

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра»

УДК 622.692.4.053-024.61-776

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Новейченко А.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	К.Т.Н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

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

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б5А	Новейченко Александру Александровичу

Тема работы:

«Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра»
---

Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 №59-110/с
---	----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Магистральный нефтепровод с участками разного диаметра Игольско-Таловое – Герасимовское;</li> <li>2. Длина нефтепровода 165 километров, причем соединение участков разных диаметров происходит на 86 километре;</li> <li>3. Диаметр трубы первого участка составляет 426 мм, второго – 530 мм;</li> <li>4. Годовая пропускная способность нефтепровода – <math>4,1 \cdot 10^9</math> миллионов тонн в год;</li> <li>5. Плотность нефти – 812 кг/м<sup>3</sup>;</li> </ol>
---	---

<p align="center"><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p align="center"><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>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Виды очистки, ее периодичность, а также причины образования отложений внутри трубопровода;</li> <li>2. Проведение расчета двух участков магистрального нефтепровода разного диаметра;</li> <li>3. Способы очистки внутренней полости трубопровода, а также устройства применяемые при этом.</li> </ol>
--	--

<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Схема камеры пуска и приема средств очистки и диагностики;</li> <li>2. Виды очистных скребков.</li> </ol>
---	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Реферат

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Новейченко Александр Александрович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б5А	Новейченко Александр Александрович

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/с пециальность</b>	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- стоимость оборудования и материалов; - заработная плата исполнителей
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Единый социальный налог – 30% Ежегодные амортизационные отчисления – 12%

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	1. Расчет показателей ресурсоэффективности. 2. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		31.01.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б5А	Новейченко Александр Александрович		31.01.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б5А	Новейченко А.А.

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/ специальность</b>	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Тема ВКР:

Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Область размещения камеры пуска и приема средств очистки и диагностики</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<i>ГОСТ 12.0.004-2015 ССБТ СП 18.13330.2011 СП 60.13330.2012 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ ГОСТ 12.1.005-88 с измен. 2000 ГОСТ Р 12.4.236-2011 ИБТВ 1-087—81 ГОСТ Р 22.0.02-2016</i>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<b><i>Вредные факторы:</i></b> <i>1. вредные вещества; 2. метеоусловия.</i> <b><i>Опасные факторы:</i></b> <i>1. механической природы; 2. пожарной и взрывной природы.</i>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<i>1. загрязнение выбросами выхлопных газов от техники; 2. образование и размещение отходов, образующихся при работах.</i>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<i>Возникновение пожара и взрыва при разгерметизации камер пуска и приема средств очистки и диагностики, меры пожарной безопасности при подготовке и производстве очистных работ.</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>
ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б5А	Новейченко А.А.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.03.2020	<i>Введение</i>	
14.03.2020	<i>Общая часть</i>	
28.03.2020	<i>Расчет участков нефтепровода с переменным диаметром</i>	
15.04.2020	<i>Очистка нефтепровода</i>	
21.04.2020	<i>Очистные устройства</i>	
29.04.2020	<i>Методы предотвращения парафинообразования</i>	
05.05.2020	<i>Финансовый менеджмент</i>	
12.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	
19.05.2020	<i>Заключение</i>	
25.05.2020	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ОНД ИШПР</b>	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 100 страниц, 18 рисунков, 20 таблиц, 29 источников.

Ключевые слова: Эксплуатация, очистка, внутренняя полость, гидравлический расчет, очистное устройство, камера пуска и приема СОД.

Объект исследования: средства и технология очистки внутренней полости магистрального нефтепровода.

Цель работы – анализ современной технологии проведения очистки внутренней полости МН с участками разного диаметра.

В процессе исследования проводились: гидравлические расчеты нефтепровода, расчеты толщины стенки, оценка состояния внутренней полости нефтепровода. Рассмотрены вопросы, связанные с причинами загрязнения внутренней полости, проведения очистки полости, ее периодичности, ее методов и способов, а также рассмотрены виды очистных устройств. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности эксплуатации, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования: был произведен анализ применяемых методов очистки полости от образующихся в процессе эксплуатации отложений в нефтепроводах. На его основании было выявлено, что при очистке внутренней полости МН с участками разного диаметра рекомендовано использование только эластичных (мягких) поршней и гелевых систем.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация проведения разных способов очистных работ.

Экономическая эффективность/значимость работы: затраты на проведение одной очистки магистрального нефтепровода составили 235202руб.

					Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новейченко А.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					9	100
Консульт.						НИ ТПУ гр.3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## ABSTRACT

Final qualifying work: 100 pages, 18 figures, 20 tables, 29 sources.

Key words: exploitation, cleaning, internal cavity, hydraulic calculation, cleaning device, start and reception chamber cleaning and diagnostics device.

The object of the study: Means and technology for cleaning the internal cavity of a main oil pipeline.

Work purpose: analysis of modern technology for cleaning the internal cavity of main oil pipelines with sections of different diameters.

In the course of the research were carried out: hydraulic calculations of the oil pipeline, calculations of wall thickness, assessment of the state of the internal cavity of the oil pipeline. The issues related to the causes of contamination of the internal cavity, the cleaning of the cavity, its frequency, its methods and methods, and the types of cleaning devices are considered. Measures for labor protection and operational safety, environmental protection, technical and economic part are given.

As a result of a research: An analysis was made of the methods used to clean the cavity from deposits formed during operation of oil pipelines. Based on it, it was revealed that when cleaning the internal cavity of a main oil pipeline with sections of different diameters, it was recommended to use only elastic (soft) pistons and gel systems.

The main design, technological and technical and operational characteristics: technology and organization of various methods of cleaning work.

Economic efficiency / importance of work: the costs of one cleaning of the main oil pipeline amounted to 235,202 rubles.

					Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новейченко А.А.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					10	100
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						<b>НИ ТПУ гр.3-2Б5А</b>		

## Оглавление

Сокращения ..... 14

**ВВЕДЕНИЕ** ..... 15

**1 Общая часть**..... 16

1.1 Общие положения ..... 16

1.2 Периодичность и виды очистки ..... 17

1.3 Образование отложений в трубопроводе ..... 20

1.4 Причины и закономерности образования отложений парафина .... 21

**2 Расчет участков нефтепровода с переменным диаметром** ..... 25

2.1 Определение толщины стенки участков нефтепровода..... 25

2.2 Гидравлический расчет участков нефтепровода ..... 27

2.3 Оценка состояния внутренней полости нефтепровода ..... 29

**3 Очистка нефтепроводов** ..... 33

3.1 Очистка трубопровода от АСПО отложений..... 34

3.2 Камера пуска..... 36

3.3 Камера приема..... 37

3.4 Затворы камеры ..... 38

**4 Очистные устройства** ..... 41

4.1 Очистные скребки типа СКР (жесткие ОУ)..... 42

4.2 Очистка нефтепроводов гелевыми системами..... 45

4.3 Поролоновые (мягкие) поршни ..... 48

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра			
Разраб.		Новейченко А.А.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					11	100
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						<b>НИ ТПУ гр.3-2Б5А</b>		

<b>5</b>	<b>Методы предотвращения парафинообразования</b> .....	51
5.1	Применение ингибитора предотвращения парафинообразований .	51
5.2	Технологический метод борьбы с отложениями парафина .....	53
5.3	Тепловой метод борьбы с отложениями парафина .....	53
5.4	Удаление газовых и водяных скоплений.....	56
5.5	Рекомендации выбора технологии очистки нефтепровода .....	61
<b>6</b>	<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<b>62</b>
6.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	62
6.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования .....	62
6.1.2	Анализ конкурентных технических решений.....	63
6.1.3	SWOT – анализ.....	65
6.2	Определение возможных альтернатив.....	68
6.3	Планирование научно-исследовательских работ .....	69
6.3.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	69
6.3.2	Определение трудоемкости выполнения работ.....	70
6.3.3	Разработка графика проведения научного исследования.....	71
6.4	Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	74
6.4.1	Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ.....	74
6.4.2	Основная заработная плата исполнителей темы .....	75
6.4.3	Дополнительная заработная плата исполнителей темы .....	77
6.4.4	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	78
6.4.5	Накладные расходы .....	79
6.4.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	79

6.5	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	80
	Вывод по разделу .....	82
<b>7</b>	<b>Социальная ответственность.....</b>	<b>84</b>
	Введение.....	84
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	84
7.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	84
7.1.2	Требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам.....	85
7.1.3	Социальная защита работников .....	85
7.2	Производственная безопасность .....	86
7.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	86
7.3	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего).....	89
7.4	Экологическая безопасность.....	92
7.4.1	Воздействие объекта на гидросферу.....	93
7.4.2	Воздействие объекта на литосферу.....	94
7.4.3	Воздействие предприятия на атмосферу .....	94
7.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	94
	Вывод по разделу .....	96
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>97</b>
	<b>Список литературы .....</b>	<b>98</b>

## Сокращения

ОУ – очистные устройства;

ЕП – емкость подземная;

СП – свод правил;

НТИ - научно-техническое исследование;

МН – магистральный нефтепровод;

НПС, ПС – нефтеперекачивающая станция;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

СОД – средства очистки и диагностики;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПДУ – предельно допустимый уровень;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра			
Разраб.		Новейченко А.А.			Сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					14	100
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						<b>НИ ТПУ гр.3-2Б5А</b>		

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время мы не можем представить нашу экономику без трубопроводов, самого экономического и самого экологически чистого транспорта углеводородов. В России эксплуатируется 50 тыс. км магистральных нефтепроводов, транспортирующих 600 млн. тонн нефти.

Особое внимание уделяется эксплуатации магистральных нефтепроводов – совокупности процессов приема, перекачки, сдачи нефти, технического обслуживания и ремонта объектов магистральных нефтепроводов.

Одним из видов технического обслуживания, о котором и пойдет речь в данной работе, это проведение очистки внутренней полости нефтепровода. В процессе эксплуатации трубопровод постепенно засоряется водой, парафиновыми отложениями и механическими примесями. Наличие скоплений приводит к повышению гидравлического сопротивления и как следствие – к снижению экономичности работы трубопровода.

Дополнительными осложнениями в проведении очистки является наличие нефтепроводов со вставками большего диаметра, необходимых для увеличения пропускной способности. Факт наличия соединения труб разного диаметра является дополнительным условием при выборе способа очистки внутренней полости трубопровода.

Машины и оборудование для очистки внутренней полости различных нефтепроводов – актуальный вопрос в сфере трубопроводного транспорта. Целью проведения работы является выбор оптимальной и современной технологии очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра.

					Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новейченко А.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					15	100
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						<b>НИ ТПУ гр.3-2Б5А</b>		

# 1 Общая часть

## 1.1 Общие положения

Игольско-Таловое нефтяное месторождение расположено в Томской области в Каргасокском районе, Герасимовское – Парабельский район Томской области. Месторождения находятся на территориях, которые представляет собой сильно заболоченные равнины, с абсолютными отметками поверхности земли от плюс 95 до плюс 195 м.

Каргасокский и Парабельский районы расположены в пределах Западно-Сибирской низменности, которая расположена на обширной территории, границы которой простираются от Урала до Енисея и от Полярного моря до линии Томск-Новосибирск-Семипалатинск. Климат района – резко континентальный, с теплым, но коротким летом и продолжительной суровой зимой. Значения температуры воздуха могут колебаться от минус 50°С (зимой) до плюс 30°С (летом). Осадков, в среднем, выпадает около 300 – 400 мм в год. Уровень промерзаемости грунта составляет 0,8 – 1,6 м, а болот около 0,4 м. По магистральному нефтепроводу (МН) Игольско-Таловое – Герасимовское проводится транспортировка добываемой на месторождении нефти в магистральный нефтепровод Александровское-Анжеро-Судженск.

С помощью автотранспорта с основных и перевалочных баз снабжения, расположенных в городах Стрежевой и Парабель, а также вахтовых поселках, существует возможность доставки необходимого груза. В начальном и конечном пунктах транспортировки также имеются вахтовые поселки, вертолетные площадки, ремонтные службы.

Около 40 лет назад, 11 марта, 1982 года томский облисполком зарегистрировал возникший поселок Кедровый на территории Парабельского

					Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новейченко А.А.			Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					16	100
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						<b>НИ ТПУ гр.3-2Б5А</b>		



района. В будущем, он получил статус города в 1987 году. Этот городок находится в долине реки Чузик, в 480 километрах к западу от города Томска. Перспективы развития города Кедровый связаны с разработкой разных нефтяных и газовых месторождений, принадлежащих ОАО «Востокгазпром» и ОАО «Роснефть». Через Кедровый проходят нефтепровод Игольско-Таловое – Герасимовское, а также газопровод Герасимовское – Кедровый.

Еще в 1968 году в центральной части Нюрольской мегавпадины в результате сейсморазведочных работ было выявлено Игольско-Таловое куполовидное поднятие. В дальнейшем, было открыто одноименное месторождение в 1977 году и введено в эксплуатацию в 1991 году. Открытие данного нефтяного месторождения, а также ряда других непромышленных месторождений сделало западную часть Нюрольской впадины высокоперспективным регионом Томской области. Начались масштабные работы по геологическому и геофизическому изучению местности.

В результате, по итогам многократных исследований было проведено тектоническое районирование территории, были установлены стратиграфия и литолого-петрографический состав материала осадочного чехла. Также были выделены перспективные на нефть комплексы, открыты и хорошо разведаны различные месторождения нефти. К числу проведенных работ можно отнести: геолого-геоморфологическую съемку масштаба 1:1 000 000, аэромагнитную съемку масштабов 1:1 000 000, 1:200 000, гравиметрическую съемку масштабов 1:1 000 000, 1:200 000, а также проведены сейсмические работы.

## 1.2 Периодичность и виды очистки

Для поддержания изначальной пропускной способности нефтепровода, предупреждения образования внутритрубных отложений и скопления воды, а также для подготовки участка магистрального нефтепровода к проведению внутритрубной инспекции проводится процесс очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с помощью пропуска ОУ.

					Общая часть	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Работы по очистке МН должны вестись:

- с соблюдением мер по обеспечению пожаровзрывобезопасности в соответствии с Правилами безопасности при эксплуатации МН;
- в соответствии Правилами пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов [1].

Существуют три вида очисток внутренней полости [2]:

- Периодическая – производится для очистки полости от отложений, скоплений газа и воды, постоянного поддержания пропускной способности, а также для предупреждения разрушений, связанных с развитием внутренней коррозии в нефтепроводе;
- Целевая – производится после проведения различного рода ремонтных работ с целью очистки полости трубы от остатков герметизаторов на линейной части МН;
- Преддиагностическая – производится для достижения такого качества очистки полости магистрального нефтепровода, которое удовлетворяет техническим характеристиками используемых инспекционных внутритрубных приборов.

В результате образования отложений в нефтепроводе его производительность уменьшается, а затраты электроэнергии на перекачку увеличиваются. Прибыль, получаемая предприятием по транспортировке нефти в течение некоторого планового периода времени  $\tau_{пл}$ , может быть представлена как:

$$Pr = N_{оч} \left\{ \int_0^{\tau_{оч}} [\sigma_G G(\tau) - \sigma_{э} N(\tau)] d\tau - 3_0 \right\} - И, \quad (1)$$

где  $N$  — число очисток трубопровода в течение планового периода;

$\tau_{оч}$  — средняя периодичность очисток;

$\sigma_G$  — тариф на перекачку 1 т нефти;

$G(t)$ ,  $N(t)$  — массовый расход нефти в трубопроводе и суммарные затраты мощности на перекачку в произвольный момент времени  $t$  между очистками;

					Общая часть	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$Z_o$  — затраты на одну очистку;

**И**— издержки на эксплуатацию трубопровода, не зависящие от количества очисток [3].

Для каждого, отдельно взятого, участка магистрального нефтепровода главный инженер организации, ответственной за эксплуатацию объекта, разрабатывает и утверждает инструкции по очистке внутренней полости.

Работы по очистке нефтепроводов должны выполняться в соответствии с Положениями и инструкциями, разработанными и утвержденными в установленном порядке.

Допускается проводить целевую очистку с помощью пропуска одного ОУ, байпасные отверстия которого закрыты.

Периодическая, как и преддиагностическая очистки проводится при помощи пропуска не менее, чем двух ОУ, согласно Положению о проведении работ по очистке внутренней полости МН. Причем, время между пусками ОУ с закрытыми и открытыми байпасными отверстиями не должно превышать 24 часов.

Компании обязаны составлять и утверждать планы годовых работ по очистке нефтепроводов, учитывая планы по перекачке нефти, по проведению внутритрубных инспекций, а также учитывая свойства нефти[3].

Для каждого магистрального нефтепровода индивидуально, в зависимости от свойств транспортируемой среды и особенностей эксплуатации, определяется периодичность его очистки. На практике очистку внутренней полости магистральных нефтепроводов производят не реже, чем один раз в квартал. Однако, если в промежутках между очистками пропускная способность нефтепровода снизилась на 2% и более необходимо провести внеочередную очистку нефтепровода.

