалавриат		2650	2650
Итого:				19650	

Сзп = Зосн + Здоп, (4.5)

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата $З_{осн}$ руководителя рассчитывается по следующей формуле:

Зосн = Здн× Траб (4.6)

где $Т_{раб}$– продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн. (таблица 14);

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Значит, для руководителя:

$$З_{осн} = 17000 \times 1{,}3 = 22100 \text{ рублей}$$

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн}=(З_м \times М)/F_д \quad (4.7)$$

где $З_м$ – месячный должностной оклад работника, руб. (в качестве месячного оклада магистра выступает стипендия, которая составляет 2650 руб.);

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 45раб. дней М=10,4 месяца, 6 - дневная неделя;

$F_д$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала (в рабочих днях) (табл.14). Тогда,

Для руководителя:

$$З_{дн} = \frac{22100 \times 10{,}4}{254} = 904{,}8 \text{ рублей}$$

Для дипломника:

$$З_{дн} = \frac{2650 \times 10{,}4}{217} = 127 \text{ рублей}$$

Баланс рабочего времени представлен в таблице 5.12.

Таблица 20 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	365	365

Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	 52 14	 82 14
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	 45 –	 52 –
Действительный годовой фонд рабочего времени	254	217

Таблица 21 – Результаты расчета основной заработанной платы

Исполнители	Зб, руб.	kp	Зм, руб	Здн, руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, руб.
Руководитель	17000	1.3	22100	904,8	48	22100
Бакалавр	2650		2650	127	76	2650
Итого по статье $З_{осн}$:						24750

5.3.3.3. Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

Дополнительная заработная плата включает оплату за непроработанное время (очередной и учебный отпуск, выполнение государственных обязанностей, выплата вознаграждений за выслугу лег и т.п.) и рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы:

$$З_{доп} = k_{доп} \times З_{осн} \quad (4.9)$$

где $З_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплаты ($k_{доп}$ =0,1);

$З_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

Для руководителя:

$$З_{доп} = 22100 \times 0{,}1 = 2210 \text{ рублей}$$

В таблице 5.14 приведен расчёт основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 22 – Заработная плата исполнителей ВКР, руб

Заработная плата	Руководитель	Бакалавр
Основная зарплата	22100	2650
Дополнительная зарплата	2210	–

Зарплата исполнителя	24310	2650
Итого	26960	

5.3.3.4. Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$С_{внеб} = k_{внеб} \times (З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 \times (22100 + 2210) = 7293 \text{ руб.} \quad (4.10)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

5.3.3.5. Накладные расходы

В эту статью относятся расходы по содержанию, эксплуатации и ремонту оборудования, производственного инструмента и инвентаря, зданий, сооружений и др. В расчетах эти расходы принимаются в размере 70 - 90 % от суммы основной заработной платы научно-производственного персонала данной научно-технической организации.

Накладные расходы составляют 80-100 % от суммы основной и дополнительной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле:

$$С_{накл} = k_{накл} \times (З_{осн} + З_{доп}) \quad (4.11)$$

где $k_{накл}$ – коэффициент накладных расходов.

$$С_{накл} = 0,3 \times (22100 + 2210) = 7293 \text{ руб.}$$

5.3.3.6. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 23 – Бюджет затрат НТИ

	Затраты по статьям						
	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Накладные расходы	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
1	-	10000	24750	26960	7293	7293	**76296**
2	-	100 000	50000	5000	16500	16500	**188000**

В результате было получено, что бюджет затрат НТИ составит 76 296 руб. При этом затраты у конкурентов составляют 188000 рублей, из чего можно сделать вывод что полученный продукт будет экономичней, чем у конкурентов.

5.3.4. Организационная структура проекта

В практике используется несколько базовых вариантов организационных структур: функциональная, проектная, матричная.

Для выбора наиболее подходящей организационной структуры можно использовать табл. 24.

Таблица 24 – Выбор организационной структуры научного проекта

Критерии выбора	Функциональная	Матричная	Проектная
Степень неопределенности условий реализации проекта	Низкая	Высокая	Высокая
Технология проекта	Стандартная	Сложная	Новая
Сложность проекта	Низкая	Средняя	Высокая
Взаимозависимость между отдельными частями проекта	Низкая	Средняя	Высокая
Критичность фактора времени (обязательства по срокам завершения работ)	Низкая	Средняя	Высокая

Взаимосвязь и взаимозависимость проекта от организаций более высокого уровня	Высокая	Средняя	Низкая

В данном случае выбор лежит к проектной структуре проекта из-за особенностей разработки. Составляющая проекта является модульные системы, работающие в постоянном взаимодействии с другими модулями. Также основной причиной выбора проектной структуры является то, что технология проекта является новой, и имеются ограниченные сроки реализации.

5.4 План управления коммуникациями проекта

План управления коммуникациями отражает требования к коммуникациям со стороны участников проекта. Пример плана управления коммуникациями приведен в табл. 25.

