

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 объекта транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Отделение Нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология очистки магистрального нефтепровода в Томской области»
УДК 622.692.4.053-776(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Усенова А.А.		01.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В	к.п.н, доцент		01.06.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Трубникова Н.В	д.и.н, доцент		07.05.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	ассистент		08.05.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		01.06.2019

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	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	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Обзор нормативно-технической документации и литературы по исследованию методов предотвращения и удаления отложений на внутренних стенках нефтепроводов.</p> <p>Анализ существующих способов и современных технических средств очистки нефтепроводов.</p> <p>Выбор наиболее эффективной технологии очистки магистрального нефтепровода для выбранного объекта.</p> <p>Выполнение гидравлического расчета выбранного в качестве объекта исследования участка магистрального нефтепровода.</p> <p>Разработка разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «социальная ответственность».</p> <p>Заключение и выводы по работе.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Трубникова Н.В. профессор отделения СГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина М.С. ассистент</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>15.01.2019 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		15.01.2019 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Усенова А.А.		15.01.2019 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Усеновой Айжане Аманжоловне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	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»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика очистных устройств и области его применения	Очистные устройства предназначены для очистки внутренней полости нефтепроводов от различного рода отложений. Очистные устройства применяются для очистки участков магистральных и технологических нефтепроводов
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	1.1. Привести специальные правовые нормы трудового законодательства при работе по очистке нефтепровода. 1.2. Перечислить необходимые организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1. Проанализировать опасные и вредные производственные факторы при мероприятиях по очистке полости трубопровода: – Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – Повышенный уровень шума; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повреждения в результате контакта с насекомыми; – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – Поражение электрическим током. 2.2. Предложить мероприятия, обеспечивающие снижение влияния выявленных опасных и вредных производственных факторов на работающего.
3. Экологическая безопасность:	3.1. Шлам очистки трубопровода является источником загрязнения: – атмосферного воздуха; – грунтовых вод; – почвы. 3.2. Предложить меры по предотвращению негативного воздействия шлама очистки трубопровода на окружающую среду.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	4.1. При очистке нефтепроводов возможно возникновение следующих ЧС: – разгерметизация затвора КПП СОД с

	разливом нефти; – трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти. 4.2. Разработать порядок действия в результате возникновения ЧС и меры по ликвидации её последствий.
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	17.04.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			17.04.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Усенова Айжана Аманжоловна		17.04.2019

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Усенова Айжана Аманжоловна

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Материально – технические ресурсы: 23 380 руб Человеческие ресурсы: 43278 руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Коэффициент доп. заработной платы 12%; Районный коэффициент 30%.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Налог на добавленную стоимость 20% Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 27,1%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>1. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Оценка перспективности проведения научных исследований. 2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Планирование и выделение этапов проекта. Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НИИ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Определение эффективности на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. Альтернативы проведения НИ 4. График проведения и бюджет НИ 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2019 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н. В.	д.и.н., доцент		01.04.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Усенова А.А.		01.04.2019

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 объекта транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение Нефтегазового дела
Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2019 г

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.01.2019	<i>Введение</i>	10
29.01.2019	<i>Обзор литературы</i>	10
10.02.2019	<i>Характеристика объекта исследования</i>	8
18.02.2019	<i>Аналитический обзор существующих способов и современных технических средств очистки нефтепроводов</i>	10
01.03.2019	<i>Выбор наиболее эффективной технологии очистки внутренней полости нефтепровода</i>	10
01.04.2019	<i>Расчетная часть</i>	15
18.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2019	<i>Заключение</i>	8
06.06.2019	<i>Презентация</i>	9
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		15.01.2019

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		15.01.2019

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения:

Запасовка: комплекс работ, проводимых на площадке узла пуска средств очистки и диагностирования в целях размещения средств очистки и диагностирования в камере пуска.

Камеры пуска и приема средств очистки и диагностирования: оборудование линейной части магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), предназначенное для запасовки средств очистки и диагностирования (в т.ч. поршней-разделителей и герметизаторов) в трубопровод и их извлечения из трубопровода.

Магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод): единый производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

Очистное устройство (скребок): внутритрубное устройство, предназначенное для проведения очистки внутренней полости и стенок трубопровода от парафина и асфальтосмолопарафиновых отложений, посторонних предметов, загрязнений.

Перекачивающая станция магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода): объект магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), включающий комплекс зданий, сооружений и

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Технология очистки магистрального нефтепровода в Томской области			
Разраб.		Усенова А.А.		01.06.19	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		01.06.19		ДР	1	89
Консульт. Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19		ТПУ гр. 2Б5Б		

устройств для приема, накопления, учета и перекачки нефти (нефтепродуктов) по магистральному нефтепроводу (нефтепродуктопроводу). Перекачка нефти: процесс перемещения нефти (нефтепродуктов) по трубопроводу.

Переход нефтепровода (нефтепродуктопровода) подводный: участок нефтепровода (нефтепродуктопровода), проложенного через судоходные водные преграды или несудоходные водные преграды шириной по зеркалу воды в межень 10 м и более и глубиной 1,5 м и более, или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины, являющийся разновидностью перехода через водные преграды.

Пропускная способность нефтепровода: количество нефти, проходящее по нефтепроводу за единицу времени.

Средства очистки и диагностирования: устройства, перемещаемые внутри нефтепровода (нефтепродуктопровода) потоком перекачиваемого продукта, предназначенные для выполнения очистки или технического диагностирования трубопровода (в зависимости от типа средств очистки и диагностирования).

Узел пуска средств очистки и диагностирования: производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по запасовке и пуску внутритрубных очистных, диагностических и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта в магистральном нефтепроводе (нефтепродуктопроводе).

Узел приема средств очистки и диагностирования: производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по приему и извлечению внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств из магистральных нефтепроводов

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		2

(нефтепродуктопроводов).

Узел пропуска средств очистки и диагностирования:
производственная площадка с расположенной на ней технологической
обвязкой трубопроводов, обеспечивающей пропуск внутритрубных
очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств
магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) как с остановкой,
так и без остановки перекачивающей станции по схеме:

- прием средств очистки и диагностики в камеру пропуска, запуск
средств очистки и диагностики из камеры пропуска;

- пропуск средств очистки и диагностики без остановки через
неработающую станцию.

Эксплуатация магистрального нефтепровода
(нефтепродуктопровода): использование магистрального нефтепровода
(нефтепродуктопровода) по назначению, определенному проектной
документацией.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		3

Сокращения:

МН – магистральный нефтепровод;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

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

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор

ОУ – очистное устройство;

СОД – средства очистки и диагностики;

ПДВК – предельно допустимая взрывобезопасная концентрация;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПДУ – предельно допустимый уровень;

РД – руководящий документ;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		4

Нормативные ссылки:

ГОСТ 34182-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения

ОР 75.180.00-КТН-018-10. Регламент очистки магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ)

РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов

ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01. Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть" специальными очистными устройствами (скребками).

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

РД 153-39.4Р-118-02. Правила испытаний линейной части действующих магистральных нефтепроводов.

РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.

ГОСТ Р 55435-2013. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.

РД-153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.

ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

СНиП 23-05-95*. Естественное и искусственное освещение

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		5

ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие
требования.

ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие
требования

ГОСТ 12.3.009-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений
прикосновения и токов

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		6

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 89 с., 7 рис., 24 табл., 32 источника.

Ключевые слова: очистное устройство, нефтепровод, внутренняя полость нефтепровода, очистка, парафин.

Объект исследования: участок магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» 495-583 км.

Цель работы: выбор наиболее эффективной технологии очистки внутренней полости магистрального нефтепровода в Томской области.

В процессе исследования проводились: анализ технологий и технических средств очистки внутренней полости магистрального нефтепровода, выбор эффективной технологии очистки нефтепровода. Приведены мероприятия по охране труда, промышленной и экологической безопасности, рассчитана ресурсоэффективность данного исследования.

Методы и методики проведения работ: расчетная часть выполнена в соответствии с ОР-75.180.00-КТН-018-10 «Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ)».

Область применения: магистральные нефтепроводы Томской области.

В результате исследования: выбрана наиболее эффективная технология очистки внутренней полости магистрального нефтепровода, проходящего в Томской области. Выполнены гидравлический расчет участка магистрального нефтепровода, расчеты сил, воздействующих на очистные устройства.

Экономическая эффективность/значимость работы: Проведен анализ наиболее эффективной технологии борьбы с отложениями в нефтепроводе с применением очистных устройств и химических реагентов.

					Технология очистки магистрального нефтепровода в Томской области			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Усенова А.А.		01.06.19	Реферат	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		01.06.19		ДР	7	89
Консульт. Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19		ТПУ гр. 2Б5Б		

ABSTRACT

Final qualifying work: 89 pages, 7 figures, 24 tables, 32 sources.

Key words: cleaning device, oil pipeline, internal cavity of the pipeline, cleaning, paraffin.

The object of the study: section of main pipeline «Alexandrovskoye–Anzhero-Sudzhensk» 495-583 km.

Work purpose: selection of the most effective technology for cleaning the internal cavity of the oil pipeline in the Tomsk region.

In the course of the research were carried out: analysis of technologies and technical means for cleaning the internal cavity of the main oil pipeline, the choice of an effective technology for cleaning the oil pipeline. The measures for labor protection, industrial and environmental safety are given, the resource efficiency of this research is calculated.

Basic constructive, technological and technical-operational characteristics: the estimated part is executed according to OR-75.180.00-KTN-018-10 «Cleaning of the main oil pipelines from asphalt-resin-paraffin substances (ARPS)».

Application field: mail oil pipeline in Tomsk region.

As a result of a research: the most effective technology for cleaning the internal cavity of the oil pipeline in the Tomsk region has been selected. Hydraulic calculation of the section of the main oil pipeline, calculations of the forces acting on the cleaning devices.

Economic efficiency / importance of work: the analysis of the most effective technology to combat sediment in the pipeline using cleaning devices and chemical reagents.

					Технология очистки магистрального нефтепровода в Томской области			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Усенова А.А.		01.06.19	Abstract	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		01.06.19		ДР	8	89
Консульт. Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19		ТПУ гр. 2Б5Б		

движении в полости нефтепровода	46
5. Социальная ответственность	47
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	47
5.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства	47
5.1.2. Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны	48
5.2. Производственная безопасность	49
5.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов	50
5.2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя	54
5.3. Экологическая безопасность	58
5.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	58
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	59
5.4.1. Анализ вероятных ЧС	59
5.4.2. Мероприятия по предотвращению возможных ЧС	60
Выводы к главе	61
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....	63
6.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	63
6.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования	63
6.1.2. Анализ конкурентных технических решений	64
6.1.3. Технология QuaD	66
6.1.4. SWOT – анализ	68
6.2. Планирование научно-исследовательских работ	72
6.2.1. Структура работ в рамках научного исследования	72
6.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ	73
6.2.3. Разработка графика проведения научного исследования	73
6.3. Бюджет научно-технического исследования	76
6.3.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ	77
6.3.3. Основная заработная плата исполнителей темы	78
6.3.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы	79
6.3.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	80
6.3.6. Накладные расходы	81
6.3.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	81
6.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	82
Заключение	85
Список использованных источников	86

					Оглавление	Лист
						10
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Введение

Актуальность. В процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов на внутренней поверхности трубопроводов происходит накопление множества различных примесей, которые являются причиной уменьшения пропускной способности нефтепровода за счет уменьшения живого сечения трубопровода, а также ухудшения качества транспортируемой нефти.

