

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

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Технология проведения очистки и диагностики магистрального нефтепровода "Восточная Сибирь – Тихий океан" с использованием мобильных камер запуска-приема внутритрубных устройств

УДК 622.692.4.053-776-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Хабаров Роман Андреевич		08.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Веревкин А.В.	к.т.н., доцент		08.06.2019

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н., профессор		08.06.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	-		08.06.2019

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н., доцент		08.06.2019

# ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРА

## 21.03.01 Нефтегазовое дело

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
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	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<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	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).
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	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<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	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).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<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	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<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	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>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
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>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_    \_\_\_\_\_    Брусник О.В.  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Хабаров Роману Андреевичу

Тема работы:

Технология проведения очистки и диагностики магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» с использованием мобильных камер запуска-приема внутритрубных устройств
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	930/с
---	-------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2019
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Магистральный трубопровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» протяженностью 4740 километров и мощностью до 80 млн. тонн нефти в год, диаметром от 1067 до 1220 мм, рабочее давление до 10,0 МПа; технология применения мобильных камер запуска-приема очистных устройств и сооружений; порядок проведения очистки и диагностики магистрального нефтепровода и требования к камера запуска-приема очистных устройств и сооружений

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></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 литературных источников, регламентирующий требования к проведению очистки и диагностики магистрального нефтепровода, а также требования к узлам пуска-приема средств очистки и диагностики.</p> <p>Изучение объекта - магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан».</p> <p>Анализ технологии применения мобильных камер запуска-приема внутритрубных устройств, выявление критериев применения выбранной технологии.</p> <p>Расчет необходимых параметров для сооружения камеры для МН «Восточная Сибирь – Тихий океан» (толщины стенки элементов камеры).</p> <p>Определение положительных и негативных сторон применения технологии запуска-приема средств очистки и диагностики с помощью мобильных камер.</p> <p>Анализ полученных результатов и разработка рекомендаций по применению технологии мобильных камер.</p> <p>Разработка разделов «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «Социальная ответственность».</p> <p>Составление заключения и выводов по работе.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></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><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>20.12.2018</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>доцент</p>	<p>Веревкин А.В.</p>	<p>к.т.н, доцент</p>		<p>20.12.2018</p>

**Задание принял к исполнению студент:**

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>2Б5А</p>	<p>Хабаров Р.А.</p>		<p>20.12.2018</p>

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5А	Хабарову Роману Андреевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/ специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Виды и стоимость ресурсов: Материально-технические ресурсы: 565600 руб. Человеческие ресурсы: 2 человека, стоимость – 81850 руб. 2. Общий бюджет НИИ: 744568 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30% премии; 20% надбавки; 20% дополнительная заработная плата; 15% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 27,1%. Ставка налога на прибыль 20%. НДС 20%.

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Анализ конкурентных технических решений
2. Планирование и формирование бюджета научного исследований	2. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта; определение затрат и капиталовложений в проведение исследования. Формирование бюджета НИИ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования; расчет показателей ресурсоэффективности.

### Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений, карта сегментирования рынка услуг	
2. Альтернативы проведения НИ	
3. График проведения и бюджет НИ	
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.12.2018
--	------------

### Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н., доцент		20.12.2018

### Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б5А	Хабаров Роман Андреевич		20.12.2018

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5А	Хабарову Роману Андреевичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	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 объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Строительная площадка на участке магистрального трубопровода, на которой происходит монтаж передвижной камеры запуска-приема внутритрубных снарядов
---	---

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Производственная безопасность:</b></p> <p>1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>1.1 Анализ вредных производственных факторов, выявленных при эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей среды;</li> <li>– превышение уровней шума и вибрации;</li> <li>– отклонение показателей микроклимата в помещении;</li> <li>– повышенное ультрафиолетовое и инфракрасное излучение.</li> </ul> <p>1.2 Анализ опасных производственных факторов, выявленных при эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы;</li> <li>– поражение электрическим током;</li> <li>– Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования;</li> <li>– пожаровзрывобезопасность.</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– оценка воздействия исследуемого объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу;</li> <li>– определение возможного решения обеспечения экологической безопасности.</li> </ul>

<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ возможных чрезвычайных ситуаций на объекте;</li> <li>– разработка мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее.</li> </ul>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ специальных (характерных при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовых норм трудового законодательства;</li> <li>– анализ организационных мероприятий при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	01.03.2019
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		01.03.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Хабаров Роман Андреевич		01.03.2019



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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение Нефтегазового дела  
 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:	08.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.12.2018	<i>Введение</i>	8
30.12.2018	<i>Характеристика объекта исследования</i>	9
10.02.2019	<i>Анализ технологии проведения очистки и диагностики</i>	9
25.02.2019	<i>Общие сведения о камерах запуска-приема</i>	10
05.03.2019	<i>Технология мобильных камер запуска-приема</i>	9
21.03.2019	<i>Выбор оптимального решения проблемы</i>	10
20.04.2019	<i>Расчетная часть</i>	10
01.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	8
10.05.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	8
20.05.2019	<i>Заключение</i>	10
25.05.2019	<i>Презентация</i>	9
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Веревкин А.В.	к.т.н, доцент		20.12.2018

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		20.12.2018

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

### **Определения:**

*Линейная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода):* составная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), состоящая из трубопроводов (включая запорную и иную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия), установок электрохимической защиты от коррозии, вдольтрассовых линий электропередач, сооружений технологической связи и иных устройств и сооружений, предназначенная для транспортировки нефти (нефтепродуктов).

*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.

*Надежность:* Свойство объекта сохранять с течением времени времени в определенных пределах значения параметров, от которых зависит выполнение требуемых функций в заданных режимах работы, условиях эксплуатации, технического обслуживания.

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

*Внутритрубное диагностирование:* вид технического диагностирования, состоящий из комплекса работ, обеспечивающих получение информации о дефектах, сварных швах, особенностях

трубопровода и их местоположении, с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля, для выявления на основе этой информации наличия и характера дефектов.

*Внутритрубный инспекционный прибор:* устройство, перемещаемое внутри трубопровода потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении.

*Дефект нефтепровода (нефтепродуктопровода):* отклонение параметров (характеристик) нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) или их элементов от требований, установленных в нормативных документах.

*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.

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

*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).

## **Сокращения**

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор

ВСТО – «Восточная Сибирь – Тихий Океан»

ВУ – внутритрубное устройство

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль

ЗРА – запорно-регулирующая арматура

КПП – камера пуска-приема

ЛЭП – линии электропередач

МКЗП – мобильная камера запуска-приема

МКПП – мобильная камера пуска-приема

МН – магистральный нефтепровод

МТ – магистральный трубопровод

НД – нормативная документация

НК – неразрушающий контроль

НП - нефтепровод

НПЗ – нефтеперекачивающий завод

НПС – нефтеперекачивающая станция

ОУ – очистное устройство

СОД – средство очистки и диагностики

ТЗУ – транспортно-запасочное устройство

УВ – углеводороды

ЭХЗ – электрохимическая защита

## **Нормативные ссылки:**

ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.

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

Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)

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

ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

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

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.

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

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

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

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

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

ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

ГОСТ 12.0.004.2015 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.

ГОСТ Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

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

СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

СанПиН 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности НРБ–99/2009.

СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов

СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.

СП 51.13330.2011. Защита от шума.

СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение.

ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

ГН 2.1.6.3492 – 17. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 97 с., 22 рис., 22 табл., 45 источников.

*Ключевые слова:* магистральный нефтепровод, очистка внутренней полости трубопровода, диагностика нефтепровода, камера запуска-приема, мобильная камера.

*Объект исследования:* магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан».

*Цель работы:* изучение технологии проведения запуска-приема внутритрубных снарядов с помощью мобильных камер.

*Методы и методики проведения работ:* Расчетная часть выполнена в соответствии с СП 33.13330.2012 «Расчет на прочность стальных трубопроводов».

*В процессе исследования проводились:* изучение объекта магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан», аналитический обзор технологий проведения очистки и диагностики эксплуатируемого нефтепровода, а также применения мобильных камер запуска-приема, разработка рекомендаций по применению мобильных камер, расчёт толщины стенки элементов камеры.

*В результате исследования:* проведён анализ технологий применения мобильных камер запуска-приема внутритрубных устройств для очистки и диагностики внутренней полости нефтепровода, проведён расчёт: определена толщина стенки элементов камеры, разработаны рекомендации по применению мобильных камер.

*Область применения:* магистральные трубопроводы на территории России.

*Экономическая эффективность/значимость работы:* проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиций ресурсоэффективности и ресурсосбережения.



## ABSTRACT

Final qualifying work 97 p., 22 fig., 22 tabl., 45 sources.

*Key words:* main oil pipeline, cleaning of the internal cavity of the pipeline, diagnostics of the pipeline, start-up pig station, mobile pig station.

*The object of study:* the main pipeline "East Siberia - Pacific Ocean".

*Work purpose:* to study the technology of launching-receiving in-tube shells using mobile cameras.

*In the course of the of the research were carried out:* the East Siberia - Pacific Ocean main oil pipeline object, an analytical review of the technologies for cleaning and diagnostics of the existing oil pipeline, as well as the use of mobile start-up cameras, development of recommendations for the use of mobile cameras, calculation of the wall thickness of the chamber elements.

*As a result of the research:* an analysis of the technology of using mobile cameras for launching and receiving in-line devices for cleaning and diagnostics of the internal cavity of the pipeline was carried out, the calculation was made: the thickness of the chamber elements was determined, recommendations on the use of mobile cameras were developed.

*Application field:* main pipelines in Russia.

*Economic efficiency / importance of the work:* an assessment of the commercial potential and prospects for conducting scientific research from the standpoint of resource efficiency and resource conservation has been carried out.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	20
ЦЕЛЬ РАБОТЫ.....	21
ЗАДАЧИ.....	21
1. МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД.....	22
1.1. Общие сведения о нефтепроводе «Восточная Сибирь – Тихий океан» .....	23
2. ОЧИСТКА И ДИАГНОСТИКА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ.....	25
2.1. Факторы, вызывающие образование отложений.....	25
2.2. Физико-химическая характеристика АСПО .....	26
2.3. Способы и средства удаления отложений из магистрального нефтепровода .....	30
2.4. Основные виды применяемых очистных устройств .....	31
2.5. Периодичность проведения очистки в процессе эксплуатации .....	36
2.6. Проведение диагностики магистрального нефтепровода .....	38
3. КАМЕРЫ ЗАПУСКА-ПРИЕМА СРЕДСТВ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ .....	43
3.1. Общие положения для камер запуска-приема внутритрубных устройств .....	43
3.2. Последовательность действий при запуске внутритрубных снарядов .....	45
3.3. Последовательность действий при приеме внутритрубных снарядов .....	50
4. ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ МОБИЛЬНЫХ КАМЕР ЗАПУСКА-ПРИЕМА ВНУТРИТРУБНЫХ УСТРОЙСТВ.....	52
4.1. Устройство передвижной камеры запуска-приема внутритрубных устройств.....	52
4.2. Порядок запуска с временного узла пуска приема внутритрубных устройств .....	55
5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ .....	57
5.1. Расчет сопротивлений растяжению и сжатию.....	58
5.2. Расчет толщины стенки камеры .....	58
5.3. Расчет толщины стенки расширенной части камеры .....	59
5.4. Расчет толщины стенки технологических патрубков .....	60
5.5. Расчет толщины стенки патрубков газовоздушной линии .....	61
5.6. Расчет толщины стенки днища камеры .....	62
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	63
6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	63
6.1.1. Социальные правовые нормы трудового законодательства .....	63
6.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	64
6.2. Производственная безопасность .....	65
6.2.1. Анализ выявленных опасных и вредных производственных факторов .....	65

6.2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего .....	67
6.3. Экологическая безопасность .....	70
6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	72
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	75
7.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиций ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	75
7.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....	76
7.1.2. Анализ конкурентных технических решений.....	77
7.2. Планирование научно-исследовательской работы.....	78
7.3. Определение трудоемкости выполнения работ .....	79
7.4. Разработка графика проведения проекта .....	80
7.5. Бюджет затрат на исследование .....	83
7.5.1. Расчет материальных затрат исследования .....	84
7.5.2. Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования..	84
7.5.3. Основная заработная плата исполнителей исследования .....	85
7.5.4. Дополнительная заработная плата исполнителей исследования.....	86
7.5.5. Отчисления во внебюджетные фонды .....	87
7.5.6. Накладные расходы .....	87
7.5.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	88
7.6. Определение ресурсоэффективности проекта.....	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	92
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	93

## ВВЕДЕНИЕ

Нефть и нефтепродукты в современном мире занимают лидирующие строки среди потребляемых человечеством топливно-энергетических ресурсов, по статистике, на 2010 год доля нефти в общем потреблении энергоресурсов составила 33,6% (приблизительно 32 миллиарда баррелей в год)<sup>[1]</sup>. Как правило, районы добычи нефти находятся на значительном удалении от основных центров переработки и потребления, и, следовательно, одной из наиболее актуальных на данный момент задач является доставка углеводородного сырья потребителю, зачастую, на большие расстояния.

Существует ряд основных способов доставки нефти и нефтепродуктов, таких как транспортировка с помощью трубопроводов различного назначения, автодорожного и железнодорожного транспорта, а также морскими путями. В Российской Федерации по итогам 2016 года на долю трубопроводного транспорта приходится более 48% общего товарооборота всей транспортной системы РФ<sup>[2]</sup>. Общая протяженность нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в России по данным Росстат на 2016 год составила 54,2 тысячи километров и 16,6 тысяч километров соответственно, а объем перекачки нефти в 2016 году составил 579 миллионов тонн, транспортируемых по большей части магистральными нефтепроводами<sup>[3]</sup>. Таким образом, поддержание рабочего состояния трубопроводов различного назначения было и остается одной из наиболее актуальных задач для нефте- и газотранспортных компаний, таких как ПАО «Газпром», ПАО «Транснефть» и др.

Для выполнения задач по поддержанию работоспособности нефтепроводов и нефтепродуктопроводов существует ряд необходимых операций, регулярно проводимых сотрудниками ПАО «Транснефть». К подобным относятся периодическое диагностическое обследование и очистка

					<i>Технология проведения очистки и диагностики магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» с использованием мобильных камер запуска-приема внутритрубных устройств</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Хабаров Р.А.			<b>Введение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Верезкин А.В.					20	97
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

внутренних стенок трубопровода от асфальтосмолопарафиновых отложений и других веществ, способствующих уменьшению пропускной способности трубы, замена изоляции и контроль рабочих параметров.

Одним из наиболее важных процессов при сохранении работоспособности трубопровода является пропуск очистных устройств с целью сохранения пропускной способности, предупреждения скапливания воды, АСПО, а также для подготовки трубы к пропуску инспекционных снарядов для диагностики труб, запорной арматуры и других объектов магистральных нефтепроводов. Для выполнения данной задачи в соответствии с РД 153-39.4-056-00<sup>[7]</sup> существуют стационарные узлы камер запуска-приема внутритрубных устройств, позволяющие проводить необходимые операции на основных и резервных нитках магистральных нефтепроводов. Но в большинстве случаев остаются участки нефтепроводов, которые затруднительно или невозможно обследовать. Как правило, это лупинги небольшой протяженностью или другие участки нефтепровода, очистку и обследование которых в силу конструкционных особенностей провести невозможно.

## ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Анализ технологии проведения очистки и диагностики магистрального нефтепровода, лупингов и отводов с использованием мобильных камер запуска-приема внутритрубных устройств.

## ЗАДАЧИ

- ✓ Изучение нормативной документации, регламентирующей правила пропускания очистных устройств и инспекционных снарядов.
- ✓ Рассмотрение общих правил запуска-приема внутритрубных устройств.
- ✓ Изучение технологии применения мобильных камер запуска-приема.
- ✓ Определение возможности применения мобильных камер в различных природных условиях и выработка критериев применимости МКЗП ВУ.
- ✓ Проведение расчетов толщины стенки элементов МКЗП ВУ.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

# 1. МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД

В соответствии с ГОСТ Р 55435-2013 магистральный нефтепровод - единый производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства РФ в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти, соответствующих требованиям нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта<sup>[1]</sup>. Как правило, магистральные нефтепроводы прокладываются под землей, и, лишь как исключение, над землей или по поверхности земли в случаях, когда подземная прокладка невозможна или экономически неэффективна.

В состав магистрального нефтепровода входят следующие сооружения: 1. Трубопровод с ответвлениями и лупингами, запорной и регулирующей арматурой (далее – ЗРА), узлами подключения к нефтеперекачивающим станциям (далее – НПС), узлами пуска и приема очистных устройств, переходами через искусственные и естественные преграды, такие как железная и/или автомобильная дорога, водоемы, и др. 2. Установки электрохимической защиты (далее – ЭХЗ), линии и сооружения связи и телемеханики. 3. Лини электропередач (далее – ЛЭП). 4. Противопожарные средства, противозерозионные и защитные сооружения. 5. Емкости для хранения конденсата, земляные амбары для аварийного выпуска нефти и нефтепродуктов. 6. Здания и сооружения линейной службы эксплуатации. 7. Вдольтрассовые подъезды, вертолетные площадки и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки. 8. Головные и промежуточные НПС, резервуарные парки и насосные станции, пункты подогрева нефти и нефтепродуктов, указатели и предупредительные знаки<sup>[2]</sup>.

					Технология проведения очистки и диагностики магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» с использованием мобильных камер запуска-приема внутритрубных устройств			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Хабаров Р.А.				Магистральный нефтепровод	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Верезкин А.В.						22	97
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

При проектировании и прокладке нефтепроводов учитываются в соответствии с нормативной документацией и действующим законодательством все необходимые расстояния от промышленных, жилых и иных объектов, а также устанавливается охранная зона. Не допускается прокладка магистральных трубопроводов через населенные пункты, промышленные и сельскохозяйственные предприятия, аэродромы, железнодорожные станции, морские и речные порты и пристани и другие аналогичные объекты.