Таблица 25 – Пример плана управления коммуникациями

№ п/п	**Какая** информация передается	**Кто** передает информацию	**Кому** передается информация	**Когда** передает информацию
1	Статус проекта	Руководитель проекта	Представителю заказчика	Ежеквартально (первая декада квартала)
2	Обмен информацией о текущем состоянии проекта	Исполнитель проекта	Участникам проекта	Еженедельно (пятница)
3	Документы и информация по проекту	Ответственное лицо по направлению	Руководителю проекта	Не позже сроков графиков и к. точек
4	О выполнении контрольной точки	Исполнитель проекта	Руководителю проекта	Не позже дня контрольного события по плану управления

5.4.1. Реестр рисков проекта

Идентифицированные риски проекта включают в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать последствия,

которые повлекут за собой нежелательные эффекты. Информацию по данному разделу необходимо свести в таблицу (табл. 26).

Таблица 26 – Реестр рисков

Риск	Потенциальное воздействие	Вероятность наступления (1-5)	Влияние риска (1-5)	Уровень риска*	Способы смягчения риска	Условия наступления
Потеря актуальности		2	5	средний	Внедрение нового функционала в процессе жизненного цикла ПО	Слишком хаотичное изменение рынка ней ронных сетей, появление новых инструментов
Неточность ПО		4	5	высокий	Модификация алгоритма ПО	С течением времени ней ронная сеть теряет свою точность

5.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

5.5.1 Оценка абсолютной эффективности исследования

Динамические методы оценки инвестиций базируются на применении показателей:

- чистая текущая стоимость (**NPV**);
- срок окупаемости (**DPP**);
- внутренняя ставка доходности (**IRR**);
- индекс доходности (**PI**).

Все перечисленные показатели основываются на сопоставлении чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности, и их приведении к определенному моменту времени. Теоретически чистые денежные

поступления можно приводить к любому моменту времени (к будущему либо текущему периоду). Но для практических целей оценку инвестиции удобнее осуществлять на момент принятия решений об инвестировании средств.

5.5.1.1. Чистая текущая стоимость (NPV)

Данный метод основан на сопоставлении дисконтированных чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности.

Если инвестиции носят разовый характер, то **NPV** определяется по формуле

$$\mathbf{NPV} = \sum_{t=1}^{n} \frac{\mathbf{ЧДП_{оп_t}}}{(1+i)^t} - \mathbf{I_0},$$

Где $ЧДПоп_t$ – чистые денежные поступления от операционной деятельности;

$\mathbf{I_0}$– разовые инвестиции, осуществляемые в нулевом году;

t– номер шага расчета (t = 0, 1, 2…n);

n – горизонт расчета;

$\mathbf{i}$ – ставка дисконтирования (желаемый уровень доходности инвестируемых средств).

Чистая текущая стоимость является абсолютным показателем. Условием экономичности инвестиционного проекта по данному показателю является выполнение следующего неравенства: **NPV** > 0.

Чем больше **NPV**, тем больше влияние инвестиционного проекта на экономический потенциал предприятия, реализующего данный проект, и на экономическую ценность этого предприятия.

Таким образом, инвестиционный проект считается выгодным, если **NPV**является положительной.

Таблица 27 - Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

№	Наименование показателей	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1	Выручка от реализации, тыс.руб.	0	99,184	99,184	99,184	99,184
2	Итого приток, тыс.руб.	0	99,184	99,184	99,184	99,184

3	Инвестиционные издержки, тыс.руб.	-76,296	0	0	0	0
4	Операционные затраты, тыс. руб. С+Ам+ФОТ	0	33,824	33,824	33,824	33,824
5	Налогооблагаемая прибыль		65,360	65,360	65,360	65,360
6	Налоги, тыс. руб Выр-опер = донал.приб ×20%	0	13,072	13,072	13,072	13,072
7	Итого отток, тыс.руб. Опер.затр. + налоги	-76,296	46,896	46,896	46,896	46,896
8	Чистый денежный поток, тыс. руб. ЧДП = $П_{чист.}$ + Ам $П_{чист.} = П_{до\ нал.}$ - налог	-76,296	52,290	52,290	52,290	52,290
9	Коэффициент дисконтирования (приведения при i=20%)	1,0	0,833	0,694	0,578	0,482
10	Дисконтированный чистый денежный поток, тыс.руб. (с8×с9)	-76,296	43,557	36,289	30,223	25,203
11	То же нарастающим итогом, тыс.руб. (**NPV**=58,976 т.р)	-76,296	-32,739	3,550	33,773	58,976

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет 58,976 тыс. рублей, что позволяет его эффективности.

5.5.1.2. Дисконтированный срок окупаемости

Как отмечалось ранее, одним из недостатков показателя простого срока окупаемости является игнорирование в процессе его расчета разной ценности денег во времени.

Этот недостаток устраняется путем определения дисконтированного срока окупаемости.

Рассчитывается данный показатель примерно по той же методике, что и простой срок окупаемости, с той лишь разницей, что последний не учитывает фактор времени.

Наиболее приемлемым методом установления дисконтированного срока окупаемости является расчет кумулятивного (нарастающим итогом) денежного потока (см. табл. 28).

