

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Методы очистки нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 318-329 км.»

УДК 622.692.4:665.77:628.28(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Г	Кариков К.В.		13.06.17 г.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Медведев В.В.	д.ф-м.н.		13.06.17 г.

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А. А.	к.э.н		13.06.17 г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	доцент		13.06.17 г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		13.06.17 г.

**ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА  
21.03.01 Нефтегазовое дело**

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b><i>в области производственно-технологической деятельности</i></b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b><i>в области организационно-управленческой деятельности</i></b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b><i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i></b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с	Требования ФГОС ВО

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>(ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>



<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>В ходе данной дипломной работы исследованы следующие методы очистки:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- механические;</li> <li>- гелевые;</li> <li>- химические;</li> </ul> <p>В итоге работы выбран наиболее эффективных для данного участка нефтепровода метод – химический.</p>
--	---

<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
--	--

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(если необходимо, с указанием разделов)</i></p>
--

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Гуляев М.В., к.т.н., доцент
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вазим А.А., к.э.н., доцент

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	15.02.2017 г.
--	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Медведев В.В.	Д.ф-м.н.		15.02.2017 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Т	Кариков Константин Васильевич		15.02.2017 г.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б31Г	Кариков Константин Васильевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат (бакалавр)	Направление/специальность	Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

*Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный.  
При пуске очистных устройств в нефтепровод могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия нефтепроводного транспорта нефти.  
Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу).  
Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.*

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

#### 1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);

#### 1.1 Вредные факторы:

1. Климатические условия;
2. Превышение уровня шума;
3. Превышение уровня вибрации;
4. Превышение уровней ионизирующих излучений;
5. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
6. Недостаточная освещенность рабочей зоны;
7. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися;

#### 1.2 Опасные факторы:

1. Механизмы производственного оборудования, очистные устройства;
2. Электрическая дуга и искры при сварке;
3. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;
4. Взрывоопасность и пожароопасность;
5. Электрический ток.

<ul style="list-style-type: none"> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <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>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p><i>При очистке очистных устройств от нефтешлама воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Очистка очистных устройств сопровождается:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>2. загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</li> <li>3. повреждением почвенно-растительного покрова;</li> <li>4. изъятием земель.</li> </ol>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</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>	<p><i>Чрезвычайные ситуации на нефтепроводе могут возникнуть в случае парафинообразования на внутренней полости, что может привести к прорыву нефтепровода и к разливу продукта.</i></p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <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>	<p><i>Стандарт ОАО "Томскнефть" ВНК «Управление отходами» №ПЗ-05 С-0084 ЮЛ-098(актуальная версия); Инструкция ОРГАНИЗАЦИИ «Организация безопасного проведения газоопасных работ» № ПЗ-05 И-0014ЮЛ-098.</i></p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		13.03.2017г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Т	Кариков Константин Васильевич		13.03.2017г.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б31Т	Кариков Константин Васильевич

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат (бакалавр)	<b>Направление/специальность</b>	Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Распределение сметной стоимости производства очистных мероприятий
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Распределение эксплуатационных расходов, направленных на очистку нефтепровода
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Использовать ставку на социальные нужды в размере 30 процентов.

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Определить стоимость производства очистных работ двумя различными методами
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Определение сметы затрат производства очистных работ
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Оценка итоговых затрат на производство очистных работ двумя методами очистки

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

1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
2. <i>Альтернативы проведения НИ</i>
3. <i>График проведения и бюджет НИ</i>
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Вазим А.А.	к.э.н., доцент		13.03.2017г.

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б31Т	Кариков Константин Васильевич		13.03.2017г.



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

---

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

13.06.2017г

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2017	<i>Диагностика состояния внутренней полости нефтепровода</i>	...
28.03.2017	<i>Виды отложений механических примесей</i>	...
15.04.2017	<i>Способы очистки внутренней полости нефтепровода</i>	
29.04.2017	<i>Гидравлический расчет сложного нефтепровода</i>	
05.05.2017	<i>Финансовый менеджмент</i>	
12.05.2017	<i>Социальная ответственность</i>	
19.05.2017	<i>Заключение</i>	
25.05.2017	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Медведев В.В.	д.ф-м.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

И.о. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

## ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

В данной работе, при исследовании методов очистки нефтепровода Александровское-Анжеро-Судженск, были использованы литературные источники таких авторов, как А.В. Коптева, Н.В. Чухарева, И.М. Комлев, И.Е. Чаплин, П.И. Тугинова, М.В. Лурье. Так же были использованы необходимые ГОСТы, РД, инструкции.

А.В. Коптева в своих работах рассматривала волновые методы контроля парафиновых отложений в магистральных нефтепроводах, где ею были предложены более эффективные методы контроля и очистки нефтепроводов.

Н.В. Чухарева, совместно с И.М. Комлевым и И.В. Чаплиным, в научно – исследовательской работе «Очистка нефтепроводов гелевыми системами», рассматривали и предлагали более эффективный способ очистки внутренней полости нефтепроводов.

А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева, А.В. Жилин, в учебном пособии «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов», рассказывают о классификации, назначении и составе сооружений нефтепроводов.

					«Методы очистки нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 318-329 км.»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кариков К.В.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.					10	77
Консульт.								
И.О. Зав. Каф.		Бурков П.В.						
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 77 страниц, 14 рисунков, 4 таблицы, 163 источника.

Ключевые слова: нефтепровод, лупинг, запасовка, очистное устройство, очистка, диагностика, парафин.

Объектом исследования является участок 318-329 км. нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск».

Цель работы – выбор оптимального метода и технических средств для очистки участка нефтепровода «Александровское - Анжеро-Судженск».

В процессе исследования проводились гидравлические расчеты, экономические сметные расчеты. В выпускной квалификационной работе рассмотрены различные конструкции очистных устройств: механические, гелевые, химические. Определены их положительные и отрицательные стороны, а также область их применения. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности при запасовке очистных устройств и при проведении очистных мероприятий нефтепровода, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования был произведен сравнительный анализ методов очистки нефтепровода с переменным сечением. На основании полученных результатов было выявлено, что применение химического метода очистки внутренней полости нефтепроводов более эффективно и экономично.

Экономическая эффективность/значимость работы трудозатраты при проведении очистных мероприятий химическим способом на 20% ниже чем при механическом способе. Общие затраты на проведение очистки химическим способом составили 124.25 тыс. руб.; на проведение очистки механическим способом 349.13 тыс. руб.

					«Методы очистки нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 318-329 км.»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кариков К.В.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.					11	77
Консульт.								
И.О. Зав. Каф.		Бурков П.В.						
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т		

## ANNOTATION

The final qualifying work contains 80 pages, 14 figures, 10 tables, 162 sources.

Keywords: oil pipeline, looping, reeving, cleaning device, cleaning, maintenance, paraffin.

The object of the research is a field oil pipeline with portions of different diameters.

The purpose of the work is to investigate various technical means for cleaning pipes with sections of different diameters.

The study carried out hydraulic calculations, the calculation of economic efficiency of the project. Various designs of cleaning devices: (mechanical, gel, chemical) are investigated in this work. Their positive and negative sides and the area of their application are identified. Measures for health and safety at the reeving and carrying out clean-up, environmental protection, technical and economic part are represented.

The study was a comparative analysis of oil pipeline cleaning methods with the variable section. The results obtained revealed that the use of the method of chemical cleaning of the interior of oil pipelines is more efficient and economic.

Cost-effectiveness / value of the work effort during the clean-up by chemical means is 20% lower than with a mechanical method. Total costs of the chemical purification method amounted to 88.3 thousand rubles; to carry out the mechanical cleaning - 244.9 thousand rubles.

					«Методы очистки нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 318-329 км.»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кариков К.В.			Annotation	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.					12	77
Консульт.								
И.О. Зав. Каф.		Бурков П.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т		

## Оглавление

Введение	15
1 Виды отложений механических примесей	16
1.1 Причины отложений механических примесей	16
1.2 Причины и закономерности образования отложений парафина	17
1.3 Мероприятия по предупреждению отложений парафина	19
2 Виды очистки внутренней полости нефтепровода	20
2.1 Диагностика состояния внутренней полости нефтепроводов	22
2.2 Виды очистки внутренней полости нефтепродуктов	24
2.3 Периодичность очистки	24
2.4 Технология проведения работ по запуску очистного устройства	25
2.4.1 Подготовка участка нефтепровода к запуску очистного устройства	25
2.4.2 Подготовительные работы на камере приема очистного устройства	25
2.4.3 Запасовка очистного устройства в камеру пуска	26
2.4.4 Запуск и контроль прохождения очистного устройства по трассе нефтепровода	26
2.4.5 Прием и извлечение очистного устройства	27
2.5 Механический способ очистки	28
2.5.1 Виды очистных устройств	28
2.6 Очистка нефтепроводов гелевыми системами	30
2.6.1. Гели-разделители	31
2.6.2. Гелевые поршни для очистки	31
2.6.3. Углеводородные гели	31
2.6.4. Осушающие гели	31

					«Методы очистки нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 318-329 км.»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Кариков К.В.						
Руковод.		Медведев В.В.					13	77
Консульт.								
И.О. Зав. Каф.		Бурков П.В.						
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т		

2.7 Химический способ очистки	32
2.7.1. Требования к установкам по вводу реагента в нефтепровод	33
2.8. Общие положения очистки участка 318-329 км. нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск»	36
3 Гидравлический расчет сложного нефтепровода с переменным сечением	42
4 Социальная ответственность	45
4.1 Производственная безопасность	46
4.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при пуске и приёме ОУ	48
4.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при пуске и приёме ОУ	53
4.2 Экологическая безопасность	56
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	57
4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	58
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	61
5.1 Расчет затрат по статье «оплата труда»	62
5.2 Расчет отчислений на социальные нужды	62
5.3 Расчет затрат на амортизацию	63
5.4 Заключительный сравнительный анализ по методам очистки нефтепровода	64
Заключение	65
Список литературы	66

## ВВЕДЕНИЕ

Развитие трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов невозможно без внедрения новых прогрессивных технологий и технических средств для повышения эффективности и надежности работы действующих магистральных трубопроводов. В процессе эксплуатации нефтепроводов на внутренней поверхности труб происходит накопление асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), существенно влияющих на эффективность и надежность их работы (снижение пропускной способности, повышение давления, отсутствие достоверной диагностической информации). В практике эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов встречаются случаи перевода их на перекачку светлых нефтепродуктов, что предусматривает полную очистку внутренних стенок трубопровода от отложений, скопившихся за время перекачки по трубопроводу. В обоих случаях необходимо своевременно и качественно проводить очистку внутренней поверхности труб от АСПО и остатков нефти, а также от других загрязнений (воды, продуктов коррозии и т. д.).

Несмотря на наличие большого количества работ в этом направлении процесс очистки нефтепроводов и нефтепродуктопроводов изучен недостаточно полно. Современное состояние решения проблемы очистки нефтепроводов не позволяет с высокой точностью прогнозировать образование АСПО и подбирать наиболее эффективные методы их очистки в зависимости от состояния труб и характеристик перекачиваемой нефти.

					«Методы очистки нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 318-329 км.»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кариков К.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.					15	77
Консульт.								
И.О. Зав. Каф.		Бурков П.В.						
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т		

# 1. ВИДЫ ОТЛОЖЕНИЙ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

В процессе перекачивания нефти по нефтепроводу, в полости нефтепровода могут скапливаться:

1. посторонние предметы, грунт, камни;
2. вода;
3. попутные газы;
4. парафины, смолы, битумы.