Уменьшение пропускной способности нефтепровода является причиной снижения эффективности его работы, что приводит к значимому увеличению затрат на перекачку нефти или нефтепродуктов. Данная проблема обуславливает необходимость проведения очистки внутренней полости нефтепроводов.

Объект исследования: участок магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» 495-583 км.

Цель: выбор наиболее эффективной технологии очистки внутренней полости магистрального нефтепровода в Томской области.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- Изучить нормативно-техническую документацию и литературу по исследованию методов предотвращения и удаления отложений на внутренних стенках нефтепроводов;
- Провести аналитический обзор существующих способов и современных технических средств очистки нефтепроводов;
- Выбрать наиболее эффективную технологию очистки магистрального нефтепровода для выбранного объекта;
- Выполнить гидравлический расчет выбранного в качестве объекта исследования участка магистрального нефтепровода.

					Технология очистки магистрального нефтепровода в Томской области			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Усенова А.А.		01.06.19	Введение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		01.06.19		ДР	11	89
Консульт. Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19		ТПУ гр. 2Б5Б		

Среднесибирского плоскогорья выпадает максимальное количество осадков, минимальное количество выпадает в Зырянском районе (358-381 мм).

Число дней с осадками в год изменяется от 170 до 200.

1.3. Характеристика рельефа

Значительная часть Томской области отличается равнинностью. На сотни километров протягиваются плоские и сильно заболоченные пространства, отметки которых не превышают 200 м.

В Томской области можно выделить четыре наклонные равнины: Васюганская, Чулымская, Кетско-Тымская, Приаргинская. По центральной части Томской области протягивается Обь-Тымская низменность, внутри которой простирается долина реки Обь, делящей область на относительно возвышенную (до 193 м) правобережную часть и пониженную левобережную.

Томь-Яйское междуречье является наиболее возвышенной частью территории, здесь располагается наивысшая точка Томской области высотой 264 м. В северо-западном направлении отсюда происходит понижение поверхности до 30 м к урезу воды реки Обь.

На территории области имеется множество озер и болот, густо развита речная сеть. Общая площадь открытых водоемов составляет около 7803 км² и составляет 2,5 % от площади всей территории.

1.4. Объекты транспорта нефти в Томской области

На территории Томской области в настоящее время работает крупнейшее предприятие по транспортировке нефти АО «Транснефть - Центральная Сибирь», которое эксплуатирует следующие нефтепроводы:

- «Самотлор - Александровское» (участок протяжённостью 23 км),
- «Александровское – Анжеро-Судженск» (818 км),
- «Игольско-Таловое – Парабель» (397 км).

					Общая часть	Лист
						14
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Суммарная протяжённость находящихся в ведении АО «Транснефть – Центральная Сибирь» нефтяных магистралей в одниточном исчислении составляет 1394,41 км.



Рисунок 1.4.1 – Схема нефтепроводов Томской области

Предприятие перекачивает нефть северных месторождений Тюменской области, получая ее от АО «Транснефть – Сибирь», а также месторождений Томской области.

1.5. Краткая характеристика объекта исследования

Объектом исследования в данной работе является участок 495-583 км магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск».

На 495 км магистрального нефтепровода работает нефтеперекачивающая станция «Первомайка». Данная НПС является промежуточной и расположена в селе Чажемто Колпашевского района Томской области между двумя существующими НПС «Парабель» и «Молчаново».

					Общая часть	Лист
						15
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

«Первомайка» построена в связи с необходимостью увеличения объемов перекачки нефти до 53 млн. тонн в год. Нефтеперекачивающая станция не имеет резервуарного парка и осуществляет перекачку по схеме «из насоса в насос».

На 583 км нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» расположена НПС «Молчаново» (с. Молчаново, Молчановский район).

Данный участок нефтепровода пересекает такие реки, как Чая (на 501 км), М. Суготка (516,4 км), Б. Суготка (519 км), Б. Татош (572,3 км), М. Татош (575 км).

Диаметр нефтепровода равен 1220 мм, рабочее давление 3,7 МПа.

					Общая часть	Лист
						16
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

2. Процесс образования АСПО

2.1. Состав отложений

В зависимости от эксплуатационных сроков нефтепровода и физико-химических свойств нефти формируется состав внутренних скоплений и отложений на стенках трубы.

В общем случае, отложения состоят различных масел, парафинистых веществ, смол, также могут присутствовать механические примеси, такие как частицы земли, песка или глины, продукты коррозии, образующиеся в трубопроводе при накоплении воды.

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) образованы асфальтенами, парафинами и смолами, растворенными в нефти. Механические примеси зачастую выступают центрами кристаллизации парафинов, смолы выполняют функцию цементирования кристаллов парафина.

В процентном соотношении состав отложений можно выразить следующим образом:

- парафин и церезины от 10 до 60%;
- асфальтены от 1 до 10%;
- смолы от 5 до 35%;
- механические примеси до 5%;
- вода до 20%.

Механические примеси в составе отложений появляются вследствие некачественной очистки нефти и сдачи ее в магистральный нефтепровод.

Вода и газ выделяются из самой перекачиваемой нефти в результате неполного их удаления.

					Технология очистки магистрального нефтепровода в Томской области			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Усенова А.А.		01.06.19	Процесс образования АСПО	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		01.06.19		ДР	17	89
Консульт. Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19		ТПУ гр. 2Б5Б		

2.2. Механизм образования отложений парафина

В тонком пристенном слое внутренней поверхности трубопровода возникает радиальный температурный градиент в результате охлаждения нефти более холодной окружающей средой. Это приводит к образованию градиента концентрации растворенного парафина, за счет чего растворенные частицы движутся к стенке трубы под действием молекулярной диффузии, где происходит их кристаллизация и выделение из раствора.

Кристаллы парафинов, которые выделились из раствора, соединяются между собой, образуя прочную структурную решетку, сцепляются с внутренней поверхностью трубы парафинов и образуют *парафиновые отложения*.

2.3. Факторы, вызывающие образование парафинов

Для образования отложений на стенках трубопровода необходимо выполнение основных условий:

- Снижение температуры потока нефти до таких значений, при которых выделение из нефти твердых парафинов возможно;
- Прочное сцепление выделившихся из нефти парафинов с внутренней поверхностью трубопровода.

Кроме перечисленных выше основных условий образования отложений большое значение имеют также такие факторы, как перепад температур, давление и газовый фактор, скорость течения, свойства поверхности трубопровода, обводненность нефти, содержание смол и асфальтенов, компонентный состав нефти, ее плотность и вязкость. Так, чем больше разность между температурами потока нефти и окружающей среды, тем интенсивнее происходит выделение твердого парафина и его отложение.

Давление. Если значение давления в трубопроводе выше значения давления насыщения, то температура начала выпадения парафинов будет

					Процесс образования АСПО	Лист
						18
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

возрастать с увеличением давления. В противном же случае рост температуры начала кристаллизации происходит при снижении давления, причиной чего является увеличение объема выделяющегося газа, влияющего на растворимость парафина.

Скорость течения. Увеличение значения скорости потока перекачиваемой нефти ведет к возрастанию интенсивности образования отложений на стенках трубы. Однако при достижении определенного максимального значения скорости и дальнейшем ее увеличении происходит снижение интенсивности образования парафиновых отложений из-за возможности смыва отложившегося парафина, которая обуславливается превосходством сил касательных напряжений над силами сцепления частиц парафина и стенок трубы.

Свойства поверхности. Степень полярности поверхности оказывает влияние на интенсивность парафинизации. Материалы с высокой полярностью обладают слабой сцепляемостью. Качество обработки поверхности также влияет процесс парафинизации. Так шероховатость при турбулентном режиме способствует перемешиванию перекачиваемой среды, а, следовательно, выделение парафина и газа.

Обводненность нефти. Интенсивность отложения парафина снижается с увеличением содержания воды в продукте вследствие увеличения суммарной теплоемкости и изменения характера смачиваемости поверхности (увеличения площади контакта внутренней поверхности трубы с водой).

Содержание смол и асфальтенов. Асфальтены выпадают из раствора и самостоятельно участвуют в процессе формирования плотных осадков, смолы усиливают данный процесс, так как обладают цементирующими свойствами.

Состав нефти. При преобладании в составе нефти соединений метанового нормального или парафинового рядов процесс образования

					Процесс образования АСПО	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

плотных парафиновых отложений происходит интенсивнее.

Плотность и вязкость. Нефти большей вязкости и плотности способствуют более быстрому накоплению отложений парафина.

					Процесс образования АСПО	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		20

трубопровода и уносились потоками нефти;

- введение специальных присадок в высокопарафинистую нефть, которые повышают текучесть нефти.

3.2. Методы удаления образовавшихся АСПО

Для борьбы с уже образовавшимися отложениями в магистральных нефтепроводах применяют следующие методы:

- тепловые;
- механические;
- химические.

В каждом конкретном случае возможно применение одного из вышеперечисленных методов или же их сочетания. Выбор технологии очистки зависит конкретных условий эксплуатации нефтепровода.

3.2.1. Тепловые методы удаления АСПО

Тепловые методы удаления отложений основаны на способности парафина плавиться при температурах выше 50 °С и стекать с нагретой поверхности.

В настоящее время применяются технологии с применением:

- горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;
- острого пара;
- электропечей;
- электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей);
- реагентов, являющихся компонентами экзотермических реакций.

Технология с применением горячей нефти или пара используется на нефтеперекачивающих станциях, нефтебазах, где трубопроводы с теплоносителем и нефтепроводы укладываются вместе и изолируются. На МН такой подогрев не используется из-за высокой стоимости.

Электроподогрев нефтепроводов может применяться в разных

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		22

вариантах: применение специальных элементов из нагревательных кабелей и лент, проведение тока по телу всего нефтепровода.

В «ТатНИПИнефть» нашли применение индукционные нагреватели.

В настоящее время используется технология нагрева специальными нагревательными кабелями. Для осуществления данной технологии необходимо рассчитать зону, в которой происходит максимальное парафиноотложение, после чего определяется необходимое значение длины кабеля и температуры нагрева.

Важное значение при применении данной технологии имеют скорость течения нефти и содержание в ней парафина.

Таким способом пользуются только на тех участках, которые отличаются малым диаметром или небольшой протяженностью трубопроводов. Недостатками данного способа являются неэффективность очистки и повышенный расход энергии, а также электроопасность и пожароопасность.

3.2.2. Химические методы удаления АСПО

Химические методы очистки внутренней полости нефтепроводов основаны на дозировании в перекачиваемую нефть специальных органических растворителей с высокой растворяющей способностью, растворов поверхностно-активных веществ, обладающих способностью изменять свойства поверхности и границы раздела фаз, присутствуя в растворе. Такие вещества способны проникать в толщу АСПО, снижать их прочность вплоть до разрушения.

В настоящее время существуют следующие типы химических реагентов:

- смачивающие реагенты, которые образуют на поверхности металла гидрофильную пленку, препятствующую скапливанию кристаллов

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		23

парафинов на стенках трубы. Использование данных веществ относится скорее к методам по предупреждению образования парафиновых отложений;

- модификаторы, которые взаимодействуют с молекулами парафинов и препятствуют росту размеров кристаллов парафина;
- депрессаторы, молекулы которых адсорбируются на молекулах парафинов, препятствуя их накоплению;
- диспергаторы, образующие тонкодисперсную систему, которая уносится с потоком перекачиваемой нефти.

В качестве растворителей в настоящее время используют химические реагенты производства ООО «Нефтепромхим»:

- СНПХ-7р-1 – смесь парафиновых углеводородов нормального и изостроения, ароматических углеводородов;
- СНПХ-7р-2 – смесь углеводородов, которая состоит из их пиролизной смолы и гексановой фракции;
- СНПХ-7200 и СНПХ-7400 - сложные смеси оксиалкилированных поверхностно-активных веществ и ароматических углеводородов.