Таблица 28 – Дисконтированный срок окупаемости

№	Наименование показателя	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1	Дисконтированный чистый денежный поток (i = 0,20)	-76,296	43,557	36,289	30,223	25,203
2	То же нарастающим итогом	-76,296	-32,739	3,550	33,773	58,976
3	Дисконтированный срок окупаемости	**РР$_{ДСК}$** = 1+32,739/36,289 = 0,92 года				

5.5.1.3. Внутренняя ставка доходности (IRR)

Для установления показателя чистой текущей стоимости (NPV) необходимо располагать информацией о ставке дисконтирования, определение которой является проблемой, поскольку зависит от оценки экспертов. Поэтому, чтобы уменьшить субъективизм в оценке эффективности инвестиций на практике широкое распространение получил метод, основанный на расчете внутренней ставки доходности (IRR).

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования

(i) существует обратная зависимость. Эта зависимость следует из таблицы 4.24 и графика, представленного на рисунке 2.

Таблица 29 - Зависимость **NPV** от ставки дисконтирования

No	Наименование показателя	0	1	2	3	4
1	Чистые денежные потоки	-76,296	99,184	99,184	99,184	99,184
2	коэффициент дисконтирования					
	i=0,1	1	0,909	0,826	0,751	0,683
	i=0,2	1	0,833	0,694	0,578	0,482
	i=0,3	1	0,769	0,592	0,455	0,35
	i=0,4	1	0,714	0,51	0,364	0,26
	i=0,5	1	0,667	0,444	0,295	0,198
	i=0,6	1	0,625	0,39	0,244	0,095

	i=0,7		1	0,588	0,335	0,203	0,07
	i=0,8		1	0,556	0,309	0,171	0,095
	i=0,9		1	0,526	0,277	0,146	0,077
	i=1		1	0,5	0,25	3:00	0,006
3	Дисконтированный денежный поток, тыс. руб						
	i=0,1	-76,296	72,887	66,232	60,218	54,766	177,807
	i=0,2	-76,296	66,793	55,648	46,346	38,649	131,14
	i=0,3	-76,296	61,661	47,469	36,484	28,064	97,382
	i=0,4	-76,296	57,251	40,894	29,187	20,848	71,884
	i=0,5	-76,296	53,483	35,602	23,654	15,876	52,319
	i=0,6	-76,296	50,115	31,272	19,565	7,617	33,273
	i=0,7	-76,296	47,148	26,862	16,277	5,613	20,604
	i=0,8	-76,296	44,582	24,777	13,711	7,617	11,391
	i=0,9	-76,296	42,177	22,211	11,707	6,174	3,173
	i=1	-76,296	40,092	20,046	10,023	0,481	-5,654

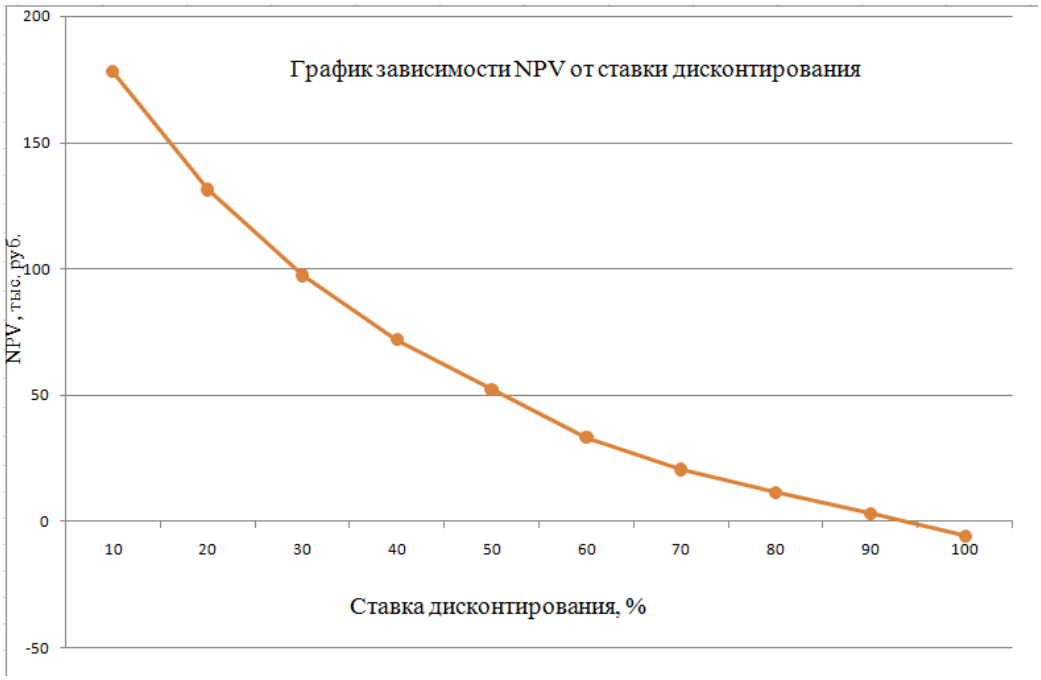


Рисунок 15 Зависимость NPV от ставки дисконтирования.

Из таблицы и графика следует, что по мере роста ставки дисконтирования чистая текущая стоимость уменьшается, становясь отрицательной. Значение ставки, при которой NPV обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или «внутренней нормы прибыли». Из графика получаем, что IRR составляет 0,93.