					Общая часть	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 1.3 Образование отложений в трубопроводе

В перекачиваемой нефти в малых количествах содержатся механические примеси, растворенный или кристаллический парафин, церезины, асфальтово-смолистые и другие вещества. При определенных условиях, во время перекачки нефти по нефтепроводу, эти вещества могут осаждаться на поверхности внутренней полости трубопровода, образуя плотные отложения[4].

По своему составу данные отложения представляют сложную многокомпонентную среду, которая включает в себя твердую и жидкую фазы.

Главными факторами, которые влияют на рост отложений, являются:

- режим перекачки нефти по трубопроводу;
- физико-химические свойства нефти;
- изменение температурного режима транспортируемой нефти по длине трубопровода;
- содержание в нефти растворенного газа.

Структура образованных на внутренней поверхности отложений неравномерна. По сечению трубопровода отложения состоят из двух слоев. Первый слой – пристенный. Он обладает высокой плотностью и толщиной, близкой к равномерной. Состоит в основном из твердых кристаллов парафина. Второй же слой, оседающий на первом, состоит из рыхлой взвеси и шлама и имеет переменную толщину.

Стоит отметить, что и по длине трубопровода толщина отложений также не является равномерной. Она убывает по мере удаления от начала трубопровода.

Отложения, образующиеся на внутренней стенке нефтепровода, представляют собой довольно плотную ( $\rho = 0,92...1,14 \text{ т/м}^3$ ) и трудно смываемую массу. Они, уменьшая живое сечение трубопровода, приводят к значительному снижению пропускной способности нефтепровода, и, следовательно, к росту энергозатрат на перекачку[3].

Поддержание пропускной способности трубопровода на определенном

					Общая часть	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

заданном уровне осуществляется при помощи периодической очистки полости от отложений парафина. Для удаления отложений из трубопровода применяются разные механические очистные устройства (ОУ) различных конструкций.

#### **1.4 Причины и закономерности образования отложений парафина**

Углеводороды, находящиеся в составе нефти, число атомов углерода у которых больше 15 при обычных температурах являются твердыми веществами. Тем самым, при нормальных температурах, происходит их выделение из жидкой фазы. Это является главной причиной образования отложений парафина.

Парафиновыми называются насыщенные (предельные) углеводороды, общая формула которых  $C_nH_{2n+2}$ . В нефти их содержание может составлять от 30% до 70%. По большей части, парафиновыми отложениями на стенках трубопроводов являются парафиновые углеводороды состава  $C_{17}H_{36} \dots C_{36}H_{74}$  и гибридных углеводородов церезинов [5].

В настоящее время, трубопроводная транспортируемая нефть в своем составе может содержать от 2,5 до 5% парафина. Пластовая нефть обладает температурой выше  $40^{\circ}C$ , при которой парафины растворяются в этой нефти, образуя с ней гомогенный раствор. Однако уже при извлечении на поверхность продукции из скважин происходит снижение, как температуры, так и давления. Создаются условия, которые являются благоприятными для перехода этого самого парафина в кристаллическое состояние. Кристаллы могут откладываться на стенках трубопровода при определенных условиях[5].

В результате выполнения многочисленных экспериментальных исследований был установлен ряд закономерностей парафинизации трубопроводов в лабораторных и промышленных условиях [3]:

- 1) с повышением содержания в нефти тугоплавких углеводородов интенсивность парафинизации возрастает;
- 2) с увеличением скорости перекачки толщина отложений сначала

					Общая часть	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

несколько возрастает, а затем уменьшается;

3) чем ниже температура нефти по отношению к температуре начала кристаллизации, тем интенсивность отложения парафинов выше;

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

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

6) влияние качества обработки стальных поверхностей на их парафинизацию сказывается только на начальной стадии процесса;

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

8) зона максимума отложений соответствует температуре начала массовой кристаллизации парафинов;

9) фракционный состав отложений по длине трубопровода неодинаков: ближе к началу трубопровода в них много тугоплавких парафинов, а ближе к концу — менее тугоплавких;

10) наибольшее снижение производительности трубопровода вследствие парафинизации происходит летом.

Установлено, что малая вязкость нефти, а именно менее 0,2 сСт, и определенный диапазон изменения температуры в нефтепроводе ( $T_{нк} > T > T_0$ ) являются благоприятными условиями для образования парафиновых отложений. Маловязкие нефти с большим содержанием легких фракций способствуют более быстрому накоплению парафинов. И это не смотря на то, что у нефтей, содержащих большее количество легких фракций, растворяющая способность выше, по сравнению с тяжелыми нефтями при одинаковых условиях. Данная растворяющая способность влияет на заметное снижение температуры массовой кристаллизации парафина. Количество отлагающегося

					Общая часть	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

парафина пропорционально зависит и от увеличения разницы в температуре между окружающей средой и потоком нефти[5].

Если давление превышает давление насыщения, то с его увеличением возрастает и температура начала выпадения парафинов. В то же время, если давление в трубе будет ниже давления насыщения, то наблюдается обратный эффект. Это объясняется тем, что увеличение объема выделяющегося газа, влечет за собой изменение растворимости парафина в нефти и понижение температуры нефтегазового потока[3].

Также, на процесс образования парафинов влияет и скорость течения потока нефти. По мере увеличения скорости вместе с ней изначально возрастает и интенсивность отложений, вследствие увеличения массопереноса, достигая своего определенного максимума. Однако уже дальнейшее продолжение увеличения скорости приводит к уменьшению интенсивности парафинообразования, потому как с увеличением скорости кристаллы парафины лучше удерживаются нефтью во взвешенном состоянии. К тому же, частичный смыв ранее отложившегося парафина на стенках происходит из-за того, силы касательных напряжений больше сил сцепления частиц отложений с внутренней поверхностью трубы[5].

Сила сцепления парафиновых отложений с внутренней поверхностью трубопровода зависит от качества этих поверхностей. Интенсивность образования парафинов зависит от степени полярности различных материалов. Например, у полиэтилена самая высокая интенсивность образования, что связано с аналогией его строения и предельных углеводородов – компонентов нефтяных парафинов. Высокое качество обработки поверхности не спасает трубопровод от образования на ней отложений, а только слегка замедляет его на первоначальной стадии. Однако после появления даже тонкого слоя парафина скорость его накопления далее уже не зависит от качества обработки поверхности[5].

Количество отложившегося парафина растет с течением времени. В начале процесса наблюдается наибольшая интенсивность образования

					Общая часть	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

отложении, после скорость роста снижается из-за увеличения толщины отложившегося слоя парафина. Он является теплоизоляционным материалом между перекачиваемой нефтью и окружающей средой[3].

Кажущееся противоречие в увеличении парафинизации трубопровода летом объясняется, по-видимому, тем, что вследствие более низкой температуры нагрева нефти температура массовой кристаллизации парафина оказалась выше конечной температуры нефти, тогда как зимой соотношение этих температур было обратным[3].

Таким образом, можно сделать вывод о зависимости плотности отложений на внутренних стенках трубопровода от состава нефти, скорости ее течения, времени эксплуатации трубопровода и температуры, как нефти, так и грунта.

					Общая часть	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



## 2 Расчет участков нефтепровода с переменным диаметром

Необходимо провести расчет толщин стенки магистрального нефтепровода Игольско-Таловое – Герасимовское, гидравлический расчет его участков разного диаметра, а также оценить состояние внутренней полости участков. Длина нефтепровода составляет 165 километров, длина же первого участка всего 86 километров. Диаметры первого второго участка составляют, соответственно 426 и 530 миллиметров. Годовая пропускная способность составляет  $4,1 \cdot 10^9$  миллионов тонн в год. Плотность перекачиваемой нефти составляет  $812 \text{ кг/м}^3$ . Величина подпора, необходимого в конечной точке трассы – 25 метров для обоих участков трассы. Разность высотных отметок конца и начала трубопровода примем равными 14 метров для первого участка и 23 метра для второго.

### 2.1 Определение толщины стенки участков нефтепровода

Определяем толщину стенки для каждого из двух участков магистрального нефтепровода с разным диаметром по формуле [6]:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_{нар}}{2(R_1 + n \cdot p)}, \quad (2.1)$$

где:  $D_{нар}$  – наружный диаметр трубы, м;

$p$  – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

$n$  – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления ( $n=1,1$  для нефтепроводов диаметром менее 700мм, согласно СНиП 2.05.06-85\* «магистральные трубопроводы»);

$R_1$  – расчетное сопротивление (растяжению), Мпа

					Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новейченко А.А.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					25	100
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					НИ ТПУ гр.3-2Б5А			

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (2.2)$$

где:  $R_1^H$  – временное сопротивление металла труб (марку стал принимаем 17ГС, тогда  $R_1^H = 510$  МПа);

$m$  – коэффициент условий работы трубопровода (согласно СП 33.13330.2012 «Расчет на прочность стальных трубопроводов» для легковоспламеняющихся жидкостей принимается  $m=0,7$ );

$K_1$  – коэффициент надежности по материалу ( $K_1 = 1,47$  для спирального шва,  $K_1 = 1,57$  для прямого шва);

$K^H$  – коэффициент надежности по назначению ( $K^H = 1$ ).

Определяем расчетное сопротивление для обоих участков трубопровода с диаметрами труб 426мм и 530мм по формуле (2.2):

$$R_1(426\text{мм}) = R_1(530\text{мм}) = \frac{510 \cdot 0,7}{1,57 \cdot 1} = 227,39\text{МПа}.$$

Определяем толщину стенки трубы первого участка:

$$\delta_1 = \frac{1,1 \cdot 5,6 \cdot 426}{2 \cdot (227,39 + 1,1 \cdot 5,6)} = 5,62\text{мм}.$$

Определяем толщину стенки трубы второго участка:

$$\delta_2 = \frac{1,1 \cdot 5,6 \cdot 530}{2 \cdot (227,39 + 1,1 \cdot 5,6)} = 6,99\text{мм}.$$

По расчетным данным принимаем стандартную величину стенки для обоих участков нефтепровода:

- для трубы диаметром 426мм – толщина стенки составит 6мм;
- для трубы диаметром 530мм – толщина стенки составит 7,5мм.

Тогда, внутренний диаметр участков трубопровода составит:

$$d = D - 2\delta, \quad (2.3)$$

$$d_1 = D_1 - 2\delta_1 = 426 - 2 \cdot 6 = 414\text{мм},$$

					Расчетная часть	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$d_2 = D_2 - 2\delta_2 = 530 - 2 \cdot 7,5 = 515 \text{ мм.}$$

## 2.2 Гидравлический расчет участков нефтепровода

Определяем расчетную часовую пропускную способность магистрального нефтепровода[7]:

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G}{24 \cdot N_p \cdot \rho}; \quad (2.4)$$

где:  $N_p$  – расчетное число суток работы нефтепровода (350 суток);

$G$  – годовая пропускная способность, млн.т/год.

$$Q_{\text{ч}} = \frac{4,1 \cdot 10^9}{24 \cdot 350 \cdot 812} = 601,1 \text{ м}^3 / \text{ч};$$

$$Q_c = \frac{Q_{\text{ч}}}{3600} = \frac{601,1}{3600} = 0,167 \text{ м}^3 / \text{с};$$

Для определения режима течения потока необходимо вычислить число Рейнольдса и переходные его значения:

$$\text{Re} = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D_{\text{вн}} \cdot \nu}; \quad (2.5)$$

$$\text{Re}_1 = \frac{4 \cdot 0,167}{3,14 \cdot 0,414 \cdot 1,1 \cdot 10^{-5}} = 46714,7;$$

$$\text{Re}_2 = \frac{4 \cdot 0,167}{3,14 \cdot 0,515 \cdot 1,1 \cdot 10^{-5}} = 41308,5;$$

Переходные значения числа Рейнольдса:

$$\text{Re}_{1\text{пер}} = \frac{10 \cdot d_{\text{вн}}}{\Delta_{\text{э}}}; \quad (2.6)$$

$$\text{Re}_{2\text{пер}} = \frac{500 \cdot d_{\text{вн}}}{\Delta_{\text{э}}}; \quad (2.7)$$

$$\text{Re}_{1\text{пер}}(426 \times 6) = \frac{10 \cdot d_1}{\Delta_{\text{э}}} = \frac{10 \cdot 414}{0,02} = 207000;$$

$$\text{Re}_{2\text{пер}}(426 \times 6) = \frac{500 \cdot d_1}{\Delta_{\text{э}}} = \frac{500 \cdot 414}{0,02} = 10350000;$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

$$Re_{1nep}(530 \times 7,5) = \frac{10 \cdot d_1}{\Delta_3} = \frac{10 \cdot 515}{0,02} = 257500;$$

$$Re_{2nep}(530 \times 7,5) = \frac{500 \cdot d_1}{\Delta_3} = \frac{500 \cdot 515}{0,02} = 12875000.$$

В обоих случаях  $2320 < Re < Re_{1nep}$ , следовательно, режим течения на обоих участках нефтепровода турбулентный (зона гидравлически гладких труб).

Определяем гидравлические уклоны участков магистрального нефтепровода по формуле:

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{d_{вн}^{5-m}}, \quad (2.8)$$

где  $\beta$  и  $m$  – коэффициенты, зависящие от режима течения потока жидкости (для гидравлически гладких труб  $\beta=0,0247$ ,  $m=0,25$ ).

$$i_1 = 0,0247 \cdot \frac{0,167^{2-0,25} \cdot (1,1 \cdot 10^{-5})^{0,25}}{0,414^{5-0,25}} = 0,0041 \text{ м / м},$$

$$i_2 = 0,0247 \cdot \frac{0,167^{2-0,25} \cdot (1,1 \cdot 10^{-5})^{0,25}}{0,515^{5-0,25}} = 0,0015 \text{ м / м}.$$

Определяем полную потерю напора на каждом участке трубопровода по формуле:

$$H = 1,01 \cdot i \cdot L_{расч} + \Delta z + \Delta h_{кон}, \quad (2.9)$$

где 1,01 – коэффициент, который учитывает потери напора на местные сопротивления[5];

$L_{расч}$  – длина участка трубопровода с постоянным диаметром;

$\Delta z$  – разность отметок конца (или перевальной точки, если таковая имеется на трассе трубопровода) и начала трубопровода (примем равными 14м для первого участка и 23м для второго);

$\Delta h_{кон}$  – величина подпора, необходимого в конечной точке трассы (принимаем 25 м для обоих участков трассы).

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

$$H_1 = 1,01 \cdot 0,0041 \cdot 86000 + 14 + 25 = 395,1 \text{ м},$$

$$H_2 = 1,01 \cdot 0,0015 \cdot 79000 + 23 + 25 = 167,7 \text{ м}.$$

### 2.3 Оценка состояния внутренней полости нефтепровода

Постепенное нарастание скоплений парафина, воды, паров и механических примесей приводит к увеличению такого показателя, как гидравлическое сопротивление трубопровода. Это и служит показателем состояния внутренней полости [7].

Рассчитываем величину фактического гидравлического уклона по формуле:

$$i_{\phi} = \frac{P_1 - P_2 - \Delta z}{L_{\text{уч}} \cdot \rho \cdot g}, \quad (2.10)$$

где  $P_1$  – давление в начале исследуемого участка, Па;

$P_2$  – давление в конце исследуемого участка, Па;

$\Delta z$  – разность геодезических отметок участка, м;

$L_{\text{уч}}$  – длина исследуемого участка, м.

Принимаем на первом участке  $P_1 = 3,1 \text{ МПа}$ ,  $P_2 = 0,2 \text{ МПа}$ . На втором участке принимаем  $P_1 = 1,6 \text{ МПа}$ ,  $P_2 = 0,3 \text{ МПа}$ . Тогда:

$$i_{\phi_1} = \frac{3,1 \cdot 10^6 - 0,2 \cdot 10^6}{812 \cdot 9,81} - 14 = 0,0041 \text{ м / м},$$

$$i_{\phi_2} = \frac{1,6 \cdot 10^6 - 0,3 \cdot 10^6}{812 \cdot 9,81} - 23 = 0,0018 \text{ м / м},$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

В настоящее время используются такие понятия, как эффективный диаметр трубопровода и эффективность работы трубопровода. Эти понятия и используются для оценки состояния внутренней полости[7].