Согласно Федеральной службе государственной статистики РФ на конец 2016 года в Российской Федерации протяженность действующих нефтепроводов составляет 54,2 тысячи километров и 16,6 тыс. км нефтепродуктопроводов. В тот же год по отчету ПАО «Транснефть» объем перекачки составил более 480 миллионов тонн нефти и более 33 млн. тонн нефтепродуктов, что в очередной раз показывает масштабность нефтетранспортной системы России.

### **1.1. Общие сведения о нефтепроводе «Восточная Сибирь – Тихий океан»**

Начало проекту нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (далее – ВСТО) дало распоряжение правительства Российской Федерации от 31.12.2004 № 1737-р. Согласно проекту компании ПАО «Транснефть» нефтепровод берет свое начало в г. Тайшет Иркутской области, расположенном севернее о. Байкал и проходит через г. Сковородино Амурской области до бухты Козьмина в Приморском крае. Цель данного проекта заключалась в объединении нефтяных месторождений Восточной и Западной Сибири с портом Козьмино в заливе Находка и нефтеперерабатывающим заводом, расположенном там же, что позволяло Российской Федерации открыть для себя рынки Азии и Тихоокеанского региона. Также немаловажной задачей данного проекта можно считать объединение в единую трубопроводную сеть уже существовавших на тот момент магистральных нефтепроводов Дальнего Востока.

					Магистральный нефтепровод	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Строительство первой очереди ВСТО-1 от Тайшета до Сковородино, производительность которой составила 30 млн. тонн нефти в год, было завершено 27.04.2009. В то же время началось строительство ответвления до Китайской Народной Республики (далее – КНР). Нефтепровод ВСТО-1 был официально запущен 28 декабря 2009 года. Вторая очередь ВСТО-2 от г. Сковородино до г. Козьмино была закончена немногим позже - 25 декабря 2012 года, протяженность данного участка нефтепровода составила 2047 км. К 2015 году производительность ВСТО была увеличена до 58 млн. тонн нефти в год.

На данный момент протяженность ВСТО составляет 4740 километров, что является абсолютным рекордом по протяженности среди существующих нефтепроводов. Диаметр трубопровода колеблется от 1067 до 1220 мм, и согласно проекту мощность нефтепровода к 2020 году будет увеличена до 80 млн. тонн в год. Уже введен в эксплуатацию отвод на Хабаровский НПЗ. На нефтепроводе расположено 39 нефтеперекачивающих станций (рис. 1).

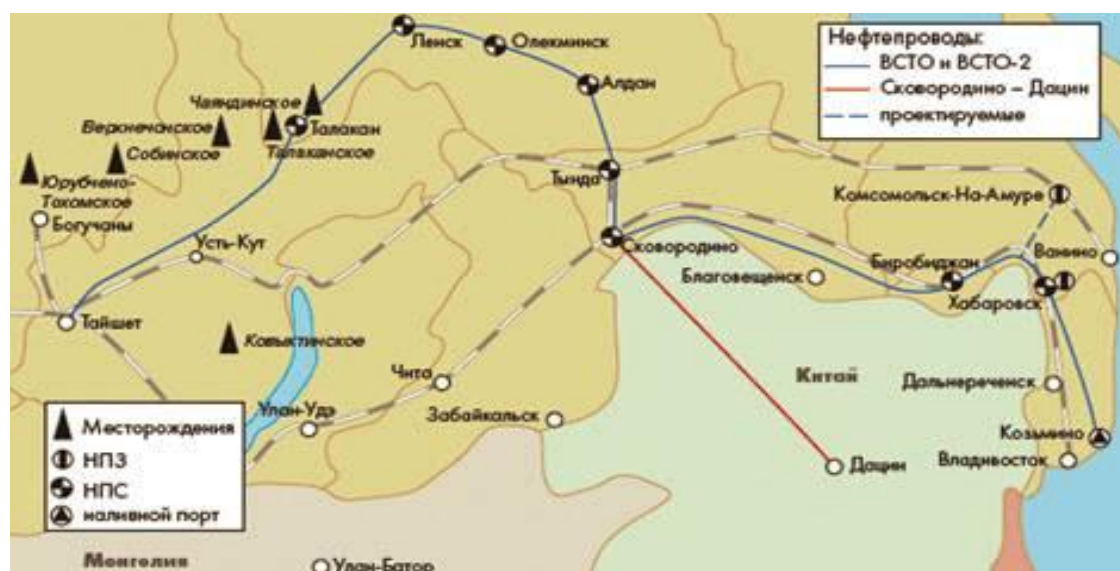


Рисунок 1 – Маршрут трассы нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан



## 2. ОЧИСТКА И ДИАГНОСТИКА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

В процессе эксплуатации на внутренних стенках нефтепроводов накапливаются различные отложения, которые отрицательно влияют на их нормальное функционирование, а также на достоверность информации, получаемой при диагностическом обследовании внутритрубными инспекционными снарядами.

Организация и проведение работ по очистке полости магистральных нефтепроводов направлены на достижение следующих основных целей:

- предупреждение развития внутренней коррозии трубопроводов – удаление скоплений агрессивных отложений и агрессивных сред (вода, газ и другие);
- снижение затрат на перекачку нефти, поддержание проектной пропускной способности нефтепроводов – удаление асфальто-смоло-парафиновых отложений (далее – АСПО), песка и глины, а также посторонних предметов;
- подготовку магистральных нефтепроводов к диагностированию.

### 2.1. Факторы, вызывающие образование отложений

В полости магистральных нефтепроводов могут образовываться и накапливаться:

- АСПО;
- агрессивные отложения;
- скопления воды;
- скопления газа;
- грунт, песок, камни, электроды и другие посторонние предметы.

					<i>Технология проведения очистки и диагностики магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» с использованием мобильных камер запуска-приема внутритрубных устройств</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Хабаров Р.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Верезкин А.В.				25	97
Консульт.					<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

Очистка и диагностика магистральных нефтепроводов

Парафиновые отложения представляют собой многокомпонентную углеводородную смесь, состоящую из твердой и жидкой фаз. В зависимости от состава и содержания твердых углеводородов прочность отложения существенно различается.

Образование парафино-смолистых отложений связано с выделением их из транспортируемой нефти и является результатом процессов закрепления частиц на стенках трубы и выноса их потоком жидкости.

В зависимости от интенсивности того и другого процессов имеет место парафинизация, размыв или состояние динамического равновесия. Интенсивность образования парафино-смолистых отложений зависит от физико-химических свойств нефти, температуры потока и гидродинамических условий перекачки.

Воздействие на трубу агрессивных отложений, вызывающих образование внутренней коррозии трубопроводов, обусловлено действием сероводородного фактора, присутствием воды, растворов соли и механических примесей, способных образовывать гальванические пары, что связано с особенностями подготовки нефти к транспортированию, проведением ремонтов с использованием глиняных и грунтовых пробок.

Образование скоплений воды в магистральных нефтепроводах происходит за счет выделения ее из транспортируемой нефти. Скопления воды образуются при скоростях потока нефти ниже критической («выносной»), для реальных магистральных нефтепроводов «выносная» скорость потока нефти находится в интервале 0,8 .. 1,0. А также в полости магистрального нефтепровода остаются посторонние предметы после ремонта.

## **2.2. Физико-химическая характеристика АСПО**

По своей природе нефть представляет собой сложный взаимно сопряжённый раствор углеводородов и гетероатомных органических соединений (серных, азотистых, кислородных и некоторых других). Нефть – не

					Очистка и диагностика магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

просто растворённое вещество в растворителе, а взаимный раствор ближайших гомологов и иных соединений друг в друге. Сопряжённым этот раствор можно назвать и потому, что, растворяясь друг в друге, близкие по строению структуры составляют систему, представляющую нефть в целом. Групповой состав нефти определяют в основном три класса углеводородов:

- метановые, или парафиновые (алканы);
- полиметиленовые, или нафтеновые (циклоалканы);
- ароматические.

Метановые углеводороды обычно бывают представлены в нефти во всех трёх агрегатных состояниях: газообразном ( $C_1-C_4$ ), в жидком ( $C_5-C_{15}$ ) и твёрдом ( $C_{16}$  и выше). Газообразные алканы образуют основную массу природного и попутного газа, почти всегда сопровождающего нефть, и находятся в ней в растворённом состоянии. Жидкие алканы присутствуют в составе жидкой фракции нефти. Твёрдые алканы входят в состав асфальтосмолопарафиновых отложений, химический состав которых в зависимости от возраста и происхождения нефти изменяется в довольно широких пределах.

Предельные углеводороды в химическом отношении подобны первому гомологу ряда – метану. Они весьма инертны, вступают лишь в реакцию замещения водорода, протекающие крайне медленно, и не обесцвечивают растворы брома и перманганата калия. Все предельные углеводороды горят и могут быть использованы в качестве топлива.

В состав нефтепромысловых асфальтосмолопарафиновых отложений входят твёрдые парафины, смолы, асфальтены, пиридины, а также минеральные вещества в виде растворов солей или коллоиднодиспергированных соединений.

Н-алканы относятся к изоаморфным веществам, образующим при совместной кристаллизации твёрдые растворы. С понижением температуры в

					Очистка и диагностика магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

первую очередь выделяются высокоплавкие углеводороды, на кристаллической решётке которых последовательно кристаллизуются углеводороды с более низкой температурой плавления, содержащие меньшее число атомов углерода в молекуле. Другая часть, которая не перешла в кристаллическое состояние, в конечном слое кристаллической решётки представляет собой ориентированные жидкие кристаллы. Молекулы располагаются параллельно друг другу, что энергетически более выгодно.

Твёрдые парафины представляют собой смесь собственно парафинов и церезинов. Характеристика состава и некоторых физико-химических и механических свойств твёрдого и мягкого нефтяных парафинов приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика состава и некоторых физико-химических и механических свойств твёрдого и мягкого нефтяных парафинов

Состав и свойство	Парафин	
	мягкий	твёрдый
Суммарное содержание n-гомологов, масс. %	60,5	90,2
Содержание ароматических углеводородов, масс. %	2,0	0,118
Молекулярная масса	321,0	374,5
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,7552	0,7535
Прочность при 20°C, МПа	0,205	1,4600
Коэффициент пластичности при 20°C, %	30,5	4,6

Парафины являются химически устойчивыми соединениями, растворяются в лёгком бензине и индивидуально насыщенных углеводородах, пентане, гексане, гептане.

Церезины – смесь предельных углеводородов с числом атомов углерода от C<sub>36</sub> до C<sub>55</sub>, преимущественно разветвлённых алифатических, в виде воскообразного вещества от белого до коричневого цвета, молекулярной массой 500...750 и температурой плавления 66...65°C. По сравнению с

парафином обладают меньшей химической устойчивостью, а также большей вязкостью и способностью загущать масла, что обусловлено их мелкокристаллической структурой. Церезины растворимы в воде, спиртах, хорошо растворимы в бензине, ограниченно – в минеральных маслах.

Парафины и церезины различают по химическим свойствам. Например, церезины легко попадают под действие окислителей, с которыми парафины на холоде не вступают в реакцию (азотная кислота, хлорсульфоновая кислота).

Смолисто-асфальтеновые вещества представляют собой смесь высокомолекулярных соединений, состоящих из конденсированных циклических структур, содержащих нафтеновые, ароматические и гетероциклические кольца с боковыми алифатическими цепями. В своём составе содержат 78...88% углерода, 8...10% водорода и 4...14% гетероатомов.

В смолисто-асфальтеновой части сконцентрированы полностью все металлы, присутствующие в сырых нефтях (V, Ni, Cu, Mg, Ca, Ti, Mo, Co, Cr, Al и др.).

Смолисто-асфальтеновые вещества подразделяются на несколько самостоятельных групп:

- Смолы – жидкие или твёрдые вещества, обладающие высокой пластичностью и вязкостью, окрашены обычно в бурый или чёрный цвет. Молекулярная масса их колеблется от 400 до 1800, удельный вес близок к 1000 кг/м<sup>3</sup>. Растворяются в ароматических углеводородах, алканах, хлорпроизводных. Смолы нестабильны, выделенные из нефти или её тяжёлых остатков могут превращаться в асфальтены, т.е. перестают растворяться в n-алканах C<sub>5</sub>–C<sub>8</sub>;
- Асфальтены – наиболее высокомолекулярные гетероорганические вещества, представляющие собой твёрдые продукты от чёрно-бурого до чёрного цвета плотностью чуть больше 1000 кг/м<sup>3</sup>. Молекулярная масса колеблется от 1500 до 10000. Впервые понятие «асфальтены» было

введено Бусенгольтом в 1837 году. Свежевыделенные асфальтены хорошо растворяются в сероуглероде, хлороформе, четырёххлористом углероде, бензоле и его гомологах, циклогексане и ряде других растворителях. Не растворяются в низкомолекулярных алканах (C<sub>5</sub>–C<sub>8</sub>), спирте, диэтиловом эфире, ацетоне.

- Карбены – коксообразные вещества, образующиеся вследствие уплотнения асфальтенов в присутствии серы. Растворимы в пиридине и сероуглероде.
- Карбоиды – коксообразные, нерастворимые вещества в органических растворителях.

Элементарный состав смол и асфальтенов может быть выражен эмпирической формулой C<sub>n</sub>H<sub>2n-z</sub>N<sub>p</sub>S<sub>q</sub>O<sub>r</sub>, а количество в них углерода и водорода может достигать десятков и сотен единиц. Так, для нефтей Западной Сибири среднее содержание углерода и водорода в смолах выражено величинами C<sub>45,7</sub>H<sub>57,6</sub>, в асфальтенах – C<sub>109</sub>H<sub>124,2</sub>.

### **2.3. Способы и средства удаления отложений из магистрального нефтепровода**

Существует ряд способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (рис. 2), хотя основным и наиболее часто применяемым методом остается удаление парафино-смолистых и агрессивных отложений с помощью механических средств очистки путём пропуска по нефтепроводу очистных устройств. Очистные устройства должны быть:

- Оснащены чистящими и ведущими дисками и манжетами, изготовленными из высококачественного полиуретана.
- Снабжены щёточными дисками для удаления агрессивных отложений из коррозионных карманов.

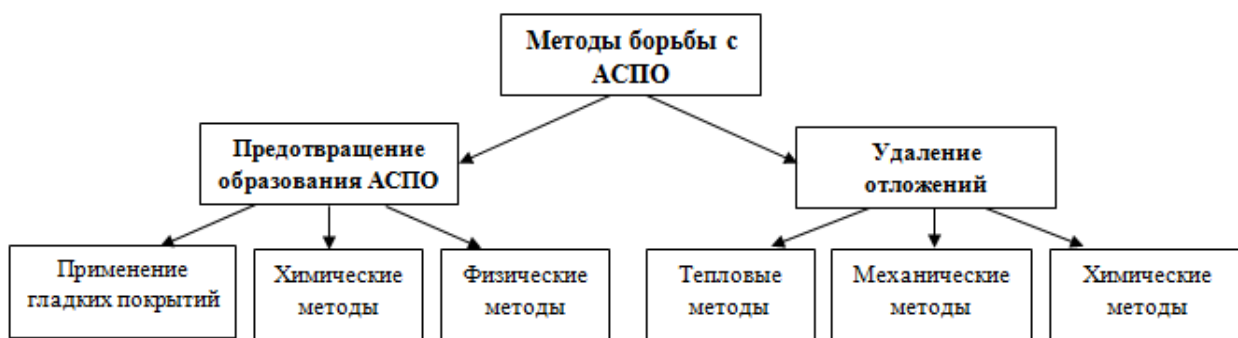


Рисунок 2 – Основные методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

- Иметь байпас–отверстия для осуществления размыва парафиносмолистых отложений, что обеспечивает их использование в сильно загрязненных трубопроводах.
- Оборудованы передатчиками во взрывозащищённом исполнении, которые в комплекте с наземными локаторами позволяют контролировать прохождение очистных устройств по нефтепроводу и обнаруживать места их возможной остановки<sup>[4]</sup>.

При первом пропуске очистного устройства, оно может счищать и собирать впереди себя большое количество парафино–смолистых отложений. Для предупреждения образования парафиновой пробки на очистных устройствах предусмотрены байпас–отверстия для размыва указанных отложений. Для контроля прохождения очистных устройств по трубопроводу очистные устройства должны быть оборудованы передатчиками, сигналы которых улавливаются низкочастотными наземными локаторами.

Проходное сечение трубопровода для пропуска очистных устройств с полиуретановыми уплотнительными дисками должно быть не менее 85 % от внешнего диаметра трубы на длине участка нефтепровода, подлежащего очистке<sup>[4]</sup>.

#### **2.4. Основные виды применяемых очистных устройств**

Очистные устройства типа СКР 1 и СКР 1-01 разработаны и изготавливаются АО «Транснефть – Диаскан» и предназначены для очистки

внутритрубной поверхности нефтепровода путем пропуска их по нефтепроводу (рис. 3 и 4).