5.5.1.4. Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI)

Индекс доходности показывает, сколько приходится дисконтированных денежных поступлений на рубль инвестиций.

Расчет этого показателя осуществляется по формуле

$$PI = \sum_{t=1}^{n} \frac{ЧПД_t}{(1+i)^t} / I_0,$$

где I_0 – первоначальные инвестиции.

$$\text{PI} = \frac{43{,}557 + 36{,}289 + 30{,}233 + 25{,}203}{126{,}253} = 1{,}07$$

PI = 1,07 > 1, следовательно, проект эффективен при i = 0,2;

NPV = 131,14 тыс. руб.

Социальная эффективность научного проекта учитывает социально-экономические последствия осуществления научного проекта для общества в целом или отдельных категорий населений или групп лиц, в том числе как непосредственные результаты проекта, так и «внешние» результаты в смежных секторах экономики: социальные, экологические и иные внеэкономические эффекты.

Таблица 30 – Критерии социальной эффективности

ДО	**ПОСЛЕ**
Поиск и анализ данных вручную	Нейронная сеть самостоятельно производит анализ сообщений в социальных сетях, тем самым процесс получения, анализа данных становится автоматизированным.
Нехватка удобных сервисов по анализу текста	Повышение конкурентоспособности рынка искусственного интеллекта.
Трата времени на скучные, однотипные задачи	С ростом популярности искусственного интеллекта возрастает их качество, тем самым в скором будущем вся рутинная и скучная работа перейдет в руки искусственных нейронных сетей.

5.5.2 Оценка сравнительной эффективности исследования

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель

реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{испi} = \frac{Ф_{pi}}{Ф_{max}}, \quad (5.13)$$

где $I_{финр}^{испi}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

$Ф_{pi}$ – стоимость i-го варианта исполнения;

$Ф_{max}$ – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (5.14)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i-го варианта исполнения разработки;

a_i– весовой коэффициент i-го варианта исполнения разработки;

b_i^a,b_i^p– бальная оценка i-го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в форме таблицы (табл. 31).

Таблица 31 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

ПО Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	3	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям	0,15	5	2	3

потребителей)				
3. Помехоустойчивость	0,15	3	3	3
4. Энергосбережение	0,20	4	3	3
5. Надежность	0,25	4	4	4
6. Точность анализа	0,15	4	4	4
ИТОГО	1	25	19	22

$$I_{ф}^{p} = \frac{Ф_{i}^{p}}{Ф_{max}} = \frac{5}{25} = 0.2$$

$$I_{ф}^{a} = \frac{Ф_{i}^{a}}{Ф_{max}} = \frac{4}{19} = 0.21$$

$$I_{т}^{p} = 5 \times 0{,}1 + 5 \times 0{,}15 + 3 \times 0{,}15 + 4 \times 0{,}2 + 4 \times 0{,}25 + 5 \times 0{,}15 = 3{,}94$$

$$I_{т1}^{a} = 3 \times 0{,}1 + 2 \times 0{,}15 + 3 \times 0{,}15 + 3 \times 0{,}2 + 4 \times 0{,}25 + 2 \times 0{,}15 = 3{,}15$$

$$I_{т2}^{a} = 4 \times 0{,}1 + 3 \times 0{,}15 + 3 \times 0{,}15 + 3 \times 0{,}2 + 4 \times 0{,}25 + 4 \times 0{,}05 = 3{,}5$$

$$I_{финр}^{p} = \frac{I_{т}^{p}}{I_{ф}^{p}} = \frac{3.94}{0.2} = 19{,}7$$

$$I_{финр}^{a} = \frac{I_{т}^{a}}{I_{ф}^{a}} = \frac{3.15}{0.21} = 21$$

$$Э_{ср} = \frac{I_{ф}^{p}}{I_{ф}^{a}} = \frac{0.2}{0.21} = 0{,}95$$

Таблица 32 Сравнительная эффективность разработки

п/н	Показатели	Аналог	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,21	0,2
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,15	3,94
3	Интегральный показатель эффективности	15	19,7
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,95	1,05

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в магистерской диссертации технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

В ходе проведения анализа показателей эффективности инвестиций была получена чистая текущая стоимость (NPV) – 58,976тыс. руб. Таким образом, дан-

ный инвестиционный проект можно считать выгодным, NPV является положительной величиной. Дисконтированный срок окупаемости проекта ($\mathbf{PP_{дск}}$) составляет 0,92 года. Внутренняя ставка доходности (IRR) – 0,84, что позволяет признать инвестиционный проект экономически оправданным, так как выполняется условие неравенства IRR > i. Индекс доходности (PI) – 2,409, и, основываясь на том, что данная величина превышает единицу, можно утверждать, что данная инвестиция приемлема.

Сравнение значений интегральных показателей эффективности показало, что более эффективным вариантом решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является исполнение 3 - модифицирование плазмой атмосферного давления.

6 Социальная ответственность

Согласно международному стандарту ICCSR26000:2011 в понятии «Социальная ответственность» рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. В соответствии с этим определением, целью раздела является принятие проектных решений, исключающих несчастные случаи в производстве, и снижение вредных воздействий на окружающую среду.