## 1.1 Причины отложений механических примесей

Посторонние предметы остаются в полости нефтепровода при некачественной его очистки в процессе строительства и сдачи в эксплуатацию.

Скопления воды и газа имеют место в полости нефтепровода из-за неполного удаления их в процессе испытания и пуска нефтепровода в эксплуатацию.

Образование скопления воды происходит также за счет выделения ее из транспортируемой нефти.

Парафиновые отложения представляют собой многокомпонентную углеводородную смесь, состоящую из твердых метановых углеводородов.

В зависимости от состава и содержания твердых углеводородов прочность отложений существенно отличается.

Образование отложений является результатом двух процессов: закрепления частиц на стенках труб и отрыва их потоком жидкости. В зависимости от интенсивности того и другого процессов может иметь место парафинизация, размыв или состояние динамического равновесия.

					«Методы очистки нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 318-329 км.»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кариков К.В.			Виды отложений механических примесей. Причины отложений механических примесей	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.					16	77
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т		
И.О. Зав. Каф		Бурков П.В.						



## 1.2. Причины и закономерности образования отложений парафина

Главной причиной образования отложений парафина является то, что находящиеся в составе нефти и нефтепродуктов углеводороды с числом атомов углерода большим, чем 15 при обычных температурах являются твердыми веществами. Их выделение из жидкой фазы происходит в соответствии с дифференциальной кривой кристаллизации, показывающей, какая часть парафина (по массе) становится твердым веществом при различных температурах.

Поскольку парафины, содержащиеся в нефтях различных месторождений, а также в получаемых из них нефтепродуктах, отличаются по составу друг от друга, то и вид дифференциальных кривых кристаллизации парафинов для них различен. Получить данную кривую можно только экспериментальным путем.

В результате многочисленных экспериментальных исследований [34] установлен ряд закономерностей парафинизации нефтепроводов в лабораторных и промышленных условиях:

1. с повышением содержания в нефти тугоплавких углеводородов интенсивность парафинизации возрастает;
2. с увеличением скорости перекачки толщина отложений сначала несколько возрастает, а затем уменьшается;
3. чем ниже температура нефти по отношению к температуре начала кристаллизации, тем интенсивность отложения парафинов выше;

с увеличением разности температур потока и стенки или с понижением температуры потока при неизменной температуре стенки скорость роста отложений повышается;

					Причины и закономерности	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

- при высоких температурах откладываются наиболее тугоплавкие углеводороды, и наоборот, при низких температурах в отложениях содержатся наименее тугоплавкие парафины;

Влияние качества обработки стальных поверхностей на их парафинизацию сказывается только на начальной стадии процесса;

по длине нефтепровода отложения размещаются неравномерно: сначала их толщина в направлении потока увеличивается, достигает максимума, а затем уменьшается;

зона максимума отложений соответствует температуре начала массовой кристаллизации парафинов;

фракционный состав отложений по длине нефтепровода неодинаков: ближе к началу нефтепровода в них много тугоплавких парафинов, а ближе к концу – менее тугоплавких;

наибольшее снижение производительности нефтепровода вследствие парафинизации происходит летом, в связи с повышением температуры воздуха.

Из перечисленных закономерностей видно, что при перекачке стабилизированных нефтей и нефтепродуктов основное влияние на динамику парафинизации нефтепроводов оказывают температурный режим и скорость перекачки, а также состав парафинов.

Процесс формирования отложений на стенках труб представляется следующим – при движении в нефтепроводе нефть (нефтепродукт) постепенно охлаждается, и при определенной температуре из нее начинают выпадать твердые углеводороды. Данный процесс протекает, как в потоке, так и на более холодной стенке труб. Причем часть кристаллов парафина, образовавшихся в потоке, также отлагается на стенке вследствие соударений с нею.

С увеличением скорости при развитом турбулентном режиме перекачки интенсивность образования отложений парафина уменьшается. Это объясняется тем, что с ростом скорости нефть (нефтепродукт) лучше удерживает кристаллы парафина во взвешенном состоянии, а кроме того, возрастает возможность смыва отложившегося парафина с поверхности труб. Однако толщина отложений уменьшается и при числах Рейнольдса менее 4000.

### **1.3. Мероприятия по предупреждению отложений парафина.**

Парафиновые отложения приводят к затрудненной пропускной способности нефтепровода. Для поддержания пропускной способности следует проводить профилактические мероприятия и очистку нефтепровода от отложений.

Работы проводимые для предупреждения отложений парафина:

- проведение ежегодных очисток;
- проведение термообработки высокопарафинистых нефтей;
- смешение нефти разной вязкости;
- введение в нефть присадок, увеличивающих текучесть нефти;
- повышение температуры при перекачке нефти.

					Причины и закономерности	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

## 2. ВИДЫ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ НЕФТЕПРОВОДА

Для восстановления и поддержания пропускной способности нефтепроводов, необходимо выполнения комплекса работ по очистке внутренней полости нефтепроводов от отложений, загрязнений, посторонних предметов.

Также при запасовке очистных устройств необходимо учитывать труднодоступные места и переменное сечение нефтепроводов, места сварных швов.

Для проведения очистных мероприятий используются очистные устройства различных конструкций. Выбор очистного устройства проводится по их техническим характеристикам с учетом конструкции конкретного нефтепровода и в зависимости от вида отложений и загрязнений.

Линейный участок нефтепровода может иметь более сложную структуру, чем простой нефтепровод, т.е. нефтепровод с постоянным внутренним диаметром. Примером такого усложнения является вставка.

Вставкой называется сегмент, как правило, большего диаметра, чем основная магистраль, подключаемый к ней последовательно с целью снижения гидравлического сопротивления и увеличения тем самым пропускной способности (рис.1).



Рисунок 1 – Участок нефтепровода со ставкой

«Методы очистки нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 318-329 км.»				
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата
Разраб.		Кариков К.В.		
Руковод.		Медведев В.В.		
Консульт.				
И.О. Зав. Каф.		Бурков П.В.		
Виды очистки внутренней полости нефтепровода				
		Лит.	Лист	Листов
		20	77	
Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т				

Лупингом (от англ. —loop— – петля) называется дополнительный нефтепровод, проложенный параллельно основной магистрали и соединенный с ней в двух сечениях: (рис. 2) начальном x1 и конечном x2.

Обычно на нефтепроводах лупинги прокладываются как резервные нитки магистрали (например, на подводных переходах) или для увеличения пропускной способности рассматриваемого участка.



Рисунок 2 – Схема участка нефтепровода с лупингом

Перемышкой называется нефтепровод, соединяющий два параллельных нефтепровода (рис. 3). Применяется для регулирования пропускной способности и повышения надежности многониточных нефтепроводов.

На рис. 4 показан участок двухниточного нефтепровода, имеющего две перемышки А и В. При такой конфигурации рассматриваемый участок может иметь различные схемы включения и обладать различной пропускной способностью.

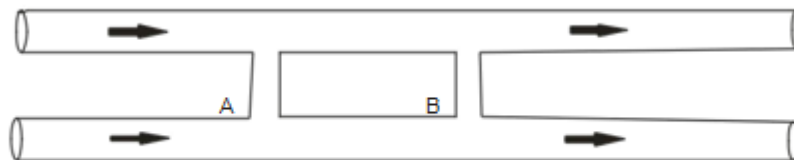


Рисунок 3 – Схема участка нефтепровода с перемышками

## 2.1 Диагностика состояния внутренней полости нефтепроводов

Диагностику состояния внутренних полостей нефтепроводов проводят с помощью таких методов, как ультразвуковой, визуальный, измерительный, капиллярный, магнитометрический, акустико-эмиссионный и вибродиагностический контроль. Эти методы позволяют выявить скопление механических примесей в нефтепроводе, состоящих из окалины, песка, ржавчины, воды, асфальтенов и смолистых веществ, которые приводят к износу труб и фланцевых соединений, снижают качество нефти и закупоривают запорную арматуру.

Одним из наиболее распространенных видов загрязнения внутри нефтепроводов являются парафиновые отложения. Они уменьшают проходное сечение трубы и способны вызвать полную закупорку нефтепровода.

Возникновение парафиновых отложений связано с охлаждением перекачиваемой нефти, ее физико-химическими свойствами, изменениями давления в процессе перекачки и физическим процессом выпадения осадка парафина из нефтепродуктов. Обычно парафин распределяется по внутренним стенкам нефтепровода неравномерно, скапливаясь, в основном, в их верхней части.

Это обусловлено тем, что данные участки имеют более низкую температуру, а нижние участки освобождаются от парафиновых отложений механическими примесями, буквально сдирающими загрязнения на своем пути.

					Диагностика состояния	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Наиболее эффективная диагностика на сегодняшний день — бесконтактное измерение толщины парафинового слоя внутри нефтепровода, на основе радиоизотопного излучения позволяющее с высокой точностью детектировать и измерять толщину осажденного слоя парафиновых соединений.

На основе радиоизотопной измерительной системы (РИИС) нефтяных потоков А.В. Коптевой [4] была разработана система автоматического бесконтактного контроля уровня парафиновых отложений на стенках нефтепровода. С помощью радиоизотопной измерительной системы можно контролировать толщину слоя отложений на стенках нефтепровода, получать информацию о характере и составе транспортируемого потока, и, на основе полученных результатов, совершенствовать добычную и транспортный процессы.

На рисунке 4 представлена схема устройства измерения толщины слоя парафина на стенках нефтепровода.

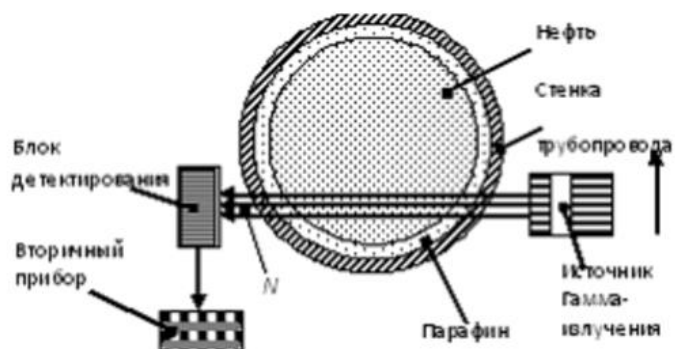


Рисунок 4 – Устройство для измерения толщины слоя парафина на стенках нефтепровода

С помощью измерительной системы, основанной на радиоизотопном излучении с использованием фотоэлектронного эффекта можно измерять толщину парафиновых отложений с абсолютной погрешностью  $\pm 5$  мм, что является достаточным условием для обеспечения надежной работы нефтепроводной системы.

## 2.2 Виды очистки внутренней полости нефтепроводов

В зависимости от свойств перекачиваемой нефти – вязкости, плотности, содержания парафина, скорости потока нефти, сезонных изменений температуры нефти, интенсивности отложения парафина на стенках нефтепровода, устанавливаются следующие виды очистки:

периодическая (плановая) – выполняется при текущей эксплуатации, с целью удаления парафиновых отложений для обеспечения плановых показателей пропускной способности нефтепровода и энергозатрат на перекачку нефти, удаления скоплений воды, с целью предупреждения развития внутренней коррозии нефтепроводов;

- внеочередная (внеплановая) – выполняется при увеличении по сравнению с плановыми энергозатратами, уменьшении пропускной способности, уменьшении эффективного диаметра нефтепровода;

- преддиагностическая – выполняется для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода для проведения внутритрубной диагностики.