Такой показатель, как эффективный диаметр показывает нам должный диаметр трубопровода, при котором гидравлический уклон участка равняется его фактическому уклону:

$$D_{эф} = \left( \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{i_{\phi}} \right)^{\frac{1}{5-m}}. \quad (2.11)$$

Если в процессе эксплуатации показатель  $D_{эф}$  постоянен и отличается от значения  $D_{ЭК}$ , то это может быть связано с:

- загрязнение трубопровода;
- повышенная шероховатость трубы;
- не полностью открытые задвижки или другие местные сопротивления на участке;
- максимальное значение загрязнения участка.

$$D_{эф1} = \left[ 0,0247 \cdot \frac{0,167^{2-0,25} \cdot (1,1 \cdot 10^{-5})^{0,25}}{0,0041} \right]^{\frac{1}{5-0,25}} = 0,414м,$$

$$D_{эф2} = \left[ 0,0247 \cdot \frac{0,167^{2-0,25} \cdot (1,1 \cdot 10^{-5})^{0,25}}{0,0018} \right]^{\frac{1}{5-0,25}} = 0,492м,$$

Однако, понятие эффективности работы участка является более информативным:

$$E = \left( \frac{D_{эф}}{D_{ЭК}} \right)^{5-m}. \quad (2.12)$$

$$E_1 = \left( \frac{0,414}{0,414} \right)^{5-0,25} = 1,$$

					Расчетная часть	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$E_2 = \left( \frac{0,492}{0,515} \right)^{5-0,25} = 0,81.$$

Из расчета следует, что первый участок трубопровода не загрязнен и его эффективность работы гораздо выше эффективности работы второго участка. Это свидетельствует о том, что на втором участке необходимо провести еще одну очистку, так как показатель эффективности работы очень мал. Допускается отклонение на 5%, после которого требуется проводить внеочередную очистку[7].

Если мы будем учитывать, что отложения на стенках трубопровода распределены равномерно по нашему участку, то их толщина:

$$\delta_{om} = \frac{D_{\text{эк}}}{2} \left( 1 - E^{\frac{1}{5-m}} \right), \quad (2.13)$$

$$V_{om} = \frac{\pi D^2}{4} \cdot L \left( 1 - E^{\frac{2}{5-m}} \right) = V_{mp} \left( 1 - E^{\frac{2}{5-m}} \right), \quad (2.14)$$

где  $V_{TP}$  – объем внутренней полости участка.

Учитывая, что внутренняя полость второго участка требует очистки, рассчитаем толщину и объем отложений этого участка:

$$\delta_{om2} = \frac{515}{2} \left( 1 - 0,81^{\frac{1}{5-0,25}} \right) = 11 \text{ мм},$$

$$V_{om2} = \frac{3,14 \cdot 0,515}{4} \cdot 79000 \left( 1 - 0,81^{\frac{2}{5-0,25}} \right) = 2711,5 \text{ м}^3.$$

В соответствии с РД 153-39.4-056-00 «правило технической эксплуатации магистральных нефтепроводов» очистку магистрального нефтепровода следует производить, если его пропускная способность снизилась на 2%[7].

					Расчетная часть	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Учитывая, что:

$$Q_{\phi} = Q \cdot E^{\frac{1}{2-m}}. \quad (2.15)$$

$$Q_{\phi_2} = 601,1 \cdot 0,81^{\frac{1}{2-0,25}} = 532,9 \text{ м}^3 / \text{ч}.$$

Согласно расчетам, на втором участке производительность снизилась на  $(1 - Q_{\phi_2} / Q) \cdot 100\% = (1 - 532,9 / 601,1) \cdot 100 = 11\%$ .

Снижение фактической производительности  $Q_{\phi}$  уже на 2% по отношению к производительности чистого нефтепровода  $Q$  произойдет при снижении  $E$  примерно до 0,948 при работе в зоне Блазиуса. Сразу необходимо проводить очистку, во избежание негативных последствий[7].

					Расчетная часть	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



### 3 Очистка нефтепроводов

Запуск нефтепровода в эксплуатацию сопровождается удалением из полости опрессовочной воды и строительного мусора. Кроме того при эксплуатации магистральных нефтепроводов их необходимо периодически очищать от отложений нерастворимых компонентов (парафина, асфальтосмолистых веществ), посторонних предметов, скоплений воздуха, воды и конденсата. Они, в свою очередь, оказывают значительное влияние на стоимостные показатели перекачки нефти. Происхождение и природа этих образований может быть различной[2].

Появление подобных образований приводит к уменьшению эффективного диаметра нефтепровода и, следовательно, к увеличению гидравлических потерь. Что, свою очередь, приводит к уменьшению производительности трубопровода, увеличению напоров станций и энергозатрат на дальнейшую перекачку. При заданной производительности потери напора должны будут компенсироваться увеличением давления на насосоперекачивающих станциях, что является причиной возрастания энергозатрат. Однако повышение рабочего давления не всегда осуществимо из-за ограничения механической прочности трубопровода.

Поэтому, для снижения гидравлического сопротивления трубопровода и обеспечения его нормального и безопасного функционирования необходимо проводить его периодическую очистку.

Проведение очистки диктуется как необходимостью в поддержании изначально запланированной пропускной способности трубопровода, так и сохранением его целостности. Ведь, например, локальная внутренняя коррозия магистральных нефтепроводов часто происходит в результате активности микроорганизмов, особенно сульфатовосстанавливающих бактерий. В свою

					Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новейченко А.А.			Очистка нефтепроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					33	100
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						<b>НИ ТПУ гр.3-2Б5А</b>		

очередь, наличие воды в трубопроводе и ее дальнейшее скопление в пониженных местах нефтепровода приводит к росту популяции бактерий и развитию процессов коррозии. Наличие внутритрубных отложений также является питательной средой для микроорганизмов. Оно усугубляет развитие очагов коррозии и приводит к ускоренному темпу потери металла[3].

### **3.1 Очистка трубопровода от асфальтосмолопарафинистых отложений**

Наибольшее распространение получил метод борьбы с внутритрубными отложениями путем их периодической очистки, которую проводят при помощи специальных очистных устройств. Данные устройства должны удовлетворять ряду следующих требований:

- сохранять эффективность очистки на больших расстояниях (иметь высокую износостойкость);
- обладать хорошей проходимостью через гнутые участки, задвижки, местные сужения и т. д.;
- быть простыми по конструкции и недорогими.

Кроме того, на все ОУ необходимо иметь полный комплект эксплуатационной и разрешительной документации[8]:

- Сертификат соответствия государственным стандартам;
- Разрешение Госгортехнадзора России на применение;
- Заключение о взрывобезопасности;
- Паспорт;
- Формуляр;
- Инструкция по монтажу;
- Руководство по эксплуатации;
- Ведомость запасных принадлежностей;
- Ведомость эксплуатационных документов.

					Очистка нефтепроводов	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Во время проведения очистки внутренней полости оформляют ряд документов:

- Акт готовности скребка к пропуску по трубе;
- Акт готовности трассы к пропуску скребка;
- Акт приема очистного скребка.

Запуск и прием скребков (инспекционных снарядов) производится на специальных, приспособленных для этого площадках перекачивающих станций, которые обязаны быть оборудованы камерами пуска–приема очистных устройств. Камера, по своей сути, представляет собой тупиковый участок трубопровода с концевым затвором, диаметр которой на порядок больше линейной части и технологической обвязки[4]. Принципиальная схема узла пуска–приема очистных устройств показана на рис. 1.

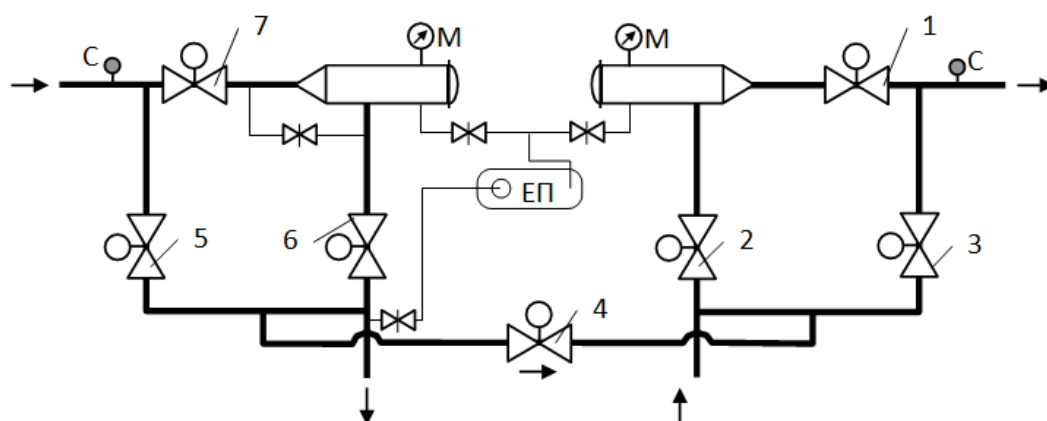


Рисунок 1 – Принципиальная схема узла приема-запуска очистного устройства: С – сигнализатор; М – манометр; ЕП – емкость подземная для опорожнения камер приема-запуска очистного устройства

Перед запуском очистного устройства производится освобождение камеры от нефти в емкость ЕП, затем в камеру запуска помещается ОУ и закрывается концевой затвор. Когда подтверждается готовность к запуску ОУ, открываются задвижки 2 и 1, а задвижка 3 закрывается. После срабатывания линейного сигнализатора о прохождении ОУ в магистраль задвижки 1, 2 и 3 возвращаются в исходное состояние в обратном порядке.

Для приема ОУ открываются задвижки 6 и 7, и одновременно закрывается задвижка 5. После получения сигнала о входе ОУ в камеру, задвижка 5 открывается, задвижки 6 и 7 закрываются, отключая камеру от трубопровода, а прием нефти на перекачивающую станцию производится через открытую задвижку 5. Извлечение ОУ из камеры производится после сброса давления и слива нефти в емкость ЕП[4].

Узлами приема-пуска очистного устройства, как правило, оснащаются ПС, расположенные на границе эксплуатационных участков.

Промежуточные ПС оборудуются узлами пропуска ОУ (рис. 2)

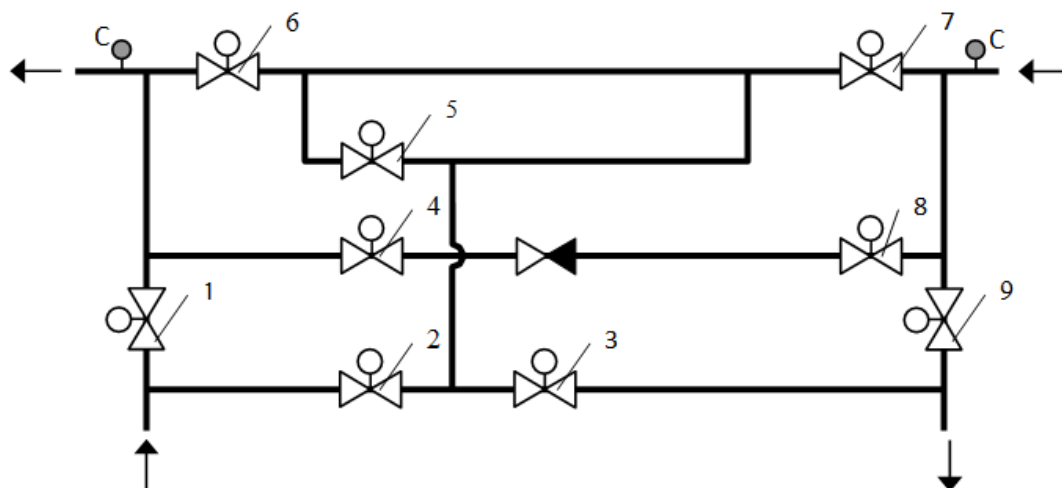


Рисунок 2 – Принципиальная схема узла пропуска очистного устройства

Промежуточные ПС на период пропуска ОУ, как правило, останавливаются во избежание попадания удаляемых отложений в технологические трубопроводы и насосы. Остановка перекачивающей станции производится не менее чем за 2 часа до расчетного времени подхода очистного устройства. При этом открываются задвижки 6, 7 и закрываются задвижки 1, 5, 8 и 9. После прохождения ОУ мимо ПС и срабатывания линейного сигнализатора, станцию включают в работу. Для этого открываются задвижки 1, 8, 9 и закрываются 6, 7.

### 3.2 Камера пуска

Камера пуска средств очистки и диагностирования (рис.3): техническое устройство, обеспечивающее пуск внутритрубных очистных, диагностических,

					Очистка нефтепроводов	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

разделительных и герметизирующих устройств в потоке перекачиваемой рабочей среды в магистральный трубопровод [9].

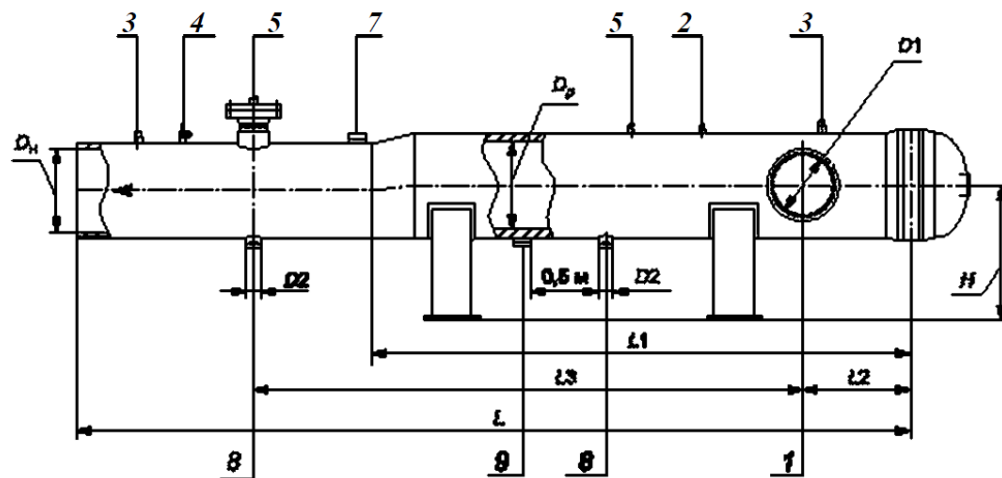


Рисунок 3 - Общий вид камеры пуска СОД

Камера пуска СОД состоит из:

1 — патрубок подвода рабочей среды; 2 — патрубок для установки датчика давления; 3 — патрубок для присоединения трубопровода газозадушной линии; 4 — патрубок для подачи пара или инертного газа; 5 — патрубок для установки вакуумного устройства; 6 — патрубок для установки манометра; 7 — сигнализатор прохождения СОД; 8 — патрубок для присоединения дренажного трубопровода; 9 — датчик контроля герметичности.

### 3.3 Камера приема

Камера приема средств очистки и диагностирования (рис. 4): техническое устройство, обеспечивающее прием внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств в потоке перекачиваемой рабочей среды из магистрального трубопровода.

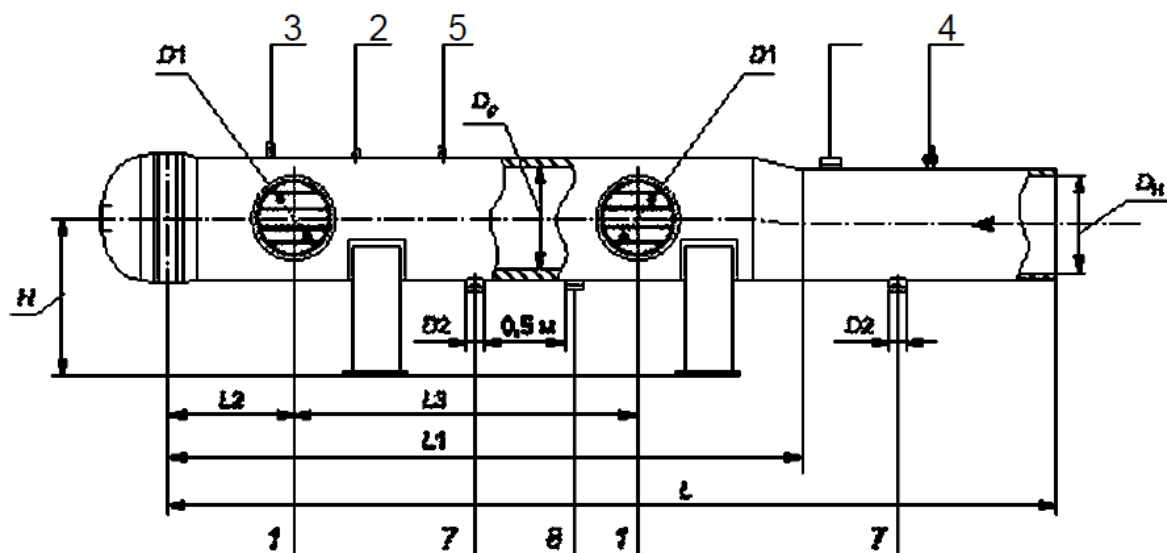


Рисунок 4 — Общий вид камеры приема СОД

1 — патрубок отвода рабочей среды; 2 — патрубок для установки датчика давления; 3 — патрубок для присоединения трубопровода газовой воздушной линии; 4 — патрубок для подачи пара или инертного газа; 5 — патрубок для установки манометра; 6 — сигнализатор прохождения СОД; 7 — патрубок для присоединения дренажного трубопровода, 8 — датчик контроля герметичности.

Камеры состоят из следующих основных элементов:

- корпус (номинальная и расширенная часть);
- патрубки;
- затвор;
- опоры.[9]

### 3.4 Затворы камеры

Затворы камеры по конструктивному исполнению подразделяют:

- на затвор байонетный [10] (рисунок 5);

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

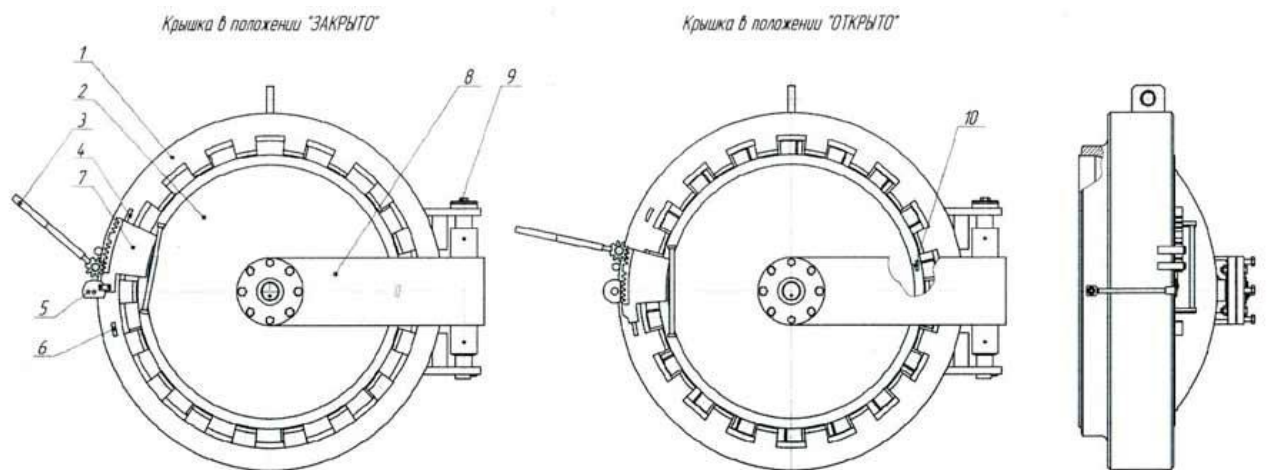


Рисунок 5 - Общий вид быстродействующего затвора байотенного типа.

Быстродействующего затвора байотенного типа состоит из:

1-корпус; 2-крышка; 3-рычаг; 4,6,10-упоры; 5-предохранительное устройство; 7-зубчатый сектор; 8-кронштейн; 9-болт.

- затвор хомутовый [11] (рис. 6);

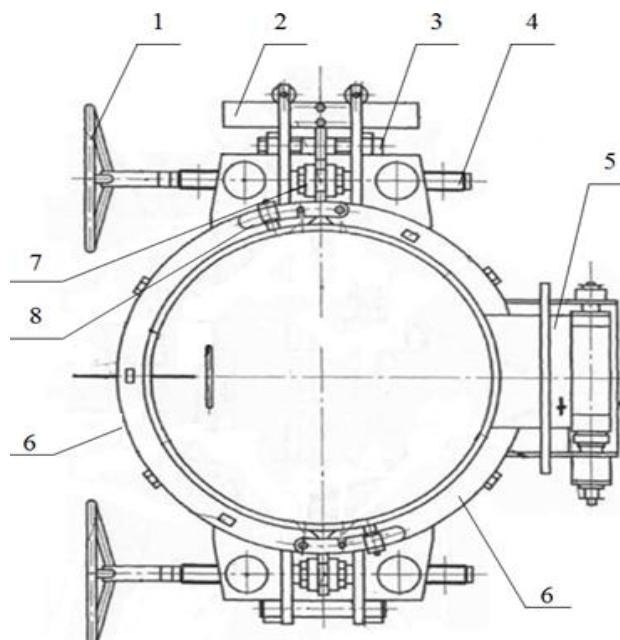


Рисунок 6 - Общий вид затвора хомутового типа.

Затвор хомутовый состоит из:

1 - штурвал; 2 - траверса; 3 - шпилька блокирующая; 4 - винт; 5 - поворотное устройство; 6 - полухомут; 7 - планка зажимная; 8 - защелка.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

- затвор секторный [11] (рис.7).

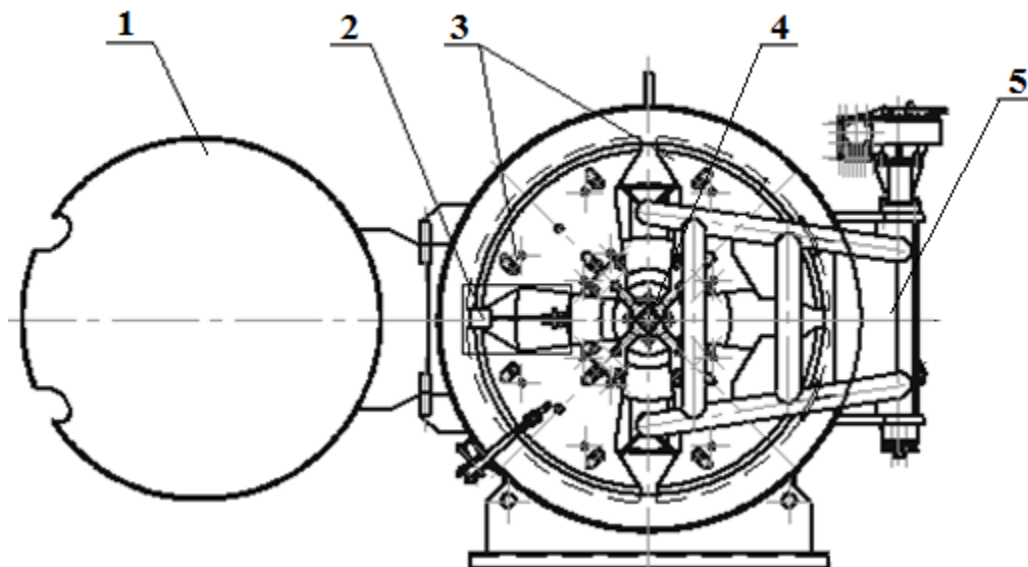


Рисунок 7 - Затвор секторного типа.

Затвор секторного типа состоит из:

1 - кожух затвора; 2 - устройство предохранительное; 3 - сектор; 4 - винт; 5 - устройство поворотное.

Затвор обеспечивает:

- время открытия—закрытия — не более 10 мин;
- свободное, без заеданий, вращение стяжных винтов при открытии—закрытии;
- свободное перемещение крышки при открытии—закрытии.

Управление затвором камеры — ручное.

Затвор оборудуют предохранительным устройством, исключающим возможность его открывания при наличии избыточного давления в камере и не допускающим пропуск рабочей среды[9].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



#### 4 Очистные устройства

В последние годы разработаны и до сих пор разрабатываются большое количество разнообразных конструкций очистных скребков и разделителей: поршневые, дисковые, манжетные, шаровые, комбинированные и др. Почти все скребки оснащены разными чистящими элементами – металлическими щетками или специальными ножами, которые позволяют хорошо счищать твердые поверхностные отложения парафина. Движение скребков или разделителей происходит в потоке транспортируемой нефти. Такая возможность обеспечивается за счет наличия упругих манжет из маслобензостойкой резины, которые плотно прилегают к стенке трубопровода во время движения. Также в качестве материала для манжет может использоваться и полиэтилен. Общим недостатком как резиновых, так и полиэтиленовых манжет является их низкий уровень износостойкости. Более того полиэтиленовые манжеты теряют свою пластичность при низких температурах. Такие очистные устройства, естественно, не обладали необходимыми чистящими свойствами и часто просто «размазывали» отложения по длине внутренней полости нефтепровода, повышая его пропускную способность лишь на короткий срок.

В настоящее время на нефтепроводах АК «Транснефть» широко применяются очистные скребки конструкции Центра технической диагностики «Диаскан»[3].

ЦТД «Диаскан» выпускает скребки для очистки трубопроводов диаметром от 325 до 1220 мм включительно. В роли чистящих элементов выполнены диски и манжеты, которые изготовлены из высококачественного полиуретанового материала. Прочность и износостойкость данного материала превышает такие же свойства резины в несколько раз. Также, в комплекте

					Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новейченко А.А.			Очистные устройства	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					41	100
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						<b>НИ ТПУ гр.3-2Б5А</b>		

скребков есть в наличии передатчик, служащий для регистрации положения очистных устройств по трассе нефтепровода при помощи акустических и низкочастотных локаторов. Это облегчает контроль движения скребков по трубе, поиск скребков в случае их застревания, а также позволяет выявлять места трубопровода с уменьшенным проходным сечением. Достоинством скребков конструкции «Диаскан» является возможность их дооснащения дополнительными щеточными блоками и очистными дисками для целей специальной, более качественной очистки (удаления парафина от коррозионных язв и окалины)[3].

Периодичность очистки внутренней полости нефтепровода определяется каждый раз индивидуально для каждого отдельного нефтепровода. Эта самая периодичность зависит от особенностей эксплуатации трубопровода и свойств перекачиваемой нефти, но не реже одного раза в квартал с пропуском не менее чем двух очистных устройств с дисками из полиуретана. В то же время, для подготовки трубопровода к диагностированию внутритрубными инспекционными снарядами обязательна специальная дополнительная очистка внутренней полости, от качества которой будет зависеть достоверность полученных данных после пропуска дефектоскопа[3].

#### **4.1 Очистные скребки типа СКР (жесткие ОУ)**

Очистной скребок СКР-1 (рисунок 8) предназначен для очистки внутренней полости трубопровода от парафиносмолистых отложений, глиняных тампонов и грязи, а также удаления посторонних предметов. Рабочей средой для скребков может служить как нефть и нефтепродукты, так и вода[12].

Корпус скребка является стальной полый конструкцией. При помощи фланцев, которые приварены в средней и задней частях корпуса, крепятся два ведущих и четыре направляющих диска. Они разделены между собой

					Очистные устройства	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

прокладочными дисками малого диаметра и одной или двумя манжетами для обеспечения определенного расстояния между ведущими и чистящими дисками. Манжеты и диски изготавливаются из высококачественного полиуретана, стойкого к истиранию. На некоторых типоразмерах скребков манжеты не предусмотрены.

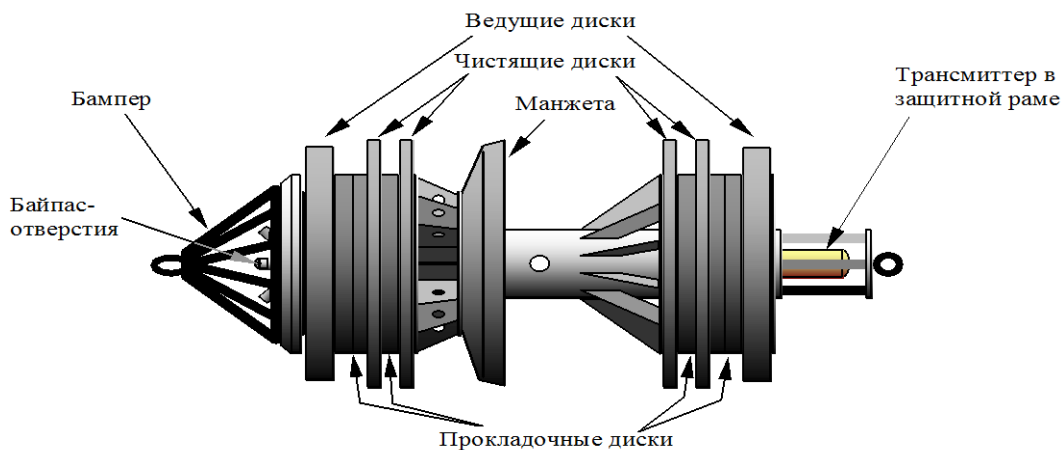


Рисунок 8 - Очистной скребок СКР-1

Скребок СКР-2 (рисунок 9) предназначен для очистки внутритрубной поверхности нефтепроводов и конденсатопроводов от парафинсодержащих отложений, мусора и продуктов коррозии. Рабочей средой для скребков может служить как нефть, так и нефтепродукты, так и вода. Эксплуатация данного вида скребков должна осуществляться при температуре рабочей среды от 0 до +50°С, давлении до 10 МПа и скорости движения от 0,5 до 5 м/с. Наименьший внутренний диаметр трубопровода, проходимый скребками - 85% Dн. Наименьший радиус поворота строительной оси трубопровода на 90°, проходимый скребками - 3Dн. Ресурс пробега скребков - не менее 6000 км[12].

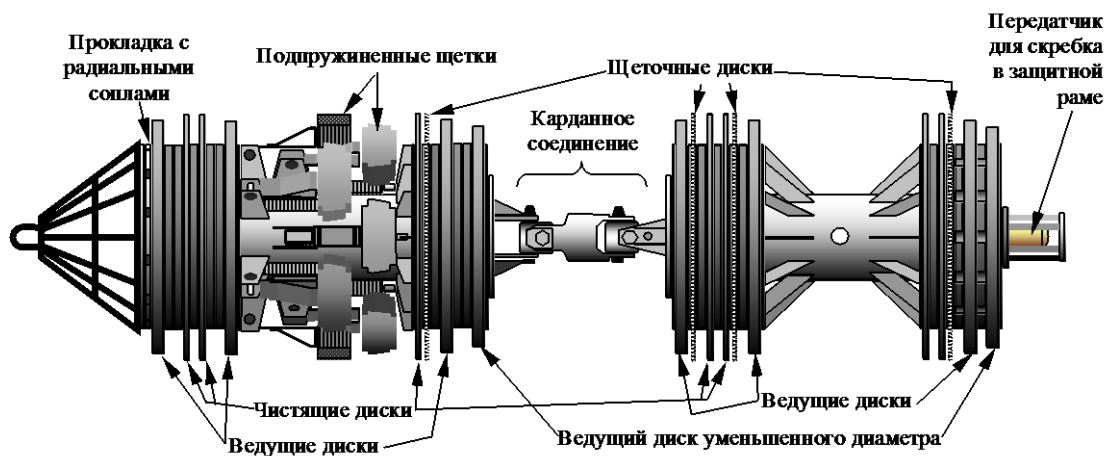


Рисунок 9 - Очистной скребок типа СКР-2

Скребок СКР-3 (рисунок 10) предназначен для очистки внутритрубной поверхности трубопроводов от парафинсодержащих и смолистых отложений, твердых частиц и посторонних предметов со стабильным уровнем качества очистки на всем протяжении очищаемого участка.

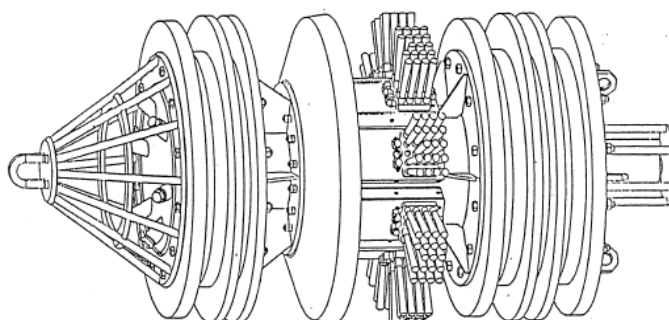


Рисунок 10 - Очистной скребок типа СКР-3

Минимальный внутренний размер проходного сечения трубопровода в месте сужения 85% от наружного диаметра трубы. Минимальный радиус изгиба строительной оси трубопровода, преодолеваемый скребком 1,5 Dн [12].

Скребок СКР-4 (Рисунок 11) предназначен для очистки внутритрубной поверхности трубопроводов от парафинсодержащих и смолистых отложений, твердых частиц и посторонних предметов со стабильным уровнем качества очистки на всем протяжении очищаемого участка. Среда эксплуатации скребков – вода, нефть, нефтепродукты, природный газ, 2-х фазная среда.

Область применения – магистральные нефтегазопродуктопроводы.

Ресурс пробега скребков СКР-4 составляет не менее 6000 км при условии замены изнашиваемых элементов. Срок службы изделия – не менее 4 лет. Допускается дальнейшая эксплуатация скребков после капитального ремонта при условии их технического освидетельствования[12].



Рисунок 11 - Очистной скребок типа СКР-4

#### 4.2 Очистка нефтепроводов гелевыми системами

На участках, которые не оборудованы камерами пуска и приема ОУ, а также на трубопроводах переменного сечения борьба с внутритрубными отложениями, основанная на использовании механических средств, с успехом применяться не может. Более того, большое количество пропусков скребков может постепенно привести к тому, что часть внутритрубных парафиновых отложений спрессовываются к стенке. В дальнейшем, известными способами, их уже невозможно полностью удалить[3].