Целью данной работы является исследования технологии очистки очистных устройств и утилизации отходов и нефтешламов на участке ТС «ВСТО-II» ПАО «Транснефть».

Областью применения исследования являются объекты трубопроводного транспорта ПАО «Транснефть».

Пользователем представленного решения является ПАО «Транснефть».

Рабочая зона: полевые условия.

Климатическая зона: районы с умеренным и холодным климатом.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: 1 установка по очитске очистных устройств МН.

Рабочие процессы, связанные очисткой очистных устройсв на проектируемой установке.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Социальную ответственность за работников, выполняющих работу согласно трудовому договору, несет работодатель.

Работы на площадках магистрального транспорта ведутся в большинстве случаев вахтовым методом.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) [17]: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях; предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней [17].

Рабочей зоной проектируемой установки является производственная площадка в непосредственной близости к камерам приема и пуска средст внутритрубной диагностики и очистки. Эргономические требования к рабочим местам на открытых производственных площадках регламентируются системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.2.033-78 [19] при выполнении работ стоя.

Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Специальные требования к рабочей зоне внутритрубной диагностики регламентируются нормативными документами ПАО «Транснефть» - ОР.19.100.00-КТН-010-18. [2] и ОР.75.180.00-КТН-194-17 [4].

Все работы, связанные с запасовкой и извлечением ОУ должны проводиться работниками филиала ОСТ под руководством специалиста, назначенного приказом по филиалу ОСТ.

Оборудование, применяемое для очистки участков МТ, должно иметь следующие документы:

паспорт и/или формуляр на оборудование;

сертификат соответствия;

свидетельство взрывозащиты электрооборудования применяемых приборов;

инструкцию по эксплуатации.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работы по эксплуатации проектируемой установки, имеют свои организационные требования в рабочей зоне.

Очистка оборудования должна производится только в дневное время. Место проведения очистных работ необходимо обеспечить средствами пожаротушенияи средствами индивидуальной защиты.

Площадки, переходы и ограждения должны выполняться согласно ГОСТ25772-83 с учетом следующих требований:

- ограждения должны устанавливать по всему периметру установки с высотой перил не менее 1,25м от уровня настила;

- минимальная ширина площадок и переходов на уровне настила должна обеспечиваться не менее 700 мм;

- по всему периметру ограждения должна быть обеспечена нижняя бортовая полоса минимальной высотой не менее –150мм.

6.2. Производственная безопасность

Камера моечная является металлическим резервуаром, по форме – цилиндрическая. Все работы при эксплуатации установки непосредственно по очистке внутритрубных устройств, а также по эксплуатации самих внут-

ритрубных устройств ведутся на территории НПС на открытой местности, во взрывоопасной зоне.

В таблице 6.1 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по как по очитске МТ, так и по очитске внутритрубных устройств. Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводилась с использованием ГОСТ 12.0.003-2015 [20].

Таблица 33 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора очистных внутритрубных устройств

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Утилизация отходов	Очистка ОУ	
опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: температурой и относительной влажностью воздуха, скоростью движения (подвижностью) воздуха относительно тела работающего;	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 ГОСТ 12.4.280-2014 Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. [51] ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [24] СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4. [52]
опасные и вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде и характеризуемые: повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума;	-	+	ГОСТ 31301-2005 Шум. Планирование мероприятий по управлению шумом установок и производств, работающих под открытым небом [23] ГОСТ 12.4.280-2014 Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. [51]
опасные производственные факторы, связанные с движущимися (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;	+	+	ГОСТ 12.2.003-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [25] ГОСТ 12.4.280-2014 Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. [51]
вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [24]
опасные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги;		+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [26]
вредные производственные факторы, связанные с аномальными микрокли-		+	ГОСТ 12.3.002-2014. Межгосударственный стандарт. Система стан-

матическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: температурой и относительной влажностью воздуха, скоростью движения (подвижностью) воздуха относительно тела работающего, а также с тепловым излучением окружающих поверхностей, зон горения, фронта пламени, солнечной инсоляции	+		дартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности [27] СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4. [52]
вредные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека	+	+	ГОСТ 12.3.002-2014. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности [27]

6.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. опасные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: температурой и относительной влажностью воздуха, скоростью движения (подвижностью) воздуха относительно тела работающего

Параметры микроклимата в рабочей зоне регламентируются ГОСТ 12.1.005-88 в соответствии категорией работ [24].

Согласно ГОСТ 12.1.005-88, рабочее место оператора находится в IV климатическом поясе (регион IБ) и по уровню теплозащитных свойств относится к 3 классу защиты.

Проведение работ по очистке ОУ проводится круглогодично. Жаркая и холодная погода приводит к ухудшению условий труда, работающих на открытой местности.

Работы в полевых условиях необходимо проводить при соблюдении мер профилактики перегревания и рекомендаций относительно режима работ. Работнику выдаются средства индивидуальной защиты от низких темпиратур тела, ног, рук, головы. СИЗ при излишней влажности. Выдаются репеленты и средства отпугивания диких животных. Организуется стационарное место отдыха, либо мобильное.