## 2.3 Периодичность очистки

Периодичность очистки магистральных нефтепроводов очистными устройствами определяется индивидуально для каждого нефтепровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемого продукта, но не реже одного раза в квартал.

При снижении пропускной способности нефтепровода в промежутках между периодическими очистками на 2 % и более необходимо проводить внеочередные очистки нефтепровода.

Для освобождения от воды внутренней полости МН, работающих на сниженных режимах, рекомендуется один раз в неделю вести перекачку нефти по схеме "через резервуары" со скоростью более 1,5 м/с в течение не менее двух часов.

					Периодичность очистки	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24



## 2.4. Технология проведения работ по запуску очистного устройства

### 2.4.1. Подготовка участка нефтепровода к запуску очистного устройства

Подготовительные работы включают в себя: проведение ревизии всех задвижек и кранов, извлечение образцов для контроля скорости коррозии, проверка герметичности и пропускной способности камер приема и пуска средств очистки и диагностики, проверку состояния и работоспособности всех механических устройств и приспособлений, очистку пути к контрольным точкам прохождения очистного устройства по нефтепроводу, проверку наличия всех средств индивидуальной защиты, аптечки скорой помощи и средства пожаротушения.

### 2.4.2 Подготовительные работы на камере приема очистного устройства

Подготовительные работы на камере приема включают в себя: очистка территории, опорожнение полости камеры, проверить и устранить в камере посторонние предметы, открыть и закрыть необходимые затворы, произвести заполнение камеры рабочей жидкостью и убедиться что поток идет через камеру по показаниям манометра, проверить герметичность.

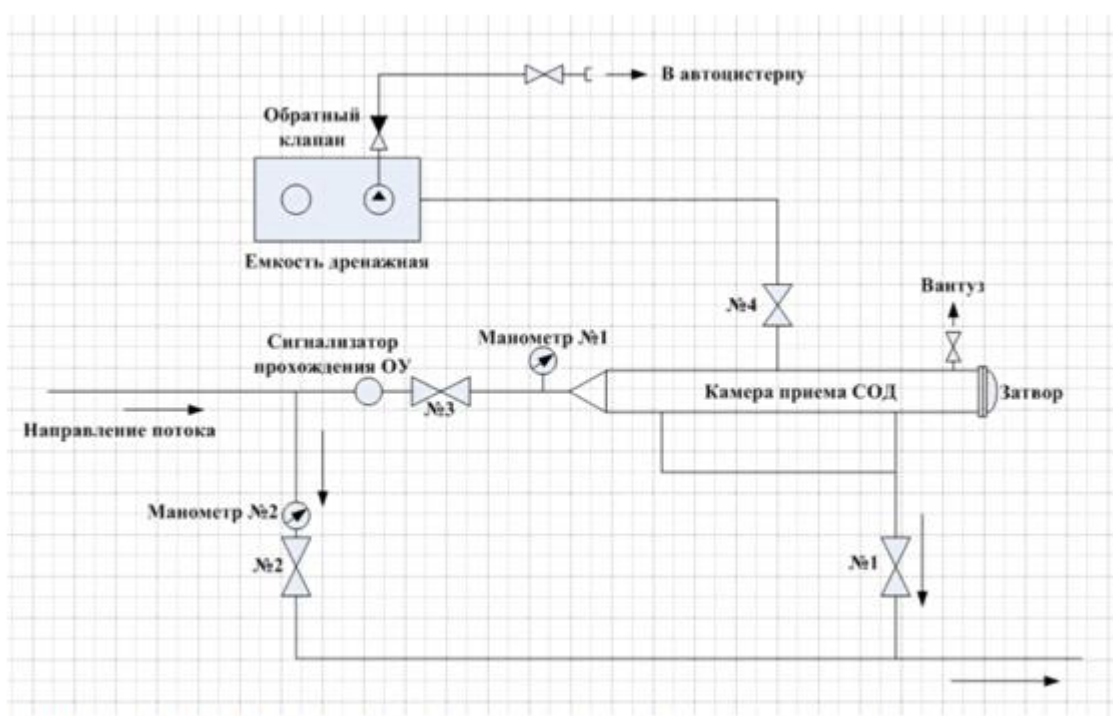


Рисунок 5 – Схема камеры приема средств очистки и диагностики

### 2.4.3. Запасовка очистного устройства в камеру пуска

Необходимые виды работ: взятие анализа воздушной среды на месте проведения работ (при превышении ПДК покинуть территорию), проверка показаний манометра, освобождение камеры запуска средств очистки и диагностики от перекачиваемого продукта, открытие необходимых вантузов и затворов, установка запасовочного устройства, запасовка очистного устройства в камеру пуска средств очистки и диагностики плавно, без рывков, таким образом, чтобы передние манжеты (диски) вошли в номинальную часть камеры и перекрыли ее. В зимний период перед запасовкой очистного устройства предварительно нужно произвести его подогрев до температуры не ниже  $+5^{\circ}\text{C}$ . Проконтролировать состояние уплотнений затвора, в случае необходимости заменить. Закрыть затвор камеры запуска средств очистки.

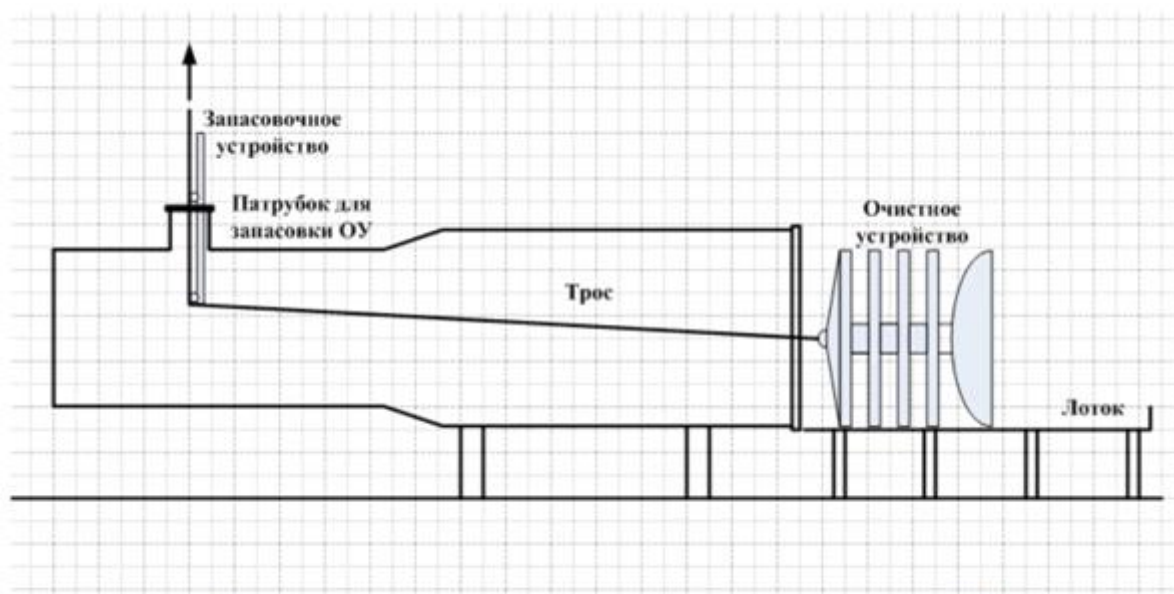


Рисунок 6 – Схема запасовки очистного устройства

### 2.4.4 Запуск и контроль прохождения очистного устройства по трассе нефтепровода

						Запасовка очистного устройства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			26

Перед запуском очистного устройства необходимо открыть и закрыть необходимые задвижки, открыть вентуз. Для запуска очистного устройства необходимо полностью стравить воздух в камере пуска, выровнять давление в камере и нефтепроводе, после полностью перепустить поток перекачиваемого продукта через камеру, проконтролировать выход очистного устройства из камеры по сигнализатору прохождения очистного устройства. Далее необходимо опорожнить камеру от перекачиваемого продукта, открыв задвижку и снять вакуум в камере, открыв вентуз.

При установке низкочастотного передатчика на очистное устройство, осуществляется контроль его прохождения по трассе нефтепровода.

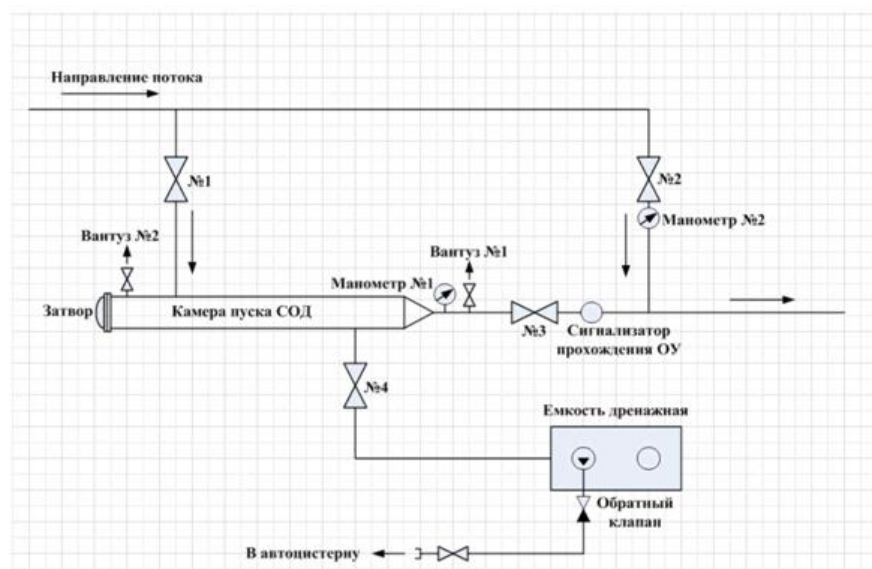


Рисунок 7 – Схема камеры пуска средств очистки и диагностики

#### 2.4.5. Прием и извлечение очистного устройства

Перед приемом очистного устройства необходимо: зафиксировать время прохождения очистного устройства, отсечь камеру приема средств очистки и диагностики от нефтепровода, стравить избыточное давление. После того как камера приема опорожнена от перекачиваемого продукта, производят работы по извлечению очистного устройства из камеры приема. Так же устанавливается емкость для сбора продуктов очистки. После извлечения из камеры приема приступают к очистке очистного устройства, при этом запрещается использовать инструмент с острыми краями.

После того как все работы завершены, ответственный за проведение работ оформляет акт по результатам пропуса очистного устройства.

В акте отражается следующая информация:

- количество принесенных асфальто-смоло-парафинистых отложений;
- 1. наличие посторонних предметов;
- 2. состояние очистного устройства (при наличии каких-либо повреждений, внести соответствующие записи в акт).

## **2.5 Механический способ очистки**

Очистные устройства предназначены для очистки внутренней полости нефтепровода от асфальто-смоло-парафинистых и грязе-парафинистых отложений и для вытеснения продукта и инородных предметов из полости нефтепровода.

При выборе очистного устройства необходимо учитывать его технические характеристики и характеристики нефтепровода.

Очистное устройство должно быть простым в использовании, прочным, иметь способность проходить различные сужения диаметра трубы и иметь необходимый радиус поворота.

### *2.5.1. Виды очистных устройств*

Скребки, поршни с резиновыми конусными манжетами – отличаются простотой и надежностью конструкции, могут проходить сужения до 45 % от номинального диаметра трубы, так же имеют дополнительное навесное оборудование.

					Виды очистных устройств	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28



Рисунок 8 – Скребки, поршни (Устройства очистные) с резиновыми конусными манжетами "ОУ-КР"

Скребки, поршни многоманжетные – предназначены для магистральных и промысловых нефтепроводов при значительных механических отложениях на стенках трубы. Также могут проходить сужения до 45 % от номинального диаметра трубы. В качестве очистных элементов могут использоваться резиновые или полиуретановые манжеты различной твердости.



Рисунок 9 – Скребки, поршни (устройства очистные) многоманжетные "ОУ-ММ"



Скребки и поршни повышенной проходимости, отличаются тем, что каркас очистного устройства изготовлен из гибкого элемента (стального троса), на котором смонтированы чистящие манжеты. Устройство может изгибаться по оси устройства при прохождении поворотов и сужений нефтепровода и беспрепятственно проходить их. Отличается низким уровнем риска застревания в нефтепроводе, простотой и надёжностью конструкции, эффективностью очистки (проходит 90° отводы с R=1,5 номинального диаметра трубы). В качестве очистных элементов используются резиновые или полиуретановые (прямые или конусные) манжеты различной твердости. При необходимости очистки внутренней полости нефтепровода от окалины и плотных асфальто-смолистых отложений возможна установка на устройство щёточного или магнитного блока. Данный вид очистного устройства можно считать наиболее эффективным для очистки внутренней полости нефтепровода с участками различного диаметра.



ОУ-ПП-400                      ОУ-ПП-100                      ОУ-ПП-100  
 с конусными манжетами                      с прямыми манжетами  
 Рисунок 10 – Скребки, поршни (устройства очистные) повышенной проходимости "ОУ-ПП"

## 2.6 Очистка нефтепровода гелевыми системами

Способ очистки механическими средствами (очистными устройствами) имеет ряд недостатков при эксплуатации, таких как: частые пропуски в полости нефтепровода, что приводит к скапливанию парафина; не полное удаление механических примесей и воды из полости нефтепровода. Так же применение очистных устройств не возможно на участках трубы не оборудованной камерами пуска и приема средств очистки и диагностики. Кроме того очистные устройства менее эффективны в нефтепроводах с переменным сечением.

По этим причинам, все чаще применяются гелевые системы для очистки нефтепроводов.

По этим причинам, все чаще применяются гелевые системы для очистки нефтепроводов.

Известны 4 вида геля:

гели-разделители;

гелевые поршни для очистки;

углеводородные гели;

осушающие гели.

#### *2.6.1 Гели-разделители*

Гели-разделители обладают псевдопластичностью, вязкоупругостью, могут восстанавливать форму. Они легко проходят сужения, восстанавливая, после прохождения участка трассы нефтепровода, форму и свойства до первоначальных, предотвращают смешение разделяемых жидкостей.

#### *2.6.2. Гелевые поршни для очистки*

Это бингамовская жидкость с высоким значением напряжения сдвига, что позволяет поддерживать частицы мусора во взвешенном состоянии.

Благодаря этому загрязненный материал не накапливается перед поршнем, что предохраняет его от застревания.

#### *2.6.3. Углеводородные гели*

Их подготавливают с использованием в виде дисперсионной среды углеводородной жидкости. Такие гели перемещаются за счет жидкости или газа через механический разделитель. Углеводородные гели эффективны в основном для газопроводов.

#### *2.6.4. Осушающие гели*

Такие гели применяют для повышения эффективности осушки полости нефтепровода. Приготавливаются они на основе спирта. Применение осушающего геля позволяет сократить количество пропусков механических очистителей. Используются в основном для газопроводах.

					Осушающие гели	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

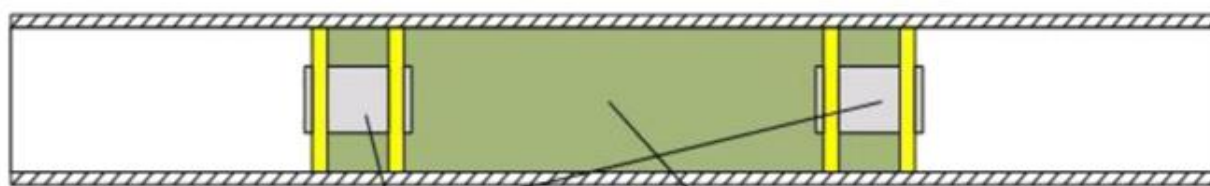
Исходя из выше изложенного: гелевые системы очистки более эффективны при разделении нефтеперекачивающих жидкостей и при использовании в нефтепроводе с переменным сечением, чем механические средства очистки.

## 2.7 Химический способ очистки

Наряду с механическими очистными устройствами и гелями, также выступает химическая очистка нефтепроводов.

Пропуск химического реагента совместно с очистными устройствами позволяет добиться требуемой чистоты внутренней поверхности нефтепровода с переменным сечением. Химический реагент эффективно удаляет сложные отложения, включающих в себя такие составляющие, как, механические примеси, продукты коррозии, асфальто-смоло-парафинистые отложения.

Очистка внутренней полости нефтепровода химическим реагентом производится путем создания пробки химического реагента между очистными устройствами.



очистные устройства химический реагент  
Рисунок 11 – Схема пуска химического реагента



Рисунок 12 – Вид внутренней поверхности нефтепровода перед очисткой





Рисунок 13 – Вид внутренней поверхности нефтепровода после очистки

Химическая очистка внутренней поверхности нефтепровода от асфальто-смоло- парафинистых отложений позволяет:

1. безопасно выполнить комплексный ремонт и восстановление нефтепровода без угрозы загрязнения окружающей среды, которое могло возникнуть при повреждении нефтепровода;
2. осуществить консервацию нефтепровода с обеспечением некоррозионного состояния внутренней полости при последующем заполнении нефтепровода азотом;
  1. исключить всевозможные экологические риски в дальнейшем при консервации;
  2. использовать нефтепровод в дальнейшем для транспортировки нефти, нефтепродуктов, газа и т.п.

#### *2.7.1. Требования к установкам по вводу реагента в нефтепровод*

Изобретения относятся к технологии и технике ввода химического реагента в поток жидкости в нефтепроводе и могут быть использованы в нефтяной и других отраслях промышленности для интенсификации разделения жидкостей, например для отделения воды от нефти, для предотвращения отложений и коррозии в нефтепроводах.

В способе ввода химического реагента в поток жидкости в нефтепроводе, при котором осуществляют перекачку жидкости по нефтепроводу и ввод химического реагента в поток, в нефтепроводе размещают зонд по диаметру нефтепровода, через который осуществляют ввод химического реагента в поток нефтепровода, при котором доля подаваемого химического реагента в нефтепровод увеличивается от периферии к центру. В устройстве для реализации способа, включающем емкость для химического реагента, насос прокачки, вспомогательный нефтепровод для прокачки химического реагента из емкости в нефтепровод при помощи насоса, согласно изобретению в нефтепроводе размещают зонд для ввода химического реагента в нефтепровод с одним или несколькими отверстиями, которые выполнены из условия, чтобы доля подаваемого химического реагента в нефтепровод увеличивалась от периферии к центру (рис. 14).

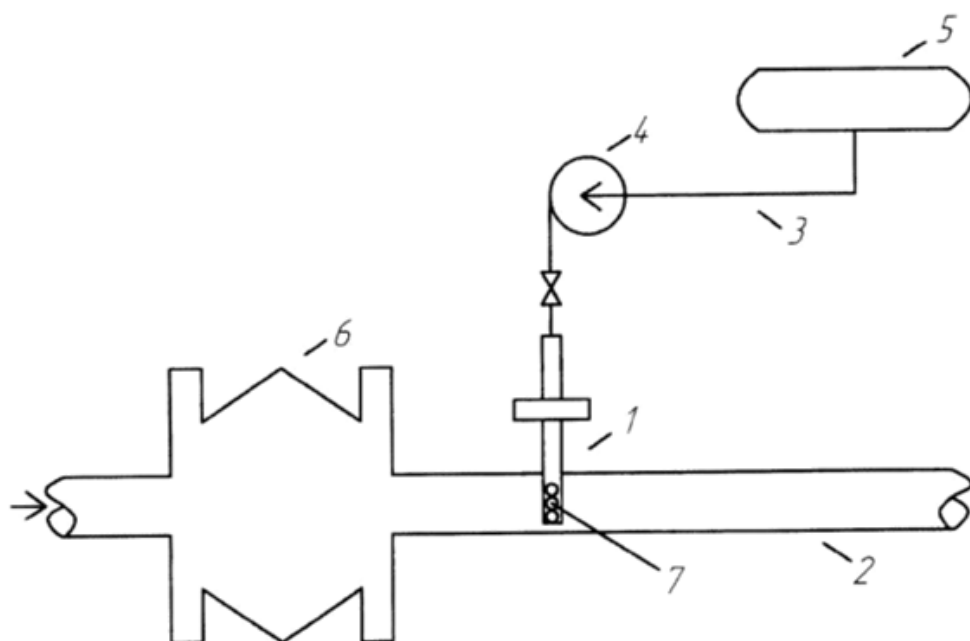


Рисунок 14 – Схема пуска химического реагента в нефтепровод

Устройство включает зонд 1 с заглушенным торцом, установленный на нефтепроводе 2 по диаметру нефтепровода 2, соединенным с нефтепроводом 2 при помощи вспомогательного нефтепровода 3, насос 4, установленный на вспомогательном нефтепроводе 3, емкость 5 для химического реагента последовательно соединенную при помощи вспомогательного нефтепровода 3 с насосом 4 и зондом 1 на нефтепроводе 2, по ходу потока в нефтепроводе 2, смеситель 6.

Зонд 1 имел на боковой поверхности отверстия 7 для ввода химического реагента в поток нефтепровода 2 пропорционально расходу потока на уровнях вывода химического реагента из зонда 1 и ориентированы с противоположной стороны набегающего на зонд 1 потока нефтепровода 2.

Установка по вводу реагента (ингибитора парафиноотложения) должна эксплуатироваться при температурах от минус 45°C до плюс 40°C на открытом воздухе и в зонах с пожароопасностью П-III и взрывоопасностью В-1г согласно классификации «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

Установка по вводу реагента в нефтепровод должна быть оснащена системой оповещения о пожаре 1 типа согласно НПБ 104-03, сигнализатором взрывоопасных концентраций реагентов-ингибиторов, первичными средствами пожаротушения.

Вид климатического исполнения установки У, УХЛ, категория размещения 1, по ГОСТ 15150-69. Установка по вводу реагента (ингибитора парафиноотложения) должна комплектоваться дозирующими насосными агрегатами, обеспечивающими необходимую подачу реагента от 3 до 1000 л/ч.

Установка по вводу реагента (ингибитора парафиноотложения) должна соответствовать следующим требованиям:

- обеспечивать максимальное давление нагнетания до 10 МПа;
- обеспечивать контроль подачи ингибитора;
- диапазон регулирования подачи от 20 до 100%;
- расположение точки вывода из установки до нефтепровода от 15 до 40 метров;
- обеспечивать подогрев реагента (ингибитора парафиноотложения) не менее плюс 30°C;
- обеспечивать среднюю наработку на отказ не менее 3350 часов;
- иметь установленный ресурс до капитального ремонта не менее 25000 часов;

1. Установка по вводу реагента (ингибитора парафиноотложения) должна размещаться в контейнере, в состав которого должно входить:

					Требования к установкам	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

гидросистема (насос рециркуляционный, два подающих насос-ных агрегата, два дозирующих насосных агрегата, расходомер, манометры, клапана, рукава для соединения емкости с контейнером и с нефтепроводом);

электрооборудование с системой управления и контроля;

система вентиляции;

система отопления;

сигнализатор взрывоопасных концентраций;

узел отбора проб воздуха;

система контроля уровня реагента (ингибитора парафиноотложения) в емкостях;

резервные подающий и дозирующий насосные агрегаты.

На пульт управления должна поступать информация о: взрывоопасной концентрации; включении системы вентиляции; падении давления в напорной линии до значения, превышающего статическое давление для данного участка нефтепровода на 25%; достижении минимального уровня реагента (ингибитора коррозии) в расходной емкости; включении основного подающего насоса; включении резервного подающего насоса; включении рециркуляционного насоса; результатах измерений расходомера.

### **3.7 Общие положения очистки участка 318-329 км нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»**

Согласно инструкции, устанавливающей порядок организации и проведения работ по очистке внутренней полости нефтепровода на участке км 318 – км 329 о.н. от асфальтосмолопарафиновых веществ и подготовке нефтепровода к внутритрубной диагностике:

Установлены следующие виды очистки МН:

					Общие положения очистки	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

- периодическая (плановая) – выполняется при текущей эксплуатации, с целью удаления отложений для обеспечения плановых показателей пропускной способности нефтепровода и энергозатрат на перекачку нефти, удаления скоплений воды, с целью предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;

- внеочередная (внеплановая) – выполняется при увеличении по сравнению с плановыми энергозатратами, уменьшении пропускной способности, уменьшении эффективного диаметра нефтепровода;

- преддиагностическая – выполняется для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода для проведения внутритрубной диагностики.

Периодическая очистка участка МН км 318 – км 329 о.н. осуществляется пропуском одного очистного устройства, типа СКР-4, СКР-3, ПРВ-1-01. При необходимости очистка осуществляется пропуском двух и более очистных устройств, при этом интервал между СОД должен составлять не менее 4 часов и не более 24 часов при этом:

- первое очистное устройство пропускается с открытыми байпасными отверстиями для осуществления размыва асфальтосмолопарафиновых отложений и предупреждения образования парафиновой пробки;
- второе очистное устройство пропускается с закрытыми байпасными отверстиями;

Преддиагностическая очистка (ПДО) участка МН км 318 – км 329 о.н.:

- подготовка к диагностике участка в соответствии с технологической схемой очистки участка, в которой указаны тип, количество и последовательность пропуска СОД в одном цикле, количество циклов СОД, дата и время пуска СОД, интервал времени между запусками СОД;
- все работы по преддиагностической очистке участка проводятся РНУ и включают следующие этапы, в соответствии с ОР-19.100.00-КТН-020-10 «Внутритрубная диагностика МН»;

					Общие положения очистки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

- подготовка участка к пропуску и пропуск калибровочных устройств (СНШ) – за 32 календарных дня до планируемой даты пропуска ВИП типа MFL или профилемера PRN для приборов ВИП типа WM, CD, ДКК с оформлением «Акта о результатах пропуска калибровочных устройств» или профилемера по форме А.12 приложения А.;
- первичная очистка и повторный пропуск калибровочных устройств – за 12 календарных дней до планируемой даты пропуска ВИП с оформлением «Акта о результатах первичной очистки и пропуска калибровочных устройств» по форме А.13 приложения А.;
- преддиагностическая очистка участка последовательным пропуском щеточных скребков СКР-3, СКР-4 с завершением работ за сутки до планируемой даты пуска ВИП и оформлением «Акта о результатах преддиагностической очистки»;
- контроль качества очистки, последовательным пропуском скребка СКР-4 и устройства контроля качества очистки (УКО) с завершением работ за 4 часа до начала пропуска ВИП и оформлением «Акта о результатах контроля качества очистки»;
- очистные устройства для проведения контроля качества очистки комплектуются щетками, чистящими и щеточными дисками с номинальными размерами (новыми);
- контроль качества очистки участка проводится в присутствии представителя ЦТД «Диаскан».

Периодическая очистка участка МН км 318 – км 329 о.н., производится в соответствии с расчетом периодичности в зависимости от параметров работы нефтепровода и свойств перекачиваемой нефти и проводится не реже 1 раза в 81 день, преддиагностическая – в соответствии с технологической схемой очистки, утвержденной главным инженером ОАО «Центрсибнефтепровод». Все виды очистки включаются в месячный план очистки МН.

					Общие положения очистки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Внутритрубная очистка нефтепровода выполняется разрешенными к применению очистными устройствами производства ЦТД «Диаскан», оснащенными передатчиками движения скребка (ПДС). Замена батареек на новые в передатчике производится перед каждым пропуском СОД, вне взрывоопасной зоны, с проведением замера уровня заряда и проверкой работы передатчика низкочастотным локатором по воздуху на расстоянии 8 м, с составлением акта (Приложение к "Акту готовности очистного устройства к проведению очистки").

Пропуск очистных устройств с неисправным передатчиком или без передатчика ПДС – запрещен. Замена новых батареек на передатчике производится перед каждым пропуском СОД. Интервал времени между пусками СОД при проведении всех видов очистки должен обеспечивать их отдельный запуск, приём и извлечение. Одновременный запуск и приём нескольких очистных, калибровочных устройств - ЗАПРЕЩЕН.

Персонал ЛЭС «Каргасок», осуществляющий пуск, сопровождение по трассе нефтепровода, прием и извлечение СОД должен быть ознакомлен с данной инструкцией под роспись, обучен работе с передатчиком ПДС, низкочастотным и акустическим локатором, и обеспечен постоянной связью с диспетчером РДП «Парабель».

Требования к эксплуатации очистных устройств и комплектующих.

Персонал ЛЭС «Каргасок» обеспечивает выполнение следующих требований при эксплуатации очистных устройств:

1. Производить эксплуатацию и обслуживание очистных устройств в соответствии с Руководством по эксплуатации и Регламентом технического обслуживания, среднего и капитального ремонта очистных устройств, применяемых на МН АК «Транснефть» ОР-75.180.00-КТН-258-09:

- к проведению очистки допускать очистные устройства с исправными манжетами, щётками, чистящими, ведущими, щёточными дисками, чистящими и щеточными пластинами, геометрические размеры которых соответствуют требованиям «Руководства по эксплуатации»;

					Общие положения очистки	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

- устанавливать новые чистящие диски, переворачивать или заменять чистящие диски в зависимости от их износа и длины очищаемого участка в соответствии с требованиями «Руководства по эксплуатации»;
- после каждого завершения пропуска ОУ в течение 3 суток проводить техническое обслуживание ОУ, в объеме предусмотренным регламентом ОР-75.180.00-КТН-258-09;
- вести базу данных расходных материалов к СОД, ежеквартально вносить сведения об использовании расходных материалов с предоставлением информации в ОЭ ОАО.

2. Заполнять формуляр на очистное устройство с указанием заводских номеров чистящих дисков и геометрических размеров манжет, щёток, чистящих, ведущих и щёточных дисков, чистящих и щеточных пластин перед каждым пуском очистного устройства по нефтепроводу. Параметры износа чистящих дисков указываются с учетом направления движения СОД. Заносить в формуляр СОД сведения об установленных расходных материалах и их износе при замене комплектующих материалов.

3. Хранить паспорта на установленные на СОД расходные материалы вместе с формуляром СОД до их отправки на утилизацию.

4. ЛЭС «Каргасок» обеспечивают проведение среднего ремонта очистных устройств, СНШ и УКО при достижении пробега 1000 км, проведение капитального ремонта при достижении пробега 6000 км и проведение внепланового ремонта.

5. Средний и капитальный ремонт ОУ, СНШ, УКО проводится силами РНУ «Парабель», в объеме предусмотренным регламентом ОР-75.180.00-КТН-258-09.

6. Результаты проведения среднего и капитального ремонта СОД оформляются актом по форме приложений Г, Д Регламента технического обслуживания, среднего и капитального ремонта очистных устройств, применяемых на МН АК «Транснефть» ОР-75.180.00-КТН-258-09, с продлением срока безопасной эксплуатации СОД.

					Общие положения очистки	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40



7. После утверждения акта СР или КР СОД начальник ЛЭС «Каргасок» в течение двух дней заполняет в формуляре и паспорте на СОД соответствующие графы в разделе «Ремонт».

8. Запрещается эксплуатация очистных устройств, СНШ и УКО:

- без заводского серийного номера, нанесенного на устройство, а также маркировка которых не соответствует требованиям, указанным в эксплуатационной документации;
- не прошедших средний ремонт при достижении пробега 1000 км;
- не прошедших капитальный ремонта при достижении пробега 6000 км;
- в случае отсутствия оригиналов формуляра и паспорта, выданных предприятием-изготовителем;
- в случае отсутствия в формулярах и паспортах отметок, заверенных подписями и печатями предприятия-изготовителя о приемке данного изделия в эксплуатацию, о проведении приемо-сдаточных испытаний изделия на заводе-изготовителе, свидетельства предприятия-изготовителя о приемке и гарантии на изделие.

9. Отдел эксплуатации РНУ «Парабель» ежегодно в срок до 1 ноября проводит техническую инвентаризацию всех ОУ, СНШ и УКО, эксплуатируемых в РНУ с целью обеспечения полной объективной информацией об их эксплуатационном состоянии:

- проверяет соответствие фактического наличия СОД на местах их базирования данным бухгалтерского учета;
- производит оценку технического состояния СОД с составлением дефектных ведомостей;
- проверяет наличие заводских номеров, паспортов и формуляров на СОД, выданных заводом-изготовителем и соответствие их установленной форме;
- проверяет полноту заполнения и правильность ведения паспортов и формуляров на СОД;
- формирует перечень СОД, подлежащих ремонту на следующий год и направляет его в отдел эксплуатации ОАО.

					Общие положения очистки	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

### 3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СЛОЖНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ПЕРЕМЕННЫМ СЕЧЕНИЕМ

Гидравлический расчет нефтепровода охватывает решение нескольких задач:

определение диаметра нефтепровода;

определение начального давления ( $P_1$ ), при известном конечном давлении ( $P_2$ );

оценка пропускной способности.

Различают IV категории сложных нефтепроводов:

Коллектор постоянного диаметра с распределенным по длине отбором продукции (раздаточный коллектор в резервуарах, отстойниках, сепараторах);

II. Сборный коллектор переменного диаметра с распределенным по длине поступлением продукции (система сбора скважиной продукции);

III. Коллектор с параллельными участками нефтепровода (байпас на водоводах);

IV. Замкнутый коллектор (кольцевой водовод).

Для проведения расчетов был выбран нефтепровод II категории. Возможно 2 варианта данной категории:

1. Последовательное соединение труб разного диаметра. В этом случае расход жидкости остается постоянным по все длине нефтепровода

$Q = \text{const}$ , а потери напора в трубе равны сумме потерь напора на участках:

$$h_{T \text{ общ.}} = h_{T1} + h_{T2} + \dots + h_i;$$

					«Методы очистки нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 318-329 км.»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кариков К.В.			Гидравлический расчет	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.					42	77
Консульт.								
И.О. Зав. Каф.		Бурков П.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т		

2. Переменный диаметр нефтепровода и переменный по длине расход.

Для гидравлического расчета был выбран сложный нефтепровод II категории с последовательным соединением труб разного диаметра. Исходные данные для расчета представлены в таблице 1.

Таблица 1

Давление на сборном коллекторе ( $\Delta P$ , МПа)	0,08
Массовый расход нефти ( $G$ , т/сут)	824
Плотность нефти ( $\rho$ , кг/м <sup>3</sup> )	870
Кинематическая вязкость ( $\nu$ , м <sup>2</sup> /с)	$0,8 \times 10^{-4}$
Длина трубы ( $L$ , км)	13
Шероховатость стенок трубы ( $\Delta$ , мм)	0,15
Площадь сечения ( $S$ м <sup>2</sup> )	0,785
Диаметр ( $d_1$ , мм)	0,25
Диаметр ( $d_2$ , мм)	0,29
Диаметр ( $d_3$ , мм)	0,35
Диаметр ( $d_4$ , мм)	0,4
Диаметр ( $d_5$ , мм)	0,45

Находим скорость по формуле:

$$\omega_1 = Q/S = G/\rho \times S,$$

где  $S = 0,785 \times d^2$ .

$$\omega_1 = Q/S = G/\rho \times S = (824 \times 1000 / 3600) / (870 \times 0,785 \times 0,25^2) = 0,22 \text{ м/с.}$$

Аналогично находим скорость потока для каждого диаметра трубы:  $\omega_2 = 0,17$  м/с  $\omega_3 = 0,11$  м/с  $\omega_4 = 0,09$  м/с  $\omega_5 = 0,07$  м/с

Находим параметры число Рейнольдса по формуле:

$$Re_1 = \omega_1 \times d/\nu,$$

$$Re_1 = \omega_1 \times d/\nu = 0,22 \times 0,25 / 0,8 \times 10^{-6} = 698,22 \text{ МПа.}$$

Аналогично находим число Рейнольдса для каждого диаметра и скорости потока:

$$Re_2 = 601,92 \text{ МПа}$$

$$Re_3 = 498,73 \text{ МПа}$$

$$Re_4 = 436,39 \text{ МПа}$$

$$Re_5 = 387,90 \text{ МПа}$$

3. Определяем коэффициент гидравлического сопротивления по формуле:

$$\lambda_1 = 64/Re = 64/698,22 = 0,0917.$$

Так же находим коэффициент для каждого числа Рейнольдса:

$$\lambda_2 = 0,1063 \quad \lambda_3 = 0,1283 \quad \lambda_4 = 0,1467 \quad \lambda_5 = 0,1650$$

1. Определяем перепад давления по формуле:

$$\Delta P_1 = \lambda \times 1/d \times \omega^2/2 \times \rho,$$

$$\Delta P_1 = \lambda \times 1/d \times \omega^2/2 \times \rho = 0,0917 \times 1/0,25 \times 0,22^2/2 \times 870 = 0,1035 \text{ МПа.}$$

Аналогично находим перепад давления для каждого участка трубы:

$$\Delta P_2 = 0,0572 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_3 = 0,0269 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_4 = 0,0158 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_5 = 0,0099 \text{ Мпа}$$

## 4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Большинство построенных нефтепроводов имеют диаметр от 500 до 1400 мм; некоторые нефтепроводы диаметром менее 500 мм включены в рассмотрение ввиду их региональной важности. Многие нефтепроводы, особенно идущие с Западно-Сибирских месторождений, проходят в так называемых «коридорах», состоящих из ряда (до 6) «ниток», поэтому одна компрессорная станция нередко обслуживает несколько параллельных «ниток».

Реальные нефтегазопроводы всегда являются сложными нефтепроводами, т.е. отдельные участки его отличаются друг от друга диаметрами, углом изгиба оси нефтепровода или количеством параллельных ниток.

Эксплуатация нефтепроводов осложняется так же различными климатическими и географическими условиями. В данной работе мы рассматриваем очистку нефтепровода без привязки к географическому району или объекту.

В процессе эксплуатации внутренняя полость нефтепровода постепенно засоряется водой, парафиновыми отложениями и механическими примесями. В некоторых случаях в повышенных участках могут скапливаться пары нефти. Наличие скоплений приводит к повышению гидравлического сопротивления и как следствие – к снижению экономичности работы нефтепровода. Кроме того, это отразится на точности прогнозных расчетов режима работы нефтепровода. Поэтому в процессе эксплуатации внутренняя полость нефтепровода периодически должна очищаться от различных отложений, для этого существуют специальные очистные устройства или высоковязкие желе и студнеобразные полимеры. Очистка внутренней полости нефтепровода является регулярной операцией, производящейся круглогодично. Рассмотрим требования производственной и экологической безопасности при запуске очистного скребка на открытой площадке.

					«Методы очистки нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 318-329 км.»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кариков К.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.					45	77
Консульт.		Гуляев М.В.						
И.О. Зав. Каф.		Бурков П.В.						
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т		

## 4.1. Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении очистных мероприятий внутренней полости нефтепровода в таблице 2.

Таблица 2

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении очистных мероприятий внутренней полости нефтепровода

Наименование видов работ	Факторы <i>(ГОСТ 12.0.003-88.)</i>		Нормативные до- кументы
	вредные	опасные	
1	2	3	4
1. Подготовка участка	<i>Физические</i>		
		Механизмы производ- ственного оборудования,  очистные устройства	ГОСТ 12.1.003 -  74* ССБТ
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
		Повышенное значение  напряжения	ГОСТ 12.1.038-82  ССБТ
			ПБ 03-576-2003  32ПБ 10-115-96РД  03-29-93РД 10-

Социальная ответственность

Лист

46

<p>нефтепровода к пропуску ОУ</p> <p>2. Подготови- тельные рабо- ты на камере приема СОД</p> <p>3. Запасовка ОУ в камеру пуска СОД</p> <p>4. Запуск и контроль про- хождения ОУ по трассе нефтепровода</p> <p>5. Прием и из- влечение ОУ</p>			Оборудование и нефте-	290-99ГОСТ	
			проводы, работающие под	12.2.003–91 ССБТ	
			давлением	ГОСТ 12.2.061-81	
				ССБТ	
				ППБ 01-03 ГОСТ	
			Пожаровзрывобезопас-	12.1.010–76 ССБТ	
			ность на рабочем месте	ФЗ –от	
				22.07.2013г. №123	
			Отклонение показателей микроклимата на отры- том воздухе, рабочей		СанПиН 2.2.4.548- 96
			зоны		ГОСТ 21.0.003-74
		СНиП 2.04.05.86			
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003-83		
			(1999) ССБТ		
			СНиП II-12-77		
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012-90		
			СБТ		
	Превышение уровней ионизирующих излуче- ний		НРБ-76\87		
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.046-85		
Социальная ответственность				Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
				47	

	<i>Химические</i>		
	Повышенная запылен- ность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88  ССБТ  ГОСТ 12.1.007-76  ССБТ
	<i>Биологические</i>		
	Повреждения в резуль- тате контакта с живот- ными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78  ССБТ

#### **4.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при пуске и приёме ОУ**

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении мероприятий по очистке внутренней полости нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

##### *1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны*

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.



При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже  $-25^{\circ}\text{C}$  работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежедневно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около  $+25^{\circ}\text{C}$ .

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева.

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

В рабочих зонах помещения и площадки обслуживания температура воздуха различна в теплый и холодный периоды года.

Таблица 3 – Продолжительность пребывания на холоде

ТЕМПЕРАТУРА ВОЗДУХА, $^{\circ}\text{C}$	СКОРОСТЬ ВЕТРА, М/С											
	1		2		4		6		8		10	
	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б
0-10	не регламентируется											
10-15	не регламентируется										154	1
15-20	не регламентируется						180	1	130	1	98	2
20-25	не регламентируется				150	1	114	1	90	2	72	2
25-30	150	1	130	1	103	2	83	2	68	2	63	3
-35	106	1	95	2	79	2	66	3	55	3	47	4
-40	82	2	75	2	64	3	54	3	46	4	40	4
-45	67	3	62	3	53	3	46	4	40	4	35	5

Примечание:

А – продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин; Б – количество 10-минутных перерывов для обогрева за четырехчасовой период рабочей смены.

## 2. Повышение уровней шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;

					Социальная ответственность		Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	дата			49

- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6 В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство.

### *3. Повышение уровней вибрации*

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 69 Гц.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации).

### *4. Повышение уровней ионизирующих излучений*

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД).

При облучении всего тела и для I группы критических органов установлено значение ПДД (для категории А) 50 мЭв (5 бэр) в год. Для II и III групп критических органов ПДД равна 150 и 300 мЭв (15 и 30 бэр) в год соответственно.

Основные профилактические мероприятия: уменьшение времени пребывания в зоне радиации; увеличение расстояния от источника излучения до работающего; установка защитных экранов; применение аппаратов с дистанционным управлением и др.

### *5. Неудовлетворительная освещенность рабочей зоны*

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

### *6. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.*

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м<sup>3</sup>, для природного газа ПДК равно 300 мг/м<sup>3</sup>.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем.

## *7. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися*

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гноса и энцефалитного клеща.

### **4.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при пуске и приёме ОУ**

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении мероприятий по очистке внутренней полости нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

#### *1. Производственные механизмы*

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например двуручное управление), предотвращающие травмы.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право.

#### *2. Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке*

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

- переменный (50 Гц) –  $U$  не более 2,0 В,  $I$  не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) –  $U$  не более 3,0 В,  $I$  не более 0,4 мА;
- постоянный –  $U$  не более 8,0 В,  $I$  не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

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

Предусмотреть технических средств электробезопасности: применение малых напряжений (12–42 В), защитное заземление (4–10 Ом), устройство защитного отключения.

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

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

### *3. Оборудование и нефтепроводы, работающие под давлением*

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование работающее под высоким давлением обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д.

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;

- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т. д.).

#### *4. Взрывоопасность и пожароопасность*

Все работы по запасовке и извлечению ОУ производить искрозащитным инструментом.

Если при выполнении работ по пуску ОУ произошло застревание в задвижке, тройнике, ответственному лицу прекратить все работы, уведомить начальника ЦТОРТиЛПА и начальника ОТН. Работы по извлечению проводить только по отдельным согласованным с ЦИТС мероприятиям.

Устанавливать технику (при использовании техники для запасовки и извлечения ОУ) необходимо с подветренной стороны от концевого затвора. Техника должна быть оснащена искрогасителями.

Для обеспечения пожарной безопасности объекта, руководители работ обязаны ознакомить работающих с пожарной безопасностью каждого вида строительно-монтажных работ, а так же веществ, материалов, конструкций и оборудования, которые применяются на этих работах.

Персоналу иметь средства индивидуальной защиты. Для безопасной эвакуации предусмотреть необходимое количество эвакуационных выходов, соответствующие средства коллективной защиты.

Каждый производственный объект, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха, организации.

#### **4.2. Экологическая безопасность**

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

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

С целью минимизации и предупреждения загрязнения окружающей природной среды, должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов.

						Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			56



### 4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Таблица 4 – План ликвидации аварии на магистральном нефтепроводе

Вид аварии и место возникновения	Мероприятия по локализации и ликвидации аварии	Действия ответственных лиц аварийных служб и бригад по локализации и ликвидации аварий, оказанию помощи пострадавшим
1	2	3
<p>Авария на объекте магистрального нефтепровода – внезапный вылив или истечение нефти (утечки) в результате полного разрушения или частичного повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими событиями</p>	1. Обнаружение аварии	1. Сообщить немедленно о происшествии по связи диспетчеру РДП, РНУ (УМН) и начальнику ЛПДС, НПС
	2. Получение информации об аварии.	1. Уточнить у источника информации характер, размеры и место аварии, время обнаружения, обстановку на местности. 2. Убедитесь в достоверности информации.
	3. Оповещение об аварии	1. Немедленно оповестить об аварии: - оператора НПС - диспетчера РДП
	4. Принятие оперативных мер	1. Остановить перекачку нефти по аварийному участку нефтепровода и отключить аварийный участок в режиме телеуправления в соответствии с Регламентом действия оперативного персонала при аварийных ситуациях. 2. Немедленно известить об аварии руководство РНУ (УМН), начальника ЦРС (СУПЛАВ), диспетчера ОАО МН, диспетчера связи ПТУС.