Также невозможно абсолютно полное удаление всех частиц механических примесей и воды из полости трубопровода при помощи только ОУ и потока самой транспортируемой среды. Именно поэтому появились и стали все чаще применяться гелевые системы для очистки труб (рисунок 12).



Рисунок 12 - Гелевые системы для очистки труб

В нефтеперекачивающей отрасли, в настоящее время, используются гели четырех типов:

- Гели-разделители партий нефтепродуктов;
- Гелеобразные поршни для выноса мусора из полости трубопровода;
- Углеводородные гели;
- Осушающие гели.

Данные системы обладают рядом ценных свойств, среди которых следует отметить псевдопластичность и способность к восстановлению формы. Благодаря этому они легко проходят по трубопроводам со сложной геометрией и сужением сечения. К их достоинствам можно отнести и то, что предотвращается смешение полярной и неполярной жидкостей.

Обычно длина гелевого поршня берётся около 0,1÷0,4 % от протяжённости очищаемого трубопровода. Основой для изготовления служит полиакриламид, который после образования разветвлённой структурной сетки в присутствии некоторых реагентов приобретает вязкоупругие свойства.

Благодаря создаваемому расклинивающему эффекту при перемещении поршня полностью перекрывается сечение нефтяного трубопровода, а хвостовая часть гелевого разделителя по ходу его движения собирает все грязепарафиновые отложения.

Современные внутритрубные очистные устройства не обладают возможностью эффективно проходить изгибы во внутренней полости трубопровода и места, оснащенные приборами или датчиками. Также они не обладают возможностью длительной поддержки герметичности на определенных участках с большой протяженностью. Решением вышеописанных проблем является технология гелеобразных поршней,

Основные достоинства гелеобразных поршней:

- способность к самовосстановлению формы;
- мобильность при передвижении сквозь сужения трубопровода;
- высокая степень очистки.

Гель обладает высокой адгезионной способностью к загрязняющим материалам. Данные материалы захватываются и переносятся в центральную часть гелевого поршня (рис 13).

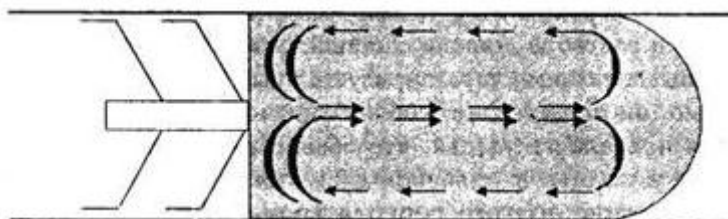


Рисунок 13 - Механизм переноса загрязняющего материала в очистном поршне из геля

Технология очистки внутренней стенки связана с растворением или выносом мусора по мере движения поршня. Современный способ очистки с помощью гелевых поршней подобен механическому скребку, который движет внутритрубные загрязнения вдоль днища трубопровода.

Гели обладают упругими свойствами, сохраняют форму, а весьма эластичны. При эксплуатации нефтепроводов гели используются для следующих целей:

- очистка внутренней полости трубопровода;
- прокачка ингибиторов коррозии;

- удаления механических скребков, застрявших в трубопроводах [13].

Высоковязкие полимеры позволяют решить проблему очистки новых магистральных трубопроводов, сооружаемых в болотистой местности и в зимнее время, вследствие чего их продувка и очистка выполняются недостаточно эффективно. Наличие в этих трубопроводах глины, песка, монтажных выступов, вмятин, сужений и строительных деталей не позволяет очистить их механическими средствами. Типовая схема загрузки высоковязкого геля на магистральном нефтепродуктопроводе (рис. 14) [14].

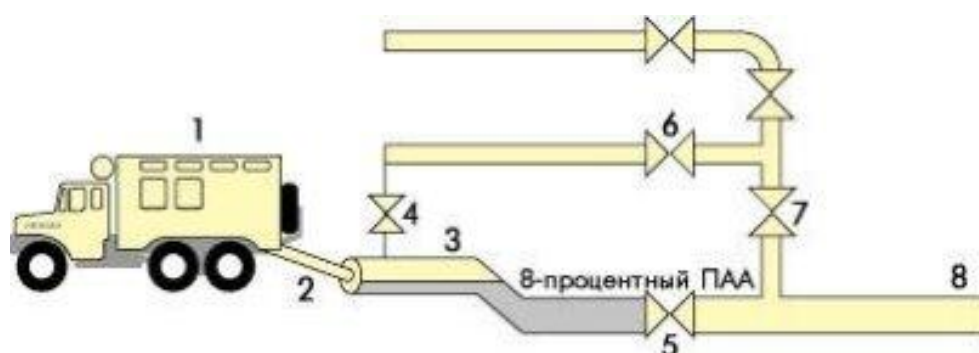


Рисунок 14 - Схема загрузки высоковязкого геля ПАА в камеру пуска скребка нефтепродуктопровода

1 — грузовая машина с бочками товарного ПАА; 2 — наклонный деревянный лоток; 3 — камера; 4, 5, 6, 7 — регулирующие задвижки; 8 — начальный участок нефтепродуктопровода

### 4.3 Поролоновые (мягкие) поршни

Поршни поролоновые (рис 15) применяются для очистки трубопровода, проверки проходимости, удаление жидкости и конденсата, осушки и разделения жидких фракций перекачиваемых продуктов в трубопроводе диаметром от 57 до 1420 мм.



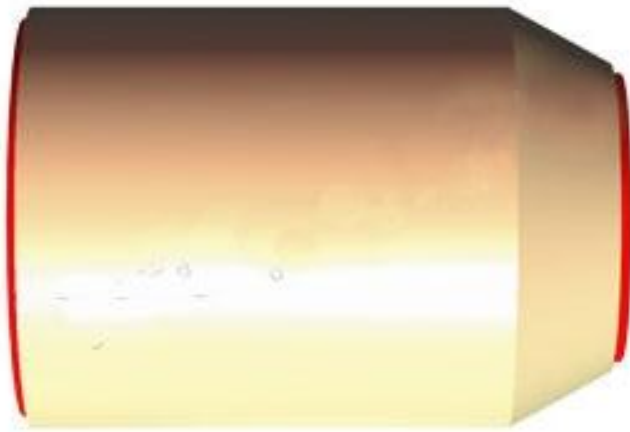


Рисунок 15 - Поршень поролоновый (пенополиуретановый) литой.

Назначение:

- очистка полости трубопровода от мягких отложений, удаление конденсата и воды;
- очистка трубопроводов с различным проходным внутренним сечением;
- проверка проходимости трубопровода;
- проведение работ по заполнению водой для гидроиспытания строящегося участка трубопровода;
- проведение работ по промывке и консервации строящихся и эксплуатируемых магистральных, промысловых трубопроводов;
- предварительное и окончательное удаление жидкости, в т.ч. вытеснение нефти и нефтепродуктов из трубопроводов, осушка трубопроводов многократным пропуском поршней;
- проведение работ по приемке нефти совместно с полиуретановыми поршнями;
- разделение разносортных нефтепродуктов при перекачке их последовательно по трубопроводу.

Преимущества:

- не имеют сквозных проколов тела поршня и тросов (капроновых шнуров) стягивающих диски из транспортной ленты, которые приводят к быстрому разрушению поршня в трубопроводе;

					Очистные устройства	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- отлично подходят для заключительного этапа осушки трубопровода, как правило, после пропуска манжетных поршней;
- поролоновые поршни имеют различную, большую плотность это увеличивает пробег поршня и качество очистки трубопровода;
- поршни поролоновые малой плотности (40 кг/м<sup>3</sup>) позволяют провести очистные работы трубопровода более качественно меньшим количеством пропуска поршней;
- высокая износостойкость за счет нанесения полиуретановой спирали [15].

					Очистные устройства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

## 5 Методы предотвращения парафинообразования

Кроме внутритрубной очистки, с использованием очистных специальных устройств, существуют и другие методы борьбы с внутритрубными отложениями[5]. Для предотвращения образования парафиновых отложений могут применяться ряд мер и методов, таких как:

- Ингибиторы предотвращения парафинообразований;
- Технологический метод борьбы с отложениями парафинов;
- Термохимический метод.

### 5.1 Применение ингибитора предотвращения парафинообразований

Эффективность применения ингибиторной защиты не зависит от различных условий (гидродинамических, геолого-физических и т.д.) добычи нефти, если подача ингибитора происходит еще до периода кристаллизации парафина[5].

Ингибиторами являются различные химические соединения и химреагенты, которые по механизму своего воздействия делятся на:

- Адгезионного (гидрофилизирующего, покрывающего) действия;
- Модифицирующего (депрессорного) действия;
- Моющего (комплексного) действия.

Ингибиторы адсорбционного действия гидрофилизируют поверхность трубы. Полученный полимерный высокомолекулярный слой, является полярным. Для нефтяной фазы, которая сама по себе слабополярна, он выступает в роли смазки, обеспечивающей сокращение количества парафиновых отложений на поверхности трубы.

					Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новейченко А.А.			Методы предотвращения парафинообразования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					51	100
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						<b>НИ ТПУ гр.3-2Б5А</b>		

Применения ингибиторов представляет собой периодическую обработку нефтепромыслового оборудования с помощью водного раствора реагента. В дальнейшем происходит осаждение реагента его на трубах в течение определенного промежутка времени. Данная технология обладает рядом недостатков в виде простоев скважины, периодических остановок, смыва полученного слоя потоком нефти, ограниченности защиты конкретным участком, на котором проводилась, а также загрязнения данным реагентом рабочего оборудования.

Ингибиторы модифицирующего действия влияют на кристаллическую структура парафинов – изменяют ее в момент образования твердой фазы. Следствием такого изменения является образование дендритных недоразвитых кристаллов парафина, которые между собой структурно не соединены. Технология использования основывается на снижении температуры застывания нефти, а также на улучшении ее реологических свойств. Ингибитор подается в нефть непрерывно при определенной температуре, которая превышает температуру начала кристаллизации парафина[5].

Механизм действия ингибиторов моющего типа заключается в:

- Ингибитор, попадая в нефть, растворяется в ней непосредственно или при помощи контакта с водной фазой;
- В момент фазового превращения жидкого состояния в твердое алкановые компоненты ПАВ внедряются в структуру парафинов и скристаллизуются с ними;
- На поверхностях раздела фаз и стенках оборудования происходит концентрация гидрофильных блоков;
- Гидрофобные блоки концентрируют на поверхности раздела фаз в нефти;
- Полярные группы ПАВ влияют на зарождение кристаллов, их рост и величину размеров частиц дисперсии отложений;

					Методы предотвращения парафинообразования	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Сами ингибиторы на поверхности стенки трубы адсорбируются непрочно, благодаря чему их смыв потоком нефти происходит довольно легко;
- Во время движения вместе с потоком продукции, ингибиторы способны постоянно поддерживать парафины в мелкодисперсном состоянии, что обеспечивает более простой отмыв зародышей кристаллов с поверхности нефтепромыслового оборудования.

Использования данных ингибиторов предусматривает диспергирование и отмыв зародышей кристаллов, которые образовались в объеме или на стенках оборудования. Подача реагента в нефть происходит непрерывно. Причем температура нефти должна быть выше температуры начала кристаллизации парафина[5].

## 5.2 Технологический метод борьбы с отложениями парафина

Суть технологического метода заключается в нанесении на внутреннюю поверхность трубы покрытий из различных материалов (стекла, эмали, эпоксидной смолы, полиэтилена и т.п.). Действие футеровочных покрытий ослабляет уровень сцепляемости парафина с поверхностью. В то же время, футеровка позволяет бороться и с коррозией. Однако, эффективность футеровки обуславливается поддержанием определенной оптимальной скорости потока продукта в трубопроводе, которая была бы достаточной для смыва и переноса рыхлых отложений. Рыхлые отложения образуются при условиях, если смачиваемость поверхности материала покрытия водой лучше смачиваемости нефтью. В зависимости от степени смачиваемости водой материалы можно расположить в следующий ряд: сталь – гидрофобна, полиэтилен – инертен, эпоксидная смола – малая гидрофильность, эмаль и стекло – хорошая гидрофильность. Следовательно, наиболее рыхлые и, в то же время, наименее прочные отложения будут образовываться на поверхности стекла[5].

					Методы предотвращения парафинообразования	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В трубопроводном транспорте существует ряд покрытий поверхности внутренней полости трубопровода с низким уровнем сцепляемости парафиновых отложений с поверхностью. Рассмотрим несколько самых распространенных из них:

1. Силикатно-эмалевое покрытие обеспечивает высокие химическую, коррозионную и термическую стойкость поверхности трубопровода. Более того, такой вид покрытия износостойчив, имеет отличные гладкостные характеристики, повышает производительность трубопровода. Благодаря силикатно-эмалевым покрытиям на внутренних стенках трубопроводов асфальто-смолистым и парафиновым отложения скапливаться не удается, что позволяет поддерживать пропускную способность трубопроводов.

Использование внутреннего эмалевого покрытия позволяет снизить гидравлическое сопротивление и потери давления примерно в 1,5 раза, по сравнению с трубами без покрытия. Это позволяет как уменьшить диаметр трубопровод, так и снизить его металлоемкость примерно в 1,2 раза. Толщина слоя такого покрытия составляет всего 180 – 500 микрон. Силикатная эмаль является затвердевшей, стеклообразной, неорганической, массой, основа которой – кремнезем. Такое покрытие наплавляется на металлическую поверхность трубопровода. Для получения необходимой структуры покрытия применяется индукционный нагрев, использование которого придает эмали высокую адгезивную прочность с поверхностью трубы. Данное покрытие способно защищать трубопровод при температурах от минус 50 до плюс 350 °С и служить около 50 лет.

Применение силикатно-эмалевого покрытия приводит к ряду положительных эффектов:

- Увеличение срока службы трубопроводов более, чем на 50 лет;
- Увеличение пропускной способности трубопровода более чем в 1,5 раза;
- Обеспечение высокого уровня чистоты при транспортировке;
- Предотвращение абразивного износ и отложения на внутренней поверхности труб асфальтосмолистых соединений и парафина;

					Методы предотвращения парафинообразования	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Увеличение надежности трубопровода при его эксплуатации, в условиях воздействия коррозионно-агрессивных сред.

2. Покрyтия на основе эпоксидно-фенольных смол предназначены для нанесения их на внутреннюю стенку напорных нефтепроводов. Данное покрытие используется на трубах диаметром от 89 до 426 мм. Более того, температура перекачиваемой среды не должны превышать 80 °С. Срок службы такого составляет 10 лет и более.

Покрyтия на основе эпоксидно-фенольны смол обладают рядом преимуществ:

- Высокая антикоррозионная стойкость покрытия к воздействию различных агрессивных сред;
- Быстрый ввод трубопровода в эксплуатацию. В отличие от труб без покрытия, в них отсутствуют окалины и ржавчины, которые с трудом поддаются удалению, и загрязняют транспортируемые продукты;
- Увеличение пропускной способности трубопровода. Благодаря покрытию пропускная способность увеличивается на 5 - 10 % при неизменной величине напора;
- Упрощение эксплуатации. Сцепление парафина с покрытием снижается примерно в 40 раз по сравнению со сцеплением с металлом трубы, что уменьшает частоту очистки стенок трубы от отложений;
- Качественная защита при хранении. Покрытие защищает трубы от коррозионного воздействия со стороны атмосферы во время транспорта, хранения и монтажа.

3. Эпоксидное покрытие. Покрyтия, основанные на эпоксидных материалах, обладают такими свойствами, как твердость, гибкость, водостойкость, стойкость к образованию газовых пузырей.

Эпоксидные покрытия качественно защищают поверхность внутренней полости трубопровода от абразивного износа и воздействия агрессивных средств, предотвращают внутренние отложения парафинов и солей, а также,

					Методы предотвращения парафинообразования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

благодаря малой толщины (от 350 до 500 мкм) защитного слоя, являются технологичными и недорогими[5].

### **5.3 Тепловой метод борьбы с отложениями парафина**

Термохимический метод основан на способности парафина плавиться при температурах выше 50°C. Расплавленный парафин, в дальнейшем, стекает с нагретой поверхности.

Непосредственно в зоне образования отложений помещается специальный источник тепла для создания необходимой температуры.

В настоящее время используют технологии с применением:

- Горячей нефти в качестве теплоносителя;
- Электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей);
- Электropечи;

Реагенты, при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции[5].

### **5.4 Удаление газовых и водяных скоплений**

Одной из причин осложнений, связанных с эксплуатацией нефтепроводов, которые проложены в условиях пересеченных местностей, является наличие скоплений газа и воды во внутренней полости трубопровода. Газ, скапливаясь, занимает определенный объем в повышенных точках трассы трубопровода, что приводит к падению уровня производительности нефтепровода и увеличению энергозатрат на транспортировку нефти. Аналогичное отрицательное воздействие на работу трубопровода оказывают и, образованные в пониженных точках трассы, водяные скопления[3].

Образование скоплений газа может происходить по различным причинам:

- при изменении температуры нефти;
- длительном простое или аварийном опорожнении трубопровода;

					Методы предотвращения парафинообразования	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



- наличии перевальных точек по трассе;
- перекачке нестабилизированных нефтей, а также в ряде других случаев.

Водяные же скопления могут образовываться после гидравлической опрессовки трубопровода или при остановках перекачки обводненных нефтей.

На данный момент, известны различные методы устранения скоплений воды и газа из полости трубопроводов. Например, периодически можно осуществлять выпуск скоплений через вантузы в точках перегиба трассы, либо пропускать механические, вязкоупругие или гелеобразные разделители. Однако существует и наиболее простой и технологичный способ удаления водяных и газовых скоплений - удаление потоком транспортируемой нефти.

Процесс удаления газовых скоплений в зависимости от расхода нефти качественно различен (рисунок 16). При малых расходах ( $Q < Q_{н.р.}$ ) скопление вытесняется в нисходящую ветвь профиля трассы, однако скорость набегающего потока недостаточна для размыва скопления (пузырьки газа отрываются в нижней части скопления, но возвращаются и вновь сливаются с ним;  $Q_{н.р.}$  соответствует началу размыва скопления). Удаление газового скопления в этой области расходов нефти возможно только за счет его постепенного растворения. При увеличении расхода нефти  $Q_{н.р.} < Q < Q_p$  скопление принимает вытянутую форму и отрывающиеся пузырьки газа уносятся потоком. Эта область расходов соответствует режиму полного размыва скопления. При достижении расхода нефти  $Q > Q_p$  скопление срагивается с места, выносится потоком целиком (единой пробкой) и сопровождается интенсивным размывом.

					Методы предотвращения парафинообразования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

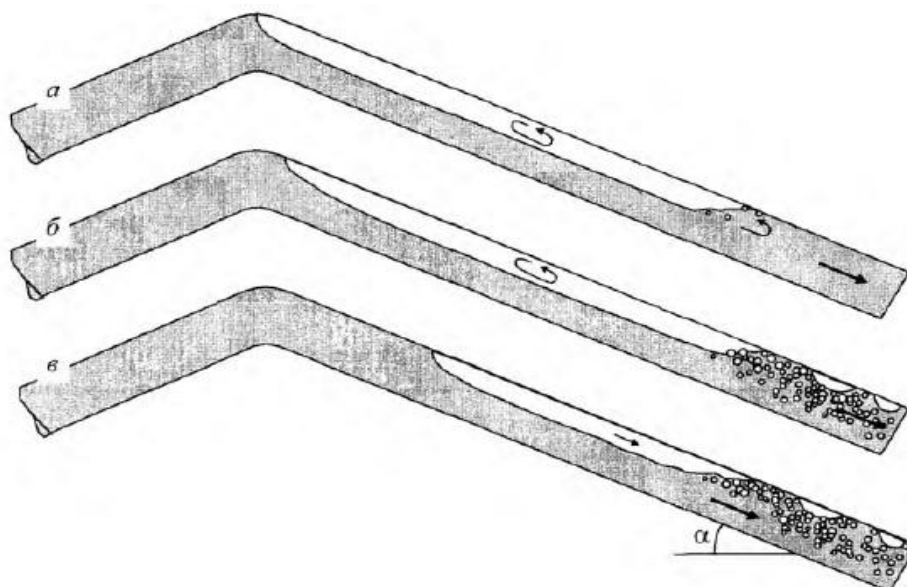


Рисунок 16 – Режимы удаления газового скопления потоком жидкости:

а – диффузионное растворение газового скопления жидкостью при  $Q < Q_p$ ;

б – постепенный размыв скопления газа в области гидравлического прыжка при  $Q_{н.р.} < Q < Q_p$ ;

в – вынос скопления газа целиком при  $Q > Q_p$ .

Количественную оценку интенсивности размыва удобно выполнять с использованием среднего газового числа  $\bar{\beta}$ , равного отношению первоначального объема скопления  $V_{г}$  к произведению времени его полного размыва  $t$  на расход жидкости  $Q$  (рисунок 17).

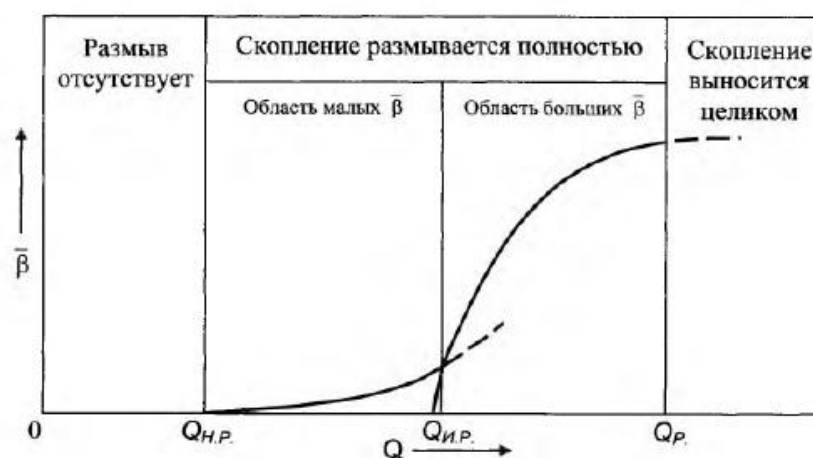


Рисунок 17– Качественная зависимость среднего газового числа  $\bar{\beta}$  от расхода жидкости

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

На режим удаления газовых скоплений оказывают влияние диаметр трубопровода  $D$ , угол его наклона к горизонту  $\alpha$ , а также физические свойства газовой и жидкой фаз. Граничные значения расходов жидкости, соответствующих смене режимов, представлены в критериальном (безразмерном) виде:

$$\begin{aligned} Fr_{H.P.} &= 2615 \cdot E\ddot{o}^{-1,12} \cdot (\sin \alpha)^{0,34}; \\ Fr_{H.P.} &= 3,106 \cdot E\ddot{o}^{-0,25}; \\ Fr_P &= 0,082 \cdot E\ddot{o}^{0,12} \cdot Nf^{0,06} \cdot f(\alpha)^{0,34}, \end{aligned} \quad (3.1)$$

где  $Fr = \frac{16 \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot g \cdot D^5}$  – число Фруда;

$$E\ddot{o} = \frac{g \cdot D^2 \cdot (\rho - \rho_{\Gamma})}{\sigma} \text{ – число Этвеша};$$

Безразмерная обратная вязкость:

$$Nf = \frac{[g \cdot D^3 \cdot (\rho - \rho_{\Gamma}) / \rho]^{0,5}}{\nu} \quad (3.2)$$

$$f(\alpha) = (\sqrt{\sin \alpha} + \sqrt{\cos \alpha})^{0,57} \cdot \exp(0,721 \cdot \sin \alpha); \quad (3.3)$$

где  $\rho, \rho_{\Gamma}$  – соответственно плотность нефти и газа;

$\nu$  – вязкость нефти;

$\sigma$  – поверхностное натяжение на границе раздела фаз.

Значения среднего газового числа  $\bar{\beta}$  вычисляются по формулам

$$\begin{cases} \bar{\beta} = 6,023 \cdot 10^{-2} \cdot E\ddot{o}^{0,33} \cdot (Fr - Fr_{H.P.})^{1,71} \cdot (\sin \alpha)^{1,11} & \text{при } Fr_{H.P.} < Fr < 1,05 \cdot Fr_{H.P.}; \\ \bar{\beta} = 0,217 \cdot (Fr - Fr_{H.P.})^{0,25} \cdot (\sin \alpha)^{0,35} & \text{при } 1,05 \cdot Fr_{H.P.} < Fr < Fr_P. \end{cases} \quad (3.4)$$

Если значение числа Фруда превышает  $Fr_P$  (при котором скопление газа находится в равновесии в нисходящем участке трубопровода), скопление выносится из трубопровода со средней скоростью

$$w_{\Gamma} = w_{\text{ж}} \cdot \left( 1 - \sqrt{\frac{Fr_P}{Fr}} \right), \quad (3.5)$$

где  $w_{\Gamma}, w_{\text{ж}}$  – соответственно средние скорости газовой и жидкой фаз.

Удаление водяных скоплений из пониженных точек трассы нефтепровода потоком транспортируемой нефти возможно при двух режимах: капельном (постепенном размыве) и выносе их целиком (рисунок 18).

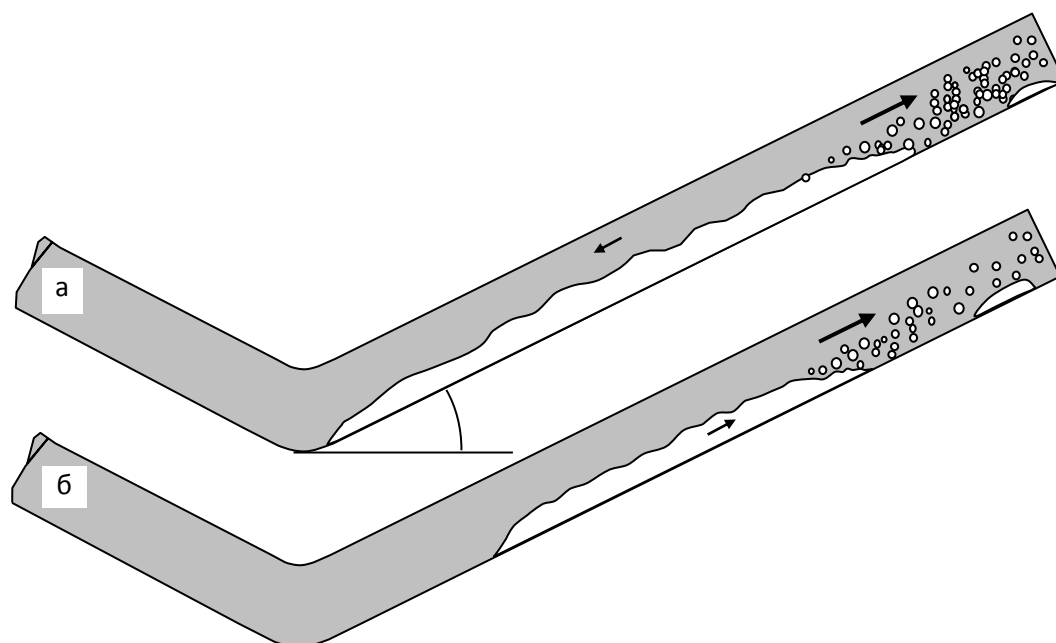


Рисунок 18 – Режимы удаления водяного скопления потоком жидкости:

Средняя скорость течения нефти, при котором обеспечивается вынос скопления воды из восходящего участка нефтепровода, определяется по формуле:

$$w_H = K_W \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot g \cdot D \cdot \sin \alpha \cdot (\rho_B - \rho)}{\lambda} \cdot \frac{(\rho_B - \rho)}{\rho}}, \quad (3.6)$$

где  $\alpha$  – угол наклона восходящего участка к горизонту;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;

$\rho, \rho_B$  – соответственно плотность нефти и воды;

$K_W$  – поправочный коэффициент, равный

$$K_W = 0,564 - 0,133 \cdot \ln \frac{v}{v_B} + [2,435 \cdot (\sin \alpha)^{0,27} - 1] \cdot \left( 0,065 \cdot \ln \frac{v}{v_B} - 0,278 \right), \quad (3.7)$$

где  $v, v_B$  – соответственно кинематическая вязкость нефти и воды.

					Методы предотвращения парафинообразования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

## 5.5 Рекомендации выбора технологии очистки нефтепровода

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

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

Наиболее распространенным способом является механическая очистка с применением специальных очистных устройств. При очистке внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра возможно использование только эластичных поршней и гелевых систем.

					Методы предотвращения парафинообразования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

## **6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Целью данного раздела является обоснование целесообразного использования технического проекта, выполняемого в рамках выпускной квалификационной работы, при этом детально рассматриваются планово-временные и материальные показатели процесса проектирования.

**Достижение цели обеспечивается решением следующих задач:**

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
3. Планирование научно-исследовательских работ.
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

### **6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

**Целевой рынок** – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, **сегмент рынка** – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

					Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новейченко А.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					62	100
Консульт.		Рыжакина Т.Г.				<b>НИ ТПУ гр.3-2Б5А</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Целевой рынок: нефтяные компании.

Таблица 1 - Карта сегментирования рынка по способу очистки внутренней полости нефтепровода

		Способы очистки внутренней полости нефтепровода		
		Поршневой метод	Беспоршневой метод	С использованием ПАВ
Размер	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

Роснефть



Транснефть



Газпромнефть-Восток



Как видно из таблицы 1, наиболее часто, для очистки внутренней полости трубопровода, применяется метод с пропуском очистных устройств. Компании крупного, среднего и малого размера признают этот метод самым эффективным.

### 6.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;

- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

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

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Таблица 2 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>Ф</sub>	Б <sub>К1</sub>	Б <sub>К2</sub>	К <sub>Ф</sub>	К <sub>К1</sub>	К <sub>К2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Срок службы	0,1	5	1	1	0,5	0,1	0,1
2. Ремонтопригодность	0,15	4	0	0	0,6	0	0
3. Надежность	0,15	4	3	4	0,6	0,45	0,6
4. Простота ремонта	0,08	4	0	0	0,32	0	0
5. Удобство эксплуатации	0,15	3	4	2	0,45	0,6	0,3
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,08	4	3	2	0,32	0,24	0,16
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	4	4	2	0,2	0,2	0,1
3. Цена	0,1	2	5	3	0,2	0,5	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	1	1	0,3	0,06	0,06
5. Наличие сертификации разработки	0,08	5	5	5	0,4	0,4	0,4
Итого	1	40	26	20	3,89	2,55	2,02

Б<sub>ф</sub> - Поршень с полиуретановыми манжетами

Б<sub>к1</sub> - Поролоновый поршень

Б<sub>к2</sub> - Гелевый поршень



По таблице 2 видно, что наиболее эффективен поршень с полиуретановыми манжетами. Так же он является наиболее конкурентноспособным, обладая рядом преимуществ, которые так же представлены в таблице 2.

$$K_1 = \frac{40}{26} = 1,54 \quad (4.1)$$

### 6.1.3 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Он проводится в несколько этапов.

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

1. Сильные стороны проекта:

- Высокая экономичность технологии;
- Экологичность технологии;
- Повышение безопасности производства;
- Уменьшение затрат на ремонт оборудования.

2. Слабые стороны проекта:

- Дороговизна оборудования;
- Высокая техническая ответственность;
- Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции;
- Сложность эксплуатации.

3. Возможности:

- Повышение эффективности работы предприятия;
- Сокращение расходов;

- Качественное обслуживание потребителей;
- Отсутствие простоев.

#### 4. Угрозы проекта:

- Отсутствие спроса на новые производства;
- Снижение бюджета на разработку;
- Высокая конкуренция в данной отрасли;
- Введения дополнительных государственных требований к стандартизации и сертификации.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Далее (в таблицах 3 и 4) приведен анализ данных, по которым можно сказать, что сильных сторон у проекта значительно больше, чем слабых. Кроме того, угрозы имеют низкие вероятности, что говорит о высокой надежности проекта.

Таблица 3 – Интерактивная матрица возможностей

	Сильные стороны проекта				
		C1	C2	C3	C4
Возможности	B1	+	-	-	+
	B2	+	-	-	+
	B3	-	+	-	-
	B4	+	-	-	+
	Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	+	+	+
	B2	+	-	+	+
	B3	-	-	+	+
	B4	-	+	+	+

Таблица 4 – Интерактивная матрица угроз

Угрозы	Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3	С4
	У1	+	-	+	-
	У2	-	-	-	-
	У3	+	+	+	+
	У4	-	-	-	-
	Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	-	+	+
	У2	+	-	-	-
	У3	+	-	+	-
	У4	+	-	-	-

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица5).

Таблица 5 – Матрица SWOT

	<p><b>Сильные стороны проекта:</b></p> <p>С1.Высокая экономичность технологии.</p> <p>С2.Экологичность технологии.</p> <p>С3.Повышение безопасности производства.</p> <p>С4.Уменьшение затрат на ремонт оборудования.</p>	<p><b>Слабые стороны проекта:</b></p> <p>Сл1.Дороговизна оборудования</p> <p>Сл2.Высокая техническая ответственность</p> <p>Сл3.Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции</p> <p>Сл4.Сложность эксплуатации</p>
--	---	---

## Продолжение таблицы 5 – Матрица SWOT

<p><b>Возможности:</b></p> <p>V1. Повышение эффективности работы предприятия</p> <p>V2. Сокращение расходов.</p> <p>V3. Качественное обслуживание потребителей.</p> <p>V4. Отсутствие простоев.</p>	<p>1. Предотвращение порывов нефтепровода</p> <p>2. Максимальное использование пропускной способности</p> <p>3. Отсутствие недоброкачественных примесей в продукте</p>	<p>1. Обучение имеющегося персонала</p> <p>2. Принятие на работу высококвалифицированного персонала</p> <p>3. Тщательное отслеживание руководством проведения работ</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые производства;</p> <p>У2. Снижение бюджета на разработку;</p> <p>У3. Высокая конкуренция в данной отрасли</p> <p>У4. Введения дополнительных государственных требований к стандартизации и сертификации</p>	<p>1. Доработка имеющегося оборудования</p> <p>2. Удешевление проекта</p>	<p>1. Попытка удешевление проекта</p> <p>2. Разработка нового проекта</p> <p>3. Корпоративное обучение персонала</p>

### 6.2 Определение возможных альтернатив проведения

#### научных исследований

В предыдущем разделе были описаны методы, которые позволяют выявить и предложить возможные альтернативы проведения исследования и доработки результатов. К их числу относятся технология QuaD, оценка конкурентных инженерных решений, SWOT-анализ. К ним можно добавить ФСА-анализ, метод Кано. Однако, в большей степени, все приведенные методы ориентированы на совершенствование результатов научного исследования, находящегося на стадии создания макета, модели системы, прототипа, конечного продукта. Если разработка находится на перечисленных стадиях жизненного цикла нового продукта, можно предложить не менее трех основных вариантов совершенствования разработки или основных направлений научного исследования.

Основные направления научного исследования:

1. Исследование имеющихся методов очистки нефтепровода;
2. Определение наиболее часто используемого метода в компаниях различного размера;
3. Исследовать основные, наиболее часто используемые поршни, их достоинства и недостатки, выявить лучшие из них.

### **6.3 Планирование научно-исследовательских работ**

#### **6.3.1 Структура работ в рамках научного исследования**

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

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

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 6.

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

Таблица 6 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка тех. задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	6	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	7	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель

### 6.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

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

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (4.2)$$

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

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного

стечения обстоятельств), чел.-дн.;

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (4.3)$$

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

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

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

### 6.3.3. Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

*Диаграмма Ганта* – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4.4)$$

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (4.5)$$

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

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

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

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе  $T_{ki}$  необходимо округлить до целого числа.

$T_{\text{кал}}$  365 дней в 2019г;  $T_{\text{вых}}$  – 102 выходных дня в 2019 году;  $T_{\text{пр}}$  – 16 праздничных дня в 2019году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 102 - 16} = 1,48 \quad (4.6)$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе округляем до целого числа.

Все рассчитанные значения сведены в таблице 7.

Таблица 7 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$
	$t_{\text{min}}$ , Чел-дни	$t_{\text{max}}$ , Чел-дни	$t_{\text{ож}}$ , Чел-дни			
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,8	Руководитель, Исполнитель	2	4
Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение материалов по теме	12	7	14	Исполнитель	4	1



Продолжение таблицы 7 – Временные показатели проведения научного исследования

Согласование материалов по теме	4	7	5,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретических расчетов и обоснование	10	20	14	Исполнитель	14	21
Оценка результатов исследования	7	10	8,2	Руководитель, Исполнитель	4	6
Составление пояснительной записки	7	16	10,6	Руководитель, Исполнитель	6	9

На основе таблицы 7 строим план график, представленный в таблице 8.

Таблица 8 - Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	Тк <sub>к</sub> , кал. дни	Продолжительность выполнения работ													
				Фев.		Март			Апрель			Май					
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Календарное планирование работ по теме	Р, И	4														
2	Составление и утверждение тех. Задания	Р	3														
3	Подбор и изучение материалов по теме	И	21														
4	Согласование материалов по теме	Р	8														
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	21														
6	Оценка результатов исследования	Р, И	6														
7	Составление пояснительной записки	Р, И	9														



- руководитель



- исполнитель

## 6.4. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

### 6.4.1 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. Расчет затрат по данной статье заносится в табл. 9.

Таблица 9 - Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб
1	Ноутбук	1	19500	19500
2	Пакет Microsoft Office	1	2800	2800
3	Калькулятор	1	200	200
4	Электроэнергия	30КВт	3,5	105
Итого:				22605

Таблица 10 – Смета затрат на реализацию проекта

№	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования,руб
1 вариант				
1	Поршень с полиуретановыми манжетами	1	31000	31000
2	Манометр	2	2900	5800
Итого				36800
2 вариант				

Продолжение таблицы 10 - Смета затрат на реализацию проекта

1	Аренда АКН	3ч	5000	15000
2	Вода	200м <sup>3</sup>	46,5	9300
3	Аренда автомобиля АЦ-320	3ч	5000	15000
Итого				30930
3 вариант				
1	Поршень распределительный	2	69000	138000
2	Растворитель	50л	800	40000
3	Тара для переноса и слива реагента	1	6500	6500
Итого				148500

Величина материальных затрат на специальное оборудование составит:

Для первого варианта:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расч i} = (1 + 0,15) * (22605 + 36800) = 68316 \text{ руб}$$

Для второго варианта:

$$Z_m = (1 + 0,15) * (22605 + 30930) = 61565 \text{ руб}$$

Для третьего варианта:

$$Z_m = (1 + 0,15) * (22605 + 148500) = 196771 \text{ руб}$$

#### 6.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы

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

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.7)$$

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

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

Месячный должностной оклад работника:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (4.8)$$

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

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $Z_{tc}$ );

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от  $Z_{tc}$ );

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

Для руководителя:  $Z_m = 23500 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 45825$  руб

Для исполнителя:  $Z_m = 1988 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 3876$  руб

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (4.9)$$

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

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 48 раб. дней  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (представлен в табл. 11)

Таблица 11 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	56	62
Действительный годовой фонд рабочего времени	191	185

Таким образом дневная заработная плата будет равна:

для руководителя работы:  $Z_{дн} = \frac{45825 \cdot 10,4}{191} = 2495$  руб

для исполнителя работы:  $Z_{\text{дн}} = \frac{3876 \cdot 10,4}{185} = 218$  руб

Основная заработная плата ( $Z_{\text{осн}}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (4.10)$$

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

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

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

Для руководителя:  $Z_{\text{осн}} = 2495 \cdot 30 = 74850$  руб ,

Для исполнителя:  $Z_{\text{осн}} = 218 \cdot 61 = 13298$  руб

Таблица 12 – Расчет основной заработной платы

п/п	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дни			Зарплата, приходящаяся на один чел.-дн, руб			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководитель	30	33	36	2495	2495	2495	74850	82335	89820
2	Исполнитель	61	71	81	218	218	218	13298	15478	17658
Итого								88148	97813	107478

### 6.4.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (4.11)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Для руководителя:  $Z_{\text{доп}} = 0,2 \cdot 74850 = 14970$ руб

Для исполнителя:  $Z_{\text{доп}} = 0,2 \cdot 13298 = 2660$ руб

Таблица 13 – Расчет дополнительной заработной платы

п/п	Исполнители по категориям	Дополнительная заработная плата, руб		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководитель	14970	16467	17964
2	Исполнитель	2660	3096	3532
Итого		17630	19563	21496

#### 6.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (4.12)$$

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

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%.

Таблица 14 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель проекта	74850	82335	89820	14970	16467	17964
Исполнитель	13298	15478	17658	2660	3096	3532
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	27,1%					
<b>Итого</b>						
<b>Исполнение 1</b>	28666					
<b>Исполнение 2</b>	31809					
<b>Исполнение 3</b>	34952					

#### 6.4.5 Накладные расходы

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

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.13)$$

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

Таким образом,  $Z_{\text{накл } 1} = (68316+88148+17630+28666) \cdot 0,16 = 32442 \text{руб}$

$Z_{\text{накл } 2} = (61565+97813+19563+31809) \cdot 0,16 = 33720 \text{руб}$

$Z_{\text{накл } 3} = (196771+107478+21496+34952) \cdot 0,16 = 57711 \text{руб}$

#### 6.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

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

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 15.

Таблица 15 - Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	68316	61565	196771
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	88148	97813	107478
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	17630	19563	21496
4. Отчисления во внебюджетные фонды	28666	31809	34952
5. Накладные расходы	32442	33720	57711
Бюджет затрат НТИ	235202	244470	418408

### 6.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

*Интегральный показатель финансовой эффективности* научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (см. табл. 16). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.14)$$

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

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

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



Тогда, для первого варианта:  $I_{финр}^{исп.i} = \frac{235202}{418408} = 0,56$ .

Для второго варианты:  $I_{финр}^{исп.i} = \frac{244470}{418408} = 0,58$ .

Для третьего варианта:  $I_{финр}^{исп.i} = \frac{418408}{418408} = 1$ .

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (4.15)$$

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

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

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

$n$  – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности проведен в таблице 16.

Таблица 16 - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследов. Критерии	Весовой коэффици. параметра	Поршневой метод	Беспоршневой метод	С использованием ПАВ
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,2	5	1	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	4
3. Материальные затраты	0,15	4	5	3
4. Энергосбережение	0,1	5	3	5
5. Надежность	0,25	4	3	4
6. Эффективность	0,15	5	1	4
ИТОГО	1	28	21	24

$$I_{p-исп1} = 5*0,2+5*0,15+4*0,15+5*0,1+4*0,25+5*0,15=4,6$$

$$I_{p-исп2} = 1*0,2+4*0,15+5*0,15+3*0,1+3*0,25+1*0,15=2,75$$

$$I_{p-исп3} = 4*0,2+4*0,15+3*0,15+5*0,1+4*0,25+4*0,15=3,95$$

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-испi}}{I_{финр}} \quad (4.16)$$

$$I_{исп.1} = 8,2, \quad I_{исп.2} = 4,7, \quad I_{исп.3} = 3,95.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл.17) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{cp}$ ):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{испi}}{I_{исп.max}} \quad (4.17)$$

Таблица 17 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,56	0,58	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	2,75	3,95
3	Интегральный показатель эффективности	8,2	4,7	3,95
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,6	0,5

По результатам расчетов можно сделать вывод, что первый вариант исполнения (механический способ очистки нефтепровода) является наиболее ресурсоэффективным и выгодным с финансовой точки зрения.

### ВЫВОД ПО РАЗДЕЛУ

В данном разделе приведено обоснование целесообразного использования технического проекта, выполняемого в рамках выпускной квалификационной работы, при этом детально рассматриваются планово-временные и материальные показатели процесса проектирования.

Оценен коммерческий потенциал и перспективности проведения научных исследований.

Определены возможные альтернативы проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Было произведено определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

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

## **7 Социальная ответственность**

### **Введение**

Безопасность жизнедеятельности представляет собой систему законодательных актов и соответствующих им социально - экономических, технических, гигиенических, организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

С целью поддержания пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, а также с целью подготовки участка нефтепровода к внутритрубной инспекции и переиспытаниям должна проводиться очистка внутренней полости МН пропуском очистных устройств.

Целью данного раздела является оценка условий труда персонала, обслуживающего устройства систем очистки и диагностики трубопроводов: анализ вредных и опасных факторов, воздействующих на работника, разработка мер защиты от них, также рассмотрение вопросов техники безопасности, пожарной безопасности, охраны окружающей среды, защиты в ЧС.

### **7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **7.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

К работам на объектах нефтегазового комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью [16].

Организация и порядок обучения, проведения инструктажей, проверки знаний и допуска персонала к самостоятельной работе должны соответствовать

					Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новейченко А.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					84	100
Консульт.		Сечин А.А.						
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						<b>НИ ТПУ гр.3-2Б5А</b>		

требованиям ГОСТ 12.0.004-2015 ССБТ и «Положения о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности у руководящих работников и специалистов предприятий, организаций и объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России» [17].

### **7.1.2 Требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам**

Территория предприятия и размещение на ней сооружений, зданий, производственных объектов должны соответствовать проекту, разработанному с учетом требований СП 18.13330.2011 [18].

На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть предупредительные знаки и надписи [19].

Отопление и вентиляция производственных, административных и бытовых зданий и помещений должны соответствовать нормам и правилам СП 60.13330.2012 [20].

### **7.1.3 Социальная защита работников**

Реализация социальной защиты на организационном уровне возможна двумя путями:

1) предоставление льгот и гарантий в рамках социальной защиты персонала организации (социальное страхование по старости, по случаю временной нетрудоспособности, безработицы и др.), установленные на государственном или региональном уровне;

2) предоставление работникам и членам их семей дополнительных льгот, за счет выделенных на эти цели средств из фондов социального развития организации. Эти выплаты становятся такими же обязательными для выполнения, как и те, что предоставляются в соответствии с трудовым законодательством.

Социальная защита персонала на организационном уровне обычно представлена в виде социального пакета (социальных бенефитов). В организации помимо государственных гарантий социальной защиты и прямыми

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

формами материального стимулирования внедряются также механизмы непрямых материальных выплат сотрудникам — социальных льгот (или бенефитов), которые формируют социальный пакет.

## 7.2 Производственная безопасность

При проведении работ по очистке внутренней полости нефтепровода с пропуском очистных устройств, присутствуют опасные и вредные производственные факторы (таблица 18), которые могут привести к ухудшению состояния здоровья работников или их смерти. Этот факт обязывает предусматривать различные мероприятия для защиты от них [21].

Таблица 18 – опасные и вредные факторы при выполнении работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ)	
	Вредные	Опасные
1	2	3
Механическая очистка внутренней полости магистрального нефтепровода	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Вредные вещества;</li> <li>• Метеоусловия.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Механической природы;</li> <li>• Пожарной и взрывной природы;</li> <li>• Поражение электрическим током.</li> </ul>

### 7.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

#### Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

Как известно, пары нефти токсичны и могут оказать неблагоприятное влияние на организм человека. Более того, вредными могут являться и другие газы, при определенной их концентрации. По этой причине, перед началом проведения работ и во время их проведения необходимо производить контроль газовоздушной смеси. Осуществляется он при помощи использования газоанализаторов АНТ-2М. Загазованность не должна превышать предельно-допустимой концентрации, согласно санитарным нормам по ГОСТ 12.1.005-88 с измен. 2000г. (таблица 19). Работа на объекте разрешается только при концентрации веществ не превышающих предельно допустимую, в противном

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

случае принимают меры по устранению загрязнения воздушной среды и, уже после этого, приступают к проведению работ[22].

Таблица 19 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, которые могут появиться в воздухе рабочей зоны

Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup>
Углеводороды C <sub>1</sub> —C <sub>10</sub>	300
Бензол	5
Метанол	5
Окислы азота	5
Толуол	50
Окись углерода	20
Сероводород	10

### Метеоусловия

Микроклимат представляет собой комплекс различных физических параметров, таких как температура, влажность воздуха, скорость движения воздушного потока, излучение солнца, атмосферное давление, которые оказывают влияние не тепловое состояние работающего.

Зачастую работы проводятся как в жару, так и в холодных условиях, при сильном ветре и при выпадении атмосферных осадков. В общем, не всегда погодные условия являются благоприятными для проведения работ.

При таких условиях работа организуется с применением рациональной организации режима труда с отдыхом. Например, с помощью сокращения рабочего времени, введение дополнительных перерывов для отдыха персонала. От перегрева, а также и обморожения применяются различного вида средства индивидуальной защиты (головные уборы, костюмы для работы в зимнее время и т.д.).

При проведении работ в условиях пониженных температур необходимо применять средства индивидуальной защиты, а именно специальные костюмы для защиты от пониженных температур. Изготавливается такая одежда, а в дальнейшем и подбирается для каждого работника индивидуально, согласно

ГОСТ Р 12.4.236-2011. Костюмы изготавливаются из специальных материалов, обладающих высокими теплозащитными свойствами [23].

### **Взрывопожароопасность**

По пожарной и взрывопожарной опасности помещения производственного и складского назначения независимо от их функционального назначения подразделяются на следующие категории:

- 1) повышенная взрывопожароопасность (А);
- 2) взрывопожароопасность (Б);
- 3) пожароопасность (В1 - В4);
- 4) умеренная пожароопасность (Г);
- 5) пониженная пожароопасность (Д) [24].

Объекты магистральных нефтепроводов отличаются высокой пожаровзрывоопасностью, относятся к категории «А». Причины взрывов и пожаров могут быть различны, например небрежное обращение с открытым огнем, ошибки в проектировании, нарушение технологического процесса, неисправность, перегрузка и т.п.. Возникновения горения возможно при наличии: горючего вещества, окислителя и импульса. Импульсом может быть: открытый огонь, искра. Пожарную защиту КПП СОД обеспечивает автоматическая система пенотушения, которая включает в себя средства обнаружения пожара, системы сигнализации, управления, пожаротушения. Срабатывание системы пенотушения происходит автоматически, дистанционно или вручную [25].

### **Поражение электрическим током**

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Поражение электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках с разностью потенциалов. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Причины электротравматизма: халатное отношение работников к работе, недостаточно изолированные токоведущие части, провода.

Коллективные средства электрозащиты:

- изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль,
- установка оградительных устройств,
- предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов,
- применение малых напряжений,
- защитное заземление,
- зануление,
- защитное отключение.

Изолирующие средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, резиновые коврики, диэлектрические боты, изолирующие подставки [26].

### **7.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)**

При проведении очистки нефтепровода с помощью очистных устройств существует возможность получения и механических травм. Учитывая, что работа ведется при помощи объектов большого веса, повреждения могут быть крайне серьезными, вплоть до летального исхода. Естественно, для предотвращения неприятных повреждений необходимо на месте проведения работ соблюдать технику безопасности.

Мероприятия по обеспечению охраны труда, техники безопасности при проведении подготовительных и основных работ включают:

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1) Подготовку, проверку комплектности, согласно перечня, инструментов, приспособлений, оборудования и укладки их в ящики для доставки на место производства работ;

2) Обеспечение места производства работ:

а) средствами индивидуальной защиты:

- тело человека защищается спецодеждой, спецобувью, касками, рукавицами, перчатками, подшлемниками, изолирующими подставками, резиновыми ковриками и дорожками, диэлектрическими перчатками и др.;
- помощью предохранительных очков осуществляется защита органов зрения;
- защита органов дыхания осуществляется с помощью применения респираторов и противогазов.

б) средствами коллективной защиты;

в) первичными средствами пожаротушения;

г) средствами измерения загазованности воздушной среды;

д) средствами связи;

е) аптечкой (не менее 2 шт.).

3) Получение наряд-допуска (на огневые, газоопасные работы и работы повышенной опасности);

4) Проведение внеочередного инструктажа всем членам работающей бригады по технике безопасности получением росписи в Журнале инструктажей на рабочем месте и наряде-допуске;

5) Уведомление руководства, все специалистов, механизаторов и бригадиров с планом производства работ, до начала их выполнения;

б) Организация питания и отдых на месте производства работ.

В составе нефти содержатся углеводороды, которые образуют пожаровзрывоопасную смесь при взаимодействии с воздухом. Такие смеси могут загореться от любого источника воспламенения.

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наибольшая концентрация газа или пара, при которой взрыв еще возможен при внесении в эту смесь открытого источника огня, называется верхним концентрационным пределом распространения пламени (ВКПР). Для нефти ВКПР составляет 195000 мг/м<sup>3</sup>.

Концентрация горючей части смеси от НКПР до ВКПР называется диапазоном взрываемости. При концентрации паров или газа в воздухе менее НКПР смесь при внесении открытого источника огня может гореть, но взрыва не будет. При концентрации паров или газа в воздухе выше ВКПР смесь при внесении открытого источника огня горит, а изменение ее состава в процессе горения (выгорание горючей части и снижение ее концентрации до ВКПР) может привести к взрыву.

С целью обеспечения пожаровзрывобезопасности, для всех веществ определена предельно допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), которая составляет 5% от величины НКПР (таблица 20). Для нефти ПДВК она составляет 2100 мг/м<sup>3</sup>.

На каждом объекте должен быть перечень вредных и взрывоопасных веществ, которые могут выделяться в рабочих зонах при ведении технологических процессов, при ремонтных работах и в аварийных случаях, а также должен быть установлен класс опасности вредных веществ в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 с измен. 2000г [22].

В газоопасных местах воздушную среду необходимо контролировать переносными газоанализаторами в соответствии с требованиями Отраслевой инструкции по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности (ИБТВ 1-087—81) [27].

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 20 - Диапазоны взрываемости некоторых веществ

Наименование вещества	Диапазон взрываемости				ПДВК	
	по объему, %		по массе, мг/м <sup>3</sup>		% об.	мг/м <sup>3</sup>
	НКПР	ВКПР	НКПР	ВКПР		
Нефть (фр.20-200)	1,4	6,5	42000	195000	0,07	2100
Метан	5	15,7	33000	104000	0,25	1650
Этан	2,9	15	36000	186000	0,15	1800
Пропан	2,2	9,5	38000	164000	0,11	1900
Бутан	1,8	9,1	45000	227500	0,09	2250
Гексан	1,2	7,5	42000	262500	0,06	2100
Бензол	1,4	8,11	45000	261000	0,07	2250
Метанол	6	34,7	92000	532000	0,3	4600
Этиловый спирт	3,6	19	68000	359000	0,18	3400
Толуол	1,4	6,7	50000	239000	0,07	2500
Окись углерода	12,5	75	74000	444000	0,63	3700
Дихлорэтан	6,2	16	252000	650000	0,31	12600
Водород	4,1	74	3700	67000	0,21	185
Сероводород	4,2	46	60000	657000	0,22	3000

#### 7.4 Экологическая безопасность

При выполнении работ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, обусловленные различными нормативными документами.

До начала проведения работ необходимо:

- 1) Оформить разрешения в природоохранных органах, которые необходимы для проведения данного вида работ;
- 2) Оборудовать места для временного хранения отходов работ, до их утилизации;
- 3) Сдать полученные в результате работ отходы специализированным организациям, которые их уже утилизируют.

Экологическая опасность предприятий трубопроводного транспорта углеводородов связана с некоторыми свойствами перекачиваемого продукта. Нефть и нефтепродукты легко воспламеняются; имеют низкую температуру вспышки; способны накапливать электрические заряды; образуют с серой пиррофорные соединения, способные самовозгораться при попадании на воздух; углеводородные газы взрывоопасны и токсичны; тяжелее воздуха в 3÷4 раза и

способны скапливаться в пониженных местах и продолжительное время удерживаться там.

Таким образом, при проведении работ и их организации необходимо проводить мероприятия по охране окружающей среды. Необходимо проводить работы по максимальному сокращению, а еще лучше – полному предотвращению как потерь природных ресурсов, так и предотвращению попадания всех загрязняющих веществ в атмосферу, почву или воду.

#### **7.4.1 Воздействие объекта на гидросферу**

При попадании в водный объект нефти и нефтепродуктов погибает часть фауны в зоне распространения нефтяного пятна, загрязняются его берега. Тяжесть последствий при разливе нефтепродуктов определяется соотношением между размерами водоема и количеством попавшей в него нефти. Последствия такого воздействия могут ощущаться длительное время.

Часть компонентов испаряется с поверхности, другая – растворяется в воде, а оставшаяся оседает на дно, что приводит к отравлению флоры и фауны на больших участках. Содержание только 0,2÷0,4 мг/л нефти придает воде специфический запах, который не исчезает даже при ее хлорировании и фильтровании. Один грамм нефти убивает все живое в 1 м<sup>3</sup> воды. Капли нефти образующиеся на поверхности воды являются преградой для газообмена между воздухом и водой. Уменьшается проникновение света, необходимого для фотосинтеза, а также снижается скорость переноса кислорода и углекислого газа через пленку. Пленка нефти обладает большой подвижностью, стойка к окислению[28].

Наряду с загрязнением нефтепродуктами рек и морей может происходить загрязнение подземных вод. Загрязнение которых нефтепродуктами не только ухудшает качество воды, делая ее непригодной для питьевых и других целей, но также может привести к взрывам и пожарам.

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### **7.4.2 Воздействие объекта на литосферу**

Попадание нефти и нефтепродуктов в почву приводит к снижению биологической продуктивности ее и фитомассы растительного покрова. Характер и степень влияния нефти и нефтепродуктов определяются видовым составом растительного покрова, временем года и другими факторами. Наиболее токсичными являются углеводороды с температурой кипения в пределах от 150 до 275 °С, т.е. нафтеновые и керосиновые фракции [28].

Низкие температуры воздуха и почвы, сильные ветры, небольшая продолжительность летнего теплого периода, обуславливают чрезвычайно сложный режим функционирования наземного растительного покрова. Поэтому всякое нарушение этого режима может привести к необратимым процессам, особенно в Северных районах. Период самовосстановления растительного покрова после загрязнения нефтью для северных условий составляет от 10 до 15 лет.

### **7.4.3 Воздействие предприятия на атмосферу**

Также на производстве, присутствуют выбросы, не связанные напрямую с процессом транспорта нефти и ее свойствами. Источниками таких выбросов являются работающие на месте проведения работ машины и механизмы, а также автотранспорт, не обходимый нам для перевозки грузов и доставки их к месту выполнения очистных работ.

### **7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Согласно ГОСТ Р 22.0.02-2016 чрезвычайным называется состояние, при котором в результате источника ЧС на объекте, какой то определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизнедеятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью. Более того, наносится серьезный материальный ущерб как имуществу населения, так и

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

экономике. Не стоит забывать и о вреде, который наносится окружающей природной среде[29].

Согласно регламенту «Инструкции по составлению планов ликвидации аварий», который был утвержден Госгортехнадзором 28 ноября 1988года, заранее должны быть распределены обязанности между должностными лицами и указан порядок их действий при ликвидации аварийных ситуаций.

В плане ликвидаций возможных аварий отражено:

- Распределение обязанностей между службами и лицами, обеспечивающими ликвидацию ЧС, а также порядок их взаимодействий;
- Организация связи, оповещения и управления должностных лиц;
- Структура обеспечения готовности как технических средств, так и обслуживающего персонала, а также ответственных за постоянное поддержание их готовности;
- Порядок действия патрульной группы после обнаружения случившейся аварии;
- Порядок проведения мероприятий по оказанию медицинской помощи людям;
- Список организаций, предприятий и других заинтересованных лиц. В то же время порядок их оповещения о случившейся аварии, о границах аварийной зоны с целью совместного принятия мер по обеспечению безопасности населения, предприятий, окружающей среды.
- Маршруты следования технических средств, рабочего персонала, а также групп патрулирования к месту аварии;
- Организация различных видов обеспечения всем необходимым для ликвидации аварий и их последствий;
- Формы документации, оформляемой при авариях, а также сроки ее оформления;
- Расчет объема предполагаемого источника нефти, площади растекания нефти, способов задержки нефти и ее сбора;

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Расчет возможностей (средства и силы) для скорейшей ликвидации аварийных ситуаций;
- Составление графика производства работ ликвидации аварий;
- Создание журнала ведения работ при выполнении ликвидации аварий и ее последствий;
- Представляется профиль и план участка нефтепровода;
- План объектов МН с размещением технологического оборудования, мест складирования инструментов и материалов, средств пожаротушения, которые необходимы при ликвидации аварий;
- Схему ЛЭП, которая расположена вдоль трассы, а также ее линейных потребителей;
- Мероприятия по сбору разлитой нефти и ее дальнейшей утилизации [29].

#### **Вывод по разделу**

В ходе проделанной работы проведена оценка условий труда персонала, обслуживающего устройства систем очистки и диагностики трубопроводов: анализ вредных и опасных факторов, воздействующих на работника, разработка мер защиты от них, также рассмотрены вопросы техники безопасности, пожарной безопасности, охраны окружающей среды, защиты в ЧС.

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для поддержания пропускной способности, в то же время для предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, а также подготовки нефтепровода к внутритрубной инспекции должна проводиться очистка внутренней полости магистральных нефтепроводов, периодичность которой зависит от особенностей эксплуатации нефтепровода и свойств перекачиваемой среды, но не реже одного раза в квартал.

При очистке внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра рекомендовано использование только эластичных (мягких) поршней и гелевых систем. Преимуществом гелевых систем, так же, будет является возможность их применения в трубопроводах не оборудованных камерами СОД и одновременного введения в них ПАВ против коррозии.

Стоит так же заметить, что жесткие поршни (типа СКР), наиболее эффективны в проведении очистки внутренней полости нефтепровода, однако, в связи с их неэластичностью, трубы с разным диаметром они проходить не могут. Данное обстоятельство необходимо учитывать при проектировании нефтепровода и оснащать участки разного диаметра камерами СОД.

На основе проведенных расчетов, были определены различные параметры трубопровода, проведен гидравлический расчет, а также оценено состояние внутренней полости трубопровода, по которому можно судить о качестве проведенной очистке, либо о необходимости ее проведения.

Также было определено, что в настоящее время основным, самым распространенным и дешевым способом очистки является пропуск очистных устройств по трубопроводу в потоке перекачиваемой среды, что позволяет увеличить пропускную способность нефтепровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра			
Разраб.		Новейченко А.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					97	100
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						НИ ТПУ гр.3-2Б5А		

## Список литературы

1. Студопедия [Электронный ресурс]: - Очистка внутренней полости трубопровода, его цели и периодичность. – Режим доступа: [https://studopedia.ru/18\\_54577\\_ochistka-vnutrenney-polosti-truboprovoda-ego-tseli-i-periodichnost.html](https://studopedia.ru/18_54577_ochistka-vnutrenney-polosti-truboprovoda-ego-tseli-i-periodichnost.html)
2. Ф.М. Мустафин, А.Г. Гумеров, О.П. Квятковский и др. Очистка полости и испытание трубопроводов: Учеб. по-О 94 собие для вузов /. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. -255 с.: ил.
3. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов/ А. А. Коршак, А. М. Нечваль; Под ред. А. А. Коршака. – СПб.: Недра. 2008. – 488 с.
4. А.М. Нечваль. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. - Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. - 165 с.
5. Транспорт скважинной продукции: Учебное пособие/ Н. В. Чухарева, А. В. Рудаченко, А. Ф. Бархатов, Д. В. Федин; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 354 с.
6. Бабин Л. А., Быков Л. И., Волохов В. Я. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов. М., «Недра», 1979, 176 с.
7. Эксплуатация магистральных нефтепроводов: Учебное пособие. 2-ое изд./Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова – ТюмГНГУ, 2001. – 623с.
8. РД 153-39.4-056-00 Правило технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
9. ГОСТ 34568—2019 ГОСТ 34568-2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Камеры пуска и приема средств очистки и диагностирования. Общие технические условия

					Технология проведения очистки внутренней полости магистрального нефтепровода с участками разного диаметра			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Новейченко А.А.			Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					98	100
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					<b>НИ ТПУ гр.3-2Б5А</b>			

- 10.** УралКомплектСервис [Электронный ресурс]: - Затворы. – Режим доступа: <http://uks-perm.ru/o-produkcii/zatvory/> Студопедия [Электронный ресурс]: - Конструктивные особенности камер запуска-приема средств очистки и диагностики. – Режим доступа: <https://studopedia.info/5-24383.html>
- 11.** Студопедия [Электронный ресурс]: - Конструктивные особенности камер запуска-приема средств очистки и диагностики. – Режим доступа: <https://studopedia.info/5-24383.html>
- 12.** Мониторинг оборудования газонефтепроводов: Методические указания к лабораторным работам по дисциплине «Мониторинг оборудования трубопроводного транспорта» для студентов дневного обучения направления 130500 «Нефтегазовое дело», специальности 130500.03 «Надежность газонефтепроводов и хранилищ». – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 120 с.
- 13.** Обеспечение надежности магистральных трубопроводов / А.А. Коршак, Г.Е. Коробков, В.А. Душин, Р.Р. Набиев–Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2000. – 170 с.
- 14.** Нариков, К. А. Методы и средства очистки нефтепродуктопроводов от внутритрубных отложений / К. А. Нариков, Арман Амангельдыулы Кузьяев, Л. А. Чурикова. — Текст : непосредственный, электронный // Молодой ученый. — 2017. — № 11 (145). — С. 94-97.
- 15.** Семигорье [Электронный ресурс]: - Характеристики поролоновых поршней. – Режим доступа: <https://semigor.ru/production/kharakteristiki-porolonovykh-porshney/>
- 16.** Znaytovar [Электронный ресурс]: - Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – Режим доступа: [https://znaytovar.ru/gost/2/RD\\_0820098\\_Pravila\\_bezopasnost.html](https://znaytovar.ru/gost/2/RD_0820098_Pravila_bezopasnost.html)
- 17.** ГОСТ 12.0.004-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Организация обучения безопасности труда. Общие положения
- 18.** СП 18.13330.2011 Генеральные планы промышленных предприятий

					Список литературы	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 19.** Zakonbase [Электронный ресурс]: - Требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам. – Режим доступа:  
<https://zakonbase.ru/content/part/49253>
- 20.** СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование
- 21.** ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
- 22.** ГОСТ 12.1.005-88 с измен. 2000г Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
- 23.** ГОСТ Р 12.4.236-2011 Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования
- 24.** Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 27.12.2018) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности", ст. 27
- 25.** ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 26.** ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
- 27.** ИБТВ 1-087—81 Отраслевая инструкция по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности
- 28.** РД-03.100.30-КТН-340-08 Учебное пособие для обучения по рабочей профессии: «Трубопроводчик линейный 2-5 разрядов»
- 29.** ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100