2. опасные и вредные производственные факторы, связанные с акусти-

ческими колебаниями в производственной среде и характеризуемые: повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума;

Основным источником шума при применении эксплуатации установки по очистке ОУ является парогенератор.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА.

Средства коллективной защиты от шума для предлагаемой установки трудно подобрать.

В качестве средств индивидуальной защиты госстандартом предусмотрены наушники. Наушники могут быть самостоятельными или интегрированными в головной убор или другое защитное устройство [52].

3. *опасные производственные факторы, связанные с движущимися (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;*

   Загрузка ОУ в моечную установку производится с помощью подъёмного устройства (кран). Вес ОУ составляет 600…1000 кг. При загрузке нефтешламов и отходов производства в топку парогенератора возможно попадание загрязнений.

   Коллективные средства защиты: ограничитель поворота; ограничитель подъёма стрелы; ограничитель подъёма крюка, ограничитель подъёма груза; заземление; манометр давления; манометр температуры; предохранительный клапан давления; термозащита корпуса; ограждение площадки обслуживания и лестницы подъёма/спуска; УЗО электрического тока; молниеотводы; осветительные мачты; защитное заземление; кран-балка подъёма крышки.

   СИЗ: средства защиты головы, тела, рук, ног, глаз.

4. вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.

Нефтешламы являются взрывоопасными и токсичными веществами.

ПДК некоторых веществ, входящих в состав нефти, паров нефти и ве-

ществ, участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов [55]:

- ПДК паров нефти допускается 300 мг/м^3

- метан по санитарным нормам относится к 4 классу опасности (малоопасные вредные вещества с предельно допустимой концентрацией по углероду) - 300 мг/м^3.

- предельно допустимая концентрация сероводорода в присутствии углей (С1-С5) - 3 мг/м^3 (2-й класс опасности).

- Предельно допустимая концентрация диоксида серы (SO2) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м^3 (3 класс - умеренно опасные вредные вещества).

- ПДК метанола в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) - 5 мг/м^3.

Контроль воздуха следует проводить в зоне дыхания в типичных производственных условиях с помощью газоанализатора. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). [55].

Для индивидуальной защиты необходимо использовать средства защиты органов дыхания.

5 *опасные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги*.

Парогенератор, является энергозависимым и требует подключения к электричеству, а соответственно, необходимо выполнение специальных требований по безопасности.

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения, и тем более прикосновения к токоведущим частям установки, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения

(переносные временные ограждения и плакаты) [26].

Предусмотреть технические средства защитного заземления (4-10 Ом), устройство защитного отключения [26].

Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Все металлические, нормально не токоведущие части электрооборудования, могущие оказаться под напряжением в следствии нарушения изоляции, присоединяются к защитному заземлению.

Средства коллективной защиты: УЗО электрического тока; молниеотводы; осветительные мачты; защитное заземление.

Средствами СИЗ выступают: спецодежда с нитями, снимающими статическое электрическое напряжение, обувь с диэлектрической подошвой.

6 *вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: температурой и относительной влажностью воздуха, скоростью движения (подвижностью) воздуха относительно тела работающего, а также с тепловым излучением окружающих поверхностей, зон горения, фронта пламени, солнечной инсоляции*

Параметры микроклимата в рабочей зоне необходимо поддерживать по ГОСТ 12.1.005-88 в соответствии категорией работ [24].

Работы по очистке ОУ и утилизации нефтешламов и отходов производства производят на открытом воздухе.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88, рабочее место находится в IV климатическом поясе (регион IБ) и по уровню теплозащитных свойств относится к 3 классу защиты.

Для профилактики переохлаждения необходимы индивидуальные средства защиты: теплозащитное белье и одежда с подкладками, перчатки, шапки, теплая обувь.

Коллективными мерами защиты от переохлаждения являются помещения для обогрева и нормирование труда на открытом воздухе.

7 вредные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека

Параметры микроклимата в рабочей зоне необходимо поддерживать по ГОСТ 12.1.005-88 в соответствии категорией работ [24].

Работы по очистке ОУ и утилизации нефтешламов и отходов производства производят на открытом воздухе.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88, рабочее место находится в IV климатическом поясе (регион IБ) и по уровню теплозащитных свойств относится к 3 классу защиты.

Для профилактики переохлаждения необходимы индивидуальные средства защиты: теплозащитное белье и одежда с подкладками, перчатки, шапки, теплая обувь. Коллективными мерами защиты от переохлаждения являются помещения для обогрева и нормирование труда на открытом воздухе.

6.3. Экологическая безопасность

Основной причиной вредных выбросов в окружающую среду при проведении работ по очистке внутритрубных устройств, является испаряемость легких фракций углеводородов и утилизация нефтешламов, смываемых во время очистки.

Обезвреживание отходов, образующихся при очистке оборудования, осуществляют в соответствии с порядком накопления, транспортирования, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов в соответствии с ГН 2.1.5.1315-2003 «Предельно допустимые концентрации (ПДК)

химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования» [58].

В соответствии с «Федеральным Законом об отходах производства и потребления» размещение отходов, образующихся в процессе работы НПС, допускается на основе разрешения, выдаваемого региональными органами по охране природы, на основании утвержденных нормативов образования отходов и лимитов на их размещения для предприятия.