1	2	3
		3. Организовать контроль за выездом аварийно-восстановительной бригады, патрульной группы. 4. Принять меры, исключающие возможность попадания нефти на территорию населенных пунктов, в водоемы, на автомобильные и железные дороги. 4. Принять меры по предотвращению возможности возгорания разлитой нефти; 5. Организовать сбор вытекшей нефти 6. Определить способ опорожнения дефектного участка нефтепровода от нефти.
	5. Проведение аварийно-восстановительных работ.	1. Определить способы и объемы восстановительных работ с привлечением специализированных организации, составить план производства восстановительных работ.

#### 4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Регулирование проектных решений в законодательном аспекте, зачастую относится к человеку и охране окружающей среды.

Производство ремонтно-восстановительных работ проводится сотрудниками, которые работают вахтовым методом. Согласно статьи 299 НК [37], работа вахтовым методом приравнивается к сверхурочной и оплачивается в повышенном размере. Работникам организаций, финансируемых из федерального бюджета, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места расположения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы (далее - надбавка) в следующих размерах: в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях –

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

75% тарифной ставки (оклада); в районах Сибири и Дальнего Востока – 50% тарифной ставки (оклада); в остальных районах - 30% тарифной ставки (оклада).

Компенсационные выплаты, произведенные лицам, выполняющим работы вахтовым методом, не подлежат обложению налогом на доходы физических лиц и единым социальным налогом на основании п. 3 ст. 217 и подп. 2 п. 1 ст. 238 Налоговый кодекс [37].

Защита окружающей среды при ремонте магистральных нефтепровода чаще всего связана в обеспечении производства работ без значительных разливов нефти, а также в рекультивационных операциях возможных мест попадания нефтепродуктов в почву.

Законом об охране окружающей среды [38] регулируются следующие положения. Эксплуатирующая организация при возникновении разливов нефти и нефтепродуктов обязана:

1) обеспечить в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, оповещение федеральных органов исполнительной власти, определяемых соответственно Президентом Российской Федерации, Правительством Российской Федерации, а также органов государственной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления на территориях, которые примыкают к участку разлива нефти и нефтепродуктов, о факте разлива нефти и нефтепродуктов;

2) обеспечить организацию и проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в соответствии с планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;

3) принимать меры по защите жизни и сохранению здоровья работников эксплуатирующей организации и иных людей, находящихся непосредственно в районе разлива нефти и нефтепродуктов, а также при необходимости проводить их эвакуацию;

4) принимать меры по защите и сохранению водных биоресурсов;

5) обратиться в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, федеральные органы исполнительной власти, определяемые соответственно Президентом Российской Федерации, Правительством Российской Федерации, для привлечения дополнительных сил и средств в целях осуществления мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в случае, если разлив нефти и нефтепродуктов произошел в объеме, не позволяющем обеспечить его устранение на основе плана предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;

6) возместить в полном объеме вред, причиненный окружающей среде, в том числе водным биоресурсам, жизни, здоровью и имуществу граждан, имуществу юридических лиц в результате разливов нефти и нефтепродуктов, а также расходы на привлечение дополнительных сил и средств для осуществления мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	дата		60

## 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.

В данном разделе рассматривается технико-экономическое обоснование выбора метода для очистки внутренней полости нефтепроводов, основанное на сравнительном анализе перспективных методов очистки и современных технологических решений. Оба метода приемлемы для проведения очистных мероприятий, каждый из них имеет ряд своих достоинств и недостатков.

В данном разделе произведены следующие расчеты: затрат на материалы, затрат на оплату труда, отчисления на социальные нужды, амортизация.

Расчет эксплуатационных затрат на пуск очистного устройства с проведением экономического сравнения перспективности выборочного метода очистки нефтепровода:

1. Механический способ очистки – скребки, поршни;
2. Химический способ очистки – химический реагент.

Эксплуатационные затраты состоят из следующих элементов:

1. Затраты на оплату труда;
2. Отчисления на соц. нужды;
3. Амортизация.

					«Методы очистки нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 318-329 км.»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кариков К.В.			Финансовый менеджмент	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.					61	77
Консульт.		Вазим А.А.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т		
И.О. Зав. Каф		Бурков П.В.						

## 5.1. Расчет затрат по статье «Оплата труда»

Таблица 8 – Статья оплата труда в тыс. руб.

Наименование профессии	Численность		Кол-во час.		Оплата по тарифу		Оплата с/урочных и выходн.		Доплаты, на кот. нач. премия		Премия сумма		Оплата с/урочных и выходных		Р.К. всего		Итого ФОТ тыс. руб.	
	ММ	ХМ	ММ	ХМ	ММ	ХМ	ММ	ХМ	ММ	ХМ	ММ	ХМ	ММ	ХМ	ММ	ХМ	ММ	ХМ
Водитель автомобиля УАЗ	1 чел	1 чел	207 час	40 час	3.0р	0,6р			1.0р	0,2р	3.0р	0,6			1.5	0,3	8.5	1,7
Инженер 1 категории АВП	1 чел	1 чел	207 час	40 час	5.5р	1,1р	0.5р	0,1р				0,9р	0.5р	0,1р	2.0	0,4	12.5	2,5
Водитель автомобиля	1 чел	1 чел	87 час	40 час	1.4р	0,7р	0.4р	0,2р	0.4р	0,2р	1.6р	0,8р	0.2р	0,1р	0.8	0,4	4.8	2,4
Трубопроводчик линейный	4 чел	2 чел	87 час	40 час	6.4р	1,6р	0.16р	0,4р			5.6р	1,4р	0.8р	0,2р	2.8	0,7	17.2	4,3
Трубопроводчик линейный	1 чел	1 чел	15 час	32 час	0.3р	0,6р	0.1р	0,2р			0.3р	0,6р	0.05р	0,1р	0.15	0,3	0.9	1,8
Водитель автомобиля ЗИЛ	1 чел	1 чел	15 час	32 час	0.25р	0,5р	0.1р	0,2р	0.05р	0,1р	0.3р	0,6р	0.05р	0,1р	0.15	0,3	0.9	1,8
Электрогазосварщик	2 чел	2 чел	15 час	32 час	0.75р	1,5р	0.2р	0,4р			0.7р	1,4р	0.1	0,2	0.35	0,7	2.1	4,2
Водитель	1 чел	1 чел	15 час	32 час	0.35р	0,7р	0.1р	0,2р	0.1р	0,2р	0.4р	0,8р	0.05	0,1	0.2	0,4	1.2	2,4
Машинист бульдозера	1 чел	1 чел	207 час	40 час	4.5р	0,9р	1.0р	0,2р			4.0р	0,8р	0.5	0,1	2.0	0,4	12.0	2,4
Машинист экскаватора	1 чел	1 чел	87 час	40 час	1.8р	0,9р	0.4р	0,2р			1.6р	0,8р	0.2	0,1	0.8	0,4	4.8	2,4
<b>Итого:</b>	14 чел	12 чел			25.9р	9,1р	3.26р	2,1р	1.55р	0,7р	18.6р	8,7р	2.55р	1,1р	11.35р	4,3р	68.3	25,9

Итого: затраты на механический метод очистки составили 68.3 тыс. руб.; затраты на химический способ очистки составляют 25.9 тыс.руб..

Экономия составила 42.4 тыс.руб.

## 5.2 Расчет отчислений на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды определяются суммой единого социального налога по установленным законодательством нормам в процентах от расходов на оплату труда (30%).

$$C_x = 0,3 * 25\,900,00 = 7\,770,00 \text{ руб.};$$

$$C_m = 0,3 * 42\,400,00 = 12\,720,00 \text{ руб.}$$

### 5.3 Расчет затрат на амортизацию

Таблица 9 – Расчет затрат по статье — Амортизация на проведение очистных мероприятий

Наименование	Балансовая стоимость (руб)	Норма АО, (%)	Сумма А в год, тыс.руб.	Метод очистки химический/механический	
				Отраб. маш./дн.	А тыс.руб.
Т-170 бульдозер	216	14.3	31	5/26	0.6/4.0
ЭО-4224	325	11	35	5/11	0.7/2.0
КРАЗ-255	127	10	13	5/26	0.3/1.3
Трал	120	12.5	15	5/26	0.3/2.0
Автокран УРАЛ-5557 КС 3574	258	10	26	4/2	0.2/0.05
СА —Линкольн 	70	16.7	12	4/2	0.2/0.05
КАМАЗ-4310	154	10	15	2/2	0.13/0.013
Вагончик —Кедр	82	12.5	10	5/26	0.2/1.0
УАЗ-3303	212	11	24	5/26	0.5/2.6
ЗИЛ-131	75	10	8	4/2	0.1/0.05
ДЭС-30	33	14.3	5	/26	/0.5
ПНУ 100/200	70	16.7		/8	/0.4
Итого	1742		206		3.2/14.18

Итого: затраты на механический метод очистки составили 14.18 тыс.

руб.; затраты на химический метод очистки составили 3.2 тыс.руб.

Экономия составила 10.98 тыс.руб.

#### 4.4 Заключительный сравнительный анализ по методам очистки нефтепровода

Таблица 5

Расчет всех затрат на проведение очистных мероприятий в тыс.руб.

№ п/п	Наименование статей	Механический метод очистки (тыс. руб)	Химический метод очистки (тыс. руб)
1	Материалы	7,8	8,7
2	Оплата труда	68,3	25,9
3	Отчисления на соц, нужды	25	10
4	Амортизация	14,2	3,2
I	Итого основных затрат:	214,4	76,3
II	Накладные расходы	32,16	11,445
	Плановые накопления	49,31	17,55
	Всего затрат	295,87	105,29
	НДС	53,26	18,95
	Всего затрат с НДС:	349,13	124,25

Итог: затраты на проведение очистки механическим методом составят 349,13 тыс.руб. Затраты на проведение очистки химическим методом составят 124,25 тыс. руб.

В выборе очистного устройства, необходимо руководствоваться характеристиками нефтепровода, характеристикой очистного устройства и экономичностью в эксплуатации. Химический метод очистки нефтепровода идеально подходит для нефтепроводов, а так же метод более эффективен и экономичен.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе дан анализ состояния нефтепроводов и выявлено, что большинство нефтепроводов имеют большой срок службы, а также большой объем занимают сложные нефтепроводы.

Описаны виды очистки, их периодичность, проанализированы основные причины отложений в нефтепроводах на основе анализа нормативно-технических документов и научно-технической литературы, выявлены и охарактеризованы основные методы очистки нефтепроводов. Большое внимание уделено очистке нефтепроводов специальными устройствами (механическими), приведены рекомендации по применению гелей для очистки нефтепроводов переменного сечения. Описан химический способ очистки нефтепроводов.

Даны мероприятия по производственной и экологической безопасности. Проведен анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

В ходе работы было определено, что для проведения очистки участка нефтепровода 318-329 км. «Александровское-Анжеро-Судженск» более эффективным и экономичным является химический способ, но на практике применяется механический способ.

					«Методы очистки нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 318-329 км.»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кариков К.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.					65	77
Консульт.		Вазим А.А.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т		
И.О. Зав. Каф.		Бурков П.В.						

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. и др. Транспорт и хранение нефти и газа. – М.: Недра, 1975. – 150 с.
2. Лурье М.В. и др. Нефтепроводный транспорт нефтепродуктов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 89 с.
3. Лурье М.В.. Сборник задач по нефтепроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: Нефть и газ, 1995.– 123 с.
4. А.В. Коптева. Волновые методы контроля парафиновых отложений в магистральных нефтепроводах.
5. Нечваль А.М.. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. – 165 с.
6. Рудаченко А.В., Чухарева Н.В., Жилин А.В.. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов.
7. Новоселов В.Ф. Нефтепроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов: Учебное пособие. – Уфа: изд-во Уфим. нефт. ин-та, 1986. – 93 с.
8. Технологические нефтепроводы промышленных предприятий / Р.И. Тавас-шерна, А.И. Бесман, В.С. Позднышев и др. – М.: Стройиздат, 1991. – 655 с.
9. Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В., Макаров С. П.. Нефтепроводный транспорт нефтепродуктов. – М.: Нефть и газ, 1999.
10. Нефтепромысловое оборудование: Комплект каталогов / Под ред. В.Г. Креца, В.Г. Лукьянова. – Томск: Изд-во Томского ун-та, 1999. – 900 с.

					«Методы очистки нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке 318-329 км.»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кариков К.В.			Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.					66	77
Консульт.		Вазим А.А.						
И.О. Зав. Каф		Бурков П.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т		

11. Комлев И.М., Чаплин И.Е., Чухарева Н.В.. Очистка нефтепрово-дов гелевыми системами.
12. Коршак А.А., Блинов И.Г., Веремеенко С.А. . Ресурсосберегаю-щие методы эксплуатации нефтепроводов. – Уфа: Башкнигоиздат, 1991. – 136 с.
13. Очистка нефтепроводов и резервуаров от остатков нефти для ра-боты с нефтепродуктами // Транспорт и хранение нефти и нефтепро-дуктов.— 1969.- №11 – 36 с..
14. Повышение пропускной способности нефтепровода благодаря применению жидкого полимера // Нефть, газ и нефтехимия за рube-жом.— 1985.— №7.
15. Порайко И. Н. О стабилизации производительности нефтепрово-дов с помощью полимеров // Транспорт и хранение нефти и нефтепро-дуктов.— 1979.- № П.- С. 8.
16. Порайко И. Н., Галюк В. Х. Очистка нефтепроводов водораство-римыми полимерами // Нефтяное хозяйство.— 1979.— № 9.— С. 58.
17. Порайко И. Н., Порайко Д. Н. Механизм действия гидрофильных полимеров в нефтяном потоке // Нефтяное хозяйство. — 1984. — № 5. — С. 56.
18. Порайко И. Н., Порайко Д. Н. Полимерные легкоподвижные раз-делители для нефтепродуктопроводов // Транспорт и хранение нефте-продуктов и углеводородного сырья. — 1982.— № 1.— С. 17.
19. А. А. Абрамзон, Л. П. Зайченко, С И. Файнгольд. Поверхностно-активные вещества. Синтез, анализ, свойства, применение: Учеб. посо-бие для вузов / Под ред. А. А. Абрамзона. — Л.: Химия, 1988.— 200 с.
20. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. Руководящий документ.- 2-е изд., испр.- М.: ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортех-надзора России», 2002.- 120 с.
21. ГОСТ 12.0.003.-74. Опасные и вредные производственные факто-ры. Классификация.

					Список литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

22. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
23. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности.
24. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.
25. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
26. Официальный сайт ООО Научно-техническая фирма ВО-СТОКнефтегаз [Электронный ресурс].- Электрон. дан. (1 файл), [2006]. – Режим доступа: <http://www.vostokoil.ru> свободный. – Загл. с экрана.
27. Официальный сайт Girard Industries [Электронный ресурс].- Электрон. дан. (1 файл), [2006]. – Режим доступа: <http://www.girardind.com>. свободный. – Загл. с экрана.
28. Официальный сайт Inspection Technologies [Электронный ре-сурс].- Электрон. дан. (1 файл), [2006]. – Режим доступа: <http://www.roseninspection.net> свободный. – Загл. с экрана.
29. Официальный сайт НПООО "Техногаз-89" [Электронный ресурс] : саморазрушающиеся поршни.- Электрон. дан. (1 файл). – Украина, г. Донецк, [2006]. – Режим доступа: <http://www.tekhnogaz89.com.ua>. свободный. – Загл. с экрана.
30. Инструкция ОАО «Томскнефть» ВНК «Организация безопасного проведения газоопасных работ» №ПЗ-05 И-0014ЮЛ-098
31. Минтопэнерго РФ от 01.11.95г.
32. РД 153-39.4-056-00
33. Стандарт ОАО "Томскнефть" ВНК «Управление отходами» №ПЗ-05 С-0084 ЮЛ-098.
34. ВСН 011-88. «Строительство магистральных и промысловых нефтепроводов. Очистка полости и испытание». Миннефтегазстрой;

					Список литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

35. ВСН-51-1-80. «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных нефтепроводов Министерства газовой промышленности»;
36. ВСН 51-1-97. «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов». Газпром 1997 г.
37. ВСН 179-85. «Инструкция по рекультивации земель при строительстве нефтепроводов»;
38. ВРД 39-1.10-006-2000\* «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов»;
39. ВППБ 01-04-98 «Правила пожарной безопасности для предприятий и организация газовой промышленности»;
40. ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения»;
41. ГОСТ 17.53.4-83\* «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель»;
42. ГОСТ 17.1.3.13-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения»;
43. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;
44. ГОСТ 12.1.003-74\* «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»;
45. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;
46. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
47. ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
48. ГОСТ 12.1.009-76 «ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения»;
49. ГОСТ 12.1.010-76\* «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования»;

					Список литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

50. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности»;
51. ГОСТ 12.1.013-78 «ССБТ. Строительство. Электробезопасность. Общие требования»;
52. ГОСТ 12.1.030 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»;
53. ГОСТ 12.1.033-81 «ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения»;
54. ГОСТ 12.1.038-82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»;
55. ГОСТ 12.1.046-85 «ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок»;
56. ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»
57. ГОСТ 12.2.037-78 «ССБТ. Техника пожарная. Требования безопасности»;
58. ГОСТ 12.4.010-75 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты. Рукавицы специальные. Технические условия»;
59. ГОСТ 12.4.026-76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности»
60. ГОСТ 26568-85 «Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация»;
61. ГОСТ 12.0.003-74\* «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»;
62. ИН 3.1-6 «Инструкция по обращению с отходами»;
63. ОНТП 51-1-85 «Магистральные нефтепроводы. Часть 1. Газопроводы»;
64. ПБ 03-517-02 «Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

					Список литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

65. ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления;
66. ППБ 01-93 «Правил пожарной безопасности в Российской Федерации»;
67. ППБ 01-93 «Правила пожарной безопасности в РФ»;
68. Правила устройств электроустановок;
69. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов. Мингазпром 1984г.;
70. Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных нефтепроводов;
71. РД 51-3-96 «Регламент по техническому обслуживанию подводных переходов магистральных газопроводов через водные преграды»;
72. РД-102-011-89 "Охрана труда";
73. Р 2.2.2006-05 «Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда»;
74. СН 010-88 «Строительство магистральных нефтепроводов. Подводные переходы»;
75. СНиП 2.05.06-85\*. «Магистральные нефтепроводы»;
76. СНиП III-42-80\*. «Магистральные нефтепроводы»;
77. СНиП 23-01-99. «Строительная климатология»;
78. СНиП III-4-80\* «Техника безопасности в строительстве»;
79. СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы»;
80. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Общие требования;
81. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»;
82. СП 108-34-97 «Свод правил по сооружению подводных переходов РАО «Газпром» 1998 г.»;
83. СП 111-34-96 «Очистка полости и испытание газопроводов»;

84. СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб»;
85. СП 42-103-2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов»;
86. ВН 39-1.9-005-98 «Нормы проектирования и строительства морского газопровода»
87. СНиП II-12-77 «Нормы проектирования. Защита от шума»;
88. НРБ-76/87 «Нормы радиационной безопасности»;
89. ГОСТ 12.1.008-76 «Биологическая безопасность»;
90. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
91. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
92. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
93. ГОСТ 12.1.006–84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.
94. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
95. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования
96. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
97. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
98. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация
99. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.



100. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
101. ГОСТ 12.1.045–84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
102. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
103. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам
104. ГОСТ 12.3.002–75 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
105. ГОСТ 12.3.009–76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
106. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
107. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
108. ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
109. Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
110. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
111. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».
112. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
113. СанПиН 2.2.4.1191–03. Электромагнитные поля в производственных условиях.

					Список литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

114. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
115. СН 2.2.4/2.1.8.566. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. – М.: Минздрав России, 1997.
116. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
117. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
118. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
119. СП 2.6.1–758–99. Нормы радиационной безопасности, НРБ–99.
120. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
121. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением (ПБ 10–115–96). – ПИООБТ, 1996. – 156 с.
122. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
123. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
124. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
125. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
126. ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
127. ГН 2.2.5.2308 – 07. Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
128. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.
129. ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест

					Список литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

130. ГН 2.2.5.2309 – 07. Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
131. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования
132. Приказ Федерального агентства по рыболовству от 18 января 2010 г. № 20 «Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения»
133. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
134. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
135. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.
136. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.
137. ГОСТ Р ИСО 1410-2010. Экологический менеджмент. Оценка Жизненного Цикла. Принципы и структура.
138. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
139. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
140. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
141. ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

					Список литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

142. ГОСТ 12.2.033-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
143. ГОСТ 21752-76. Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования.
144. ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования.
145. ГОСТ 21889-76. Система «человек-машина». Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования.
146. ГОСТ 21958-76. Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.
147. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.
148. ГОСТ 22613-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели поворотные. Общие эргономические требования.
149. ГОСТ 22614-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели клавишные и кнопочные. Общие эргономические требования.
150. ГОСТ 22615-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели типа «Тумблер». Общие эргономические требования.
151. ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.
152. ГОСТ 23000-78. Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования.
153. ГОСТ EN 894-1-2012. Безопасность машин. Эргономические требования к оформлению индикаторов и органов управления. Часть 1. Общие руководящие принципы при взаимодействии оператора с индикаторами и органами управления.

					Список литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

154. ГОСТ EN 894-3-2012. Безопасность машин. Эргономические требования к оформлению индикаторов и органов управления. Часть 3. Органы управления.
155. ГОСТ Р 50923-96. Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения.
156. ГОСТ Р ИСО 14738-2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин.
157. ГОСТ Р ИСО 6385-2007. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
158. ГОСТ Р ИСО 9241-4-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 4. Требования к клавиатуре.
159. ГОСТ Р ИСО 9241-5-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 5. Требования к расположению рабочей станции и осанке оператора.
160. ГОСТ Р ИСО 9241-7-2007. Эргономические требования при выполнении офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (ВДТ). Часть 7. Требования к дисплеям при наличии отражений.
161. ГОСТ Р ИСО 9355-1-2009. Эргономические требования к проектированию дисплеев и механизмов управления. Часть 1. Взаимодействие с человеком.
162. ГОСТ Р ИСО 9355-2-2009. Эргономические требования к проектированию дисплеев и механизмов управления. Часть 2. Дисплеи.
163. ГОСТ Р ИСО 9355-3-2010. Эргономические требования к проектированию дисплеев и механизмов управления. Часть 3. Механизмы управления.

					Список литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77