Данный метод эффективен в тех случаях, когда отложения парафина незначительны. При увеличении отложений парафина действие химических средств недостаточно. Кроме того, способ применим только для удаления парафинов, его применение для удаления механических примесей невозможно. К тому же, химические реагенты, вводимые в поток перекачиваемой нефти, могут повлиять на ее качество.

Химические методы удаления АСПО целесообразно применять в сочетании с механическими или тепловыми методами, при этом достигается максимальная эффективность очистки.

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		24

3.2.3. Механические методы очистки нефтепровода

Наиболее распространенным методом очистки внутренней полости является механический. Он предполагает применение различных видов очистных устройств, которые производят очистку внутренней полости нефтепровода, передвигаясь вместе с потоком перекачиваемой нефти. Для эксплуатации очистных устройств нефтепроводы оборудованы специальными камерами пуска и приема.

Очистными устройствами в данном методе являются специальные скребки, которые имеют такие чистящие элементы, как различные диски, ножи и проволочные щетки. При прохождении очистного скребка по нефтепроводу удаляются отложения, но при этом еще и изнашивается тело трубы, сам скребок, задвижки и выступы сварных швов.

Данный метод не может применяться для очистки участков переменного диаметра. Основным недостатком механического метода борьбы с отложениями является возможность застревания очистных устройств в нефтепроводе.

3.3. Общие требования к КПП СОД

Узлы запуска, приема и запуска-приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов при реконструкции КППСОД должны быть приведены в соответствие к требованиям РД-16.1-60.30.00-КТН-001-1-05.

Конструктивные параметры реконструированных КПП СОД, в части габаритных размеров расширенной части корпуса, оснащенности технологическими патрубками, расположения технологических патрубков по длине корпуса КППСОД, должны соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-275-06.

Реконструированные КППСОД должны быть оборудованы сигнализаторами прохождения СОД, датчиками давления, датчиком

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		25

герметичности в соответствии с требованиями ОТТ-75.180.00-КТН-275-06.

КПП СОД не должны иметь внутренней арматуры, выступающей внутрь камеры или лотков.

Во избежание повреждений носителей датчиков и конической манжеты ВИП, патрубки отвода нефти камеры приема СОД должны быть оснащены решетками, соответствующими требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-275-06.

КППСОД должны быть оснащены устройством заземления для подключения кабеля заземления ТЗУ в соответствии с требованиями ОТТ-75.180.00-КТН-275-06.

КППСОД должны быть доукомплектованы запасочными устройствами. Запасочные устройства должны соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-275-06.

3.4. Очистные устройства

Для очистки внутренней полости нефтепровода применяются простые виды поточных устройств, такие как различные типы скребков, поршни, толстостенные резиновые шары. Основным фактором при выборе того или иного технического средства для очистки является диаметр нефтепровода.

3.4.1. Полиуретановые шары и поршни

Шары полиуретановые предназначены для очистки поверхности нефтепроводов от АСПО, для вытеснения продукта и инородных предметов, а также разделения разносортных нефтепродуктов при последовательной перекачке по внутренней полости трубопровода диаметром от 62 до 313 мм.

Шары из полиуретана просты, технологичны в изготовлении. Надежны и способны проходить локальные сужения до 30% от внутреннего диаметра трубопровода и радиусы поворота до одного $D_{вн}$.

В оболочку шара (рис. 3.4.1) запрессована обойма 1, которая изготовлена из металла или пластмассы. Обойма 1 предназначена для

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		26

установки обратного клапана 2. Обратный клапан 2 служит для заполнения внутренней полости шара рабочей жидкостью под давлением.

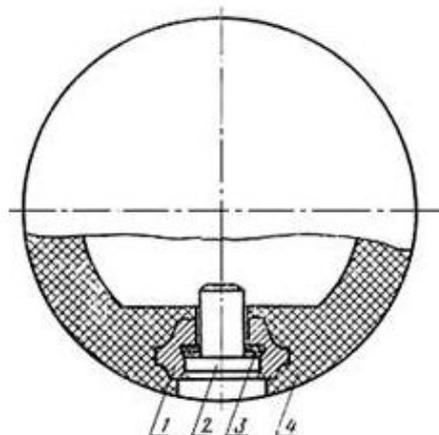


Рисунок 3.4.1 – Конструкция полиуретанового шара: 1 - обойма; 2 - клапан; 3 - прокладка; 4 – оболочка.

Сочетание формы и материала шара позволяет повысить его износостойкость. Износостойкость полиуретана выше износостойкости стали в 5 раз. При прохождении по трубопроводу шар вращается и изнашивается по периметру равномерно. При правильной эксплуатации средний пробег шара составляет 200-300 км.

Шары отличаются низким уровнем риска застревания в трубопроводе. Такие устройства могут проходить через такие препятствия, как линейная арматура, подкладные кольца, изгибы и сужения в линейных задвижках, без нарушения их целостности.

Основным недостатком таких шаров является тот факт, что их эластичность не позволяет производить качественную очистку полости нефтепровода от более твердых и спрессованных отложений.

Полиуретановые поршни предназначены для проведения очистных работ, вытеснения воды или продукта из трубопровода, разделения среды и приемки продукта.

Полиуретановые поршни подходят для трубопроводов малого диаметра и большой протяженностью очищаемого участка. Так как они полностью

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		27

выполнены на полиуретановой основе без металлических деталей, имеют неразборную конструкцию и снабжены большим количеством дисков, все это позволяет им прослужить не один год в самых тяжелых условиях.

Таблица 3.4.1 - Характеристики полиуретановых поршней

Наименование параметра	Значение
Диаметр, мм	57-325
Длина, мм	120/970
Допустимый минимальный радиус изгиба трубопровода	1,5D

Однако при применении такого вида очистных устройств удаляется лишь верхний рыхлый слой отложений, нижний же слой уплотняется. К тому же полиуретановые шары и поршни применимы для очистки только нефтепроводов малого диаметра.

3.4.2. Очистные скребки типа СКР3 и СКР4

В настоящее время применение нашли следующие типы очистных устройств: СКР3 и СКР4, поршни-разделители типа ПРВ1 и ПРВ2, которые изготавливаются компанией АО «Транснефть-Диаскан».

Магнитный скребок СКР3 (рис.3.4.2.1) применяется для очистки внутренней полости нефтепровода от посторонних металлических предметов, а также для оценки качества очистки.

Данное магнитное очистное устройство оснащено двухполюсным магнитом и щетками.

Конструкция щеток устроена так, чтобы обеспечит разрыхление жестких отложений грунта и АСПО на внутренней поверхности нефтепровода. Задний блок чистящих дисков удаляет из нефтепровода разрыхленные отложения.

Корпус скребка изготовлен из стали. К передней и задней части корпуса приварены фланцы, которые обеспечивают на них крепление

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		28

чистящих и поддерживающих дисков. Магниты с закрепленными на них щетками расположены по окружности в центральной части корпуса.

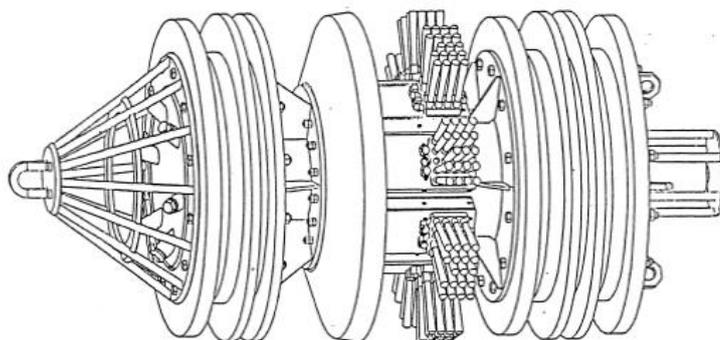


Рисунок 3.4.2.1- Магнитное очистное устройство СКР3

Четыре магнита-сборника на корпусе скребка и щетки собирают и выносят из нефтепровода посторонние металлические предметы. Манжетами и щетками собираются неметаллические механические отложения.

Очистной скребок СКР4 (рис.3.4.3.2) предназначен для очистки внутритрубной полости нефтепроводов от отложений АСПО, твердых частиц и других загрязнений со стабильным уровнем качества очистки по всей длине очищаемого участка.

Скребок, который помещен в очищаемый трубопровод, движется вместе с потоком перекачиваемого продукта и производит очистку внутренней поверхности трубопровода.

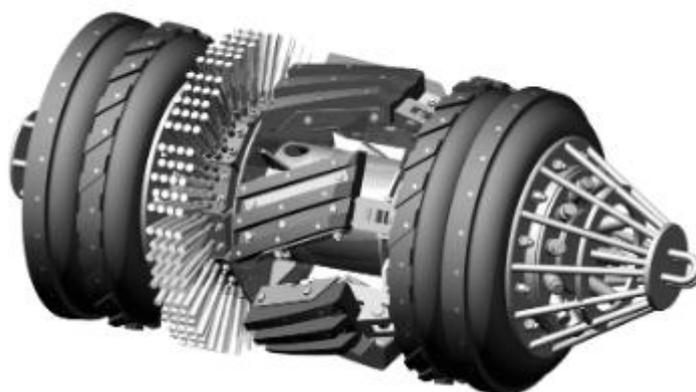


Рисунок 3.4.2.2 – Очистное устройство СКР4

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		29

Таблица 3.4.2 - Рабочие характеристики типовых устройств СКР4

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (Dн), мм	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, %Dн (мм)
48-СКР4	1220	2227	1128	85%Dн
42-СКР4	1067	2053	826	85%Dн
40-СКР4	1020	2038	814	85%Dн
32-СКР4	820	1826	610	85%Dн
28-СКР4	720	1710	482	85%Dн
20-СКР4	530	1307	216	85%Dн
16-СКР4	426	1054	115	85%Dн
14-СКР4	377	890	92	85%Dн
12-СКР4	325	786	65	85%Dн
10-СКР4	273	595	32	80%Dн
219-СКР4	219	529	24	80%Dн
159-СКР4	159	400	12	80%Dн

Износостойкость скребков определяется эффективной длиной очистки трубопровода. В настоящее время очистные скребки могут проходить до 100 км при регулярной очистке внутренней полости нефтепровода без чрезмерного износа.

3.4.3. Поршни разделители типа ПРВ1 и ПРВ2

Поршни-разделители типа ПРВ1 (рис. 3.4.3) представлены в двух модификациях - с манжетами и чистящими дисками. Поршни-разделители, оснащенные манжетами, предназначены для:

- удаления воды из внутренней полости строящихся или реконструируемых трубопроводов после их гидравлических испытаний;
- разделения разнородных нефтепродуктов в процессе эксплуатации трубопроводов;
- освобождения трубопроводов от нефти и нефтепродуктов под давлением сжатого газа.

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		30

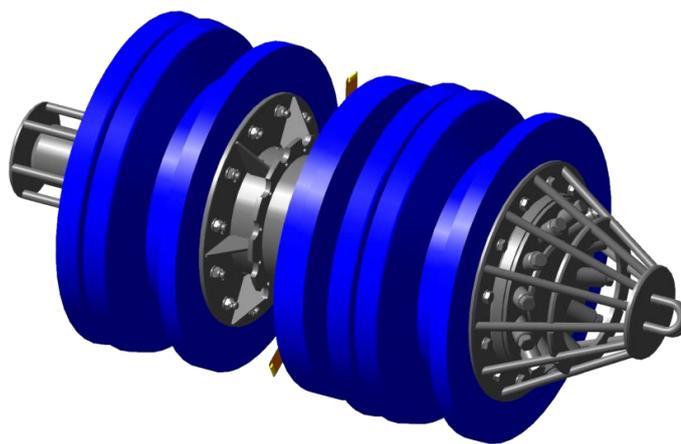


Рисунок 3.4.3 – Поршень-разделитель типа ПРВ1

Вторая модификация данных приборов оборудована специальными чистящими дисками и используются в качестве очистных скребков для очистки внутренней поверхности трубопроводов от парафинсодержащих отложений и посторонних предметов.