Защита селитебной зоны

Согласно постановлению Правительства РФ от Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. [32] объекты по добыче сырой нефти и (или) природного газа, включая переработку природного газа и производству нефтепродуктов относятся к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (НВОС).

Санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, составляет (согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [33]) – 1000 м.

Источником загрязнения являются бытовые отходы производства. Обязанности и меры стимулирования снижения НВОС:

- Составляется программа производственного экологического контроля (ПЭК);
- Вносится плата за НВОС (за исключением размещения твердых коммунальных отходов);
- Источники НВОС, оснащаются автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов и сбросов загрязняющих веществ, концентрации загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи такой информации в государственный фонд данных государственного экологического мониторинга;
- В обязательном порядке разрабатывается и утверждается программа повышения экологической эффективности;
- Разрабатываются нормативы образования отходов и лимиты на их размещение.

Воздействие на атмосферу

Контроль за содержанием вредных веществ проводят поГН2.1.6.1338-2003 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест» и СанПиН2.1.7.1322 - 2003 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления».

Методами защиты являются:

– Улучшение герметичности емкостей;

– Снижение абсолютных значений температуры газового пространства хранимых продуктов, а также уменьшением амплитуды их колебаний.

Защита гидросферы

Для предупреждения загрязнения гидросферы строго соблюдаются правила утилизации бытовых и химических отходов, осуществляется контроль сточных вод.

Для защиты поверхностных вод предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

- развитие безотходных и безводных технологий;
- внедрение систем оборотного водоснабжения;
- закачка сточных вод в глубокие водоносные горизонты;
- очистка и обеззараживание поверхностных вод, используемых для водоснабжения и других целей.

Воздействие на литосферу

Допустимые концентрации химических веществ в почве нормируются согласно ГН2.1.7.2042-06 «Ориентировочно допустимые концентрации (ОДК) химических веществ в почве»

Должен осуществляться постоянный надзор за герметичностью ёмкостей с хранящимися отходами и нефтешламами, фланцевых соединений, съемных деталей, люков и т.п.

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в чрезвычайных ситуациях (ГОСТ Р 22.0.01-2016) [38].

В районе проведения работ возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций техногенного характера:

- пожары и взрывы;

- аварии с выбросом (угрозой выброса) химически опасных веществ.

Кроме того, возможно возникновение такой чрезвычайной ситуации природного характера, как метеорологические и агрометеорологические опасные явления (сильный мороз, сильная метель, бури).

Наиболее распространенными ЧС на магистральных нефтепроводах являются аварийные разливы нефти и нефтепродуктов.

При возникновении аварийных разливов нефтешламов возможны:

- загрязнение почвы;
- воздушная ударная волна при взрыве газовоздушной среды;
- термическое воздействие пожара при возгорании вытекающих нефтешламов;
- загазованность территории.

Оперативные действия при ликвидации аварийных разливов нефтешламов:

– сообщить ответственному за производство работ об аварии;

– вызвать аварийную бригаду;

– вызвать пожарную часть;

– принять меры к недопущению возгорания и растекания нефтешламов;

– выставить в наиболее опасных местах посты для предупреждения проникновения в опасную зону людей, транспортных средств, животных;

– организовать сбор нефтешламов до максимально достижимого уровня;

– произвести размещение собранного нефтешлама для последующей утилизации, исключающей вторичное загрязнение производственного объекта и объектов окружающей среды;

– произвести завершающие работы по ликвидации последствий попадания нефтешламов в почву, реабилитации загрязненных территорий.

Эти операции проводить в соответствии с проектами (программами) рекультивации земель и восстановления водных объектов. Полученное положительное заключение государственной экологической экспертизы указывает на качество проведенных работ [39].

Вывод по разделу

В представленном разделе были рассмотрены вопросы социальной ответственности, к которым относятся правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности на рабочем месте, профессиональная безопасность производимых работ, экологическая безопасность, а также безопасность в ЧС и. Все эти вопросы были изучены в приложении к рассматриваемому процессу технологии очистки ОУ.

Работы по очистки очистных устройств связанны с вредными и опасными факторами воздействия на человека. К ним относятся повышенный уровень шума, вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм, производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего, движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования, а также факторы, связанные с электрическим током.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П– III и взрывоопасной зоне класса В-Iг.

В подразделе «Экологическая безопасность» были рассмотрены возможные негативные последствия, влияющие на окружающую среду, в ходе рабочего процесса.

Наибольшее негативное воздействие на окружающую среду оказывается при утилизации, испарении и утечки нефтешламов, содержащими химические вещества 2 и 3-го класса опасности в окружающую среду.

7 Заключение

В работе проанализированы существующие установки по очистки очистных устройств, рассмотрены методы утилизации нефтешламов и наиболее распространенные установки по утилизации, применяемые на сегодняшний день в нефтегазовой отрасли.

Предложена собственная установка по очистке внутритрубных устройств, в работе проведены предварительные расчеты диаметров установки, приведено описание ее работы.