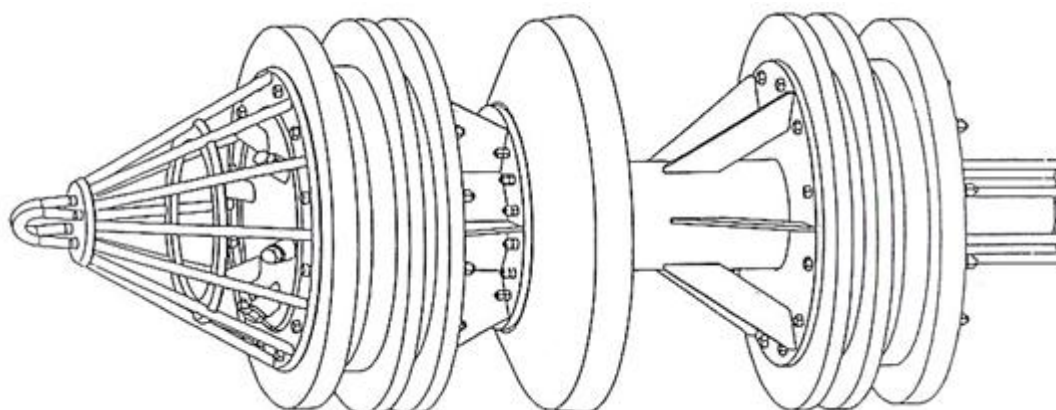


Рисунок 3 – Очистное устройство типа СКР 1

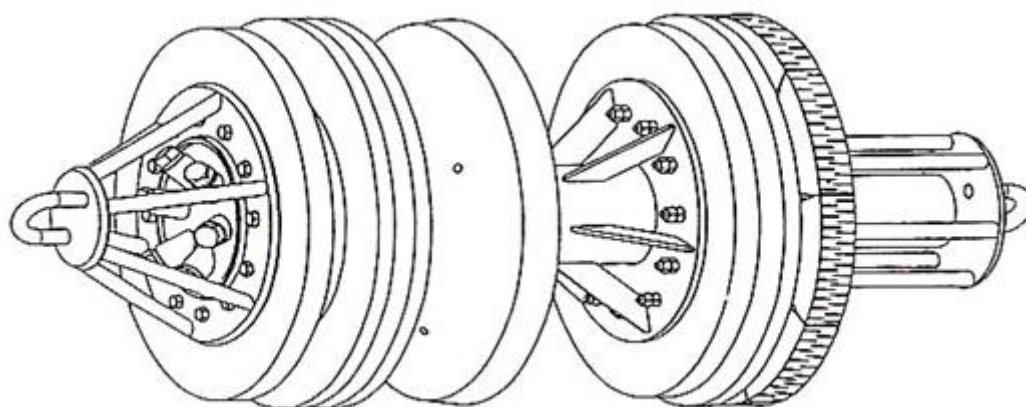


Рисунок 4 – Очистное устройство типа СКР 1-01

Таблица 2 – Технические характеристики очистных устройств типа СКР 1.

Параметры	Тип очистного устройства				
	20	28	32	40	48
Длина, мм	1267	1505	1725	2030	2384
Диаметр, мм	530	720	820	1020	1220
Толщина чистящего диска, мм ( $\pm 2$ )	20	25	25	30	30
Толщина чистящего диска, мм ( $\pm 2$ )	30	40	40	45	60
Минимальный проходной диаметр НП, %	85	85	85	85	85
Масса, кг	135	323	395	787	1185
Минимальный радиус поворота на 90°	1,5D <sub>y</sub>	1,5D <sub>y</sub>	1,5D <sub>y</sub>	3D <sub>y</sub>	3D <sub>y</sub>
Скорость движения в НП, м/с (не более)	5	5	5	5	5



Очистные устройства типа СКР 1 имеют четыре чистящих диска (рисунок 3), очистные устройства типа СКР1–01 (рисунок 4) имеют четыре чистящих диска и два диска щёточных. В очистном устройстве имеется посадочное место для закрепления передатчика (трансммиттера), который используется для определения местоположения устройства на нефтепроводе.

Помимо простых скребков типа СКР 1 и СКР 1-01 существуют Специальные очистные устройства, имеющие определенные отличия от очистных устройств типа СКР 1 и конструирующиеся с учетом особенностей конкретного нефтепровода. К ним относятся: длина участка, особенности внутренней полости трубопровода, качество внутренней поверхности трубопровода, физико-химические свойства перекачиваемого продукта, результаты пропуска очистных устройств по данному участку и другие параметры. В качестве примера на рисунках 5 и 6 приведены примеры таких специальные очистные устройства.

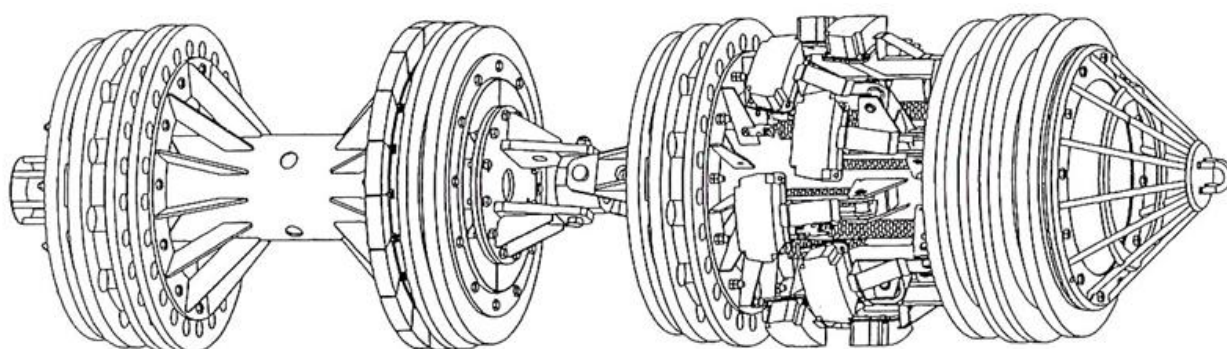


Рисунок 5 – Двухсекционное очистное устройство типа СКР 2.

Двухсекционное очистное устройство (рисунок 5) в своей конструкции имеет различные виды щеток и чистящих дисков и позволяет успешно бороться с жесткими отложениями на внутренних стенках нефтепровода. Одним из достоинств данного специального очистного устройства является то, что щетки передней секции подпружинены и тем самым позволяют в определенной мере производить качественную очистку вне зависимости от длины участка и геометрии внутренней полости нефтепровода.

Магнитное очистное устройство (рисунок 6) оборудовано двухполюсным магнитом и щетками. Щетки сконструированы таким образом, чтобы разрыхлять жесткие отложения грунта и парафино-смолистых примесей на внутренней стенке нефтепровода. Разрыхленные отложения удаляются из нефтепровода задним блоком чистящих дисков очистного устройства.

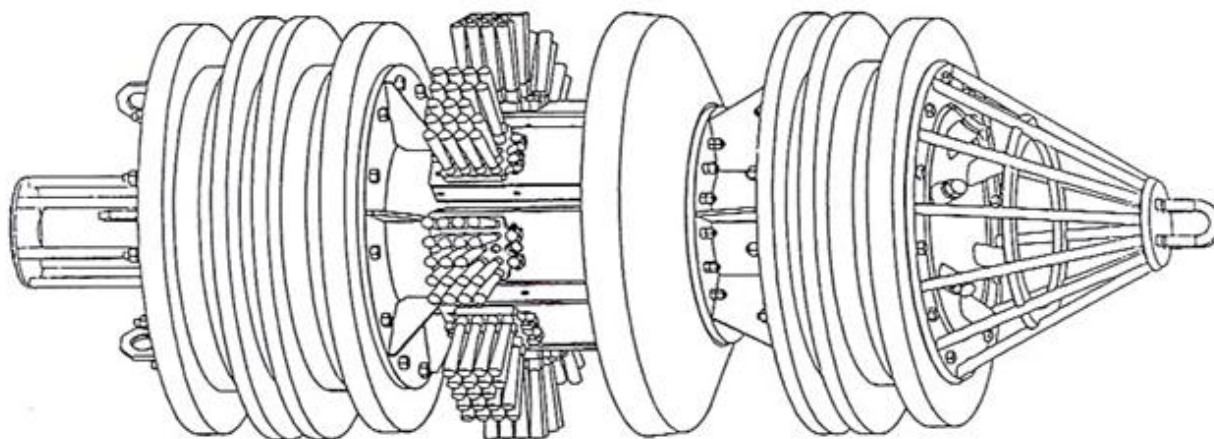


Рисунок 6 – Магнитное устройство типа СКР 3.

Магниты, создавая через щетки и стенку трубы контур сильного магнитного поля, позволяют удалять из нефтепровода электроды и другие металлические предметы.

Система байпасных отверстий позволяет данному очистному устройству, обладающему повышенной способностью сбора жестких отложений, производить постоянную промывку щеток и уносить различные жесткие примеси вперед очистного устройства вместе с потоком перекачиваемого продукта.

Сравнительные технические характеристики ОУ типа СКР приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики очистных устройств типа СКР.

Параметр	Тип очистного устройства			
	СКР 1	СКР 1-01	СКР 2	СКР 3
Длина, мм	1505	1505	2913	1729
Диаметр ( $D_n$ ), мм	720	720	720	720

Продолжение таблицы 3

Толщина чистящего диска, мм	25 ± 2	25 ± 2	25 ± 2	25 ± 2
Толщина ведущего диска, мм	40 ± 2	40 ± 2	40 ± 2	40 ± 2
Минимальный проходной диаметр нефтепровода, %	85	85	85	85
Масса, кг	323	323	700	492
Минимальный радиус поворота на 90°	1,5×D <sub>н</sub>	1,5×D <sub>н</sub>	3×D <sub>н</sub>	1,5×D <sub>н</sub>

Очистные скребки СКР 1, СКР 1-01, СКР 2, магнитные скребки СКР 3 со временем устарели, и уже не могли обеспечивать необходимую очистку полости трубопровода. Поэтому перед конструкторами встала задача, создания нового или усовершенствования старой модели для достижения необходимых результатов очистки. Ввиду этого было освоено производство чистящих элементов скребков СКР 4 с повышенной износостойкостью и возможностью очистки трубопроводов от твердых отложений и ферромагнитных предметов. В результате произведенной модернизации ресурс чистящих элементов СКР 4 увеличен в 4 раза по сравнению со стандартными скребками предыдущего поколения. Ввод в эксплуатацию скребков СКР 4 обеспечивает повышение очистки нефтепроводов и сокращает затраты на ее проведение. Очистное устройство типа СКР4 представлено на рисунке 7.

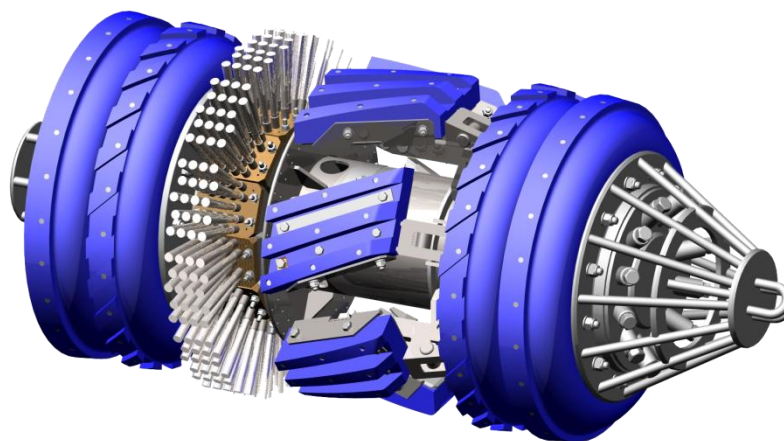


Рисунок 7 – Очистной скребок типа СКР 4.

Скребок СКР 4 предназначен для очистки внутренних поверхностей трубопроводов от асфальтенопарафинистых отложений, мусора, металлических предметов и продуктов коррозии. Скребок помещается в очищаемый

трубопровод и двигается вместе с потоком перекачиваемого продукта, производя очистку внутренней поверхности трубопровода.

Таблица 4 – Технические характеристики очистных устройств типа СКР 4.

Параметры	Тип очистного устройства				
	20	28	32	40	48
Длина, мм	1307	1710	1826	2038	2227
Диаметр, мм	530	720	820	1020	1220
Толщина чистящего диска, мм ( $\pm 2$ )	20	25	25	30	30
Толщина чистящего диска, мм ( $\pm 2$ )	30	40	40	45	60
Минимальный проходной диаметр НП, %	85	85	85	85	85
Масса, кг	219	482	687	818	1173
Минимальный радиус поворота на $90^\circ$	$1,5D_y$	$1,5D_y$	$1,5D_y$	$1,5D_y$	$1,5D_y$
Скорость движения в НП, м/с (не более)	5	5	5	5	5

## **2.5. Периодичность проведения очистки в процессе эксплуатации**

Периодичность очистки магистральных нефтепроводов очистными устройствами типа СКР 1 с уплотнительными (чистящими) дисками из высококачественного полиуретана определяется индивидуально для каждого нефтепровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемого продукта, но не реже 1 раза в квартал с пропуском не менее двух очистных устройств типа СКР 1.

Очистка МН, при его эксплуатации, производится со следующей периодичностью:

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

При снижении пропускной способности нефтепровода на 2 % и более, в промежутках между периодическими очистками, необходимо проводить внеочередные очистки<sup>[4]</sup>. Очистка считается завершенной, при соблюдении условий:

- все очистные устройства прошли нефтепровод и приняты в камеру приема;
- последнее очистное устройство приходит в камеру приема без механических повреждений корпуса, ведущих и чистящих дисков.

Участок считается неочищенным, если последний скребок, который был пропущен в соответствии с технологической схемой очистки участка, принес в приемную камеру более 5 л взвешенных и 0.5 л твердых асфальтенопарафинистых отложений, а также металлические предметы. После чего производится дополнительная очистка нефтепровода, пропускают повторно очистное устройство для получения требуемого результата очистки.

Помимо периодических очисток нефтепровода в процессе эксплуатации может проводиться очистка нефтепровода до требуемой степени чистоты при его подготовке к пропуску внутритрубных инспекционных снарядов (далее – ВИП).

Число пропусков очистных устройств типа СКР 1 при подготовке трубопровода к диагностическому обследованию ВИП определяется с учетом:

- интенсивности парафинизации;
- опыта предыдущей работы нефтепровода;
- проведения ремонтных работ в период после проведения последней очистки.

Количество пропускаемых очистных устройств и периодичность их запуска должны быть спланированы с целью достижения результата, при котором последнее очистное устройство приходит в приемную камеру без

					Очистка и диагностика магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

механических повреждений корпуса и ведущих и чистящих дисков. Также количество принесенных парафиносодержащих примесей и металлических предметов не превышает критерии оценки очистки нефтепроводов, соответствующие инструкции по эксплуатации ВИП и приведенные в табл. 5.

Таблица 5 – Критерии состояния трубопровода перед пропуском ВИП

Вид внутритрубной диагностики	Парафин или грунт		Металл (количество электродов на 10 км нефтепровода), не более (штук)
	Взвешенный, не более (л)	Твёрдый, не более (л)	
Профилеметрия	20	1	1
Магнитная диагностика	10	0,5	1
Ультразвуковая диагностика	5	0,5	1

Опыт очистных работ, проводимых при подготовке к пропуску ВИП, показывает необходимость пропуска от 6 до 14 очистных устройств. Очистные работы должны быть спланированы таким образом, чтобы выемка последнего очистного устройства из камеры приема производилась в день проведения контрольного пропуска очистного устройства, являющимся началом диагностических работ на данном участке нефтепровода.

## **2.6. Проведение диагностики магистрального нефтепровода**

В настоящее время основным методом контроля находящихся в эксплуатации трубопроводов стала внутритрубная диагностика, осуществляемая путем сканирования их внутренней поверхности. Контроль со стороны наружной поверхности стал проводиться только для дополнительной проверки, уточнения параметров дефектов перед проведением ремонта трубопровода по результатам внутритрубной диагностики. На данный момент наиболее часто применима система четырехуровневой диагностики, заключающаяся в том, что необходимая полнота контроля участка МН достигается на основе реализации 4-х уровневой системы диагностирования:

**1 уровень:** определение дефектов геометрии и особенностей трубопровода (вмятин, гофров, овальности поперечного сечения, выступающих внутрь трубы элементов арматуры трубопровода), ведущих к уменьшению его проходного сечения.

**2 уровень:** определение дефектов типа потери металла, уменьшающих толщину стенки трубопровода (коррозионных язв, царапин металла и т.п.), а также расслоений, включений в стенке трубы.

**3 уровень:** определение поперечных трещин и трещиноподобных дефектов в кольцевых сварных швах.

**4 уровень:** определение продольных трещин в теле трубы, продольных трещин и трещиноподобных дефектов в продольных сварных швах.

На первом уровне диагностирования для получения информации об особенностях и дефектах геометрии трубопровода используют скребки-калибры типа СКК или многоканальные профилемеры типа ПРН, предназначенные для оценки величины проходного сечения и радиусов поворота трубопровода (рис. 8 и 9).

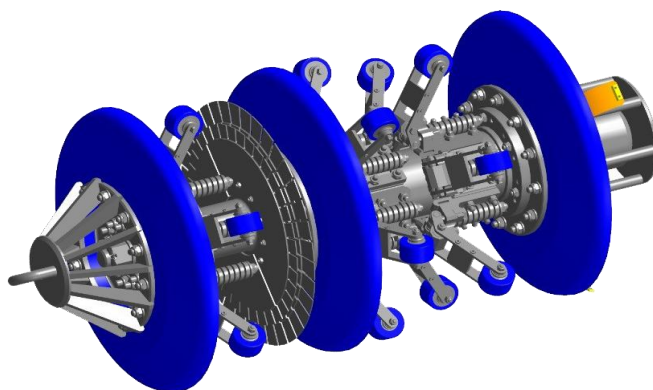


Рисунок 8 – Скребок-калибр типа СКК.

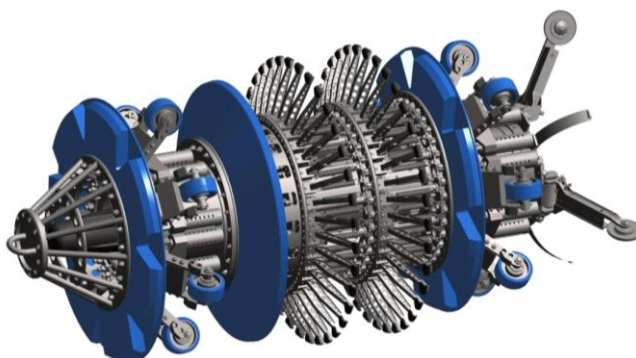


Рисунок 9 – Многоканальный профилемер типа ПРН.

При прохождении сужений или преград происходит отклонение роликов профиломера или деформация лепестков калибровочных дисков скребка, по величине отгиба которых и определяется минимальное проходное сечение трубопровода. По результатам профилометрии, предприятие, эксплуатирующее участки нефтепровода, устраняют сужения, уменьшающие проходное сечение менее 85 % от наружного диаметра трубопровода.

На втором уровне диагностирования для выявления дефектов типа потери металла, расслоений, включений в стенке трубы используют внутритрубные ультразвуковые дефектоскопы типа УСК (WM) (рис. 10) с радиально установленными в плоскости поперечного сечения трубы ультразвуковыми датчиками.

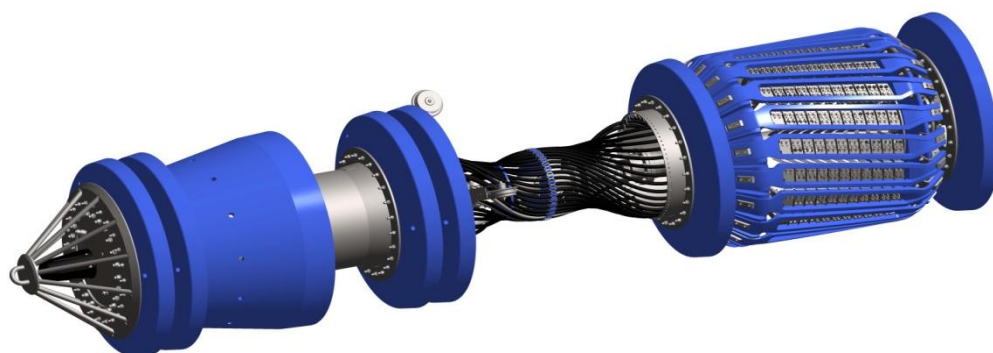


Рисунок 10 – Ультразвуковой дефектоскоп серии УСК (WM).

На третьем уровне диагностирования для выявления поперечных трещин и трещиноподобных дефектов в кольцевых сварных швах используют внутритрубные магнитные дефектоскопы типа МСК (TFI) (рис. 11).

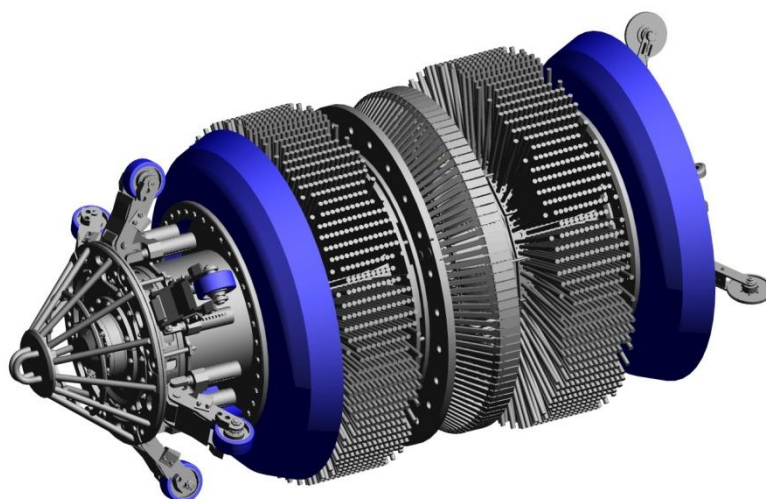


Рисунок 11 – Магнитный дефектоскоп серии МСК (MFL).



На четвертом уровне диагностирования для выявления продольных трещин в стенке трубы, трещин и трещиноподобных дефектов в продольных сварных швах применяют внутритрубные магнитные дефектоскопы МСК (TFI) (рис. 12). Для наилучшего и комплексного определения дефектов применяются комбинированные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы типа MFL+WM+CD (рис. 13), позволяющие одновременно проводить как магнитную, так и ультразвуковую дефектоскопию, эффективно сочетая в себе преимущества обоих методов.

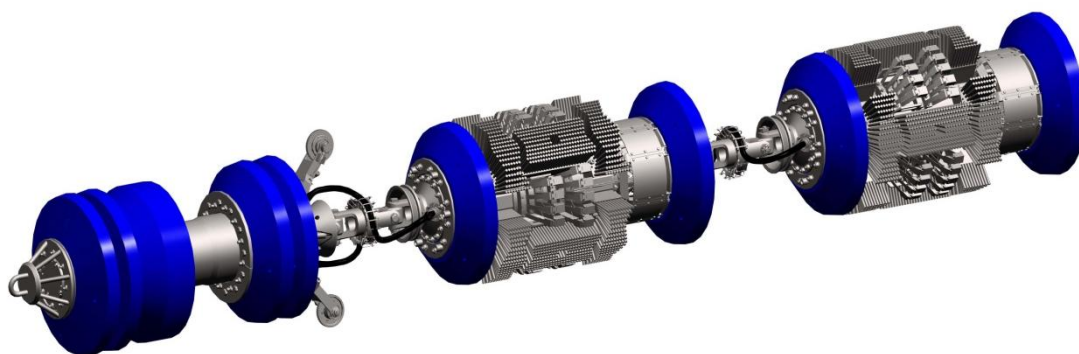


Рисунок 12 – Магнитный дефектоскоп серии МСК (TFI).



Рисунок 13 – Магнитно-ультразвуково дефектоскоп серии MFL+WM+CD.

Сварные соединения трубопроводов, находящихся в эксплуатации, в которых параметры дефектов определены только по данным внутритрубного инспекционного прибора, а также сварные соединения, которые не могут быть проконтролированы с применением ВИП, в том числе находящиеся в режиме консервации или состоянии безопасного содержания, должны быть дополнительно проконтролированы неразрушающими методами при проведении дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК).

В процессе ДДК сварные соединения трубопроводов, находящихся в эксплуатации, режиме консервации или состоянии безопасного содержания, контролируют с применением следующих методов неразрушающего контроля (далее – НК): визуального и измерительного, капиллярного, магнитопорошкового и ультразвукового.

Методы НК сварных соединений трубопроводов и объемы их применения на стадии эксплуатации трубопроводов независимо от их категории определяют из таблицы 6.

Таблица 6 – Методы и объемы неразрушающего контроля сварных соединений при эксплуатации трубопроводов.

№ п/п	Назначение, вид сварного соединения, стадия выполнения работ	Методы контроля и объемы их применения, %			
		ВИК	ПВК	УЗК	РК
1	Отремонтированный участок шва при заварке дефектов заполненных нефтью труб	100	–	100	–
2	Сварные швы при монтаже катушки	100	–	100	100
3	Сварные швы при монтаже ремонтных муфт:				
3.1	Продольные стыковые при монтаже муфты на ремонтируемый участок трубы	100	–	100	–
3.2	Кольцевые угловые швы нахлесточных соединений при приварке муфты к трубе	100	100	100	–
3.3	Околошовная зона основного металла трубы, примыкающая к кольцевым угловым швам на расстоянии 50 мм	100	100	100	–
4	Сварные швы при установке патрубков с усиливающей накладкой на трубу, заполненную нефтью:				
4.1	Шов приварки патрубка к трубе	100	–	100	–
4.2	Кольцевые угловые швы при сварке нахлесточных соединений («усиливающий воротник-труба»)	100	–	100	–
4.3	Околошовная зона основного металла трубы, примыкающая к кольцевым угловым швам на расстоянии 50 мм	100	100	100	–
5	Угловые сварные соединения трубопроводов при монтаже колонок отбора давления, датчиков СКР, выводов КИК	100	100	100	–

### 3. КАМЕРЫ ЗАПУСКА-ПРИЕМА СРЕДСТВ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ

#### 3.1. Общие положения для камер запуска-приема внутритрубных устройств

Запуск и прием ОУ производится на площадках перекачивающих станций с использованием специальных камер запуска-приема внутритрубных устройств (далее – КЗП ВУ). Камеры предназначены для запуска (приема) очистных устройств и средств внутренней диагностики нефтепроводов в условиях умеренного и холодного климата со средней температурой наиболее холодной пятидневки не ниже  $-60^{\circ}\text{C}$ . Они представляют собой тупиковый участок трубопровода с концевым затвором, диаметр которого несколько больше диаметра линейной части и технологической обвязки. Общие технические требования для КЗП ВУ представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические характеристики КЗП ВУ.

№ п/п	Показатель	Значение
1	Рабочее давление, МПа (не более)	7,5
2	Температура эксплуатации	$-60^{\circ}\text{C} \div +40^{\circ}\text{C}$
3	Рабочая среда	нефть
4	Время открытия (закрытия) затвора, мин (не более)	10
5	Диаметр нефтепровода, мм	$150 \div 1220$

Каждая камера имеет патрубки для установки манометра, сигнализатора прохода, подвода инертного газа и воздушник (вантуз). Наличие патрубков для подвода инертного газа не является обязательным.

Камеры приема имеют по два технологических патрубка для выхода нефти, камеры запуска по одному технологическому патрубку для подвода

					<i>Технология проведения очистки и диагностики магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» с использованием мобильных камер запуска-приема внутритрубных устройств</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хабаров Р.А.			Камеры запуска-приема средств очистки и диагностики	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Верезкин А.В.					43	97
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

нефти и штуцеру для установки устройства передней заправки (рис. 14 и 15). Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики оборудуются специальными затворами, которые предназначены для быстрого закрывания (открывания) трубопроводов для запуска очистных устройств, дефектоскопов, разделителей.

Устройство камеры запуска (рисунок 14) состоит из корпуса камеры запуска 1, лотка 2, устройства подъемного 3 (для камеры запуска DN от 250 и больше), комплекта площадок обслуживания 10 (DN от 350), лебедки 5 (DN от 200), поддона 6.

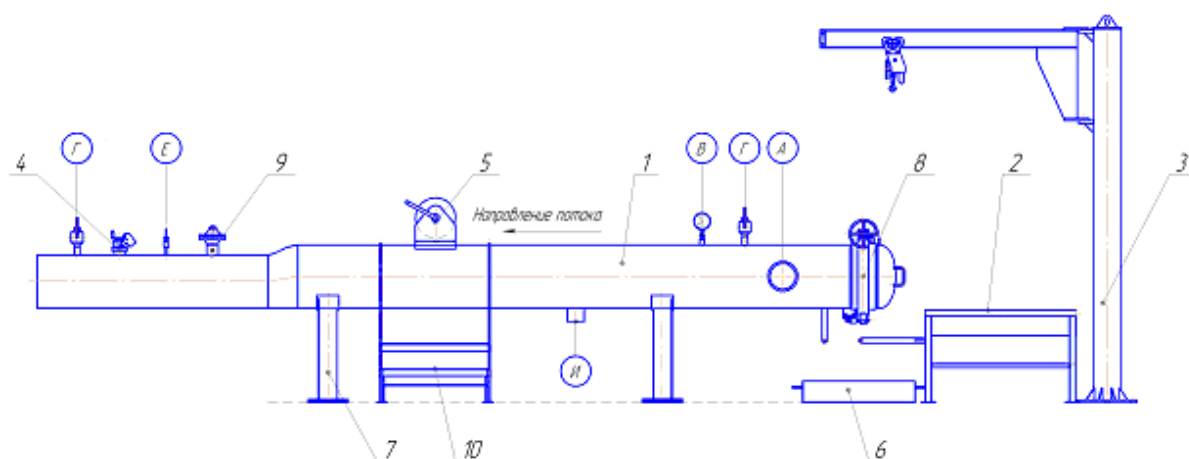


Рисунок 14 – Устройство камеры запуска (исполнение – левое): 1 – корпус камеры запуска; 2 – лоток; 3 – устройство подъемное; 4 – сигнализатор прохождения снаряда; 5 – лебедка; 6 – поддон; 7 – опора; 8 – затвор; 9 – устройство передней заправки; 10 – площадка обслуживания. А – подача нефтепродукта; В – манометр; Г – вантуз; Е – клапан для продувки инертным газом; И – дренаж.

Камера запуска (приема) оборудуется двумя опорами 7 и крепится на фундаменте при помощи плит, накладок и фундаментных болтов. На камерах запуска и приема установлен сигнализатор прохождения 4, предназначенный для контроля над прохождением каждого снаряда, запускаемого в трубопровод или принимаемого из него.

Устройство камеры приема, так же как и камеры запуска состоит из корпуса 1, лотка 2, устройства подъемного (кроме устройств камеры приема

DN 100, 150, 200, 250), лебедки с рамой (кроме устройств камеры приема DN 100, 150, 200) и поддона 6 (рисунок 15).

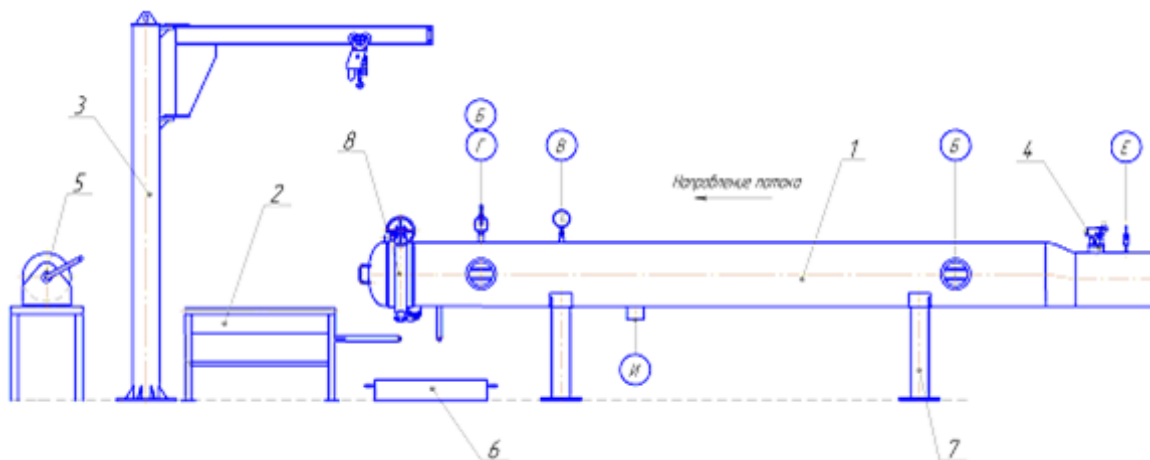


Рисунок 15 – Устройство камеры запуска (исполнение – левое): 1 – корпус камеры запуска; 2 – лоток; 3 – устройство подъемное; 4 – сигнализатор прохождения снаряда; 5 – лебедка; 6 – поддон; 7 – опора; 8 – затвор; 9 – устройство передней запасовки; 10 – площадка обслуживания. Б – выход нефтепродукта; В – манометр; Г – вантуз; Е – клапан для продувки инертным газом; И – дренаж.

Конструкция затворов позволяет сократить время закрывания (открывания) до 2-х минут. Схема затвора представлена на рисунке 2.1.3.

Помимо камеры и установленного на ней затвора, на технологической площадке должно иметься соответствующее оборудование для запасовки и приема очистного устройства или средства диагностики. Все оборудование, как и сами средства очистки, должны правильно и вовремя обслуживаться. Несоблюдение правил приводит к неправильной работе и ухудшению технологического процесса.

### **3.2. Последовательность действий при запуске внутритрубных снарядов**

До начала запасовки ВИП необходимо:

- ✓ Проверить исправность всех узлов и устройств КЗП ВУ, положение задвижек и сигнализатора;
- ✓ Проверить работоспособность и закрытие задвижки на дренажной линии КЗП ВУ;

- ✓ Проверить наличие патрубков для удаления воздуха на КЗП ВУ и в конце прямолинейного участка до секущей задвижки;
- ✓ Произвести опробование задвижек КЗП ВУ на полное открытие и закрытие;
- ✓ Проверить работоспособность сигнализаторов на КЗП ВУ;
- ✓ Проверить герметичность задвижек на обводных линиях камер пуска, приема ВУ;
- ✓ Проверить работу средств телемеханики;
- ✓ Произвести контрольное обследование участка трассы с целью проверки состояния готовности нефтепровода к пропуску;
- ✓ Проверить работоспособность передатчика, низкочастотного и акустического локатора, маглоггеров, магнитометра;
- ✓ Проверить наличие связи с диспетчером РНУ по трассе резервной нитки;
- ✓ Закрыть все задвижки трубопроводов обвязки камеры пуска;
- ✓ Освободить камеру пуска от продукта.

Далее после доставки внутритрубного устройства, предварительно настроенного и проверенного, на рабочую площадку его необходимо снять при помощи крана с транспортного средства и уложить в транспортно-запасовочное устройство (далее – ТЗУ). Следующим этапом необходимо открыть крышку камеры пуска и провентилировать ее в течение не менее 15 минут. При необходимости (если это требование есть в нормативно-технической документации, действующей в организации, эксплуатирующей трубопровод) продуть камеру пуска инертным газом.

Далее краном необходимо поднять ТЗУ с ВИП и расположить таким образом, чтобы его передняя часть находилась вплотную к открытой камере приема, а дно лотка и нижняя часть камеры находилась на одном уровне. Передняя часть ВИП должна быть направлена к камере КЗП ВУ.

					<i>Камеры запуска-приема средств очистки и диагностики</i>	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Пока ТЗУ висит на стропах, опоры ТЗУ опускаются до грунта и фиксируются на лотке стопорными пальцами. ТЗУ устанавливается на грунт. Стропы отсоединяются от лотка, а стрелка крана отводится в сторону. Снимается штатная заглушка с фланца запасовочного патрубка камеры и устанавливается вместо нее запасовочное устройство с роликами.

Через ролик запасовочного устройства пропускается внутрь камеры трос, длинным крючком через открытый затвор камеры зацепляется и вытаскивается наружу до головы прибора. Далее трос пропускается через проушину на бампере прибора и протягивается обратно через запасовочное устройство. Два конца троса соединяются хомутом.

Медленно, без рывков, прибор втягивается в камеру пуска до момента, когда первая манжета войдет в часть камеры с номинальным диаметром (рисунок 16).

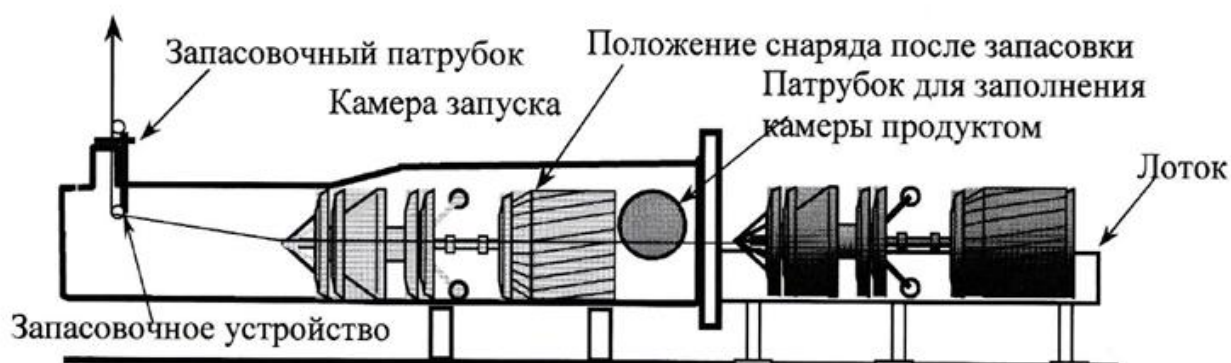


Рисунок 16 – Затягивание прибора в камеру пуска.

Далее один конец троса освобождается, и трос извлекается из камеры с помощью тягового устройства. Снимается запасовочное устройство и устанавливается на фланец запасовочного патрубка штатная заглушка. На этом процесс подготовки ВУ к запуску считается завершенным.

Запуск очистных устройств и средств диагностики производится в следующем порядке (исходная позиция на КЗ ВУ – рис. 17):

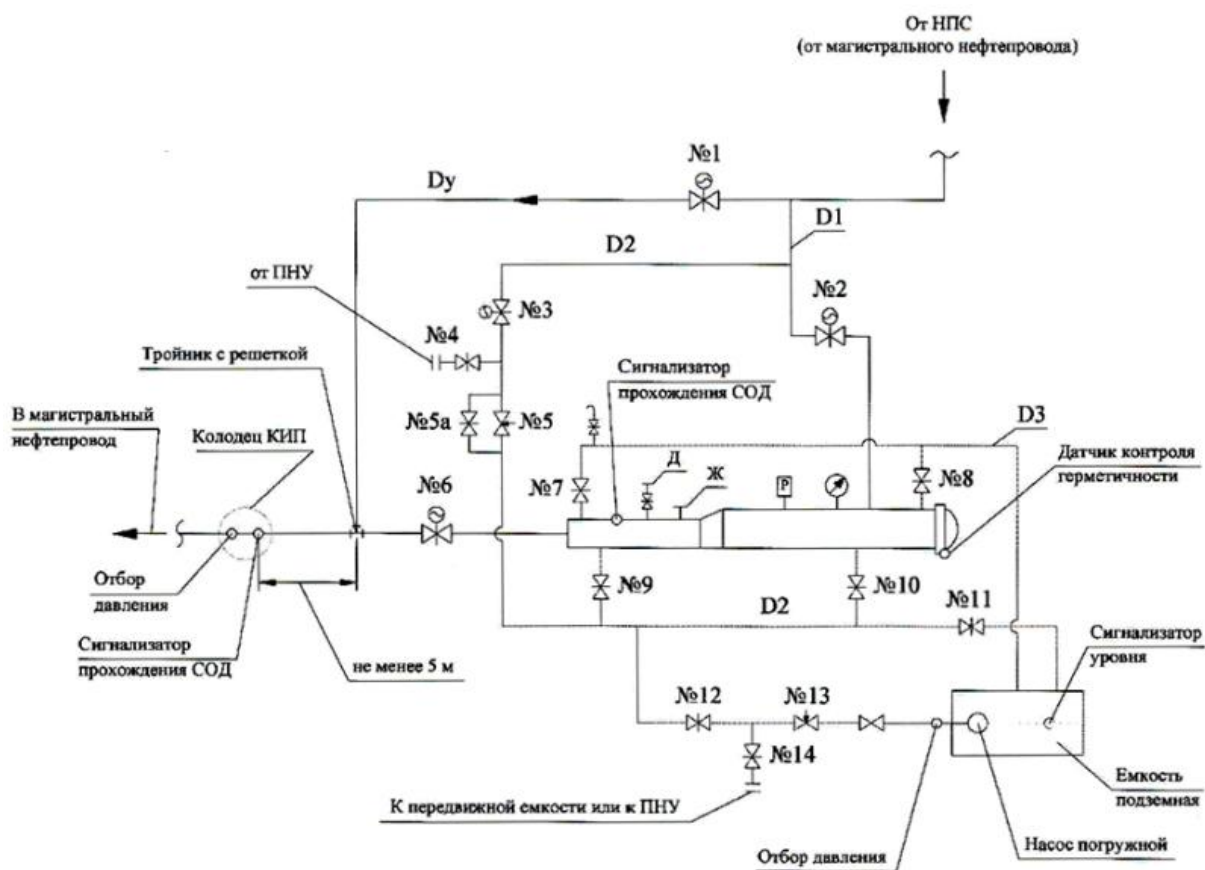


Рисунок 17 – Технологическая схема узла запуска внутритрубных устройств.

- Задвижка №1 – в положении «открыто»; задвижки № 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14 в положении «закрыто».
- Заполнение КЗП ВУ нефтью из магистрального нефтепровода, до начала пуска ВУ, проводится через систему дренажных и вспомогательных трубопроводов в результате открытия задвижек № 3, 7, 8, 9, 10, где с помощью задвижки № 5 обеспечивается малая подача, задвижки № 2, 4, 5а, 6, 11, 12, 14 в положении «закрыто».
- Контроль заполнения камеры производится по изменению уровня в дренажной емкости.
- Локаторный приемник устанавливается перед выходной задвижкой № 6 КЗП ВУ.
- Задвижки № 3, 5, 7, 8, 9, 10 переводятся в положение «закрыто».
- Давление между магистралью (отбор давления в колодце КИП) и камерой пуска (манометр) выравнивается за счет открытия и закрытия задвижки № 2.



- Запуск ВУ производится при открытых задвижках № 2, 6, закрытых задвижках № 1, 3, 4, 7 – 12, 14.
- Начинается движение снаряда из камеры в трубопровод. Отслеживается локатором прохождение прибора через выходную задвижку камеры, тройник и сигнализатор прохождения СОД.
- Задвижка №1 переводится в положение «открыто» сразу после обнаружения снаряда локатором на первом маркерном пункте.

Технические указания:

- ✓ Выравнивание давления между магистралью (отбор давления в колодце КИП) и камерой пуска (манометр), выполнять через задвижки малого диаметра Ду100-150 №9 и №10.
- ✓ В случае запуска инспекционного снаряда, давление в КЗП ВУ должно быть выше значения необходимого для его включения до момента запуска.
- ✓ Заполнение нефтью камеры запуска ВУ условным диаметром до 250 мм включительно из магистрального нефтепровода следует осуществлять с производительностью не более 10 м<sup>3</sup>/ч, условным диаметром 300–500 мм включительно не более 25 м<sup>3</sup>/ч, условным диаметром 700–1200 мм – с производительностью не более 50 м<sup>3</sup>/ч.
- ✓ Скорость заполнения камеры из магистрального нефтепровода регулируется регулирующим органом № 5. Степень регулировки определяется с помощью пробного заполнения подземной дренажной емкости в период пуско-наладочных работ. Изменение уровня в дренажной емкости во время пробного заполнения должно определяться с помощью переносного уровнемера. При достижении уровня 2/3 от максимального заполнения подземной емкости задвижка №3 закрывается. Повторное заполнение производить после полной откачки нефти из емкости.

					<i>Камеры запуска-приема средств очистки и диагностики</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

- ✓ Последовательность открытия и закрытия задвижек при производстве всех технологических операций должна устанавливаться инструкцией по запуску и приему ВУ, которая утверждается главным инженером организации системы ПАО «Транснефть».

### 3.3. Последовательность действий при приеме внутритрубных снарядов

Исходная позиция на камере приема ВУ (рисунок 18).

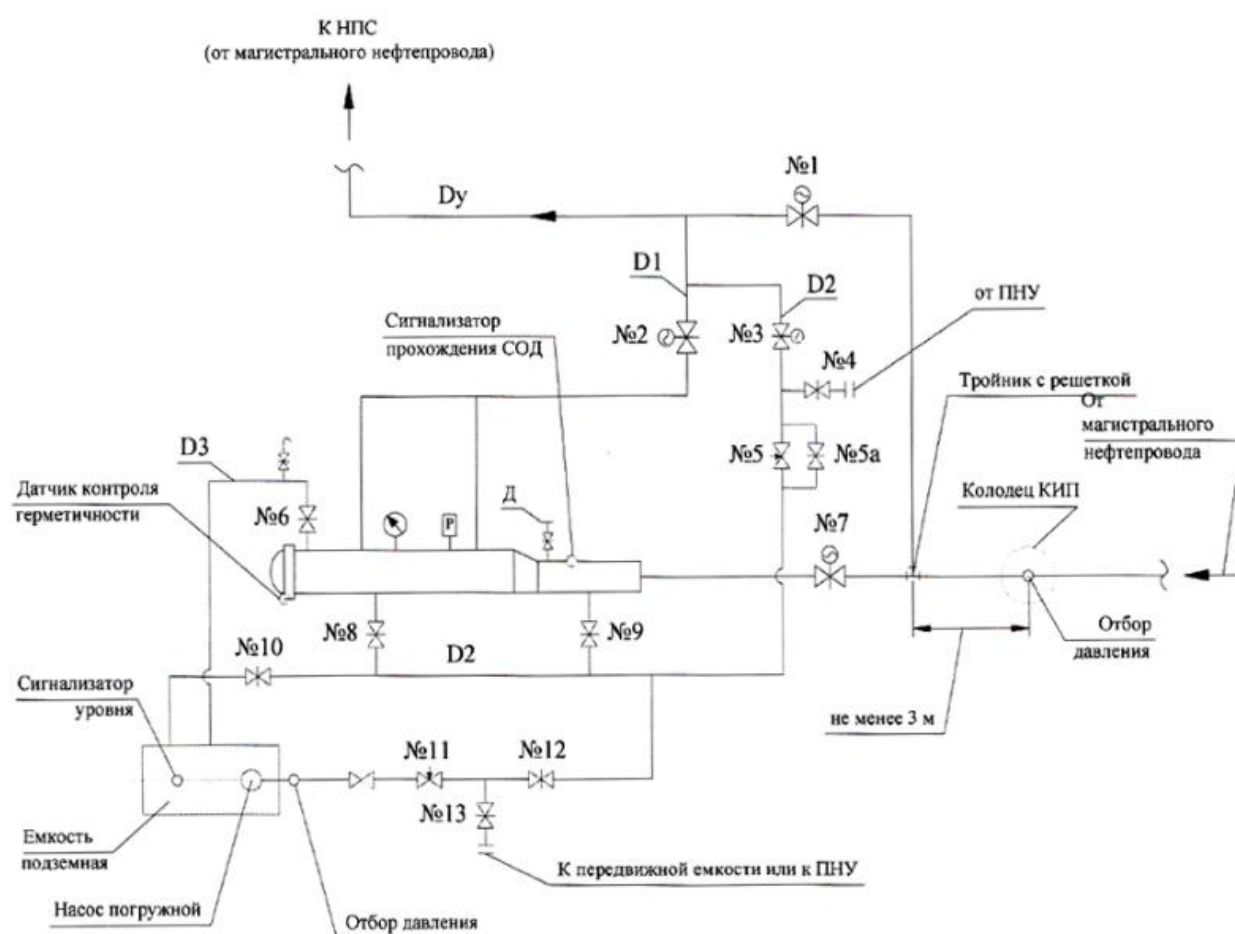


Рисунок 18 – Технологическая схема узла приема внутритрубных устройств.

- До начала приема ОУ и ВИП заполнение нефтью КПП СОД из магистрального нефтепровода, через систему дренажных задвижек и вспомогательных трубопроводов, производится при открытых задвижках № 2, 4, 5а, 7, 10, 12, 13, контроль заполнения камеры производится по изменению уровня в дренажной емкости. При изменении уровня в емкости более чем на 0,3 м камера считается заполненной.

- Прием ОУ и ВИП производится при нахождении задвижек № 2, 7 в положении «открыто» и задвижек № 1, 3, 4, 6, 8, 9, 10, 12, 13 в положении «закрыто».
- Расположить низкочастотный локатор (ЛК) на расстоянии примерно 20 м от тройника приемной камеры.
- Проследить прохождение ОУ и ВИП тройника с решеткой при помощи локатора.
- Переместить локатор к камере приема для определения положения ОУ и ВИП в приемной камере.
- Перемещая локатор ЛК вдоль камеры (антенну держать перпендикулярно стенке камеры), по минимальному сигналу найти положение антенны передатчика прибора как можно точнее ( $\pm 20$  см) для того, чтобы убедиться, что ОУ и ВИП полностью вошел в камеру и задвижка №7 не повредит его при закрытии.
- Полностью открыть задвижку № 1.
- Если ОУ и ВИП вошел в приемную камеру полностью, последовательно закрыть задвижки № 7 и № 2.
- Сбросить давление в камере.
- Для дефектоскопа: если по трубопроводу транспортируется взрывоопасный продукт, подождать до тех пор, пока мастер-система ВИП в течение времени не менее чем через 35 минут не отключит батарейное питание от измерительной системы и не появится звуковой сигнал взрывобезопасности. Только после этого можно освободить камеру от продукта.
- Дренаж нефти из КПП СОД и прилегающих надземных участков трубопроводов в магистральный нефтепровод производить с помощью ПНУ при открытых воздушниках № 3, 4, открытых задвижках № 6, 7, 8, 9 и закрытых задвижках № 2, 5.

					Камеры запуска-приема средств очистки и диагностики	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 4. ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ МОБИЛЬНЫХ КАМЕР ЗАПУСКА-ПРИЕМА ВНУТРИТРУБНЫХ УСТРОЙСТВ

### 4.1. Устройство передвижной камеры запуска-приема внутритрубных устройств.

Для применения мобильных камер запуска-приема (далее – МКЗП) необходима предварительная подготовка участков нефтепровода и оборудование их специальными патрубками (узлами подключения) для дальнейшего соединения МКЗП СОД с трубопроводом, герметично закрываемом со стороны свободного конца крышками различного типа с фланцевым или резьбовым соединением, снабженным байонетным и/или хомутовым затвором. Врезка патрубка осуществляется или на этапе сооружения трубопровода при первичной прокладке, или во время очередных плановых работ на участке трубопровода, по которому в дальнейшем будет пропускать ВТУ.

При возникновении необходимости проведения очистки или диагностики участка к фланцу присоединяется МКЗП, доставленная на место проведения работ с помощью колесной или гусеничной техники. Пример исполнения камеры диаметра  $D_y$  250 на базе колесного прицепа представлен на рисунке 19.

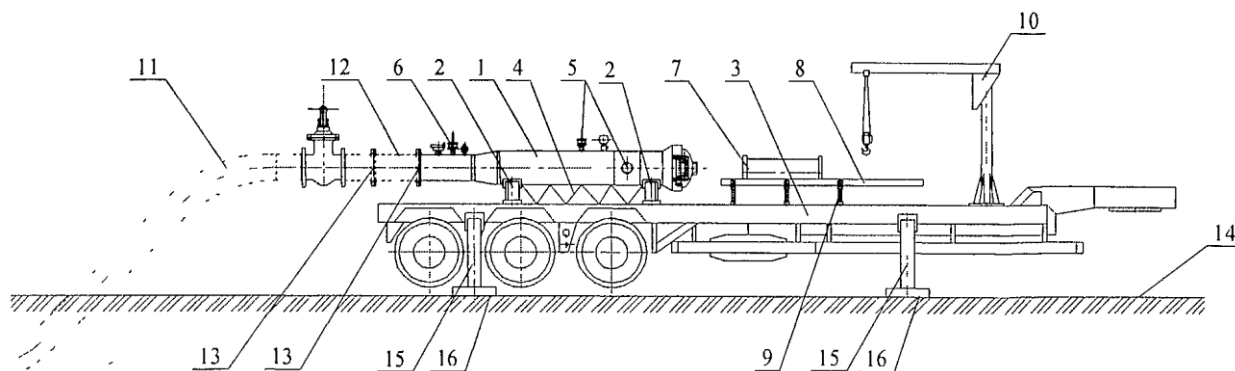


Рисунок 19 – Передвижной комплекс пуска-приема внутритрубного устройства быстрого развертывания на передвижной пневмоколесной платформе в рабочем состоянии.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология проведения очистки и диагностики магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» с использованием мобильных камер запуска-приема внутритрубных устройств		
Разраб.		Хабаров Р.А.					
Руковод.		Веревкин А.В.				52	97
Консульт.					ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Технология применения мобильных камер запуска-приема внутритрубных устройств		



любым известным способом, соответствующим требованиям действующей нормативно-технической документации.

Для обеспечения фиксации горизонтального положения передвижной платформы 3 относительно дневной поверхности земли 14, выдвигаются опоры 15, обеспечивающие необходимую площадь контакта с дневной поверхностью для предотвращения осадки грунта и нарушения рабочего положения передвижного комплекса. Для передачи нагрузки установки на дневную поверхность грунта и предупреждения осадки используется комплект инвентарных щитов 16, разной площади, зависящей от несущей способности грунта и веса.

Альтернативный вариант исполнения передвижной КЗП ВУ D<sub>y</sub> 1000 на базе гусеничного полуприцепа представлен на рисунке 20.

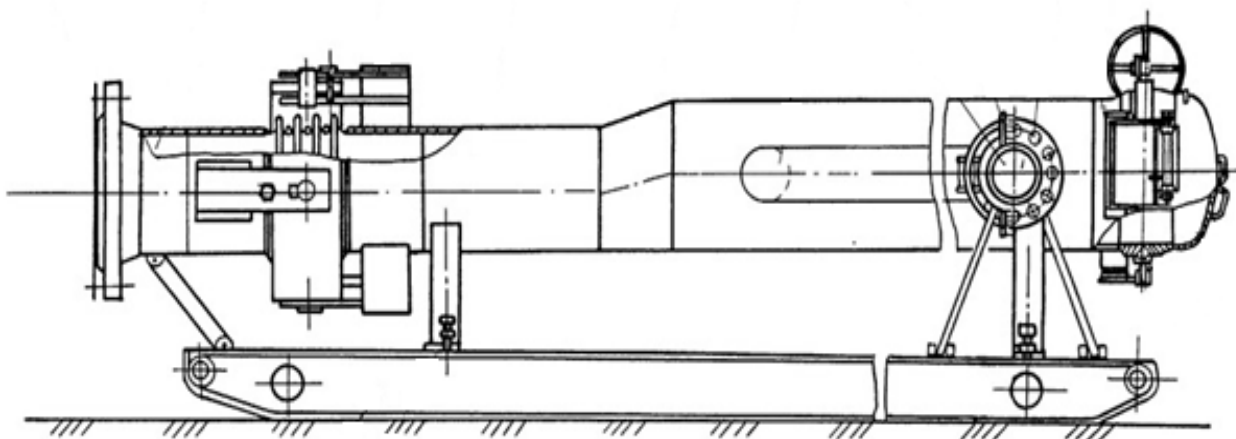


Рисунок 20 – Передвижная КЗП ВУ на базе гусеничного полуприцепа.

Устройство запуска приема ВУ может соединяться с линейной частью с помощью хомутового затвора.

Преимущества использования подобного комплекса:

- ✓ Быстрое развертывание комплекса и приведение в рабочее состояние в любое время суток и года.

- ✓ Возможность проведения очистки и диагностики на участках, не имеющих такой возможности ранее.
- ✓ Снижение металлозатрат на этапе сооружения трубопровода.
- ✓ Высокая мобильность и простота обслуживания.
- ✓ Возможность внедрения на базе существующего автопарка без необходимости закупки специальных транспортных средств.

#### 4.2. Порядок запуска с временного узла пуска приема внутритрубных устройств

На рисунке 21 представлена типовая схема узла запуска внутритрубных устройств (далее – ВУ). Порядок действий при запуске ВУ следующий:

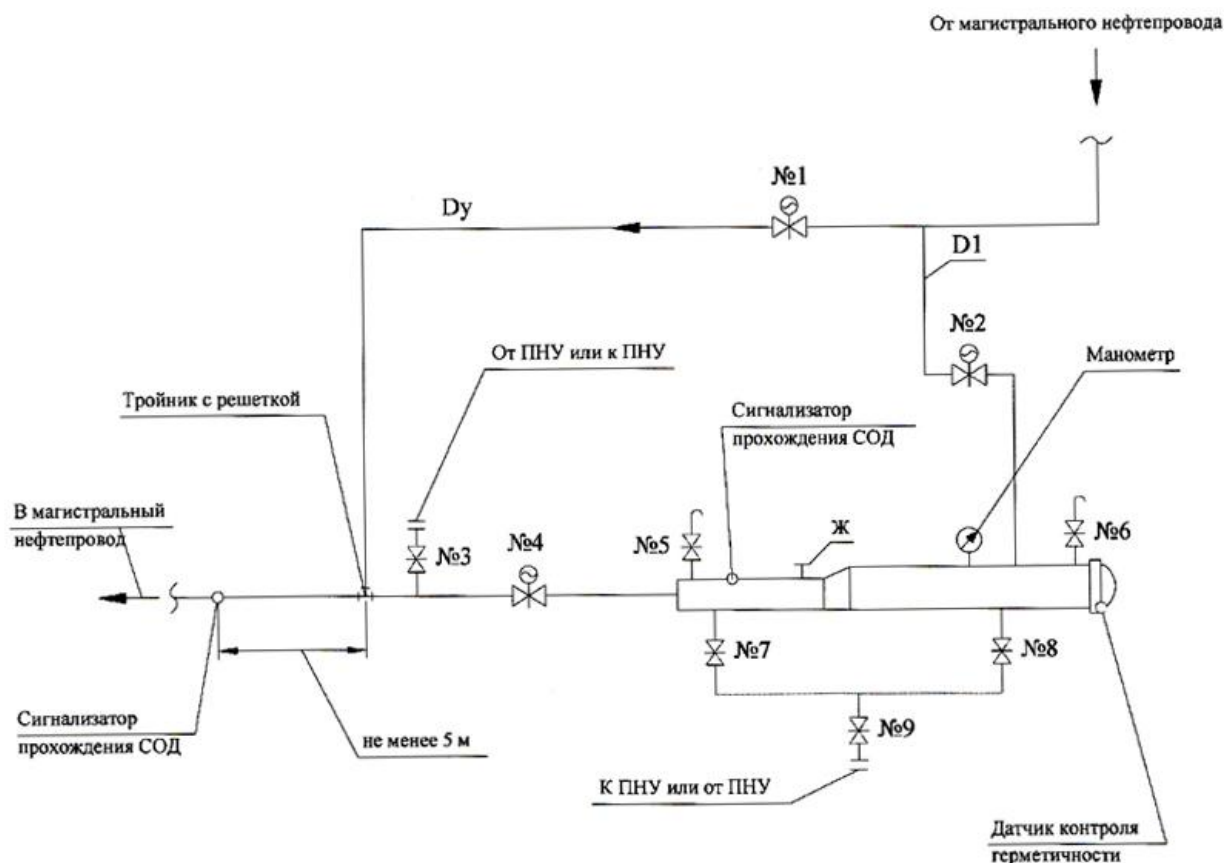


Рисунок 21 – Технологическая схема временного узла запуска на линейной части магистрального нефтепровода.

1. Исходное состояние: задвижка № 1 открыта, задвижки № 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 - закрыты;

2. ВУ вводится в камеру пуска-приема средств очистки и диагностики (далее - КПП СОД) таким образом, чтобы передняя манжета вошла в часть камеры с номинальным диаметром, крышка КПП СОД закрывается;
3. КПП СОД заполняется нефтью путем открытия задвижек № 3, 7, 8, 9 при закрытых задвижках № 2, 4. Контроль заполнения камеры нефтью осуществляется визуально через воздушники № 5, 6;
4. Устанавливается локаторный приемник (ЛК) перед выходной задвижкой № 4 КПП СОД;
5. Закрывается задвижка № 2 и шаровые краны № 5, 6;
6. Выравнивается давление между магистралью и камерой запуска (контроль с помощью манометра), приоткрывая и закрывая задвижку №2.
7. Запуск ОУ и ВИП производится при открытых задвижках № 2, 4, закрытых задвижках № 3, 5, 6, 7, 8, 9 и закрытии задвижки № 1.
8. ОУ и ВИП начнет движение из камеры в трубопровод. Отслеживается локатором прохождение прибора через выходную задвижку камеры, тройник и сигнализатор прохождения СОД.
9. Полностью открывается задвижка №1, как только прибор будет обнаружен локатором на первом маркерном пункте.
10. Изолируется камера запуска закрытием задвижки № 2, 4.



## 5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

Для расчета зададимся следующими исходными данными, представленными в таблице 8. Характеристики стали согласно ГОСТ 5520-79 «Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия». Коэффициент условий работы трубопровода и коэффициенты надежности согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [5]. Расчеты проведены в соответствии с СП 33.13330.2012 «Расчет на прочность стальных трубопроводов» [6].

Таблица 8 – Исходные данные

Показатель	Условное обозначение, единицы измерения	Значение
Расчетное давление	P, МПа	10,0
Номинальный диаметр КЗП ВУ	D <sub>н</sub> , мм	1067
Номинальный диаметр расширенной части КЗП ВУ	D <sub>нрасш</sub> , мм	1167
Номинальный диаметр технологических патрубков	D <sub>нп</sub> , мм	500
Номинальный диаметр дренажных патрубков	D <sub>нд</sub> , мм	150
Номинальный диаметр газовоздушного патрубка	D <sub>нГВ</sub> , мм	50
Номинальный диаметр днища КЗП ВУ	D <sub>ндн</sub> , мм	1167
Марка стали		09Г2С
Предел текучести	$\sigma_T$ , Н/мм <sup>2</sup>	305
Временное сопротивление	$\sigma_B$ , Н/мм <sup>2</sup>	460
Коэффициент условий работы трубопровода	m	0,70
Коэффициент надежности по материалу	$\gamma_{mu}$	1,47
	$\gamma_{my}$	1,15
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	$\gamma_n$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке	$\gamma_f$	1,15

					<i>Технология проведения очистки и диагностики магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» с использованием мобильных камер запуска-приема внутритрубных устройств</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хабаров Р.А.			<b>Расчетная часть</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Везевкин А.В.					57	97
Консульт.						<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

### **5.1. Расчет сопротивлений растяжению и сжатию**

Расчетные сопротивления растяжению и сжатию определяются по формулам:

$$R_1 = R_1^H \cdot \frac{m}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n}, \quad (1)$$

$$R_2 = R_2^H \cdot \frac{m}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n}, \quad (2)$$

где  $R_1, R_2$  – расчетные сопротивления металла растяжению и сжатию соответственно, МПа;

$R_1^H$  – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу прочности, МПа;

$R_2^H$  – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу текучести, МПа;

$m$  – коэффициент условий работы трубопровода;

$\gamma_{mu}, \gamma_{my}$  – коэффициенты надежности по материалу;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Расчетные сопротивления растяжению по формуле (1):

$$R_1 = 460 \cdot \frac{0,7}{1,47 \cdot 1,1} = 199,1 \text{ МПа.} \quad (3)$$

Расчетные сопротивления сжатию по формуле (2):

$$R_2 = 305 \cdot \frac{0,7}{1,15 \cdot 1,1} = 168,7 \text{ МПа.} \quad (4)$$

### **5.2. Расчет толщины стенки камеры**

Определим расчетную толщину стенки камеры по формуле:

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

$$\delta = \frac{\gamma_f \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + \gamma_f \cdot p)}, \quad (5)$$

где  $\gamma_f$  – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению;

$p$  – расчетное давление, МПа;

$D_H$  – номинальный диаметр камеры, мм;

Расчетная толщина стенки по формуле (5):

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 10 \cdot 1067}{2 \cdot (199,1 + 1,15 \cdot 10)} = 29,1 \text{ мм.} \quad (6)$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение  $\delta = 31,1$  мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда  $\delta = 32$  мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_H = \frac{2 \cdot \delta \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_H - 2 \cdot \delta} \geq p. \quad (7)$$

Величина нормативного давления по формуле (7):

$$p_H = \frac{2 \cdot 32 \cdot 0,95 \cdot 168,7}{1067 - 2 \cdot 32} = 10,2 \text{ МПа} \geq 10 \text{ МПа.} \quad (8)$$

Условие  $p_H \geq p$  выполняется.

### **5.3. Расчет толщины стенки расширенной части камеры**

Определим расчетную толщину стенки камеры в расширенной ее части по формуле:

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{\gamma_f \cdot p \cdot D_{H\text{расш}}}{2 \cdot (R_1 + \gamma_f \cdot p)}, \quad (9)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

где  $D_{H_{расш}}$  – номинальный диаметр расширенной части камеры, мм;

$$\delta_{расш} = \frac{1,15 \cdot 10 \cdot 1167}{2 \cdot (199,1 + 1,15 \cdot 10)} = 31,8 \text{ мм.} \quad (10)$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (3 мм) получаем значение  $\delta_{расш} = 34,8$  мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда  $\delta_{расш} = 35$  мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_{H_{расш}} = \frac{2 \cdot \delta_{расш} \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{H_{расш}} - 2 \cdot \delta_{расш}} \geq p. \quad (11)$$

Величина нормативного давления по формуле (11):

$$p_{H_{расш}} = \frac{2 \cdot 35 \cdot 0,95 \cdot 168,7}{1167 - 2 \cdot 35} = 10,2 \text{ МПа} \geq 10 \text{ МПа.} \quad (12)$$

Условие  $p_{H_{расш}} \geq p$  выполняется.

#### **5.4. Расчет толщины стенки технологических патрубков**

Определим расчетную толщину стенки труб технологических патрубков по формуле:

$$\delta_{п} = \frac{\gamma_f \cdot p \cdot D_{H_{п}}}{2 \cdot (R_1 + \gamma_f \cdot p)}, \quad (13)$$

где  $D_{H_{п}}$  – номинальный диаметр технологических патрубков, мм;

$$\delta_{п} = \frac{1,15 \cdot 10 \cdot 500}{2 \cdot (199,1 + 1,15 \cdot 10)} = 13,7 \text{ мм.} \quad (14)$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение  $\delta_{п} = 15,7$  мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда  $\delta_{п} = 16$  мм.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_{нп} = \frac{2 \cdot \delta_{п} \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{нп} - 2 \cdot \delta_{п}} \geq p. \quad (15)$$

Величина нормативного давления по формуле (15):

$$p_{нп} = \frac{2 \cdot 16 \cdot 0,95 \cdot 168,7}{500 - 2 \cdot 16} = 10,9 \text{ МПа} \geq 10 \text{ МПа}. \quad (16)$$

Условие  $p_{нп} \geq p$  выполняется.

### **5.5. Расчет толщины стенки патрубков газовоздушной линии**

Определим расчетную толщину стенки труб патрубков газовоздушной линии по формуле:

$$\delta_{гв} = \frac{\gamma_f \cdot p \cdot D_{нгв}}{2 \cdot (R_1 + \gamma_f \cdot p)}, \quad (17)$$

где  $D_{нгв}$  – номинальный диаметр патрубков газовоздушной линии, мм;

$$\delta_{гв} = \frac{1,15 \cdot 10 \cdot 50}{2 \cdot (199,1 + 1,15 \cdot 10)} = 1,4 \text{ мм}. \quad (18)$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение  $\delta_{гв} = 3,4$  мм.

Согласно РД 75.180.00-КТН-057 – 12 «Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов»<sup>[6]</sup>, минимальная расчетная толщина стенки трубы номинальным диаметром  $D_n = 50$  мм, изготовленной из стали 09Г2С, при  $p = 10,0$  МПа для I категории трубопроводов составляет  $\delta_{\min} = 4$  мм, поэтому выбираем значение  $\delta_{гв} = 4$  мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

$$p_{н гв} = \frac{2 \cdot \delta_{гв} \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{н гв} - 2 \cdot \delta_{гв}} \geq p. \quad (19)$$

Величина нормативного давления по формуле (19):

$$p_{н гв} = \frac{2 \cdot 4 \cdot 0,95 \cdot 168,7}{50 - 2 \cdot 4} = 30,5 \text{ МПа} \geq 10 \text{ МПа}. \quad (20)$$

Условие  $p_{н гв} \geq p$  выполняется.

### **5.6. Расчет толщины стенки днища камеры**

Определим расчетную толщину днища камеры по формуле:

$$\delta_{дн} = \frac{\gamma_f \cdot p \cdot D_{н дн}}{2 \cdot (R_1 + \gamma_f \cdot p)}, \quad (21)$$

где  $D_{н дн}$  – номинальный диаметр днища КЗП ВУ, мм;

$$\delta_{дн} = \frac{1,15 \cdot 10 \cdot 1167}{2 \cdot (199,1 + 1,15 \cdot 10)} = 32,4 \text{ мм}. \quad (22)$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (3 мм) получаем значение  $\delta_{дн} = 35,4$  мм.

В соответствии с сортаментом выбираем  $\delta_{дн} = 36$  мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_{н дн} = \frac{2 \cdot \delta_{дн} \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{н дн} - 2 \cdot \delta_{дн}} \geq p. \quad (23)$$

Величина нормативного давления по формуле (23):

$$p_{н дн} = \frac{2 \cdot 36 \cdot 0,95 \cdot 168,7}{1167 - 2 \cdot 36} = 10,5 \text{ МПа} \geq 10 \text{ МПа}. \quad (24)$$

Условие  $p_{н дн} \geq p$  выполняется.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

## 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной дипломной работе рассматриваются работы по возможной модернизации камер запуска-приема внутритрубных снарядов на действующем нефтепроводе «Восточная Сибирь – Тихий Океан», значительная часть которого проходит по территории с резко континентальным климатом, предполагающим жаркое летнее время года и продолжительные и холодные зимы.

Любые работы на нефтепроводе (газопроводе) сопровождаются возможностью выхода углеводородного сырья в окружающую среду, возникновения взрывоопасной и пожароопасной смеси с воздушной средой, а также неизбежно сопряжено с риском производственного травматизма в результате воздействия множества факторов, которые предстоит рассмотреть в рамках текущего раздела выпускной квалификационной работы.

Помимо определения опасных и вредных производственных факторов, способных воздействовать на персонал, выполняющий необходимые работы, в данном разделе описываются меры, снижающие влияние негативных производственных факторов, а также описываются порядок действий работников в случае возникновения чрезвычайной ситуации.

### 6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

#### 6.1.1. Социальные правовые нормы трудового законодательства

Основным принципом деятельности организаций Компании в области охраны труда является признание приоритета жизни и здоровья работников. К работам по эксплуатации магистральных нефтепроводов допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующее профессионально-техническое образование, прошедшие медицинское освидетельствование и

					<i>Технология проведения очистки и диагностики магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» с использованием мобильных камер запуска-приема внутритрубных устройств</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хабаров Р.А.			<b>Социальная ответственность</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Веревкин А.В.					63	97
Консульт.						<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

производственное обучение, а также инструктажи и проверку (аттестацию) знаний правил охраны труда и промышленной безопасности<sup>[7]</sup>.

Обучение и проверка знаний работников предприятий, эксплуатирующих МН, по охране труда должны проводиться в соответствии с ГОСТ 12.0.004.2015<sup>[32]</sup>. Подготовка и проверка знаний (или аттестация) работников по вопросам промышленной безопасности должны проводиться в соответствии с "положением о порядке подготовки и аттестации работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, подконтрольные Госгортехнадзору России"<sup>[7]</sup>.

Персонал подразделений МН должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецпитанием и другими предусмотренными средствами согласно установленным в организации перечнем и нормам<sup>[7]</sup>.

Рабочий персонал, в соответствии с федеральным законом от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст. 147 ТК РФ и ст. 117 ТК РФ, получает надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней, как работники, занятые на работах с вредными/опасными условиями труда<sup>[11]</sup>.

### **6.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Для наиболее безопасного и эффективного ведения работ рабочее место должно быть правильно организовано с наиболее удобным и быстрым доступом к оборудованию. Необходимо обеспечить рациональное размещение зданий и сооружений станций, учитывая стороны света, рельеф местности и розы ветров. Это необходимо для того, чтобы обеспечить благоприятные условия для естественного освещения, проветривания помещений, минимизации последствий снежных заносов, избежать скопления газа в котлованах при его утечке.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64



## 6.2. Производственная безопасность

Таблица 9 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Этапы работ	Наименование запроектированных видов работ и параметров производственного процесса	Факторы ГОСТ 12.0.003-74	Нормативные документы
1	2	3	4
Обустройство строительной площадки	Обозначение всех действующих надземных и подземных коммуникаций	Состояние воздушной среды.	СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
	Обозначение границ зоны производства работ	Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов.	
Опорожнение участка МН	Откачка нефти	Состояние воздушной среды.	ГОСТ 12.1.005 – 2014. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89).
		Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.	
		Повышенный уровень шума на рабочем месте.	ГОСТ 12.1.003 – 83 (2018) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
		Повышенный уровень вибрации.	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
	Разработка грунта котлована	Движущиеся машины и механизмы.	ГОСТ 12.2.003 - 91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
Демонтажные работы	Вырезка катушек	Продвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции.	ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
Бетонные работы	Заливка монолитных фундаментов.	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
Монтажные работы	Сварка	Ультрафиолетовое и инфракрасное излучение.	Р 2.2.2006 – 05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – М.: Минздрав России, 2006
		Выделение химических аэрозолей с наличием кремния и марганца.	ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изм. 1990г

### 6.2.1. Анализ выявленных опасных и вредных производственных факторов

В процессе выполнения работ, связанных с реконструкцией КПП СОД на исполнителей работ в той или иной мере, действуют вредные производственные факторы, занимающие неотъемлемую часть в данном

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

процессе. К вредным факторам, характеризующим допустимую среду микроклимата, относят работы на открытом воздухе. Из условия наши работы проводятся на открытом воздухе, в зимний период при среднемесячной температуре января месяца в  $-16,4^{\circ}\text{C}$ . Относительная влажность воздуха составляет 60%, Средняя скорость воздуха составляет 0,3 м/с. На основании норм для параметров микроклимата, а также согласно специальной оценки условий «Микроклимат», класс условий труда – 3.2

Таблица 10 – Критерии оценки условий труда в зависимости от температуры воздуха в производственных помещениях в холодный период года

Категория работ	3-й класс условий труда (вредные условия труда)			
	1 степень (3 1) (1 балл)	2 степень (3 2) (2 балла)	3 степень (3 3) (3 балла)	4 степень (3 4) (4 балла)
	Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$ (нижняя граница)			
1а	18	16	14	12
1б	17	15	13	11
2а	14	12	10	8
2б	13	11	9	7
3	12	10	8	6

*Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.* Имеет место, как при строительстве, так и при эксплуатации НПС, т.к. некоторые объекты расположены на открытых площадках. Для защиты рабочих применяются костюмы зимние на утепленной основе по ГОСТ 29335-92. В летний период сварщикам предлагаются полусапоги на противоскользящей резиновой подошве по ГОСТ 28.507-90 с дюпельно-клеевым креплением подошвы. Для защиты рук применяют рукавицы брезентовые удлиненные (краги) типа Е. ГОСТ 12.4.010-75.

*Превышение уровня шума.* Источниками шума являются звуки, вызванные в результате работающих машин, используемых при реконструкции камеры. Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма. Нормативный эквивалентный уровень звука установлен равным 80 дБ в соответствии с нормативными документами СанПиН 2.2.4.3359-16,

приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления. Основные методы борьбы с шумом – использование средств, снижающих шум. К подобным акустическим средствам защиты относятся: звукоизоляция, звукопоглощение, звукоизолирующие экраны, а также глушители шума - реактивные, абсорбционные и т.д.

Средства личной защиты от сильных шумов применяются трех основных видов: антифоны, противошумные наушники и встроенные в другие средства индивидуальной защиты противошумные устройства.

*Повышенный уровень вибрации.* Имеет место при зачистке наружной и внутренней поверхности свариваемых труб. При работе со шлифовальной машиной через руки человека передается вибрация, поэтому следует применять индивидуальные средства защиты рук от воздействия вибрации. К ним относятся изделия типа рукавиц или перчаток по ГОСТ 12.4.002-97, а также виброзащитные прокладки для ручек шлифовальной машины.

*Повышенный уровень ультрафиолетовой и инфракрасной радиации.* Имеет место при сварочных работах. Для предотвращения поражения глаз необходимо применять защитные стекла. Светофильтры вставляются в щитки и маски, снаружи закрывают простым стеклом для предохранения их от брызг расплавленного металла. Щитки изготавливают из изоляционного материала – фибры, фанеры – по форме и размерам они должны защищать лицо и голову сварщика и соответствовать ГОСТ 12.4.023-84.

#### **6.2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего**

*Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.* Имеет место при сварочных работах и при эксплуатации электрооборудования. Для защиты рабочего персонала применяются перчатки диэлектрические по ГОСТ 12.4.183-91. Для защиты от соприкосновения с влажной поверхностью сварщики должны

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

обеспечиваться диэлектрическими подстилками, матами, ковриками по ГОСТ 4997-75\*. Для защиты людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям осуществляется защитное заземление или зануление по ГОСТ 12.1.030-81. Ограждение рабочей зоны осуществляется по ГОСТ 23407-78.

*Повышенный уровень статического электричества.* Имеет место при сварочных работах и при эксплуатации объекта. Для защиты персонала применяются перчатки диэлектрические по ГОСТ 12.4.183-91. Для защиты от соприкосновения с влажной поверхностью рабочие должны обеспечиваться диэлектрическими подстилками, матами, ковриками по ГОСТ 4997-75.

*Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования.* Имеют место при монтажно-строительных работах. Для защиты используют специальную одежду. Костюм для защиты от производственных загрязнений и механических воздействий ГОСТ 27575-87. Ботинки специальные для защиты от механических повреждений на масло бензостойкой подошве ГОСТ 28507-90. Для защиты рук применяются перчатки ГОСТ 12.4.183-91. В соответствии с ГОСТ 12.3.009-76 персонал должен носить каски ГОСТ 12.4.087-84.

*Пожаровзрывобезопасность.* Главная задача при борьбе с пожарами - локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающего продукта. На площадке пункта сдачи нефти и сооружениях вспомогательного комплекса задействованы следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое. Основными причинами пожара являются:

- несоблюдение работниками правил пожарной безопасности;
- безответственное, халатное или беспечное отношение работников к огню;

- неисправность электрической проводки, электроаппаратуры, электроустановок, неадаптированность импортных приборов к отечественной электросети;
- последствие взрыва при утечках или аварийных выбросах пожаро- и взрывоопасных сред;
- проведение электро- и газосварочных работ, электро- и газорезки металла, других технологических процессов, связанных с применением открытого пламени или искрообразованием;

Для локализации небольших загораний обслуживающий персонал до прибытия передвижных средств пожаротушения должен использовать первичные средства пожаротушения, находящиеся на пожарных щитах и в производственных помещениях.

В качестве первичных средств пожаротушения рекомендуется использовать: ручные огнетушители, полотна грубо шерстяные, асбестовые, песок, пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры). Первичные средства пожаротушения размещаются вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, в безопасном при пожаре месте, с обеспечением к ним свободного доступа.

На площадках устанавливаются пожарные щиты, оснащенные первичными средствами пожаротушения. Согласно Правилами пожарной безопасности в РФ, тип пожарного щита для тушения пожара на технологических площадках - ЩП-В, на электроустановках – ЩП-Е.

*Движущиеся машины и механизмы.* При проведении работ используется различный ручной инструмент, трактора и автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка

пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением. В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; проверку пусковых и тормозных устройств, состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91.

При работе с ручным инструментом основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за острую кромку или заусенец инструмента можно получить травму вплоть до смертельного исхода.

Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых при отборе проб инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

### **6.3. Экологическая безопасность**

Климат района резко-континентальный с суровой и продолжительной зимой, жарким и коротким летом. Средняя месячная температура воздуха наиболее теплого месяца июля – плюс 18,7°С. Средняя месячная температура воздуха наиболее холодного месяца января – минус 16,4°С. Расчетное

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

значение веса снегового покрова (IV район) – 240/168 кг/м<sup>2</sup>. Нормативное значение ветрового давления (II район) – 30 кгс/м<sup>2</sup>. Грунт основания – суглинок легкий песчанистый с прослоями супеси. Грунтовые воды вскрыты на глубине 1,5 м. Глубина промерзания – 1,1 м.

Технические решения по обеспечению экологической безопасности направлены на исключение разгерметизации технологических трубопроводов, предупреждение развития аварии и обеспечение пожаробезопасности объектов.

При выполнении работ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, сохранения устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные федеральным законом «Об охране окружающей среды».

Объектами охраны окружающей среды от загрязнения, истощения, деградации, порчи, уничтожения и иного негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности являются:

- земли, недра, почвы;
- поверхностные и подземные воды;
- леса и иная растительность, животные и другие организмы;
- атмосферный воздух.

Настоящим проектом предусмотрены следующие технические и технологические решения для уменьшения воздействия на окружающую среду при выполнении работ и последующей эксплуатации нефтеперекачивающей станции:

Выполнения мероприятий по предотвращению:

- развития неблагоприятных рельефообразующих процессов;
- изменения естественного поверхностного стока;
- возгорания естественной растительности;
- захламления территории строительными и другими отходами;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

- разливов горюче-смазочных материалов, слив отработанного масла, мойку автомобилей в не установленных местах и т.п.

С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли, определенной проектом.

Для предотвращения загрязнения почвы и растительности предусматривается устройство бетонных площадок с бордюрным ограждением и приямками у технологического оборудования для сбора, разлитого при ремонтных работах продукта. Для максимального уменьшения потерь от разлива нефти предусматривается секционирование линейной части нефтепровода на участках 20-30 км электроприводными дистанционно управляемыми задвижками.

Сбор сточных вод с технологических площадок осуществляется в приямки или в накопительную емкость с последующим вывозом специализированным автотранспортом на очистные сооружения производственно-дождевой канализации СН 452-73.

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.

#### **6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

На площадке КПП СОД могут возникнуть следующие аварии: разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти (сценарий 1); трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти (сценарий 2). Далее будут описаны действия для устранения аварии.

#### **Сценарий 1.**

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72



- производится закрытие задвижек диспетчером РНУ;
- производится обтяжка вручную задвижек персоналом ЛЭС, штурвалы задвижек снимаются; дежурным электриком задвижки отключаются от источников электроэнергии с видимым разрывом, на ключах управления вывешиваются плакаты «Не включать – работают люди!»;
- производится дренаж нефти из отключенных участков и КПП СОД в дренажную емкость и производятся замеры загазованности места производства работ (ПДК – 300 мг/м<sup>3</sup>); при положительных результатах замеров загазованности производятся газоопасные работы;
- осуществляется вскрытие затвора КПП СОД и замена уплотнения затвора, после чего затвор КПП СОД перекрывается;
- штурвалы монтируются на задвижки, снимаются предупредительные плакаты «Не включать – работают люди!»;
- задвижки подсоединяются к источнику питания электроэнергий;
- осуществляется заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью;
- осуществляется контроль затвора КПП СОД на герметичность.

## **Сценарий 2.**

- осуществляется перекрытие задвижек диспетчером ОРНУ;
- осуществляется ручная протяжка задвижек персоналом ЛЭС, штурвалы убираются с задвижек; дежурным электриком задвижки отключаются от источников электрической энергии с проглядываемым разрывом, на ключах управления вывешиваются предупредительные плакаты «Не включать – работают люди!»;
- осуществляется опорожнение нефти из отключенных участков и КПП СОД в дренажную цистерну и дегазация КПП СОД и выведенных из работы участков;
- осуществляются измерения загазованности места производства работ, в камере пуска СОД и отключенных участков (ПДК – 300 мг/м<sup>3</sup>) и при

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

положительных результатах измерений загазованности производятся огневые работы по ремонту дефекта;

- после проведения огневых работ производится дополнительный дефектоскопический контроль (далее – ДДК) сварного шва с составлением акта ДДК;
- при положительных результатах ДДК производится гидроиспытание КПП СОД на давление  $P_{зав.}$ ;
- при положительном гидроспытании КПП СОД составляется акт о проведении гидроиспытания;
- после проведения гидроиспытания вода из КПП СОД и отключенных участков сливается, на задвижки устанавливаются, штурвалы, снимаются предупредительные плакаты «Не включать-работают люди!»; задвижки подключаются к источнику питания электроэнергий;
- осуществляется заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью и контроль на герметичность отремонтированного сварного шва КПП СОД.

В заключение стоит отметить, что в разделе были рассмотрены правила и требования производственной и экологической безопасности, которые являются неотъемлемой частью любого процесса производства. Обеспечение охраны окружающей среды позволяет предотвратить большинство проблем экологического и экономического характера и минимизировать отрицательное влияние на человека, флору и фауну. Ответственное отношение работников к охране труда способно понизить число несчастных случаев, чрезвычайных ситуаций и снизить уровень производственного травматизма.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

## 7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 7.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиций ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

В процессе эксплуатации магистральных трубопроводов обязательно проведение периодических обследований состояния трубопровода и его регулярной очистки. Как правило, подобные операции производят с использованием внутритрубных устройств, запускаемых с помощью специальных камер запуска-приема (далее – КЗП) очистных устройств (далее – ОУ) и внутритрубных инспекционных снарядов (далее – ИС). Проведение очистки внутренней полости действующего или запускаемого трубопровода – обязательная и неизбежная статья расходов нефте- и газотранспортных предприятий, и, как следствие, компании регулярно отслеживают новинки в области проведения данных технологических операций. Наиболее перспективной технологией считается использование мобильных камер, позволяющих значительно сократить расходы при сооружении новых трубопроводов, а также рационализировать денежные затраты на эксплуатацию уже существующих нефте- и газотранспортных магистралей.

В представленной научно-исследовательской работе рассматриваются существующие методики проведения очистки внутренней полости трубопроводов, и сравнивается экономическая выгода применения мобильных (передвижных) камер пуска-приема ОУ и ИС, а также изучаются существующие стандарты, определяющие требования к используемой технологии и на основе полученных результатов выявить наиболее подходящее оборудование для практического применения.

					<i>Технология проведения очистки и диагностики магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» с использованием мобильных камер запуска-приема внутритрубных устройств</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Хабаров Р.А.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Верезкин А.В.</i>				75	97
<i>Консульт.</i>					<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
					<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>		

Целью данного раздела ВКР является определение наиболее экономически эффективного способа запуска очистных устройств и инспекционных снарядов.

### 7.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки. Что касается отраслей, то не все предприятия могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяная и газовая промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

		Отрасль	
		Нефтетранспортные предприятия	Газотранспортные предприятия
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

Транснефть
  Газпром
  Транспетрол
  Новатэк

Рисунок 22 – Карта сегментирования рынка услуг

Как видно из таблицы основными сегментами рынка являются крупные компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи и нефтепереработки для формирования спроса является группа независимых крупных нефте- и газотранспортных компаний.

### 7.1.2. Анализ конкурентных технических решений

Объектом анализа является камера пуска приема ОУ и ИС, предназначенная для запуска инспекционных, очистных и других снарядов во внутреннюю полость трубопровода.

Для сравнения взяты три типа камер разных производителей: камера «БКЗ-1200» производства АО Димитровградхиммаш, камера «КВС-3-1200-16,0-П» производства ООО «ЗНО» и передвижная камера «КО-1200-Ру-УХЛ-Н» производства ТД «Красный октябрь». В таблице 1 приведены характеристики данных камер.

Таблица 11 – Технические характеристики бонов «КО-1200-Ру-УХЛ-Н», «БКЗ-1200» и «КВС-3-1200-16,0-П».

Название	Диаметр трубопровода, мм	Рабочее давление, МПа	Перепад температур, °С	Компенсация коррозии, мм	Расчетный срок службы, лет
КО-1200-Ру-УХЛ-Н	1200	16,0	-60 ÷ +50	4	30
БКЗ-1200	1200	10,0	-45 ÷ +50	2	20
КВС-3-1200-16,0-П	1200	16,0	-50 ÷ +50	2	30

Таблица 12 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений.

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,05	4	5	5	0,20	0,25	0,25
2. Удобство в эксплуатации	0,10	4	5	5	0,40	0,50	0,50
3. Безопасность	0,15	5	4	4	0,75	0,60	0,60
4. Надежность	0,15	5	4	5	0,75	0,60	0,75
5. Простота эксплуатации	0,05	4	5	4	0,20	0,25	0,20
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	4	4	0,25	0,20	0,20

Продолжение таблицы 12.

2. Уровень проникновения на рынок	0,10	5	4	5	0,50	0,40	0,50
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,20	5	3	4	1,00	0,60	0,80
4. Послепродажное обслуживание	0,10	5	5	4	0,50	0,50	0,40
5. Наличие сертификации	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
ИТОГО	1	47	44	45	4,80	4,15	4,45

где:  $B_{\phi}$  – «КО-1200-Ру-УХЛ-Н»;  $B_{к1}$  – «БКЗ-1200»;  $B_{к2}$  – «КВС-3-1200-16,0-П».

Анализ конкурентных технических решений помогает внести коррективы в проект, чтобы успешнее противостоять соперникам. При проведении данного анализа необходимо оценить сильные и слабые стороны конкурентов. Для этого составлена оценочная карта (табл. 2).

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента  $K$ :

$$K = \sum V_i B_i,$$

где  $V_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 2. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей.

Опираясь на полученные результаты расчётов, можно сделать вывод что, камера «КО-1200-Ру-УХЛ-Н» наиболее востребована и применима. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как низкий уровень безопасности и надежности, а также конкурентоспособности.

## **7.2. Планирование научно-исследовательской работы**

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: преподаватель и студент. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату

сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. Последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Преподаватель
Выбор направления Исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент
	3	Выбор направления исследований	Преподаватель, Студент
Теоретические и экспериментальные исследования	4	Календарное планирование работ по теме	Преподаватель
	5	Анализ существующих способов запуска ОУ и ИС	Студент
	6	Расчет основных параметров	Студент
	7	Оценка результатов, полученных в расчетной части	Студент
	8	Предложение рационального метода запуска внутритрубных снарядов	Студент
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Преподаватель, Студент

Исследование существующих камер пуска-приема проводится в пять этапов. Основные работы выполняются студентом.

### **7.3. Определение трудоемкости выполнения работ**

Трудовые затраты являются основной частью стоимости исследования.

Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер.

Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}$$

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

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн..

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях  $T_p$ . Величина  $T_p$  учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}$$

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

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

Результаты расчета приведены в таблице 14.

#### **7.4. Разработка графика проведения проекта**

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по разрабатываемому проекту представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$$

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

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

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



$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}$$

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.

Пример расчета для 1 этапа работ (разработка технического задания):

$$t_{\text{ож1}} = \frac{3t_{\text{min1}} + 2t_{\text{max1}}}{5} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 3,8 \text{ чел} - \text{дня}$$

$$T_{p_1} = \frac{t_{\text{ож1}}}{C_1} = \frac{3,8}{1} = 3,8 \text{ дня}$$

Для пятидневной рабочей недели (для преподавателя) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} = 1,47$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 3,8 \cdot 1,47 = 5,59 \approx 6 \text{ дня}$$

Для шестидневной рабочей недели (для студента) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} = 1,22$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 8,2 \cdot 1,22 = 10 \text{ дней}$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 14.

На основе таблицы 14 строим календарный план-график (для максимального по длительности исполнения работ).

На основе данных календарного плана-графика (табл. 15) можно сделать вывод, что продолжительность работ по исследованию камер пуска

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

приема очистных устройств и инспекционных снарядов 8 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится последней декадой апреля.

Значение реальной продолжительности работ может оказаться как меньше посчитанного значения, так и больше, так как трудоемкость носит вероятностный характер.

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна:

- 16 дней (длительность выполнения проекта преподавателем);
- 70 день (длительность выполнения проекта студентом).

Таблица 14 – Временные показатели проведения исследования

Название Работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$		Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$	
	$t_{min}$ , чел-дни		$t_{max}$ , чел-дни		$t_{ожь}$ , чел-дни		Преподаватель	Студент	Преподаватель	Студент
	Преподаватель	Студент	Преподаватель	Студент	Преподаватель	Студент				
Составление и утверждение технического задания	3		5		3,8		3,8		6	
Подбор и изучение материалов по теме		7		10		8,2	8,2			10
Выбор направления исследования	1	1	3	3	1,8	1,8	1,8	1,8	3	3
Календарное планирование работ по теме	1		3		1,8		1,8		3	
Анализ существующих способов запуска ОУ и ИС		10		15		12	12			15
Расчет основных параметров		10		15		12	12			15
Оценка результатов расчетной части		3		5		3,8	3,8			5
Предложение рационального метода запуска ОУ и ИС		10		20		14	14			18
Оценка эффективности полученных результатов	1	1	5	5	2,6	2,6	2,6	2,6	4	4

Таблица 15 – Календарный план-график проведения работ по проведению исследования

№	Вид работ	Исполнители	Т <sub>кi</sub> , кал. дни	Продолжительность выполнения работ										
				Фев.		Март			Апрель			Май		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Составление и утверждение технического задания	П	6	■										
2	Подбор и изучение материалов по теме	С	10		■									
3	Выбор направления исследований	П, С	3		■									
4	Календарное планирование работ по теме	П	3			■								
5	Анализ существующих способов запуска ОУ и ИС	С	15			■	■							
6	Расчет основных параметров	С	15				■	■						
7	Оценка результатов расчетной части	С	5						■					
8	Предложение рационального метода ликвидации разлива	С	18							■	■			
9	Оценка эффективности полученных результатов	П, С	4									■	■	

Обозначения:

	Преподаватель		Студент
--	---------------	--	---------

### 7.5. Бюджет затрат на исследование

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.

### **7.5.1. Расчет материальных затрат исследования**

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи для принтера и т.п.

Таблица 16 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы З <sub>м</sub> , руб.
Ручка синяя	шт	5	100	500
Карандаш черный	шт	5	10	50
Лист формата А4, 500 л.	шт	1	250	250
Картридж для принтера ч/б	шт	2	500	1 000
Картридж для принтера цветной	шт	1	1 500	1 500
Тетрадь в клетку, 48 л.	шт	5	60	300
Итого, руб.				3 600

В сумме материальные затраты составили 3 600 рублей. Цены взяты средние по г. Томску.

### **7.5.2. Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования**

Таблица 17 – Затраты на приобретение спецоборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед. оборудования	Цена ед. оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Макет камеры	1	500	600	635	700	600	635
2	Ноутбук Acer Ex 2509	2	18	18	18	36	36	36
3	Samsung Xpress M2020	1	6	6	6	6	6	6
4	Microsoft Office 2016 Home and Business RU x32/x64	2	10	10	10	20	20	20
Итого:						562	662	697

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

Все расчеты по приобретению спецоборудования, используемого для каждого исполнения, приведены в таблице 17.

### **7.5.3. Основная заработная плата исполнителей исследования**

Статья включает в себя основную заработную плату  $Z_{осн}$  и дополнительную заработную плату  $Z_{доп}$ .

$$Z_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20 % от  $Z_{осн}$ . Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p$$

где  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, *раб.дн.* (табл. 4);

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

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, *руб.*;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 28 раб. дней  $M = 11$  месяцев, 5-дневная неделя; при отпуске в 56 раб. дней  $M = 10$  месяцев, 6-дневная неделя;  $F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, *раб. дн.*

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p$$

где  $Z_{тс}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

#### 7.5.4. Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

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.

Дополнительная заработная плата:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (принимаем равным 0,2).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями в НИ ТПУ.

Показатели рабочего времени	Преподаватель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	76	76
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	28	56
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	247	219

$$Z_{дн(руководитель)} = \frac{40000 \cdot 11}{247} = 1781 \text{ руб.} \quad Z_{дн(студент)} = \frac{10000 \cdot 10}{219} = 457 \text{ руб.}$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	$Z_{тс}$ , руб.	$k_p$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.	$k_{доп}$ , руб.	$Z_{доп}$ , руб.	Итого, руб.
Преподаватель	40000	0,3	0,2	1,3	78000	1781	16	28496	0,2	5699	34195
Студент	10000				19500	457	70	31990		6398	38388

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 8 видно, что ставка преподавателя наибольшая, а итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у студента.

#### **7.5.5. Отчисления во внебюджетные фонды**

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством Российской Федерации нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп})$$

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

На 2019 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 № 212-ФЗ (ред. От 19.12.2016) для преподавателей установлен размер страховых взносов равный 27,1 %, у студентов подобных взносов нет.

В таблице 19 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 19 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Студент	Преподаватель
Основная заработная плата, руб.	31990	28496
Дополнительная заработная плата, руб.	6398	5699
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды, %	0	27,1
Итого	0	9267

#### **7.5.6. Накладные расходы**

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Накладные расходы:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 15 %.

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{м}} + Z_{\text{об}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot 0,15$$

$$Z_{\text{накл1}} = (3600 + 562000 + 60486 + 12097 + 9267) \cdot 0,15 = 97118 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл2}} = (3600 + 662000 + 60486 + 12097 + 9267) \cdot 0,15 = 112118 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл3}} = (3600 + 697000 + 60486 + 12097 + 9267) \cdot 0,15 = 117368 \text{ руб.}$$

### **7.5.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта**

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты	3 600	3 600	3 600	Пункт 6.1
2. Затраты на специальное оборудование	562 000	662 000	697 000	Пункт 6.2
3. Затраты по основной заработной плате	60 486	60 486	60 486	Пункт 6.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате	12 097	12 097	12 097	Пункт 6.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	9 267	9 267	9 267	Пункт 6.5
6. Накладные расходы	97 118	112 118	117 368	15% от суммы ст.1-5
7. Бюджет затрат на исследование	744 568	859 568	899 818	Сумма ст.1-6

Бюджет затрат проекта по исполнению №1 равен **744568** рублей, по исполнению №2 – **859568** рублей, по исполнению №3 – **899818** рублей. Наибольший процент бюджета во всех случаях составляет дорогостоящее специальное оборудование (от 75 до 78%).



## 7.6. Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}$$

где  $I_{финр}$  – интегральный финансовый показатель разработки;  $\Phi$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;  $\Phi$  – максимальная стоимость исполнения научноисследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{max}} = \frac{744\ 568}{899\ 818} = 0,827$$

Для 2-го варианта имеем:

$$I_{финр}^{исп2} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{max}} = \frac{859\ 568}{899\ 818} = 0,955$$

Для 3-го варианта имеем:

$$I_{финр}^{исп3} = \frac{\Phi_{p3}}{\Phi_{max}} = \frac{899\ 818}{899\ 818} = 1$$

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;  $a_i$  – весовой коэффициент разработки;  $b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 21 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Безопасность	0,2	5	4	4
Надежность	0,2	5	4	5
Долговечность	0,2	5	3	4
Удобство в эксплуатации	0,2	4	5	4
Ремонтопригодность	0,2	5	5	4
Итого	1,00			

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,8$$

$$I_{p-исп2} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 = 4,2$$

$$I_{p-исп3} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,2$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-испi}}{I_{финр.i}}$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,8}{0,827} = 5,8$$

$$I_{исп.2} = \frac{4,2}{0,955} = 4,4$$

$$I_{исп.3} = \frac{4,2}{1} = 4,2$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{срi}$ ):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{исп_{min}}}$$

$$\mathcal{E}_{cp1} = \frac{5,8}{4,2} = 1,38$$

$$\mathcal{E}_{cp2} = \frac{4,4}{4,2} = 1,05$$

$$\mathcal{E}_{cp3} = \frac{4,2}{4,2} = 1$$

Таблица 22 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,827	0,955	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	4,2	4,2
3	Интегральный показатель эффективности	5,8	4,4	4,2
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,38	1,05	1

В ходе выполнения данного раздела были определены финансовые показатели разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения. Оптимальным был выбран вариант использования камеры запуска-приема СО и ИС типа «КО-1200-Ру-УХЛ-Н», несмотря на то, что в результате расчетов разница Исп. 1 и Исп. 2 оказалась незначительной, основная финансовая выгода достигается при использовании разработки в крупных масштабах, которые невозможно симулировать в лабораторных условиях. В случае использования обычных камер запуска-приема ОУ и ИС, по типу «БКЗ-1200», существует необходимость монтировать их на каждой КС (НПС), ГРС (подводных переходах и других местах, предусматривающих установку КЗП ОУИС) и обслуживать в непосредственно полевых условиях. В случае же с передвижными камерами по типу «КО-1200-Ру-УХЛ-Н» достаточно двух-четырех камер данного исполнения для большого числа объектов, которые используются лишь при необходимости пропуска внутритрубного снаряда на определенном участке трубопровода, а в остальное время находятся на специализированных смонтированных

площадках для хранения КЗП, где и проходят периодическое обслуживание. В связи с этим экономическая выгода данной разработки в основном приходится на процесс эксплуатации и в большей мере проявляется при долгосрочном использовании. Затраты на выполнение научно–исследовательского проекта составили 744 568 рублей.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены поставленные задачи, изучена нормативно-техническая документация по эксплуатации и обслуживанию объектов транспорта нефти.

Итогом работ стало следующее:

1. Рассмотрение общих правил запуска-приема внутритрубных устройств правила проведения очистки и диагностики магистрального нефтепровода, лупингов и отводов.
2. Изучение технологии применения мобильных камер на примере нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» и определение критериев применимости МКЗП, к которым относится наличие подъездных дорог и соответствующего автопарка (полуприцепы высокой грузоподъемности пневмоколесного или гусеничного исполнения) на выбранном участке у эксплуатирующей организации, возможность сооружения бетонного основания и специального отвода с заглушкой на исследуемом участке трубопровода для дальнейшего размещения и подключения МКЗП, а также составление технологической карты проведения пуска-приема ВУ с помощью МКЗП.
3. Расчет сопротивления деформации стали МКЗП и толщины стенки для элементов мобильной камеры запуска-приема ВУ, что позволяет в дальнейшем производителям составить макет МКЗП для расчетов и анализа и последующего серийного производства.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Statistical Review of World Energy. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (дата обращения 20.04.19).
2. Итоги деятельности ОАО «РЖД» в 2012—2016 гг. и планы развития до 2025 года. Москва: 2017. С. 2-3
3. Федеральная служба государственной статистики. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://www.gks.ru/> (дата обращения 20.04.19).
4. Вайншток, С. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. / С.А. Вайншток, В.Ф. Новосёлов.– М.: Недра, 2004г. – 336с.
5. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы – введ. 07.01.2013 – ТК 465 «Строительство», 2013, – 109 с.
6. СП 33.13330.2012 Расчет на прочность стальных трубопроводов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200092599> (дата обращения 20.04.19).
7. РД 153-39.4-056-00 – Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://www.docload.ru/Basesdoc/9/9895/index.htm> (дата обращения 20.04.19).
8. Передвижной комплекс для пуска-приема внутритрубных устройств. [Электронный ресурс]. – Режим доступа к URL: <https://poleznayamodel.ru/model/11/112654.html> (дата обращения 20.04.19).
9. Портал о нефтегазовом секторе. [Электронный ресурс]. - Режим доступа к URL: <https://neftegaz.ru/> (дата обращения 20.04.19).

					<i>Технология проведения очистки и диагностики магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» с использованием мобильных камер запуска-приема внутритрубных устройств</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Хабаров Р.А.</i>			<i>Список литературы</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Верезкин А.В.</i>					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					93	97	
<b>ТПУ гр. 2Б5А</b>							

10. Компактные камеры для запуска-приема очистных устройств в действующих нефтепромысловых газопроводах. [Электронный ресурс]. – Режим доступа к URL: [http://www.oil-industry.net/Journal/archive\\_detail.php?ID=11101&art=232492](http://www.oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=11101&art=232492) (дата обращения 20.04.19).
11. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901807664/> (дата обращения: 20.04.19).
12. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200101981/> (дата обращения: 20.04.19).
13. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200234> (дата обращения: 20.04.19).
14. 25. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-0-003-74-ssbt> (дата обращения: 20.04.19).
15. 26. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 20.04.19).
16. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-005-88-ssbt> (дата обращения: 20.04.19).
17. ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200272> (дата обращения: 20.04.19).
18. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://www.gostbaza.ru/?gost=1048> (дата обращения: 20.04.19).
19. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200275> (дата обращения: 21.04.19).

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

20. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-010-76-ssbt> (дата обращения: 21.04.19).
21. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200329> (дата обращения: 21.04.19).
22. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200292> (дата обращения: 21.04.19).
23. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200289> (дата обращения: 21.04.19).
24. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/21681/> (дата обращения: 21.04.19).
25. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения: 21.04.19).
26. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200000277> (дата обращения: 21.04.19).
27. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения: 25.04.19).
28. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-17-1-3-13-86> (дата обращения: 25.04.19).
29. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-0-01-94> (дата обращения: 25.04.19).

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

30. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-3-03-94> (дата обращения: 25.04.19).
31. ГОСТ 12.0.004.2015 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200136072> (дата обращения: 25.04.19).
32. Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200040973> (дата обращения: 25.04.19).
33. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/902207994> (дата обращения: 25.04.19).
34. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения: 25.04.19).
35. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/420362948> (дата обращения: 25.04.19).
36. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901787814> (дата обращения: 25.04.19).
37. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901859406> (дата обращения: 25.04.19).
38. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901703278> (дата обращения: 25.04.19).

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96



39. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901703281> (дата обращения: 25.04.19).
40. СП 51.13330.2011. Защита от шума. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200084097> (дата обращения: 25.04.19).
41. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения: 25.04.19).
42. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/557235236> (дата обращения: 25.04.19).
43. ГН 2.1.6.3492 – 17. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/556185926> (дата обращения: 25.04.19).
44. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение./ Видяев И.Г. [и др.] Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97