Поршни-разделители ПРВ2 обладают улучшенными по сравнению с первым типом уплотняющими свойствами. Данный тип поршней предназначен для:

- удаления воды из внутренней полости трубопроводов, которые строятся или реконструируются под давлением сжатого воздуха;
- разделения нефти или нефтепродуктов разных сортов процессе перекачки;
- освобождения трубопроводов от нефти и нефтепродуктов под давлением инертного газа.

Таблица 3.4.3 - Рабочие характеристики типовых устройств ПРВ2

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (Dн), мм	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, %Dн (мм)
48- ПРВ2	1220	2625	1453	85%Dн
42- ПРВ2	1067	2432	826	85%Dн
40- ПРВ2	1020	2432	994	85%Dн

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		31

Продолжение таблицы 3.4.3

32- ПРВ2	820	1953	553	85%D _H
28- ПРВ2	720	1713	388	85%D _H
20- ПРВ2	530	1427	193	85%D _H

Выбор того или иного типа очистного устройства обуславливается степенью загрязненности нефтепровода. Полиуретановые поршни могут применяться для очистки нефтепроводов, в которых перекачивается малопарафинистая нефть. Нефтепроводы, внутренняя полость которых осложнена парафиновыми и другими видами отложений, могут очищаться различными типами скребков.

3.4.4. Требования к очистным устройствам

Очистку нефтепроводов в соответствии с ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01 «Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов специальными очистными устройствами (скребками)» необходимо выполнять очистными устройствами, имеющими полный комплект разрешительной и эксплуатационной документации, в том числе:

1. сертификат соответствия государственным стандартам;
2. разрешение Госгортехнадзора России на применение;
3. заключение о взрывобезопасности;
4. паспорт;
5. формуляр;
6. руководство по эксплуатации;
7. инструкция по монтажу;
8. ведомость ЗИП;
9. ведомость эксплуатационных документов.

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		32

3.5. Виды очистки

Согласно ОР 75.180.00-КТН-018-10 «Регламент очистки магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ)» существуют следующие виды очистки нефтепровода:

- периодическая - для удаления парафиновых отложений с целью поддержания проектной пропускной способности нефтепроводов и удаления скоплений воды и газа с целью предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;
- внеочередная или внеплановая – выполняется при увеличении по сравнению с плановыми электротратами, уменьшении пропускной способности, уменьшении эффективного диаметра нефтепровода;
- преддиагностическая - для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода в соответствии с техническими характеристиками внутритрубных инспекционных приборов.

Периодическая и преддиагностическая очистка магистрального нефтепровода осуществляется путем пропуска не менее двух очистных устройств в соответствии с «Положением о проведении работ по очистке внутренней полости магистральных нефтепроводов».

Интервал времени между пуском очистного устройства с закрытыми байпасными отверстиями и очистного устройства с открытыми байпасными отверстиями не должно превышать 24 часа

Целевую очистку допускается проводить пропуском одного очистного устройства с закрытыми байпасными отверстиями.

3.5.1. Периодическая очистка нефтепровода

Периодическая очистка нефтепровода должна производиться в соответствии с инструкцией по организации и проведению работ по очистке внутренней полости нефтепровода, которая составляется для участка

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		33

нефтепровода от камеры пуска до камеры приема. Инструкция должна содержать перечень ответственных за технологические операции лиц, подготовительные работы, технологические переключения, обязанности и ответственность персонала, обеспечивающего очистку.

В зависимости от периодичности очистки нефтепровода в ОР 75.180.00-КТН-018-10 «Регламент очистки магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ)» установлены типы и минимальное количество очистных устройств, они указаны в таблице (3.5.1).

Таблица 3.5.1 – Тип и минимальное количество ОУ в одном цикле

Протяженность участка	Периодичность очистки, сутки	
	более 45 суток	45 суток и менее
до 150 км	1 шт: СКР4 (СКР3, СКР2, ПРВ1)	2 шт: СКР4 (СКР2, СКР3) + ПРВ1
более 150 км	1 шт: СКР4	2 шт: СКР4 + ПРВ1

При выполнении периодической очистки пропуском двух скребков интервал между пусками должен быть не менее 4 часов и не более 24 часов.

Очистное устройство должно быть извлечено из камеры приема в течение суток после его прихода в КПП СОД.

3.5.2. Внеочередная очистка нефтепровода

Контроль результатов очистки внутренней полости нефтепровода ведется по следующим показателям:

- пропускная способность МН;
- эффективный диаметр;
- удельные энергозатраты.

Данные параметры определяются при двух режимах работы нефтепровода: установленном и контрольном.

Установленным режимом является режим работы нефтепровода продолжительностью не менее восьми часов в течение суток после

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		34

завершения очистки.

Контрольный режим – это режим работы нефтепровода, идентичный установленному режиму по включенному в работу насосному оборудованию другим показателям продолжительностью не менее восьми часов, при котором проверяются перечисленные выше показатели.

Нефтепровод выводят на установленный режим для получения показателей режима после очистки, которые являются базовыми для последующего сравнения в соответствии с таблицей (3.5.2).

Таблица 3.5.2 – Максимально допустимые отклонения параметров режимов

Наименование параметра	Отклонение показателей
Пропускная способность нефтепровода	уменьшение на 2% и более
Эффективный диаметр	уменьшение на 1% и более
Удельные энергозатраты	увеличение на 3,5% и более

Контроль параметров работы нефтепровода должен осуществляться в соответствии со следующей последовательностью:

- для участков нефтепроводов с периодичностью очистки 60 и более суток – через 20, 40 и 60 дней после проведения очистки и за 3 суток проведения плановой очистки;
- для участков нефтепроводов очистки от 30 до 60 суток – через 30 дней после проведения очистки и за 3 суток до проведения плановой очистки;
- для участков нефтепроводов с периодичностью очистки 30 и менее суток – через 15 дней после проведения очистки и за 3 суток до проведения плановой очистки.

При отклонении показателей более чем указано в таблице (3.5.2) необходимо обеспечить внеочередную очистку.

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		35

3.5.3. Преддиагностическая очистка нефтепровода

Преддиагностическая очистка для нефтепроводов, в которых перекачивается нефть с содержанием парафина до 6%, производится с использованием очистных устройств без ввода ингибитора парафиноотложения. При содержании более 6 % парафина в нефти очистка производится с применением очистных устройств и с вводом ингибитора.

Используемый для очистки ингибитор должен иметь «Сертификат на применение в технологических процессах добычи и транспорта нефти» и быть включен в «Перечень химических продуктов, согласованных и допущенных к применению в нефтяной промышленности» РД 153-39-026-97.

Для каждого участка нефтепровода разрабатывается технологическая схема очистки, в которой должны быть определены: тип, количество, последовательность пропуска очистных устройств в одном цикле, количество циклов, интервалы времени между запусками очистных устройств.

Типы и минимальное количество очистных устройств устанавливаются по таблице (3.5.1).

Интервал времени между пусками очистного устройства зависит от длины участка и устанавливается по таблице (3.5.3). Минимальный интервал должен составлять не менее 4 часов.

Таблица 3.5.3 – Интервал между пусками ОУ в зависимости от длины участка нефтепровода

Протяженность участка нефтепровода	Интервал между пусками ОУ
до 20 км	не более 6
20 – 80 км	не более 8
свыше 80 км	не более 10

Количество циклов пропуска очистного устройства определяется для каждого участка из условия выполнения критериев качества очистки,

установленных в ОР-19.100.00-КТН-384-07 «Регламент внутритрубной диагностики магистральных нефтепроводов».

Для очистки нефтепроводов, осложненных парафиноотложением, необходимо согласно произвести расчеты объема нефти, подлежащей обработке ингибитором парафиноотложения, а также расхода ингибитора. Расчеты производятся согласно Приложению Ц ОР 75.180.00 КТН-018-10 «Регламент очистки магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ)».

3.6. Периодичность очистки

С целью поддержания пропускной способности, предупреждения скопления воды и внутренних отложений, а также для подготовки участка МТ к внутритрубному диагностированию и переиспытаниям следует проводить очистку внутренней полости МТ пропуском очистных устройств.

Периодичность очистки МН в процессе эксплуатации определяется для каждого нефтепровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемой нефти.

В зависимости от особенностей эксплуатации магистрального нефтепровода и реологических свойств транспортируемой нефти установлена следующая периодичность очистки:

- не реже 1 раза в квартал - при вязкости перекачиваемой нефти до 30 сСт, работе нефтепровода со скоростью перекачки более 1,5 м/с;
- не реже 2 раз в квартал - при вязкости перекачиваемой нефти от 30 до 50 сСт, работе нефтепровода со скоростью перекачки менее 1,5 м/с;
- не реже 3 раз в квартал - при вязкости перекачиваемой нефти более 50 сСт.

Если последний очистной скребок, пропущенный по технологической схеме очистки участка, принес в камеру приема пуска менее 5 литров

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		37

взвешенных и менее 0,5 литров твердых АСПО без металлических предметов, то участок нефтепровода можно считать очищенным.

3.7. Технология пуска и приема очистных устройств

Пуск и прием очистных устройств производятся на площадках нефтеперекачивающих станций, которые оборудованы камерами пуска-приема средств очистки и диагностики.

КПП СОД представляет собой тупиковый участок нефтепровода с концевым затвором, диаметр которого больше диаметра линейной части [2].

Перед запуском очистного устройства необходимо произвести освобождение КПП СОД от нефти в подземную емкость ЕП (рисунок 3.7.1). Далее очистное устройство помещается в камеру пуска, концевой затвор закрывается.

После подтверждения готовности к пуску очистного устройства открываются задвижки 1 и 2, закрывается задвижка 3. После того, как срабатывает линейный сигнализатор прохождения очистного устройства, задвижки 1, 2 и 3 возвращаются в свои исходные позиции в обратном порядке.

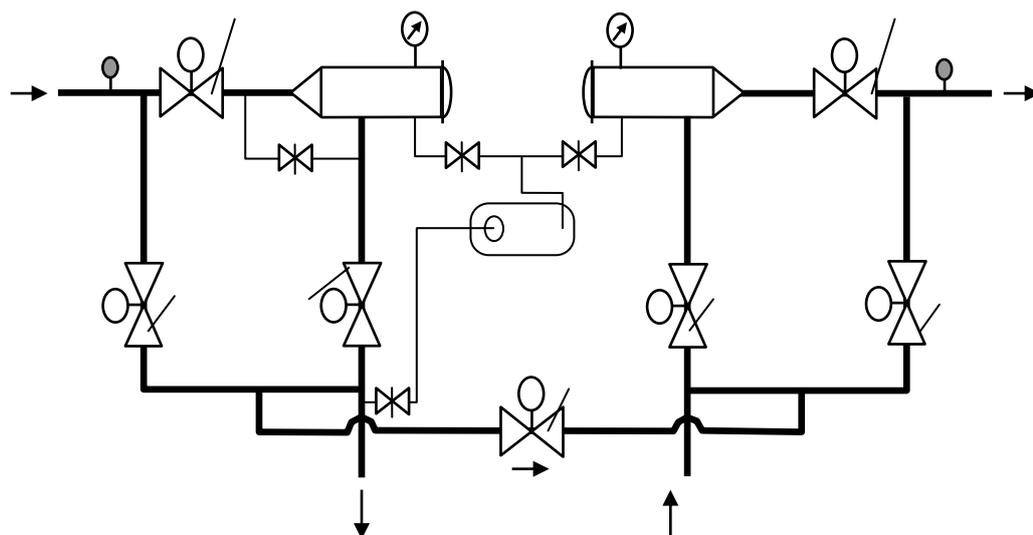


Рисунок 3.7.1 – Принципиальная схема узла пуска-приема средств очистки и диагностики: С – сигнализатор; М – манометр; ЕП – емкость подземная для опорожнения камер приема-пуска СОД

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		38

Для того чтобы произвести прием очистного устройства, необходимо открыть задвижки 6 и 7 и одновременно закрыть задвижку 5. Затем после получения сигнала о том, что очистное устройство находится в камере приема, закрываются задвижки 6 и 7, камера отключается от нефтепровода. Дальнейший прием нефти на НПС производится через открытую задвижку 5.

После сброса давления и слива нефти в емкость ЕП можно извлечь очистное устройство.

3.8. Обоснование выбора технологии очистки нефтепровода

Обоснованием для выбора наиболее эффективной технологии очистки магистрального нефтепровода является обеспечение требуемого качества очистки на всем протяжении участка.

Для очистки участков магистрального нефтепровода нецелесообразно применение тепловых методов очистки, так как они требуют установки специального оборудования по всей длине нефтепровода.

Химические методы очистки внутренней полости нефтепровода эффективны для удаления парафиновых отложений, однако механические примеси данными методами удалить невозможно.

Наиболее распространенным способом является механическая очистка с применением специальных очистных устройств, однако данный способ не обеспечивает эффективную очистку нефтепровода.

На основании анализа современных методов борьбы с АСПО для выбранного объекта самой эффективной технологией очистки является комбинированный метод с применением очистных устройств и химических реагентов. Ее применение не требует установки дополнительного сложного оборудования, используются стандартные распространенные установки.

Для очистки внутренней полости участка 495-583 км магистрального нефтепровода «Александровское–Анжеро-Судженск» с наружным

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		39

диаметром 1220 мм возможно применение следующих видов очистных устройств: 48-ПРВ2 или 48-СКР4. Данный участок нефтепровода оснащен камерами пуска-приема средств очистки и диагностики.

Химический реагент подбирается экспериментально, что связано с недостатком информации о его структуре и механизме взаимодействия с нефтепродуктами [9].

					Анализ технологий, методов и технических средств очистки внутренней полости нефтепроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		40

4.2. Определение параметров течения нефти в нефтепроводе

Расчеты произведены в соответствии с ОР-75.180.00-КТН-018-10 «Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ)».

Определим величину объемного расхода по формуле:

$$Q = \frac{G}{\rho}, \quad (4.2.1)$$

где Q – объемный расход нефти, м³/с;

G – массовый расход нефти, кг/с;

ρ – плотность нефти, кг/м³.

Расчетное время работы магистральных нефтепроводов с учетом остановки на регламентные работы и ремонт в соответствии с РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов» принимается равным 8400 часов или 350 дней в году.

$$Q = \frac{50 \cdot 10^9}{350 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 839} = 1,970 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Скорость течения жидкости рассчитаем по формуле:

$$v = \frac{Q}{S}, \quad (4.2.2)$$

где v – скорость течения нефти, м/с;

Q – объемный расход нефти, м³/с;

S – площадь сечения нефтепровода, м².

Площадь сечения нефтепровода рассчитаем по следующей формуле:

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (4.2.3)$$

где d – внутренний диаметр нефтепровода, м.

Внутренний диаметр нефтепровода определим по формуле:

$$d = D - 2 \cdot \delta, \quad (4.2.4)$$

где D – наружный диаметр нефтепровода, м;

					Расчетная часть	Лист
						42
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

δ – толщина стенки нефтепровода.

$$d = 1,22 - 2 \cdot 0,02 = 1,18 \text{ м.}$$

Определим площадь сечения нефтепровода по формуле (4.2.3):

$$S = \frac{3,14 \cdot 1,18^2}{4} = 1,093 \text{ м}^2.$$

Скорость течения жидкости (4.2.2):

$$v = \frac{1,970}{1,093} = 1,802 \text{ м/с.}$$

Скорость очистного устройства будет равна скорости жидкости, так как оно движется вместе с потоком нефти.

4.3. Гидравлический расчет нефтепровода

Гидравлический расчет выполнен согласно учебному пособию Рудаченко А.В. «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов».

Общие потери напора в нефтепроводе составляют:

$$\Delta H = h_{\text{тр}} + h_{\text{м}} + \Delta Z, \quad (4.3.1)$$

где ΔH – общие потери напора в нефтепроводе, м;

$h_{\text{тр}}$ – потери напора на трение по длине нефтепровода, м;

$h_{\text{м}}$ – потери напора за счет местных сопротивлений, м;

ΔZ – разность геодезических отметок между концом и началом нефтепровода, м.

Величину потерь напора на трение найдем по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (4.3.2)$$

где $h_{\text{тр}}$ – потери напора на трение по длине нефтепровода, м;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

l – длина участка нефтепровода, м;

d – внутренний диаметр нефтепровода, м;

v – скорость течения нефти, м/с;

					Расчетная часть	Лист
						43
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

g – ускорение свободного падения, м/с².

В общем случае коэффициент гидравлического сопротивления зависит от числа Рейнольдса, то есть от режима течения нефти в трубопроводе.

Определим число Рейнольдса по формуле:

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu}, \quad (4.3.3)$$

где Re – число Рейнольдса;

v – скорость течения нефти, м/с;

d – внутренний диаметр нефтепровода, м;

ν – кинематическая вязкость нефти, м²/с.

$$Re = \frac{1,802 \cdot 1,18}{0,00001} = 212636.$$

Значение числа Рейнольдса больше критического ($Re_{кр} = 2320$), поэтому режим течения жидкости турбулентный.

Для определения зоны сопротивления определим значение относительной шероховатости труб:

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{d}, \quad (4.3.4)$$

где ε – относительная шероховатость внутренней стенки трубы;

Δ – абсолютная шероховатость внутренней стенки трубы, мм;

d – внутренний диаметр нефтепровода, мм.

$$\varepsilon = \frac{0,1}{1180} = 0,000085.$$

Для зоны гидравлически гладких труб максимальное значение числа Рейнольда равно:

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon} = 118000.$$

Для зоны смешанного трения максимальное значение числа Рейнольда равно:

					Расчетная часть	Лист
						44
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon} = 5900000.$$

Так как число Рейнольдса входит в интервал $Re_I < Re < Re_{II}$, то течение нефти происходит в зоне смешанного трения.

Рассчитаем коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \varepsilon \right)^{0,25}, \quad (4.3.5)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

Re – число Рейнольдса;

ε – относительная шероховатость внутренней стенки трубы;

d – внутренний диаметр нефтепровода, мм.

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{212636} + 0,000085 \right)^{0,25} = 0,0156.$$

Определим значение потерь напора на трение по формуле (4.3.2):

$$h_{тр} = 0,0156 \cdot \frac{88000}{1,18} \cdot \frac{1,802^2}{2 \cdot 9,81} = 192,547 \text{ м.}$$

Для практических расчетов с достаточной точностью значение местных потерь можно принять равным 1...2% от потерь напора на трение, тогда:

$$h_m = 0,01 \cdot h_{тр} = 0,01 \cdot 192,547 = 1,925 \text{ м.}$$

Рассчитаем величину общих потерь по формуле (4.3.1):

$$\Delta H = 192,547 + 1,925 + 23 = 217,472 \text{ м.}$$

Величина потерь давления:

$$\Delta P = \rho g \Delta H = 839 \cdot 9,81 \cdot 217,472 = 1,79 \text{ МПа}$$

					Расчетная часть	Лист
						45
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

4.4. Определение сил, воздействующих на очистное устройство при его движении в полости нефтепровода

Движущаяся в нефтепроводе нефть приводит в движение очистное устройство. Определим величину силы, которая воздействует на очистное устройство, по формуле:

$$F = P \cdot S, \quad (4.4.1)$$

где F – сила, действующая на очистное устройство, Н;

P – давление в нефтепроводе, Па;

S – площадь сечения нефтепровода, м^2 .

$$F = 3,7 \cdot 10^6 \cdot 1,093 = 4044100 \text{ Н.}$$

Рассчитаем силу трения, возникающую при движении очистного устройства:

$$F_{\text{тр}} = \mu \cdot m \cdot g, \quad (4.4.2)$$

где $F_{\text{тр}}$ – сила трения, Н;

μ – коэффициент трения полиуретана по стали, равный 0,35;

m – масса очистного устройства;

g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$.

Для трубопровода с наружным диаметром 1220 мм выберем очистное устройство типа 48-СКР4 длиной 2227 мм и массой 1128 кг.

Тогда сила трения будет равна:

$$F_{\text{тр}} = 0,35 \cdot 1128 \cdot 9,81 = 3872,99 \text{ Н.}$$

Сила реакции опоры противоположна по направлению силе тяжести и равна по модулю.

					Расчетная часть	Лист
						46
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

5. Социальная ответственность

В процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов их внутренняя полость постепенно засоряется водой, парафиновыми отложениями и механическими примесями.

Данный процесс приводит к значительному уменьшению проходного сечения нефтепровода, что в свою очередь является причиной увеличения экономических затрат на транспортировку нефти.

Для поддержания проходимости трубопровода требуется проведение ряда мер по профилактике отложений парафина на стенках трубопроводной системы, а также по очистке поверхностей нефтепровода от уже имеющихся отложений.

Выполнение операций по очистке внутренней полости нефтепровода являются обязательным мероприятием при эксплуатации МН и выполняются круглогодично. Рассмотрим вопросы, связанные с социальной ответственностью при производстве работ по очистке внутренней полости нефтепровода.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Нормальная продолжительность рабочего времени работников организаций не может превышать 40 часов в неделю.

Продолжительность рабочего времени при суммированном учете рабочего времени (в том числе и при вахтовом методе работ) должна быть не более 12 часов в сутки при условии, что продолжительность рабочего времени не превышает нормального числа рабочих часов за учетный период.

К работе по очистке полости трубопровода допускаются лица не

					Технология очистки магистрального нефтепровода в Томской области			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Усенова А.А.		01.06.19	Социальная ответственность	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		01.06.19		ДР	47	89
Консульт.		Черемискина М.С.		08.05.19		ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование при приеме или периодический медицинский осмотр в соответствии с приказом Министерства здравоохранения.

Все работники, привлекаемые к проведению очистки, проходят целевой инструктаж по охране труда, знакомятся с приказом по проведению испытаний, целями, задачами и особенностями испытаний участков трубопровода, а также с порядком действий и своими обязанностями при возникновении аварийных ситуаций. Весь персонал проходит ознакомление под роспись с инструкцией на проведение испытаний.

Обучение и проверка знаний по вопросам промышленной безопасности рабочих основных профессий осуществляется в порядке, установленном федеральными органами, осуществляющими деятельность по надзору, и действующими нормативными документами эксплуатирующей организации.

Все работники организаций, в том числе их руководители, проходят обучение и проверку знаний в порядке, предусмотренном действующим законодательством в области промышленной безопасности и охраны труда.

Работников на опасных производственных объектах рекомендуется обеспечивать сертифицированными средствами индивидуальной защиты, а также индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами.

5.1.2. Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны

Перед проведением очистки все открытые участки трубопровода рекомендуется огородить сигнальной лентой, в том числе начальный и конечный участки трубопровода (КПП СОД, вантузы, задвижки, колодцы отбора давления). На огороженных участках устанавливаются таблички с указанием строительного пикета и километра по трассе трубопровода, предупреждающие знаки.

Запасовку в камеру пуска-приема и извлечение средств очистки и

					Социальная ответственность	Лист
						48
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

диагностики следует производить, как правило, в светлое время суток. В исключительных случаях для завершения комплекса работ допускается проведение работ в темное время суток при освещении места работ, обеспечивающем выполнение мер безопасности.

Конструктивные размеры КПП СОД должны обеспечивать безопасный запуск и прием очистных устройств. Грузоподъемные механизмы и приспособления, используемые при запасовке и извлечении очистных устройств должны пройти техническое освидетельствование.

Очистные устройства, предназначенные для очистки магистрального нефтепровода и контроля качества очистки, рекомендуется допускать к применению при условии их соответствия требованиям руководства по эксплуатации на данные ОУ. Очистные устройства предлагается комплектовать паспортами, которые хранятся до момента утилизации.

5.2. Производственная безопасность

Работающие на магистральных нефтепроводах могут быть подвержены воздействию различных физических и химических опасных и вредных производственных факторов.

Перечень вредных и опасных производственных факторов, которые могут возникнуть при производстве работ по очистке внутренней полости нефтепроводов, представлен в таблице (5.2.1).

					Социальная ответственность	Лист
						49
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 5.2.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Вскрытие и закрытие КПП СОД	Запасовка ОУ	Извлечение ОУ	
1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [26]
2. Превышение уровня шума;	+			ГОСТ 12.1.003-2014 [27]
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны;		+	+	СНиП 23-05-95* [28]
4. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [29]
5. Повреждения в результате контакта с насекомыми;	+	+	+	ГОСТ 12.1.008-76 [30]
6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;		+	+	ГОСТ 12.3.009-76 [31]
7. Поражение электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 [32]

5.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов

Рассмотрим опасные и вредные производственные факторы, которые могут возникнуть при производстве работ по очистке внутренней полости нефтепровода.

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе может возникнуть при неблагоприятных метеорологических условиях. Данный производственный фактор является вредным и может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего и изменению функций систем и органов, принимающих участие в терморегуляции, что, в свою очередь, обуславливает

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		50

возникновение ряда заболеваний.

Нормирование показателей на открытом воздухе не производится, однако для минимизации воздействия фактора проводятся конкретные мероприятия.

Работающие на открытой территории в холодный период года должны быть обеспечены комплектом СИЗ от холода, который имеет теплоизоляцию, соответствующую определенным величинам для различных климатических регионов (поясов).

Выдаваемые специальная одежда, специальная обувь и другие СИЗ должны соответствовать характеру и условиям работы, обеспечивать безопасность труда, иметь сертификат соответствия или декларацию.

В жаркий период года использование специальной защитной одежды регламентируется соответствующими правилами. При ее применении согласно Приложению 1 к СанПиН 2.2.3.1384-03 температура воздуха снижается из расчета 1 градус по Цельсию на каждые 10% поверхности тела, исключенной из теплообмена. Защитная одежда должна обладать такими свойствами, как воздухо- и влагонепроницаемость, а также обеспечивать защиту от теплового (инфракрасного) излучения.

2. Превышение уровня шума

Источниками шума в рабочей зоне могут быть машины, механизмы и средства транспорта, предназначенные для запасовки и извлечения очистного устройства.

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Внезапные шумы высокой интенсивности могут вызвать как острые

					Социальная ответственность	Лист
						51
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА [26].

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Согласно ГОСТ 12.0.003- 2015 недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности.

Свет влияет на физиологическое состояние человека, правильно организованное освещение стимулирует протекание процессов высшей нервной деятельности и повышает работоспособность. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму.

Запасовку в камеру запуска и извлечение из камеры внутритрубного очистного устройства и дефектоскопа следует производить, как правило, в светлое время суток. В исключительных случаях, для завершения комплекса работ допускается проведение работ по запуску, приёму и извлечению ОУ и дефектоскопа из камеры в тёмное время суток при освещении места работ, обеспечивающем выполнение мер безопасности.

Для участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и

					Социальная ответственность	Лист
						52
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

механизмов.

4. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Производство работ по запасовке и извлечению очистных устройств сопровождается загазованностью рабочей зоны, причиной чему является испарение нефти.

Токсичность нефти и нефтепродуктов проявляется при вдыхании их паров. Пары оказывают отравляющее действие на организм человека.

Предельно допустимая концентрация паров нефти, в воздухе рабочей зоны составляет 10 мг/м³.

При работе когда концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать изолирующими и фильтрующими противогазами.

5. Повреждения в результате контакта с насекомыми.

Повреждения в результате контакта с насекомыми и животными могут представлять реальную угрозу здоровью человека. Профилактика клещевого энцефалита имеет особое значение в условиях работы вне помещений

Для предотвращения укусов клещей все работники должны быть обеспечены энцефалитными костюмами, индивидуальными медицинскими пакетами и средствами защиты (специальные мази, кремы, лосьоны, репелленты, спреи).

6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

В процессе запасовки и извлечения очистных устройств из КПП СОД используются различные грузоподъемные механизмы (краны, лебедки и т.д.), которые могут представлять угрозу здоровью персонала при движении их элементов.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		53

расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например двуручное управление), предотвращающие травмы.

7. Поражение электрическим током

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Значение напряжения в электрической цепи должно быть не более 50 мА согласно ГОСТ 12.1.038-82.

Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

5.2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

При выполнении работ в неблагоприятных микроклиматических условиях, например на открытом воздухе в морозную погоду, кроме выдачи соответствующей одежды и обуви надо организовать работу так, чтобы была возможность периодического обогрева рабочих. Для этого необходимо предусматривать стационарные или передвижные помещения с температурой не ниже 25 °С и с сушилками.

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

Для профилактики перегревания организма необходимо организовать рациональный режим работы. При температуре наружного воздуха 35 °С и

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		54

выше продолжительность периодов непрерывной работы должна составлять 15 - 20 минут с последующей продолжительностью отдыха не менее 10 - 12 минут в охлаждаемых помещениях.

Для защиты от прямого воздействия солнца в зоне проведения работ используются каркасно-тентовые сооружения, навесы, шалаши. Рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты: одеждой из плотных сортов ткани, головной убор, плащ водозащитный, костюм водооталкивающий, сапоги (ботинки), перчатки.

2. Превышение уровня шума

Средства индивидуальной защиты включают в себя противозумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы.

Коллективные средства защиты включают борьбу с шумом в самом источнике и борьбу с шумом на пути распространения. К ним относятся такие методы защиты от шума, как совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования; использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи), средств звукопоглощения.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Рабочее освещение должно быть предусмотрено для всех строительных площадок и участков, где работы выполняют в ночное время и сумеречное время суток, и осуществляется установками общего освещения (равномерного или локализованного) и комбинированного (к общему добавляется местное).

Наружное освещение должно иметь управление, независимое от управления освещением внутри зданий.

Для общего равномерного освещения площадок следует применять прожекторы и светильники наружного освещения.

Светильники общего локализованного освещения устанавливаются на здания, конструкции и мачты общего равномерного освещения. Установка

					Социальная ответственность	Лист
						55
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

осветительных устройств на сгораемых кровлях (покрытиях) зданий запрещается.

Общее равномерное освещение следует применять, если нормируемое значение освещенности не превышает 10 лк. В остальных случаях и в дополнении к общему равномерному должно предусматриваться общее локализованное освещение или местное освещение.

При погрузке, установке, подъеме, разгрузке оборудования, деталей и материалов грузоподъемными кранами на площадке КПП СОД, средняя освещенность должна быть 50 лк.

4. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перед проведением работ по запасовке и извлечению очистных устройств необходимо провести контроль воздушной среды. Контроль выполняется различными видами газоанализаторов.

Рабочий должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, в том числе и сигнализатором.

Отбор проб должен проводиться каждые 15 минут. За указанный период времени может быть отобрана одна или несколько последовательных проб через равные промежутки времени. Результаты, полученные при однократном отборе или при усреднении последовательно отобранных проб, сравнивают с величинами ПДК.

Продолжительность непрерывной работы в противогазе не более 15 минут, после чего работнику нужно отдыхать на свежем воздухе не менее 15 минут.

5. Повреждения в результате контакта с насекомыми

В районах где имеются кровососущие насекомых и клещи, работников должны обеспечивать антимоскитными и противоэнцефалитными костюмами. Также применяют репеллентные средства. Репелленты – химические вещества, обладающие свойством отпугивать живые организмы.

					Социальная ответственность	Лист
						56
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Репеллентные средства относятся к дезинсекционным средствам, предназначенным для отпугивания вредных животных от тела человека.

В качестве действующих веществ в репеллентных средствах используют вещества, зарегистрированные в Российской Федерации для этих целей.

б. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Работы производятся только тем персоналом, которые находятся в списке наряда – допуска с личной подписью работника.

Во избежание травм работники должны применять средства индивидуальной защиты, спецодежды и производить работы только в присутствии ответственного за производство работ.

К средствам защиты от воздействия механических факторов относятся устройства:

- оградительные;
- автоматического контроля и сигнализации;
- предохранительные;
- дистанционного управления;
- тормозные;
- знаки безопасности.

7. Поражение электрическим током

Для предупреждения возможности случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Необходимо предусмотреть: применение малых напряжений (12–42 В), защитное заземление (4–10 Ом), устройство защитного отключения.

					Социальная ответственность	Лист
						57
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

5.3. Экологическая безопасность

5.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Шлам очистки трубопровода является основным специфическим отходом эксплуатации объектов нефтепровода, является пожароопасным и относится к 3 классу опасности.

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

Концентрация химического вещества в воздухе в зоне влияния шлама очистки трубопровода не должна превышать 0,3 ПДК_{Р.З.} сырой нефти в воздухе рабочей зоны (ПДК_{Р.З.} составляет 10 мг/м³).

По мере накопления отходы передаются специализированным предприятиям и на действующие полигоны захоронения.

5.3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

С целью предотвращения негативного воздействия на атмосферу в месте производства работ должен постоянно производиться анализ газовой среды специальными приборами газоанализаторами.

Работы по очистке очистных устройств от нефтесодержащих шламов необходимо производить на специально отведенной территории для предотвращения попадания нефтесодержащей жидкости на грунт.

Сбор шлама очистки трубопровода из поддона можно проводить после завершения работ по извлечению СОД из камеры приема.

При попадании шлама очистки трубопровода на грунт, загрязненную почву следует собирать в герметичный контейнер.

Места проведения работ должны быть оснащены автоматическими системами контроля за загрязнением атмосферного воздуха, стационарные источники выброса вредных веществ в воздух оснащены приборами контроля.

В случае попадания нефтесодержащей жидкости на грунт, либо

					Социальная ответственность	Лист
						58
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

повышенной концентрации токсичных и вредных веществ в атмосфере, необходимо обнаружить источник выбросов и ликвидировать его.

Для предотвращения загрязнения почвы и растительности предусматривается устройство бетонных площадок с бордюрным ограждением и приямками у технологического оборудования для сбора нефтесодержащей жидкости.

При выдерживании заданных норм технологического режима и содержании в исправном состоянии технологического оборудования, трубопроводов, запирающих и регулирующих устройств, предохранительных устройств загрязнение поверхностных и подземных вод, атмосферы будет минимальным.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1. Анализ вероятных ЧС

На площадке камер пуска-приема очистных устройств могут возникнуть следующие ЧС техногенного характера:

- разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти;
- трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти.

Для предупреждения возникновения ЧС необходимо выполнение следующих мер:

- узлы камеры пуска-приема средств очистки и диагностики должны иметь обвалование;
- узлы камеры пуска-приема СОД должны быть оборудованы механическими устройствами, предотвращающими открытие затворов камер при наличии в них давления, датчиками обнаружения утечек и датчиками давления, подключенными к системе телемеханики;
- площадки КПП СОД должны быть ограждены и оборудованы охранной сигнализацией;

					Социальная ответственность	Лист
						59
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- должно быть обеспечено своевременное обслуживание техники и оборудования.

5.4.2. Мероприятия по предотвращению возможных ЧС

Разливы нефти на площади от нескольких квадратных метро до сотен и тысяч квадратных метров покрываются гранулированным нефтесорбентом вручную или с помощью специальных устройств (мониторов).

Сбор разлитой нефти с нефтесорбентом (нефтешлама) с загрязненной поверхности производится с помощью ручных приспособлений (при небольших площадях разливов) или с помощью специальной техники.

Собранный нефтешлам загружается в самосвалы и вывозится в пункты утилизации.

При разгерметизации затвора камеры пуска-приема СОД проводятся следующие мероприятия:

- производится закрытие задвижек диспетчером;
- производится обтяжка вручную задвижек, штурвалы задвижек снимаются;
- производится дренаж нефти из отключенных участков и КПП СОД в дренажную емкость;
- производятся замеры загазованности места производства работ;
- производится вскрытие затвора КПП СОД;
- производится замена уплотнения затвора;
- производится закрытие затвора КПП СОД;
- задвижки подключаются к источнику питания электроэнергий;
- производится заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью;
- производится проверка на герметичность затвора КПП СОД.

В случае если произошла трещина на сварном шве камеры пуска-приема СОД, выполняются следующие меры:

					Социальная ответственность	Лист
						60
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- производится закрытие задвижек диспетчером;
- производится обтяжка задвижек вручную, штурвалы с задвижек снимаются;
- производится дренаж нефти из отключенных участков и КПП СОД в дренажную емкость;
- производится дегазация КПП СОД и отключенных участков;
- производятся замеры загазованности места производства работ;
- при положительных результатах замеров загазованности производятся огневые работы по ремонту дефекта;
- после проведения огневых работ производится дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) сварного шва с составлением акта ДДК;
- при положительных результатах ДДК производится гидроиспытание КПП СОД;
- при положительном гидроспытании КПП СОД составляется акт о проведении гидроиспытания;
- после проведения гидроиспытания вода из КПП СОД и отключенных участков сливается;
- задвижки подключаются к источнику питания электроэнергий;
- производится заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью;
- производится проверка на герметичность отремонтированного сварного шва КПП СОД.

Выводы к главе

При проведении работ по очистке внутренней полости участков магистральных нефтепроводов необходимо соблюдать требования и правила безопасности с целью минимизации влияния или предотвращения

					Социальная ответственность	Лист
						61
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

воздействия на работающего указанных в данной главе опасных и вредных производственных факторов.

Для решения проблемы негативного воздействия нефти и нефтешлама на окружающую среду разработаны конкретные мероприятия по обеспечению экологической безопасности.

В настоящей главе приведены вероятные ЧС при выполнении работ на камерах пуска-приема средств очистки и диагностики, а также обязательные мероприятия по ликвидации их последствий.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		62

		Вид очистного устройства	
		Очистные скребки типа СКР3 и СКР4	Полиуретановые поршни и шары
Размер компании	Мелкое предприятие		
	Крупное предприятие		

Рисунок 6.1.1 – Карта сегментирования рынка очистных устройств:

- наличие спроса, - отсутствие спроса.

Из карты сегментирования рынка видно, что спрос на очистные скребки типа СКР3 и СКР4 может быть от крупных предприятий, транспортирующих нефть и нефтепродукты по магистральному нефтепроводу, имеющему большие диаметры. Полиуретановые шары и поршни предназначены для очистки нефтепроводов малого диаметра.

6.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Для сравнения были взяты следующие методы очистки нефтепровода:

1. механический с применением различного вида очистных устройств;
2. химический с введением в поток перекачиваемой нефти химических реагентов;
3. термический с использованием различных теплоносителей.

Произведем детальный анализ конкурирующих разработок с помощью оценочной карты (табл. 6.1.2).

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (6.1.2)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		64

где K – конкурентоспособность научной разработки;

V_i - вес показателя (в долях единиц);

B_i - балл i -го показателя.

Таблица 6.1.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_1	B_2	B_3	K_1	K_2	K_3
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии ресурсоэффективности							
1. Эффективность очистки нефтепровода	0,15	4	3	3	0,60	0,45	0,45
2. Удобство в эксплуатации	0,05	5	4	3	0,25	0,20	0,15
3. Уровень шума	0,02	5	5	4	0,10	0,10	0,08
4. Сложность внедрения	0,03	4	3	2	0,12	0,09	0,06
6. Простота эксплуатации	0,02	5	5	4	0,10	0,10	0,08
7. Надежность	0,12	4	3	3	0,48	0,36	0,36
8. Безопасность	0,12	5	3	4	0,60	0,36	0,48
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	3	0,20	0,20	0,15
2. Стоимость внедрения	0,12	4	3	2	0,48	0,36	0,24
3. Послепродажное обслуживание	0,05	5	4	4	0,25	0,20	0,20
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,12	4	3	3	0,48	0,36	0,36
5. Финансирование научной разработки	0,05	4	4	2	0,20	0,20	0,10
6. Срок выхода на рынок	0,05	4	3	3	0,20	0,15	0,15
7. Наличие сертификации разработки	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
Итого	1	62	52	43	4,28	3,38	3,01

По данным результатов анализа можно сделать вывод, что метод механической очистки нефтепроводов с помощью специальных очистных устройств обладает конкурентными преимуществами по сравнению с остальными методами.

6.1.3. Технология QuaD

Технология QuaD (Quality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество предложенного технического решения и его перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

С целью упрощения процедуры проведения QuaD произведем оценку в табличной форме (табл. 6.1.3).

Таблица 6.1.3 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,05	90	100	0,90	0,045
2. Помехоустойчивость	0,03	90	100	0,90	0,027
3. Надежность	0,12	95	100	0,95	0,114
4. Унифицированность	0,03	60	100	0,60	0,018
5. Уровень материалоемкости разработки	0,03	75	100	0,75	0,0225
6. Уровень шума	0,02	85	100	0,85	0,017
7. Безопасность	0,12	90	100	0,90	0,108
8. Потребность в ресурсах памяти	0,04	55	100	0,55	0,022

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		66

Продолжение таблицы 6.1.3

9.Функциональная мощность	0,03	65	100	0,65	0,0195
10.Простота эксплуатации	0,02	90	100	0,90	0,018
11.Качество интеллектуального интерфейса	0,03	85	100	0,85	0,0255
12. Ремонтпригодность	0,10	80	100	0,80	0,080
Показатель оценки коммерческого потенциала разработки					
13.Конкурентоспособность	0,05	90	100	0,90	0,045
14. Уровень проникновения на рынок	0,04	95	100	0,95	0,038
15. Перспективность рынка	0,08	90	100	0,90	0,072
16. Цена	0,05	85	100	0,85	0,0425
17. Послепродажное обслуживание	0,05	90	100	0,90	0,045
18. Финансовая эффективность технического решения	0,06	75	100	0,75	0,045
19. Срок выхода на рынок	0,05	75	100	0,75	0,0375
20. Наличие сертификации разработки	0,05	85	100	0,85	0,0425

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i = 88,4 \quad (6.1.3)$$

где P_{cp} - средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i - вес показателя (в долях единицы);

B_i - средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. В данном случае значение показателя равно 88,4 свидетельствует о том, что разработка является перспективной.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		67

6.1.4. SWOT – анализ

SWOT (Strengths - сильные стороны, Weaknesses - слабые стороны, Opportunities - возможности и Threats - угрозы) – это комплексный анализ какого-либо предприятия или дела, в данном случае – научноисследовательской работы. SWOT-анализ применяется для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Данный анализ проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT – анализа приведены в таблице (6.1.3.1).

Таблица 6.1.3.1– Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны технологического решения: С1. Заявленная экономичность при внедрении технологии на производство; С2. Наличие квалифицированного персонала; С3. Доступность комплектующих при ремонте; С4. Экологичность технологии.</p>	<p>Слабые стороны технологического решения: Сл1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца; Сл2. Отсутствие прототипа научной разработки; Сл3. Необходимость больших компьютерных ресурсов и времени для разработки модели очистного устройства конкретного производства.</p>
--	---	--

Продолжение таблицы 6.1.3.1

<p>Возможности: В1. Наибольшая эффективность очистки нефтепровода; В2. Уменьшение экологического ущерба; В3. Сохранение качественных характеристик нефти; В4. Уменьшение взрыво- и пожароопасности процесса очистки.</p>		
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства; У2. Ограничение на импорт технологии; У3. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин.</p>		

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. В рамках данного этапа была построена интерактивная матрица проекта (табл. 6.1.3.2).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		69

Таблица 6.1.3.2– Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	+	+
	B2	-	0	-	+
	B3	+	+	-	+
	B4	-	+	+	-
Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	
	B1	-	-	+	
	B2	-	+	-	
	B3	-	+	-	
	B4	+	0	-	
Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	-	0	+	-
	У2	-	-	-	-
	У3	-	-	-	-
Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	
	У1	+	+	+	
	У2	+	+	-	
	У3	-	-	-	

В рамках третьего этапа составлена итоговая матрица SWOT-анализа (табл. 6.1.3.3).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		70

Таблица 6.1.3.3– Итоговый SWOT – анализ

	<p>Сильные стороны технологического решения: С1. Заявленная экономичность при внедрении технологии на производство; С2. Наличие квалифицированного персонала; С3. Доступность комплектующих при ремонте; С4. Экологичность технологии.</p>	<p>Слабые стороны технологического решения: Сл1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца; Сл2. Отсутствие прототипа научной разработки; Сл3. Необходимость больших компьютерных ресурсов и времени для разработки модели очистного устройства конкретного производства.</p>				
<p>Возможности: В1. Наибольшая эффективность очистки нефтепровода; В2. Уменьшение экологического ущерба; В3. Сохранение качественных характеристик нефти; В4. Уменьшение взрыво- и пожароопасности процесса очистки.</p>	<p>Главным преимуществом технологии является возможность проведения эффективной очистки нефтепровода. Сохранение качественных характеристик нефти также является важным требованием.</p>	<p>Отсутствие прототипа научной разработки</p>				
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства; У2. Ограничение на импорт технологии; У3. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин.</p>	<p>Отсутствие спроса на новые технологии производства</p>	<p>Необходимость больших компьютерных ресурсов и времени для разработки модели очистного устройства конкретного производства. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p>				
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						71

6.2. Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения настоящей работы сформирована группа из следующего состава: студент и научный руководитель, отвечающий за выполнение студентом ВКР. Распределение исполнителей по видам работ и этапы приведены в таблице (6.2.1).

Таблица 6.2.1– Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материала по теме	Студент
	3	Выбор направления исследования	Руководитель, студент
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент
Теоретические исследования	5	Составление литературного обзора ВКР	Студент
	6	Проведение анализа современных технологий очистки нефтепроводов	Студент
	7	Выполнение расчетов	Студент
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, студент
Оформление выполненной работы	9	Оформление пояснительной записки	Студент
	10	Составление презентации	Студент

6.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (6.2.2.1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы и рассчитывается по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (6.2.2.2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

6.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (6.2.3.1)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		73

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дн.;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (6.2.3.2)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

При шестидневной рабочей неделе коэффициент календарности будет равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 52 - 15} = 1,22.$$

Результаты расчета сведем в таблицу (6.2.3.1).

Таблица 6.2.3.1 – Временные показатели проведения исследования

Название работы	Трудоемкость работ						Длительность работ в рабочих днях		Длительность работ в календарных днях	
	$t_{\min i}$		$t_{\max i}$		$t_{\text{ож} i}$		T_{pi}		T_{ki}	
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания	1		6		3		3			4
Подбор и изучение материала по теме		5		9		6,6		6,6		9
Выбор направления исследования	2	2	5	5	4,2	4,2	2,1	2,1	3	3

Продолжение таблицы 6.2.3.1.

Календарное планирование работ по теме	2	2	3	3	3	3	1,5	1,5	2	2
Составление литературного обзора ВКР		2		6		7,2		7,2		9
Проведение анализа современных технологий очистки нефтепроводов		10		15		12		12		15
Выполнение расчетов		12		16		13,6		13,6		17
Оценка эффективности полученных результатов	2	2	4	4	2,8	2,8	1,4	1,4	2	2
Оформление пояснительной записки		5		10		7		7		9
Составление презентации		4		9		6		6		8

На основе таблицы (6.2.3.1) построим календарный план-график.

Таблица 6.2.3.2 – Календарный план-график по проведению работы

№	Название работы	Исполнитель	T_{ki}														
				февр.		март			апрель			май			июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Составление и утверждение технического задания	Р	4														
2	Подбор и изучение материала по теме	И	9														
3	Выбор направления исследования	Р, И	3														
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	2														
5	Составление литературного обзора ВКР	И	9														
6	Проведение анализа современных технологий очистки нефтепроводов	И	15														

Продолжение таблицы 6.2.3.1													
7	Выполнение расчетов	И	17										
8	Оценка эффективности полученных результатов	Р, И	2										
9	Оформление пояснительной записки	И	9										
10	Составление презентации	И	8										

Обозначения

	Руководитель
	Инженер

6.3. Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат:

- материальные затраты проекта;
- затраты на специальное оборудование;
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

6.3.1. Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_m = (1 + k_m) \sum_{i=1}^m C_i N_{\text{расх } i}, \quad (6.3.1)$$

где k_m – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		76

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

C_i – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{\text{расх } i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.).

Таблица 6.3.1 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы Z_m , руб
Бумага для принтера формата А4 (500 листов)	шт	1	300	300
Ручка шариковая	шт	5	20	100
Краска для принтера	шт	1	480	480
Итого, руб				880

Материальные затраты составили 880 рублей.

6.3.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Данный раздел включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 6). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 6.3.2 – Затраты на приобретение спецоборудования

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Общая стоимость оборудования, руб
Ноутбук	шт	1	22500	22500
Итого, руб				22500

6.3.3. Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (6.3.3.1)$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M \cdot k_p}{F_d}, \quad (6.3.3.2)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

k_p – районный коэффициент;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Для руководителя работы:

$$Z_{дн} = \frac{24600 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 1450 \text{ руб.}$$

Для инженера-дипломника:

$$Z_{дн} = \frac{5600 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 330 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (6.3.3.3)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		78

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Для руководителя: $Z_{\text{осн}} = 1450 \cdot 7 = 10150$ руб.

Для инженера-дипломника: $Z_{\text{осн}} = 330 \cdot 78 = 25740$ руб.

Сумма основной заработной платы составляет:

$$Z_{\text{осн}} = 10150 + 25740 = 35890 \text{ руб.}$$

Таблица 6.3.3 – Расчет основной заработной платы

Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Зарплата, приходящаяся на один чел.- раб.дн., руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель	7	10	12	1450	1450	1450	10150	14500	17400
Инженер	78	103	105	330	330	330	25740	31209	34650
Итого							35890	45709	52050

6.3.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}}, \quad (6.3.4)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы.

Для руководителя: $Z_{\text{доп}} = 10150 \cdot 0,12 = 1218$ руб.

Для инженера-дипломника: $Z_{\text{доп}} = 25740 \cdot 0,12 = 3089$ руб.

Сумма дополнительной заработной платы:

$$Z_{\text{доп}} = 1218 + 3089 = 4307 \text{ руб.}$$

Таблица 6.3.4 – Расчет дополнительной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Дополнительная заработная плата, руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководитель	1218	1740	2088
2	Инженер	3089	3745	4156
Итого		4307	5485	6244

6.3.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательствам Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}}(Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (6.3.5)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Для руководителя:

$$Z_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot (10150 + 1218) = 3081 \text{ руб.}$$

Стипендии студентов не облагаются страховыми выплатами.

Таблица 6.3.5 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель	10150	14500	17400	1218	1740	2088
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	27,1 %					
Итого:	3081	4401	5282			

6.3.6. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{м}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}})k_{\text{нр}}, \quad (6.3.6)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$Z_{\text{накл}} = (880 + 22500 + 35890 + 4307 + 3081) \cdot 0,16 = 10666 \text{ руб.}$$

6.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) 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 6.3.7 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НТИ	880	880	880
2. Затраты на специальное оборудование	22500	36400	36400
3. Затраты по основной заработной плате	35890	45709	52050
4. Затраты по дополнительной заработной плате	4307	5485	6244
5. Отчисления во внебюджетные фонды	3081	4401	5282
6. Накладные расходы	10666	14860	16137
Бюджет затрат НТИ	78324	107735	116993

6.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (6.4.1)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта, равная 116993 руб.

Тогда данный показатель для предлагаемого варианта исследования равен:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{78324}{116993} = 0,70$$

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (6.4.2)$$

где I_{pi} - интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта реализации научного исследования;

a_i - весовой коэффициент i -го варианта реализации научного исследования;

b_i - бальная оценка i -го варианта реализации научного исследования.

Результаты расчета интегрального показателя ресурсоэффективности приведены в таблице (6.4.1).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		82

Таблица 6.4.1 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Безопасность	0,2	5	5	4
Удобство в эксплуатации	0,2	4	3	3
Долговечность	0,2	5	5	5
Энергосбережение	0,1	4	3	4
Надежность	0,3	5	4	4
Итого	1	23	20	20

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности по значениям таблицы (6.4.1).

$$I_{p-исп.1} = 4,8; I_{p-исп.2} = 4,1; I_{p-исп.3} = 4,0.$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр}} = \frac{4,8}{0,8} = 6,0 \quad (6.4.3)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (6.4.4)$$

Результаты расчетов сведем в таблицу (6.4.2).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		83

Таблица 6.4.2 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,70	0,92	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	4,1	4,0
3	Интегральный показатель эффективности	6,0	4,5	4,0
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,3 1,5		

По результатам расчетов можно сделать вывод, что первый вариант исполнения (механический способ очистки нефтепровода) является наиболее ресурсоэффективным и выгодным с финансовой точки зрения. В ходе сравнения рассчитанных показателей выяснили, что эффективность первого варианта исполнения выше второго в 1,3 раз, третьего – в 1,5 раза.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		84

Заключение

Пропускная способность является основным показателем эффективности работы нефтепровода. Отложения, образующиеся на внутренней полости нефтепровода, уменьшают значение данного показателя, что в свою очередь приводит к увеличению энергозатрат на транспортировку нефти. Для достижения и поддержания необходимой пропускной способности необходимо выполнять очистку полости нефтепровода.

В ходе выполнения данной работы выполнен обзор литературы по исследованию методов предотвращения и удаления отложений на внутренних стенках нефтепроводов, проведен аналитический обзор современных технологий и методов очистки внутренней полости нефтепроводов, выявлены их основные достоинства и недостатки, а также условия их применения.

Также в работе был выполнен гидравлический расчет участка магистрального нефтепровода, выбранного в качестве объекта исследования.

На основании выполненного анализа выбрана наиболее эффективная технология очистки внутренней полости магистрального нефтепровода, проходящего в Томской области с применением очистных устройств и химических реагентов.

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Технология очистки магистрального нефтепровода в Томской области		
Разраб.		Усенова А.А.		01.06.19			
Руковод.		Брусник О.В.		01.06.19	ДР	85	89
Консульт. Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19	Заключение ТПУ гр. 2Б5Б		

Список использованных источников

1. Чухарева Н.В. Транспорт скважинной продукции: учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 357 с.
2. Нечваль А. М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. – 165 с.
3. Рудаченко А.В., Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебное пособие / А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева, А.В. Жилин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 238с.
4. Суховерхов С.В., Предотвращение отложений парафина, солей и гидратов / С.В. Суховерхов, А.Н. Маркин, А.В. Бриков // Нефтепромысловое дело 7/2016
5. Комлев И.М., Очистка трубопроводов гелевыми системами / Комлев И.М., Чаплин И.Е. Режим доступа: <file:///C:/Users/home/Downloads/s018-026.pdf>
6. АО «Транснефть - Диаскан». Режим доступа: <https://diascan.transneft.ru/klientam>
7. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 2008. 192 с.
8. П.В. Бурков, С.П. Буркова, В.Ю. Тимофеев, Исследование напряженно-деформированного состояния участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» методом конечных элементов / журнал // Вестник КузГТУ, 2013. №3, с. 22-26.
9. Хасанова, К. И. Повышение эффективности применения средств и методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе

					Технология очистки магистрального нефтепровода в Томской области			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Усенова А.А.		01.06.19	Список использованных источников	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		01.06.19		ДР	86	89
Консульт. Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19		ТПУ гр. 2Б5Б		

транспорта нефти по магистральным трубопроводам / К. И. Хасанова, М. Е. Дмитриев, Б. Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. — 2013. — № 3. — С. 7-11.

10. Исследование отложений парафина в трубопроводах, подвергаемых сезонной чистке / Ван Вэньда [и др.] // Химия и технология топлив и масел. 2014. — № 1. — С. 27-33.

11. 4. Вайншток, С. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. / С. А. Вайншток, В. Ф. Новосёлов. – М.: Недра, 2004г. – 336с.

12. Войтех Н. Д. Эффективная очистка трубопроводов в условиях Западной Сибири / Н. Д. Войтех, Ю. А. Журавлев, Д. Ю. Першин // Нефть и капитал. 2015. — № 6. — С. 62-64.

13. Новоселов В.Ф. Нефтепроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов: Учебное пособие. – Уфа: изд-во Уфим. нефт. ин-та, 2006. – 93 с.

14. Белов, Сергей Викторович. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность) : учебник для академического бакалавриата / С. В. Белов. - 5-е изд., перераб. и доп.. - Москва: Юрайт ИД Юрайт, 2015. - 703 с.

15. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов / П.П. Кукин и др. - 5-е изд., стер. - М.: Высшая школа, 2009. - 335 с.

16. Беспалов, Валерий Иванович. Надзор и контроль в сфере безопасности. Радиационная защита : учебное пособие для бакалавриата и магистратуры / В. И. Беспалов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — 4-е изд. — Москва: Юрайт, 2016. — 508 с.: ил. — Университеты России. — Библиография в конце лекций. — Предметный указатель: с. 505-507.

					Список использованных источников	Лист
						87
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

17. ГОСТ 34182-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения

18. ОР 75.180.00-КТН-018-10. Регламент очистки магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ)

19. РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов

20. ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01. Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть" специальными очистными устройствами (скребками).

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

22. РД 153-39.4Р-118-02. Правила испытаний линейной части действующих магистральных нефтепроводов.

23. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.

24. ГОСТ Р 55435-2013. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.

25. РД-153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.

26. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

27. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

28. СНиП 23-05-95*. Естественное и искусственное освещение

29. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда

					Список использованных источников	Лист
						88
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

(ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

30. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

31. ГОСТ 12.3.009-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности

32. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		89