8 Список используемых источников

1. ГОСТ Р 57512 - 2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.
2. РД-13.020.00-КТН-128-16. руководящий документ. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов обращение с нефтешламами на объектах организаций системы «Транснефть».
3. Федеральный закон от24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».
4. РД-01.120.00-КТН-228-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.
5. Воробьев Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. М.: Ин-октаво; 2005. 368.
6. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В., Ельцов И.Н., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Сенников Н.В., Ершов С.В., Моисеев С.А., Казаненков В.А., Малев-Ланецкий Д.В., Юркевич Н.В. Нефтегазовый комплекс России. Часть 1. Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние. Новосибирск: ИНГГ СО РАН; 2017.72.
7. Корчина Т.Я., Кушникова Г.И. Эколого-медицинские последствия загрязнения нефтепродуктами геологической среды. Гигиена и санитария. 2008; 4: 24–26.
8. Таргулян О.Ю. Темные страницы «черного золота». Экологические аспекты деятельности нефтяных компаний в России. М.: Гринпис России; 2002.80.

9. "Рамблер". Далее: https://finance.rambler.ru/business/45451478/?utm_content=finance_media&utm_medium=read_more&utm_source=copylink Жолдакова З.И., Беляева Н.И. Опасность загрязнения водных объектов при нефтедобыче. Гигиена и санитария. 2015;94(1): 28–31.

10. Самутин Н.М., Воробьев В.О., Буторина Н.Н. Влияние нефтегазовой промышленности на экологическую безопасность и здоровье населения в ХМАО – Югре. Гигиена и санитария. 2013;5: 34–36.

11. Ахмадова Х.Х., Идрисова Э.У., Такаева М.А. Проблема техногенных залежей в российских регионах. Международный научно-исследовательский журнал. 2013; 8 (15): 69–73.

12. Федеральный классификационный каталог отходов (утвержден приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 22.05.2017 N 242)

13. Критерии отнесения отходов к I – V классам опасности по степени негативного воздействия на окружающую среду (утверждены приказом Минприроды России от 04.12.2014 № 536)

14. Об утверждении порядка отнесения отходов I – IV классов опасности к конкретному классу опасности (утвержден приказом Минприроды России от 05.12.2014 № 541)

15. Соромотин А.В. Экологические проблемы нефтегазодобычи в Западной Сибири. Вестник Тюменского государственного университета. 2005;3: 137–145.

16. Доклад об экологической ситуации в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2016 году. Ханты-Мансийск: Служба по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды, объектов животного мира и лесных отношений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры; 2017. 205.

17. О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2016 году: государственный доклад. М. Минприроды России. НИА-Природа;2017.760.

18. Р.А. Сулейманов, З.Б. Бактыбаева,Т. К. Валеев, Н.Р. Рахматуллин, Д.Е. Иванов, , В.Ф. Спирин. Эколого-гигиеническая характеристика окружающей среды и состояние здоровья населения н а территориях добычи и транспорта нефти. Ульяновский медико-биологический журнал, 2018; 4: 124-142.

19. Сучугов Б.Н. Расчет гидравлических систем. Учебно-методическое пособие. / Б.Н. Сучугов, С.В. Родин– Рязань: РВВДКУ, 2011. – 52.

20. Киселев, П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам [Текст] - М: Энергия, 1982.

21. Кривченко, Г.И. Гидравлические машины [Текст] – М: Энергоатомиздат, 1983.

22. Вознюк, В.С. Гидравлика и гидравлические машины. [Текст] - М: Воениздат, 1979.

23. https://znaytovar.ru/gost/2/GOST_313012005_SHum_Planirovan.html

24. ОР-19.100.00-КТН-010-18_ ОТРАСЛЕВОЙ РЕГЛАМЕНТ Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов с изменением №1 ВНУТРИТРУБНОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

25. ОР-75.180.00-КТН-194-17. ОТРАСЛЕВОЙ РЕГЛАМЕНТ. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок очистки трубопроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ.

26. Степаненко С. Н., Белоголов Е.А., Марченко Л.А., Логунова О.В. Кубанский Государственный технологический университет, Краснодар, Россия. Перспективные методы очистки нефтешламов и нефтесодержащих сточных вод

27. Гидравлика, гидравлические машины, гидравлические приводы: учебно-методическое пособие по практическим, расчетно-графическим и

курсовым работам для студентов, изучающих гидравлику / сост. Е. С. Санкович, А. Б. Сухоцкий. – Минск: БГТУ, 2005. – 176с.

28. http://otrabotka.com/goods/detail.php?id=206.

29. ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.

30. ГОСТ 9965-76. Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия.

31. Вайнштok, С. М. Трубопроводный транспорт нефти. – Т.1.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 701 с.

32. Промприбор. Технология мойки резервуаров [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.prompribor.ru/stat_moyka_rezerv1.htm. свободный. – Загл. с экрана.

33. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций.

34. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

35. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных).

36. ППБО 116-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

37. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

38. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

39. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

40. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

41. ГОСТ 17.2.1.03-84 Охрана природы (ССОП). Атмосфера.

42. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

43. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

44. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

45. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

46. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.

47. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

48. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

49. Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).

50. ГОСТ Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей.

51. ГОСТ 12.4.280-2014 Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий.

52. "СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы"