

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

---

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и  
 продуктов переработки»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Применение очистных устройств для удаления отложений из внутренней полости магистральных трубопроводов»

УДК 622.692.23:551.345

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Чаткин К.А.		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В. Б.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

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

---

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и  
продуктов переработки»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
 И.О. Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Бурков П.В.  
 (Подпись)    \_\_\_\_\_ (Дата)    (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗБ	Чаткину Константину Александровичу

Тема работы:

«Применение очистных устройств для удаления отложений из внутренней полости магистральных трубопроводов»
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2017г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

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

Очистные устройства типа СКР, ПРВ 1, СКК. Магистральный нефтепровод, диаметром от 159 до 1220 мм. Камеры пуска-приема средств очистки и диагностики.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Рассмотрим виды существующих очистных устройств, их назначение и технические характеристики. Рассмотрим: виды очистки внутренней полости магистрального нефтепровода, периодичность очистки, обслуживание и ремонт очистных устройств, технология запуска очистных устройств, оборудование для запуска очистных устройств, обнаружение застрявшего скребка во внутренней полости магистрального нефтепровода. Рассчитаем толщину парафиноотложений.</p>
--	--

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна, доцент кафедры ЭПР
«Социальная ответственность»	Грязнова Елена Николаевна, инженер

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Веровкин Алексей Валерьевич	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Чаткин Константин Александрович		

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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2017	<i>Использование очистных устройств для удаления загрязнений из внутренней полости трубопровод</i>	...
28.03.2017	<i>Технология запуска очистных устройств</i>	...
15.04.2017	<i>Оборудование для запуска очистных устройств</i>	
29.04.2017	<i>Расчет толщины парафиноотложений</i>	
8.05.2017	<i>Финансовый менеджмент</i>	
12.05.2017	<i>Социальная ответственность</i>	
19.05.2017	<i>Заключение</i>	
25.05.2017	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

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

**СОГЛАСОВАНО:**

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

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БЗБ	Чаткину Константину Александровичу

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело». Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет затрат и финансового результата реализации проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

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

1. <i>Организационная структура управления</i>
2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
3. <i>Затраты на очистку трубопровода</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2017
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		07.03.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Чаткин Константин Александрович		07.03.2017

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б3Б	Чаткин Константин Александрович

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело». Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика очистных устройств и область их применения.	<i>Очистные устройства предназначены для очистки внутренней поверхности трубопроводов от различных отложений. Применяются на магистральных и технологических трубопроводах.</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность:</b> 1.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению  1.2. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению	<b>1. Производственная безопасность.</b> 1.1. Проанализировать вредные производственные факторы при мероприятиях по очистки полости трубопровода: <ul style="list-style-type: none"> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– загазованность рабочей зоны;</li> <li>– повышенный уровень шума;</li> <li>– отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны.</li> </ul> 1.2. Проанализировать опасные производственные факторы при мероприятиях по очистки полости трубопровода: <ul style="list-style-type: none"> <li>– пожарная и взрывная безопасность;</li> <li>– движущиеся машины и механизмы.</li> </ul>
<b>2. Экологическая безопасность:</b>	<b>2. Экологическая безопасность.</b> <i>Проанализировать негативные действия на атмосферу, литосферу и гидросферу в процессе очистки полости трубопровода. Меры по снижению выбросов газов в атмосферу, методы утилизации производственных отходов.</i>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> - перечень возможных ЧС при мероприятиях по очистки полости трубопровода; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> -специальные (характерные при мероприятиях по очистки полости трубопровода) правовые нормы трудового законодательства; -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи раздела по линейному графику	05.04.2017
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		05.04.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Чаткин Константин Александрович		05.04.2017

## АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа состоит из 90 страниц, 15 рисунков, 20 таблиц и 36 источников использованной литературы.

Ключевые слова: очистные устройства, скребок, очистка от парафино-смолистых отложений, камеры пуска-приема, запуск очистных устройств, производственная безопасность, вредные и опасные производственные факторы, экологическая безопасность, пожарная и взрывная безопасность, экономическая эффективность.

Объектом исследования является очистное устройство.

Цель работы: исследование очистных устройств для удаления отложений из внутренней полости магистральных нефтепроводов.

В процессе написания работы рассмотрели виды, назначение и конструкцию очистных устройств применяемых при очистке отложений внутренней полости магистрального нефтепровода, камеры пуска-приема средств очистки и диагностики (КППСОД), запасовку очистного устройства в КППСОД, провели расчет толщины парафиноотложений, провели расчет экономической эффективности проведения мероприятий по очистке нефтепровода.

Степень внедрения: рассмотренные очистные устройства используют в нефтяной промышленности.

Экономическая эффективность работы: затраты на очистку трубопровода и на транспорт нефти 39895100 рублей в год.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Применение очистных устройств для удаления отложений из внутренней полости магистральных трубопроводов			
Разраб.		Чаткин К.А.			Аннотация	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Веревкин А.В.					12	90
Консульт.						ТПУ гр. 2Б3Б		
И.о.зав.каф		Бурков П.В.						

## ANNOTATION

The final qualification work consists of 90 pages, 15 drawings, 20 tables and 36 sources of used literature.

Key words: cleaning devices, scraper, cleaning from paraffin-resinous sediments, starting and commissioning chambers, starting of cleaning devices, industrial safety, harmful and dangerous production factors, environmental safety, fire and explosive safety, economic efficiency.

The object of the study is a cleaning device.

Targeted works: investigation of purification devices for removal of sediments from the internal cavity of main oil pipelines.

In the process of writing the works of the types examined, the purpose and design of the purification devices used in cleaning the deposits of the internal cavity of the main oil pipeline, the chamber for starting and receiving the cleaning and diagnostic equipment (CSAMCD), the cleaning device purse in the CSAMCD, and the oil pipeline cleaning.

Degree of implementation: the treated purification devices are used in the oil industry.

Economic efficiency: the cost of cleaning the pipeline and transporting oil is 39895100 rubles per year.

					<i>ANNOTATION</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

## СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе были применены следующие сокращения:

ОУ – очистное устройство;

МН – магистральный нефтепровод;

ПДС – передатчик для скребка;

СОД – средства очистки и диагностики;

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

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

ППН – подводный переход нефтепровода;

ИТР – инженерно-технический работник;

ЛЭС – линейно эксплуатационная служба;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПДВК – предельно допустимая взрывобезопасная концентрация;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль.

					Сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
ГЛАВА 1. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ИЗ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДА.....	17
1.1. Назначение очистных устройств .....	17
1.2. Виды очистки внутренней полости трубопровода .....	17
1.3. Периодичность очистки.....	18
1.4. Состав очистного оборудования.....	19
1.5. Производители очистных устройств.....	20
1.6. Очистные устройства для очистки внутренней полости применяемые на магистральных нефтепроводах.....	20
1.7. Назначение, устройство и технические характеристики очистных скребков типа СКР .....	21
1.8. Назначение, устройство и технические характеристики поршней- разделителей типа ПРВ1.....	31
1.9. Скребок-калибр типа СКК .....	33
1.10. Обслуживание и ремонт очистных устройств .....	34
1.10.1. Обслуживание очистных устройств .....	34
1.10.2. Ремонт очистных устройств .....	35
ГЛАВА 2. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАПУСКА ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ.....	39
2.1. Оборудование для запуска очистного устройства.....	39
2.2. Процесс очистки внутренней полости трубопровода .....	41
2.3. Остановка очистного устройства в нефтепроводе.....	45

					<i>Применение очистных устройств для удаления отложений из внутренней полости магистральных трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Чаткин К.А.</i>			<b>Оглавление</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Веревкин А.В.</i>				12	90	
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б3Б</b>		
<i>И.о.зав.каф</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

2.4. Обнаружение застрявшего скребка .....	47
ГЛАВА 3. РАСЧЕТ ТОЛЩИНЫ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЙ .....	49
ГЛАВА 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	54
4.1. Обоснование потребности в материально-технических и трудовых ресурсах, календарный план работ.....	54
4.2. Определение оптимальной периодичности очистки.....	55
4.2.1. Затраты на материалы и топливо .....	58
4.2.2. Затраты на оплату труда.....	59
4.2.3. Отчисления на страховые взносы .....	59
4.2.4. Амортизационные отчисления .....	60
4.3. Техничко-экономические показатели .....	61
ГЛАВА 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	64
5.1. Производственная безопасность.....	65
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению .....	66
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению .....	73
5.2. Экологическая безопасность.....	75
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	78
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	81
5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	81
5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ....	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	86

## ВВЕДЕНИЕ

Магистральный нефтепровод (МН) – это целый производственный комплекс, предназначенный для транспортировки определенного продукта на дальние расстояния. В этот комплекс входят сооружения по предварительной подготовке транспортируемой среды, линейная часть.

Уменьшение объемов трубопроводного транспорта нефти привело к тому, что некоторые нефтепроводы оказались загруженными на 30-40% от проектной производительности. По этой причине нужно уменьшать скорости перекачки или работать циклически, с частыми остановками. И то, и другое провоцирует процессы образования водяных и газовых скоплений. Уменьшение объемов перекачки дополнительно увеличивает абсолютную шероховатость стенок труб, ускоряет процессы образования внутритрубных отложений различной природы, увеличивает темпы коррозионного износа внутренней поверхности трубопроводов.

Наряду с уменьшением уровня надежности эксплуатации эти процессы способствуют и увеличению гидравлического сопротивления нефтепроводов, что приводит к росту энергозатрат на транспортировку нефти. Наиболее эффективным способом уменьшения гидравлического сопротивления трубопроводов является очистка его внутренней полости тем или иным методом.

Чистота полости магистрального нефтепровода обеспечивает надежную безаварийную работу объектов нефтеперекачивающей станции и линейной части с заданной производительностью и без изменения физико-химических свойств, транспортируемой нефти. Загрязнения в трубопроводе сильно снижают производительность трубопровода, а посторонние предметы и песок могут быть причиной выхода из строя линейной арматуры, насосов и фильтров.

					<i>Применение очистных устройств для удаления отложений из внутренней полости магистральных трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Чаткин К.А.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Веровкин А.В.</i>					14	90
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 2Б3Б</i>		
<i>И.о.зав.каф</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Загрязнения оставшиеся в трубопроводе также могут повлиять на физико-химические свойства транспортируемой нефти.

Существует несколько методов очистки внутренней полости трубопровода от коррозии и парафиноотложений:

- сбор загрязняющих веществ через дренажные устройства;
- увеличение скорости потока перекачиваемой нефти;
- добавление различных ингибиторов;
- пропуск средств механической очистки – очистных устройств.

Наиболее распространенным из них является механический – пропуск очистного устройства, о нем и пойдет речь в данной работе. Проведение очистки необходимо не только для поддержания пропускной способности трубопровода, но и сохранять его целостность, и направлено на достижение следующих основных целей:

- предупреждение развития внутренней коррозии трубопроводов, т.е. удаление скоплений агрессивных отложений, агрессивных сред, удаление колоний коррозионно-опасных организмов;
- снижение затрат на перекачку нефти, поддержание проектной пропускной способности трубопроводов – удаление парафиносмолистых отложений, песка, глины и посторонних предметов;
- подготовка МН к диагностированию.

Вопросы очистки трубопроводов, представляются крайне важными для обеспечения их надежной безостановочной работы. В частности, крайне важна проблема определения точного местоположения внутритрубного очистного устройства при его движении по магистральному трубопроводу. В наше время, трубопроводы, построенные более чем 30 лет назад, исчерпали свой ресурс, и для поддержания их в рабочем состоянии необходима не только своевременное обнаружение дефектов, но и очистка от загрязнения внутренней полости, которая зачастую оставляет желать лучшего. Все выше сказанное и характеризует актуальность работы [1].

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

Цель работы: исследование очистных устройств для удаления отложений из внутренней полости магистральных нефтепроводов.

Объект исследования – очистное устройство.

Для достижения поставленных целей нужно решить следующие задачи:

- рассмотреть виды, назначение и конструкцию очистных устройств применяемых при очистке отложений внутренней полости магистрального нефтепровода;
- камеры пуска-приема средств очистки и диагностики (КППСОД), и запасовка очистного устройства в КППСОД;
- провести расчет толщины парафиноотложений;
- рассчитать сметную стоимость работ для определения оптимальной периодичности очистки;
- изучить вопросы социальной ответственности при выполнении очистных мероприятий внутренней полости трубопровода.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

# ГЛАВА 1. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ИЗ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДА

## 1.1. Назначение очистных устройств

Очистные устройства предназначены для очистки внутренней полости трубопровода от различных отложений, таких как: парафино-смолистые отложения, камни, песок, остатки глиняных тампонов, оставшиеся после ремонта трубопровода, скопления воды и газа, а также посторонние предметы.

## 1.2. Виды очистки внутренней полости трубопровода

В зависимости от целей очистки внутренней полости трубопровода, существует несколько видов очистки:

- периодическая – для удаления парафиновых отложений, скоплений воды и газа с целью поддержания проектной пропускной способности нефтепроводов и предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;
- целевая – для удаления остатков гермитизаторов после проведения ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов;
- преддиагностическая – для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода в соответствии с техническими характеристиками перед запуском внутритрубных инспекционных приборов.
- внеочередная – при снижении пропускной способности нефтепровода в промежутках между периодическими очистками на 2 % и более.

В соответствии с положением о проведении работ по очистке внутренней полости магистральных нефтепроводов проводится периодическая и преддиагностическая очистка трубопровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Применение очистных устройств для удаления отложений из внутренней полости магистральных трубопроводов		
Разраб.		Чаткин К.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Веревкин А.В.				17	90
Консульт.					Использование очистных устройств для удаления загрязнений из внутренней полости трубопровода		
И.о.зав.каф		Бурков П.В.					
					ТПУ гр. 2Б3Б		

Проводится очистка двумя и более очистных устройств.

Целевую очистку допустимо производить пропуском одного очистного устройства.

Для каждого участка магистральных нефтепроводов очистка проводится в соответствии с разработанными и утвержденными инструкциями главным инженером эксплуатирующей организации.

Планирование работ по очистке нефтепровода производится путем формирования годового и на его основе месячных планов работ с учетом:

- требований периодичности очистки;
- годового плана внутритрубной диагностики;
- необходимости проведения целевой очистки после проведения ремонтных работ в соответствии с планом остановок нефтепровода [2].

### 1.3. Периодичность очистки

Периодичность очистки МН в процессе эксплуатации определяется для каждого нефтепровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемой нефти, но не реже 1 раза в квартал.

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

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

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

Очистка считается завершенной, при соблюдении условий:

- все очистные устройства прошли нефтепровод и приняты в камеру приема;

					Использование очистных устройств для удаления загрязнений из внутренней полости трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		188

- последнее очистное устройство приходит в камеру приема без механических повреждений корпуса, ведущих и чистящих дисков.

Участок считается неочищенным, если последний скребок, который был пропущен в соответствии с технологической схемой очистки участка, принес в приемную камеру более 5 л взвешенных и 0.5 л твердых асфальтенопарафинистых отложений, а также металлические предметы. После чего производится дополнительная очистка нефтепровода, пропускают повторно очистное устройство для получения требуемого результата очистки [3].

#### 1.4. Состав очистного оборудования

В современном процессе транспорта нефти по трубопроводу меняются не только технологии перекачки, но и условные диаметры трубопроводов. В настоящее время система функционирующих трубопроводов включает в себя широкое разнообразие диаметров от 159 мм до 1220 мм. И каждая организация, должна иметь соответствующее оборудование для обслуживания имеющихся у них трубопроводных систем. Отсюда и возникает различная классификация и виды очистных устройств.

В состав очистного оборудования МН, как правило, входят следующие внутритрубные снаряды:

- скребки-калибры;
- очистные скребки;
- поршни-разделители внутритрубные.

Из всего многообразия устройств выделяется небольшая группа, наиболее часто используемая на практике. К этой группе относятся очистные скребки. Очистные скребки просты в эксплуатации и эффективны при очистке магистральных нефтепроводов [4].

## 1.5. Производители очистных устройств

В настоящее время на магистральных нефтепроводах широко используются очистные скребки конструкции Центра технической диагностики «Диаскан». АО ЦТД «Диаскан» сегодня является крупнейшим отечественным поставщиком качественных услуг по технической диагностике трубопроводов и резервуаров на территории СНГ.

ЦТД «Диаскан» выпускает скребки для очистки трубопроводов диаметром от 325 до 1220 мм включительно, предназначенные для:

- Очистки трубопровода от отложений, строительного мусора и других предметов;
- Очистки трубопровода при подготовке к внутритрубной диагностике;
- Удаление окалины и парафина с коррозионных язв (при оснащении щеточными блоками);
- Удаление из трубопровода инородных металлических предметов (при оснащении магнитными блоками).

В качестве чистящих элементов используются диски и манжеты. Изготавливают чистящие элементы из прочного и износостойкого полиуретана. Также, скребки оборудуются передатчиком, который позволяет обнаружить скребок, в случае застревания в трубопроводе [5].

## 1.6. Очистные устройства для очистки внутренней полости применяемые на магистральных нефтепроводах

Все типы очистных устройств, используемых центром технической диагностики «ДИАСКАН», по техническим характеристикам позволяют проводить пропуски на участках магистрального трубопровода.

Применяют следующие основные типы очистных скребков СКР1, СКР1-1, СКР2, магнитные скребки СКР3, и с недавнего времени новые СКР-4. Скребки всех этих типов применяют для очистки нефтепровода от парафиносмолистых отложений, остатков глиняных тампонов, появившихся при ремонте

					Использование очистных устройств для удаления загрязнений из внутренней полости трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

трубопровода, посторонних предметов, а также перед пропуском внутритрубных инспекционных приборов.

Минимальное проходное сечение трубопровода необходимое для пропуска очистных скребков, составляет 85% от наружного диаметра трубопровода  $D_n$ .

Скребки оборудуются передатчиками ПДС14-02 (далее ПДС). ПДС является генератором электромагнитных сигналов в диапазоне приема наземного локационного оборудования. Корпус выдерживает внутреннее давление взрыва 0,75 МПа и исключает передачу взрыва в окружающую взрывоопасную среду. Специальный вид взрывозащиты обеспечивается герметизацией антенны терморезистивным герметиком.

Подъем и перемещение скребков производится за кольцо на бампере или за корпус скребка.

Также используются поршни-разделители типа ПРВ1, предназначенные для удаления отложений со стенок трубопровода (вариант исполнения с чистящими дисками)

Минимальное проходное сечение трубопровода необходимое для пропуска поршней-разделителей типа ПРВ1, составляет 85% от наружного диаметра трубопровода  $D_n$ .

Поршни-разделители типа ПРВ1 также оборудуются передатчиками ПДС.

Подъем и перемещение ПРВ1 производится за кольцо на бампере или за корпус [6].

### **1.7. Назначение, устройство и технические характеристики очистных скребков типа СКР**

Основные очистные скребки - типа СКР1, которые применяются для периодической очистки нефтепровода от парафиносмолистых отложений, а также перед пропуском внутритрубных инспекционных приборов, представлены на рисунке 1.7.1.

					<i>Использование очистных устройств для удаления загрязнений из внутренней полости трубопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

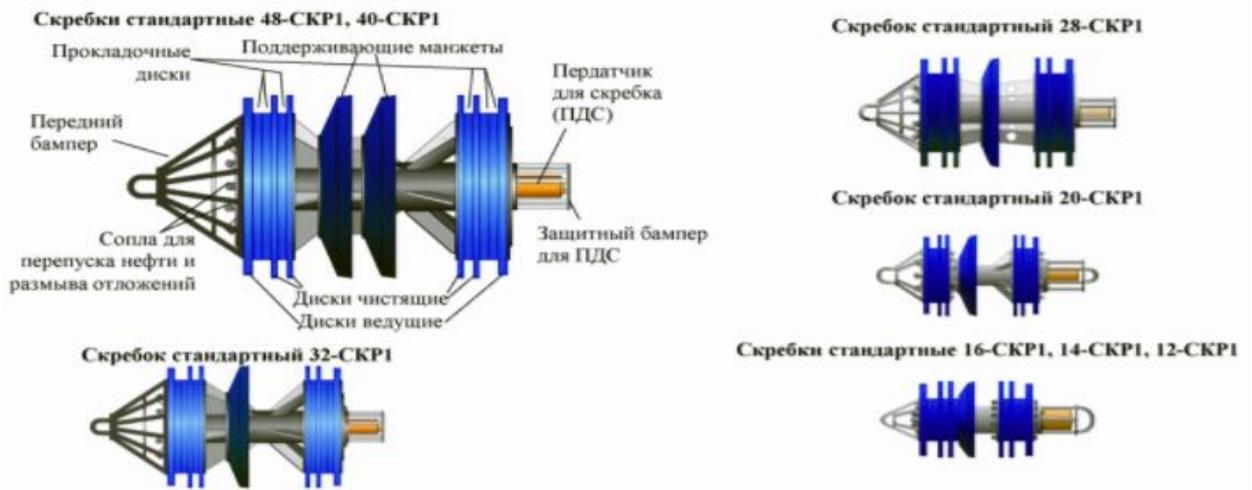


Рисунок 1.7.1 – стандартные скребки типа СКР1 с чистящими дисками

Корпус скребка СКР1 представляет собой стальную полуую конструкцию. Фланцы, приваренные в средней и задней частях корпуса, обеспечивают крепление на них двух ведущих, четырех чистящих дисков, разделенных прокладочными дисками малого диаметра, и одной или двух манжет (в зависимости от конструкции).

На переднем торце скребка располагаются байпасные отверстия. Ось байпасных отверстий направлена под углом к стенке трубопровода. Байпасные отверстия предназначены для размыва отложений, которые скребок счищает с внутренней поверхности трубопровода и толкает впереди себя. Байпасные отверстия могут закрываться заглушками-болтами. В задней части скребка устанавливается передатчик для скребка.

Таблица 1.7.1 – Технические характеристики скребков СКР1

Тип	Диаметр трубопровода	Длина, мм	Вес, кг	Мин. Проходной диаметр трубопровода, %Dн	Мин. Радиус отвода трубопровода на 90°	Диапазон рабочих скоростей пропускa, м/с
48-СКР1	1220	2384	1185	85	1,5Dн	0.2...5
40-СКР1	1020	2030	787			
32-СКР1	820	1725	395			
28-СКР1	720	1505	323			
20-СКР1	530	1267	135			

16-СКР1	426	967	64	85	1,5D <sub>H</sub> *(2D <sub>H</sub> )	0.2...5
14-СКР1	377	914	56		1,5D <sub>H</sub> *(2.5D <sub>H</sub> )	
12-СКР1	325	856	46		1,5D <sub>H</sub> *(3D <sub>H</sub> )	

Примечание: \*-без передатчика и заднего бампера.

На заключительной стадии очистки, перед пропуском дефектоскопа, на передней и на задних частях скребка вместо одного прокладочного устанавливается щеточный диск. Такой скребок называется скребком типа СКР1-1 или специальным, изображение которого представлено на рисунке 1.7.2.

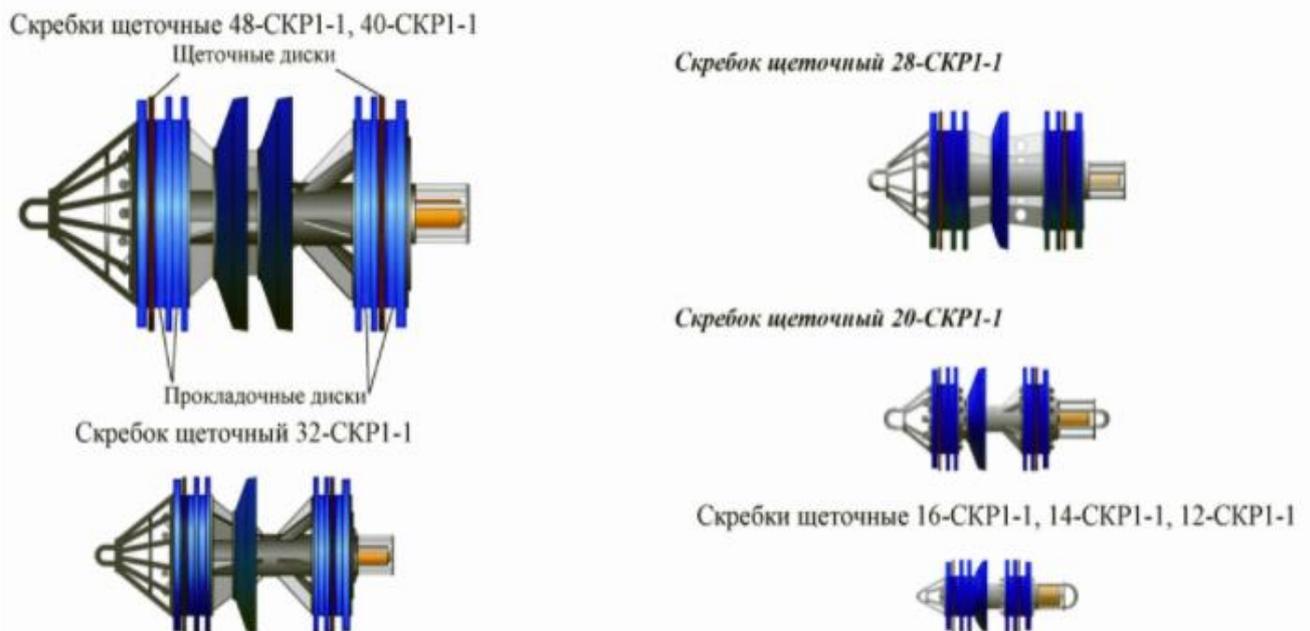


Рисунок 1.7.2 – щеточные скребки типа СКР1-1 с чистящими и щеточными дисками

Таблица 1.7.2 – Технические характеристики скребков СКР1-1

Тип	Диаметр трубопровода	Длина, мм	Вес, кг	Мин. Проходной диаметр трубопровода, %D <sub>H</sub>	Мин. Радиус отвода трубопровода на 90°	Диапазон рабочих скоростей пропуска, м/с
48-СКР1-1	1220	2384	1217	85	1,5D <sub>H</sub>	0.2...5

40-СКР1-1	1020	2030	805	85	1,5D <sub>H</sub>	0.2...5
32-СКР1-1	820	1725	405			
28-СКР1-1	720	1505	332			
20-СКР1-1	530	1267	141		1,5D <sub>H</sub> *(2D <sub>H</sub> )	
16-СКР1-1	426	967	67			
14-СКР1-1	377	914	58		1,5D <sub>H</sub> *(2.5D <sub>H</sub> )	
12-СКР1-1	325	856	48		1,5D <sub>H</sub> *(3D <sub>H</sub> )	

Примечание: \*-без передатчика и заднего бампера.

Специальная комбинация чистящих и щеточных дисков обеспечивает эффективное удаление отложений с внутренних стенок нефтепровода и из коррозионных углублений в стенках. Работа щеточного очистного скребка СКР1-1 показана на рисунке 1.7.3.

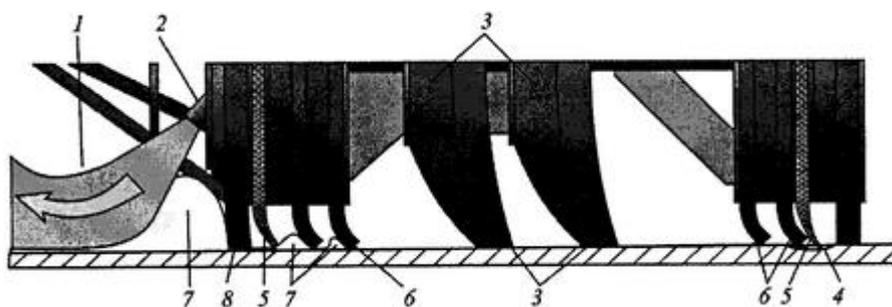


Рисунок 1.7.3 – Работа щеточного очистного скребка СКР1-1: 1 – струя продукта перекачки; 2 – сопло для размыва отложений; 3 – манжеты; 4 – раковина в стенке трубы; 5 – диск щеточный; 6 – диск чистящий; 7 – отложения; 8 – диск ведущий

Также на заключительной стадии очистке применяют двухсекционные скребки типа СКР2. Изображение двухсекционного скребка типа СКР2 представлено на рисунке 1.7.4.

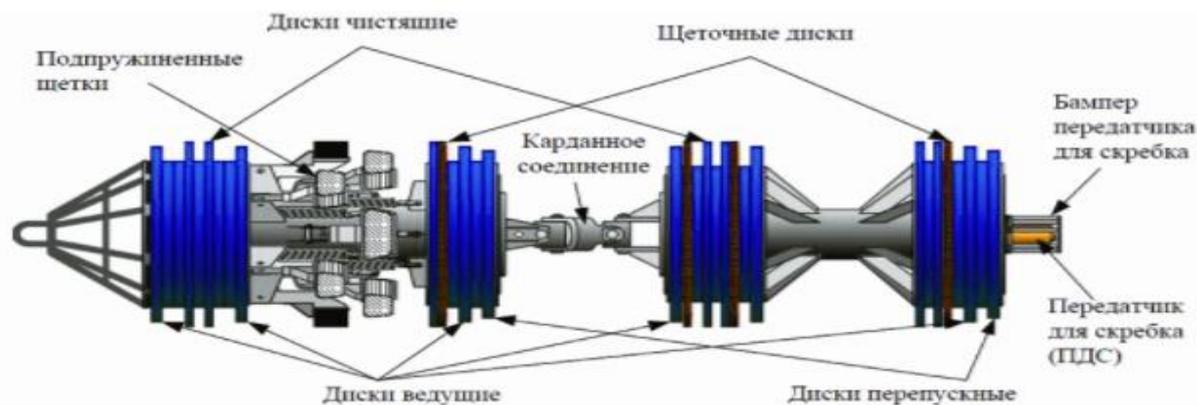


Рисунок 1.7.4 – Двухсекционные скребки типа СКР2 с чистящими и щеточными дисками и подпружиненными щетками

Скребок типа СКР2 состоит из головной и хвостовой секций, соединенных карданным шарниром. Каждая секция содержит полый корпус и два блока полиуретановых дисков, расположенных в головной и хвостовой частях корпуса и предназначенных для очистки внутренней поверхности трубопровода. Блоки дисков состоят из набора дисков чистящих, ведущих, прокладочных и щеточных, разделенных прокладочными дисками, закрепленных на корпусе болтами. На головной и хвостовой секции между полиуретановыми дисками устанавливаются щеточные диски. Щеточные диски выполнены в виде прокладочного диска. Передние блоки дисков на головной и хвостовой секциях содержат чистящие диски. Задние и передние блоки дисков на головной и хвостовой содержат ведущие диски с байпасными отверстиями. Также головная секция скребка состоит из шарнирно-закрепленных, подпружиненных в направлении стенки трубопровода рычагов с металлическими щетками. На переднюю часть головной секции устанавливается бампер и прокладка с пазами. Также скребок оборудуется передатчиком для скребка, в задней части хвостовой секции. Передатчик защищает бампер от механических повреждений.

Помещенный в очищаемый трубопровод скребок движется вместе с потоком перекачиваемого продукта. Очистка от парафиносодержащих отложений осуществляется полиуретановыми чистящими дисками.

Таблица 1.7.3 – Технические характеристики скребков СКР2

					Использование очистных устройств для удаления загрязнений из внутренней полости трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Тип	Диаметр трубопровода	Длина, мм	Вес, кг	Мин. Проходной диаметр трубопровода, %Dн	Мин. Радиус отвода трубопровода на 90°	Диапазон рабочих скоростей пропуска, м/с
СКР2 48-01	1220	5110	2470	85	3Dн	0.5...5
СКР2 40-01	1020	4571	1736			
СКР2 32-00	820	3675	1000			
СКР2 28-00	720	3369	500			
СКР2 20-00	530	2424	300			

Перед пропуском дефектоскопов необходима также очистка нефтепровода от парафинсодержащих отложений, посторонних (в том числе металлических) предметов и продуктов коррозии. Для этого применяют скребок типа СКР3, который представлен на рисунке 1.7.5.



Рисунок 1.7.5 – Магнитный скребок типа СКР3 с чистящими дисками и магнитными щетками для сбора металлических предметов из полости трубы.

Скребок типа СКР 3 - односекционный магнитный скребок, в котором для намагничивания пластин щеточных применены блоки магнитов.

Скребок, помещенный в очищаемый трубопровод, движется вместе с потоком перекачиваемого продукта. Центрирование скребка в трубопроводе осуществляется посредством полиуретановых дисков ведущих и манжет.

Манжеты также способствуют преодолению скребком задвижек и тройников.

Очистка парафинсодержащих отложений осуществляется полиуретановыми дисками чистящими и металлическими пластинами щеточными, закрепленными на блоках магнитов.

Металлические предметы, находящиеся в трубопроводе, счищаются пластинами щеточными и собираются на блоках магнитов.

Скребок типа СКР 3 состоит из бампера переднего, корпуса, блоков магнитов, блоков дисков. Полый корпус состоит из труб, фланцев и ребер жесткости, в головной и хвостовой частях корпуса расположены блоки полиуретановых дисков. Блоки дисков состоят из набора дисков чистящих, дисков ведущих и дисков прокладочных, закрепленных на корпусе болтами с гайками. Головной блок дисков прижимается бампером передним, хвостовой блок дисков - фланцем или бампером задним. В средней части корпуса скребка расположен блок магнитов, который вместе с металлическими пластинами щеточными, крепится болтами. ПДС (при комплектации скребка) устанавливается в хвостовой части скребка. ПДС крепится к корпусу болтами с шайбами. Бампер задний защищает ПДС от повреждений.

ПДС служит для контроля прохождения скребком контрольных пунктов на трубопроводе.

Таблица 1.7.4 – Технические характеристики скребков СКР3

Тип	Диаметр трубопровода	Длина, мм	Вес, кг	Мин. Проходной диаметр трубопровода, %Dн	Мин. Радиус отвода трубопровода на 90°	Диапазон рабочих скоростей пропускания, м/с
СКР3 48-01	1220	2579	1640	85	3Dн	0.2...5
СКР3 40-01	1020	2270	1170			
СКР3 32-01	820	1891	629			
СКР3 28-01	720	1794	503			
СКР3 20-01	530	1284	175			

Очистные скребки СКР1, СКР1-1, СКР2, магнитные скребки СКР3 со временем устарели, и уже не могли обеспечивать необходимую очистку полости трубопровода. Поэтому перед конструкторами встала задача, создания нового или усовершенствования старой модели для достижения необходимых результатов очистки. Ввиду этого в ЦТД освоено производство чистящих элементов скребков СКР-4 с повышенной износостойкостью и возможностью очистки трубопроводов от твердых отложений и ферромагнитных предметов. В результате произведенной модернизации ресурс чистящих элементов СКР-4 увеличен в 4 раза по сравнению со стандартными скребками предыдущего поколения. Ввод в эксплуатацию скребков СКР-4 обеспечивает повышение очистки нефтепроводов и сокращает затраты на ее проведение.

Изображение скребка СКР4 представлено на рисунке 1.7.6.



Рисунок 1.7.6 – Очистной скребок СКР-4

Скребок СКР4 предназначен для очистки внутренних поверхностей трубопроводов от асфальтенопарафинистых отложений, мусора, металлических предметов и продуктов коррозии. Скребок помещается в очищаемый трубопровод и движется вместе с потоком перекачиваемого продукта, производя очистку внутренней поверхности трубопровода.

В ЦТД внедрены в производство модернизированные передатчики для скребка и локаторы для контроля движения скребка. Данное оборудование обеспечивает контроль прохождения очистных устройств по трубопроводу при проведении работ по очистке и профилометрии при повышенных скоростях

					<i>Использование очистных устройств для удаления загрязнений из внутренней полости трубопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

движения скребка, увеличенной толщине стенки трубопровода и большой глубине его залегания.

Скребок СКР4 – односекционный скребок с повышенной эффективностью очистки четвертого конструктивного ряда с подпружиненными рычагами.

Помещенный в очищаемый трубопровод, скребок движется вместе с потоком перекачиваемого продукта. Центрирование скребка в трубопроводе осуществляется посредством манжет. Очистка парафинсодержащих и смолистых отложений осуществляется полиуретановыми манжетами чистящими, полиуретановыми пластинами чистящими, установленными на подпружиненных рычагах, и стальными щетками. Для очистки труб с повышенным содержанием твердых отложений, вместо полиуретановых пластин чистящих на рычагах, могут быть установлены стальные щетки.

Для промывки скребка при его движении по трубопроводу и удаления шлама и парафина из зоны очистки, на переднем бампере выполнены байпасные отверстия, через которые происходит переток нефти. Площадь байпасных отверстий составляет 5% от площади поперечного сечения трубы. При использовании скребка на участках с низкой скоростью перекачки (менее 0,5 м/с), байпасные отверстия должны быть закрыты заглушками.

Постоянный уровень качества очистки внутренней поверхности трубопровода на всем протяжении участка пропуска обеспечивается полиуретановыми пластинами чистящими, поджатыми к внутренней поверхности трубы с помощью рычагов и пружин. Рычаги крепятся к корпусу посредством болтов и сайлент-блоков. Усилие поджатия рычагов к трубе регулируется перемещением втулок во фланце корпуса. Пластины чистящие установлены под углом к оси трубопровода. Взаимодействие чистящих пластин и манжет чистящих со стенкой трубы при перемещении скребка приводит к вращению изделия вокруг своей оси. Вращение скребка обеспечивает равномерный износ чистящих элементов скребка: манжет чистящих, пластин чистящих и щеток.

Для контроля прохождения скребком контрольных пунктов трубопровода, на нем установлен передатчик для скребка. Передатчик закреплен болтами к

					<i>Использование очистных устройств для удаления загрязнений из внутренней полости трубопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

заднему фланцу. Для предохранения от механических повреждений при эксплуатации передатчик закрывается бампером.

Конструкция группы скребков 159-СКР4, 219-СКР4, 10-СКР4 см. приложение А, Б отличается от основной группы 12-СКР4 – 48-СКР4, рассмотренной выше.

Отличия:

- пластины чистящие на скребках не устанавливаются (соответственно отсутствует комплект сменных частей);
- вместо манжет чистящих устанавливаются манжеты;
- вместо щеток устанавливаются диски щеточные, которыми и производится очистка трубопровода (соответственно отсутствует комплект пластин компенсационных).

В отличие от скребков СКР4 всего конструктивного ряда, основой которых является корпус, в конструкции скребка 159-СКР4 см. приложение А корпусом является передатчик для скребка.

Таблица 1.7.5 – Технические характеристики скребков СКР4

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (Dн), мм (")	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, %Dн (мм)	Минимальный радиус поворота трубопровода на 90°	Максимальное давление среды эксплуатации, МПа	Допустимая скорость движения скребка, м/с
48-СКР4	1220 (48")	2227	1173	85%Dн (1037)	1,5Dн	14	0.2 - 5
42-СКР4	1067 (42")	2053	839	85%Dн (907)	1,5Dн		
40-СКР4	1020 (40")	2038	818	85%Dн (867)	1,5Dн		
32-СКР4	820 (32")	1826	687	85%Dн (697)	1,5Dн		
28-СКР4	720 (28")	1710	482	85%Dн (612)	1,5Dн		
20-СКР4	530 (20")	1307 1417	219 255	85%Dн (451)	1,5Dн 3Dн	8	
16-СКР4	426 (16")	1054	115	85%Dн (362)	1,5Dн		

14-СКР4	377 (14")	890 880	92 119	85%Dн (320)	1,5Dн	8	0.2 - 5
12-СКР4	325 (12")	786 775	65 76	85%Dн (276)	3Dн		
10-СКР4	273 (10")	595	32	85%Dн (232)	3Dн		
219-СКР4	219 (8")	529	28	85%Dн (186)	3Dн		
159-СКР4	159 (6")	400	12	85%Dн (127)	3Dн		

Среда эксплуатации скребков – вода, нефть, нефтепродукты, природный газ, 2-х фазная среда (нефть с включением газа).

Температура рабочей среды, °С – от -15 до 50.

Срок службы составляет 4 года или ресурс пробега – 6000 км [7].

### 1.8. Назначение, устройство и технические характеристики поршней-разделителей типа ПРВ1

Поршни-разделители типа ПРВ1 предназначены для удаления отложений со стенок трубопровода (вариант исполнения с чистящими дисками).

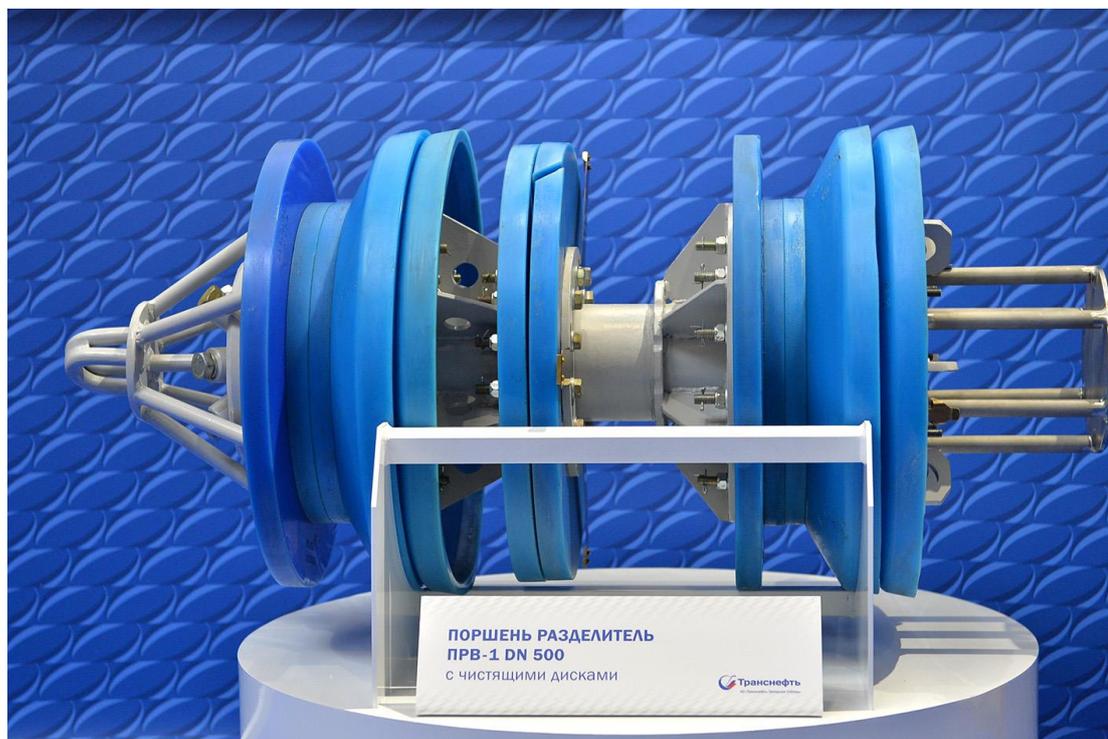


Рисунок 1.8.1 – Поршень-разделитель ПРВ 1

Таблица 1.8.1 – Технические характеристики поршней-разделителей типа ПРВ1

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (Dн), мм (")	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, %Dн (мм)	Минимальный радиус поворота трубопровода на 90°	Максимальное давление среды эксплуатации, МПа	Диапазон рабочих скоростей пропускания, м/с
48-ПРВ1	1220 (48")	2373	1011	85%Dн (1037)	1,5Dн	14	0.2 - 10
42-ПРВ1	1067 (42")	2244	686	85%Dн (907)	1,5Dн		
40-ПРВ1	1020 (40")	2244	639	85%Dн (867)	1,5Dн		
32-ПРВ1	820 (32")	1699	379	85%Dн (697)	1,5Dн	14	0.2 - 10
28-ПРВ1	720 (28")	1471	302	85%Dн (612)	1,5Dн		
20-ПРВ1	530 (20")	1188	144	85%Dн (451)	1,5Dн	14	0.2 - 10
16-ПРВ1	426 (16")	1002	67	85%Dн (362)	1,5Dн		
14-ПРВ1	377 (14")	935	58	85%Dн (320)	1,5Dн		
12-ПРВ1	325 (12")	634	34	85%Dн (276)	1,5Dн	8	0.2 - 10
10-ПРВ1	273 (10")	608	23	85%Dн (232)	1,5Dн		
219-ПРВ1	219 (8")	447	15	85%Dн (186)	1,5Dн		

Поршень-разделитель помещенный в трубопровод, перемещается вместе с потоком перекачиваемого продукта.

Очистка парафинсодержащих и смолистых отложений осуществляется полиуретановыми чистящими дисками. Центрирование поршня-разделителя в трубопроводе осуществляется посредством манжет.

Для промывки поршня-разделителя при его движении по трубопроводу и удаления шлама и парафина из зоны очистки, на переднем бампере выполнены байпасные отверстия, через которые происходит переток нефти.

Для контроля прохождения поршня-разделителя контрольных пунктов трубопровода, на нем устанавливается передатчик [8].

## 1.9. Скребок-калибр типа СКК

Скребки-калибры типа СКК предназначены для оценки минимальной величины проходного сечения трубопроводов, определяемой перед запуском очистных скребков или внутритрубных инспекционных приборов (ВИП). При прохождении сужений или преград происходит деформация лепестков калибровочных (измерительных) дисков скребка, по величине отгиба которых и определяется минимальное проходное сечение трубопровода [9].

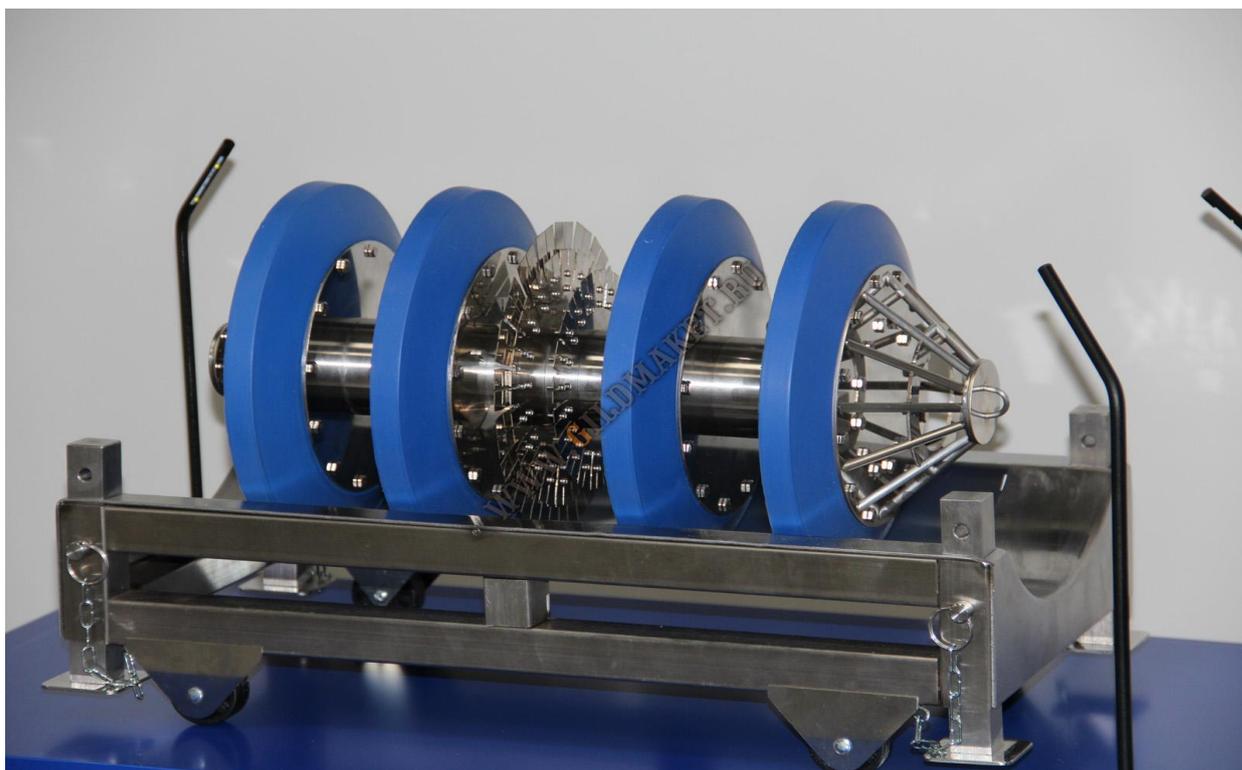


Рисунок 1.9.1 – Скребок-калибр типа СКК

Таблица 1.9.1 – Технические характеристики скребка-калибра типа СКК

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (Dн), мм (")	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, %Dн (мм)	Минимальный радиус поворота трубопровода на 90°	Максимальное давление среды эксплуатации, МПа	Диапазон рабочих скоростей пропускания, м/с
48-СКК	1220 (48")	2195	610	60%Dн	1,5Dн	14	0.2 - 10

42-СКК	1067 (42")	2175	506	65%D <sub>H</sub>	1,5D <sub>H</sub>	14	0.2 - 10
40-СКК	1020 (40")	1992	430	60%D <sub>H</sub>	1,5D <sub>H</sub>		
32-СКК	820 (32")	1548	246	60%D <sub>H</sub>	1,5D <sub>H</sub>		
28-СКК	720 (28")	1551	218	63%D <sub>H</sub>	1,5D <sub>H</sub>		
20-СКК	530 (20")	1240	96	60%D <sub>H</sub>	1,5D <sub>H</sub>		
16-СКК	426 (16")	1006	68	60%D <sub>H</sub>	1,5D <sub>H</sub>	8	
14-СКК	377(14")	766	44	60%D <sub>H</sub>	1,5D <sub>H</sub>		
12-СКК	325 (12")	638	35	70%D <sub>H</sub>	1,5D <sub>H</sub>		
10-СКК	273 (10")	646	22	70%D <sub>H</sub>	1,5D <sub>H</sub>		
219- СКК	219 (8")	497	15	60%D <sub>H</sub>	1,5D <sub>H</sub>		
159- СКК	159 (6")	388	7	75%D <sub>H</sub>	1,5D <sub>H</sub>		

## 1.10. Обслуживание и ремонт очистных устройств

### 1.10.1. Обслуживание очистных устройств

Как и любое другое техническое устройство, детали которого при работе подвергаются нагрузкам, очистные устройства нуждаются в обслуживании и ремонте в случае необходимости, иначе существует риск разрушения ОУ в полости трубопровода, что приведет к аварии на МН.

Техническое обслуживание – комплекс операций по поддержанию работоспособности изделия при использовании по назначению (при эксплуатации). Техническое обслуживание содержит регламентированные в эксплуатационной документации операции для поддержания работоспособности или исправности изделия в течение его срока службы.

Техническое обслуживание очистного устройства производится после каждого его пропуска по нефтепроводу. Срок проведения технического обслуживания – не более трех суток после пропуска ОУ. Техническое обслуживание производится в объеме, обеспечивающем выполнение очередного пропуска. При подготовке ОУ к очередному пропуску

					Использование очистных устройств для удаления загрязнений из внутренней полости трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

необходимо проверить его работоспособность путем проверки состояния отдельных узлов и деталей.

При техническом обслуживании выполняется:

- очистка всех деталей ОУ от нефтепродуктов, грязи, парафинсодержащих и смолистых отложений после пропуска;
- инструментальный контроль изнашиваемых элементов ОУ и их замена в случае их предельного износа после пропуска;
- визуальный контроль сборочных единиц, выполненных методом сварки;
- визуальный контроль состояния крепежных элементов и их стопорения;
- проверка работоспособности ОУ провести путем проверки работоспособности отдельных систем и узлов.
- осмотр и проверка ОУ после выполнения всех операций;
- заполнение формуляра на ОУ [10].

### 1.10.2. Ремонт очистных устройств

В случае выхода очистного устройства из строя, или превышением величины межремонтного пробега, проводится соответствующий ремонт ОУ.

В зависимости от величины межремонтного пробега и срочности ремонта различают следующие виды ремонта:

- средний ремонт;
- капитальный ремонт;
- неплановый ремонт.

#### Средний ремонт

Периодичность проведения среднего ремонта ОУ определяется величиной межремонтного пробега 1000 км. Средний ремонт ОУ выполняется также в случае, если после его пропуска по трубопроводу отдельные детали ОУ получили повреждения, устранение которых

					Использование очистных устройств для удаления загрязнений из внутренней полости трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

невозможно в объеме выполнения технического обслуживания.

Средний ремонт проводится для восстановления исправности ОУ и частичного восстановления его ресурса с заменой или восстановлением изношенных или получивших повреждения узлов и деталей.

При проведении среднего ремонта выполняются следующие работы:

- проверка паспорта и формуляра на ОУ;
- частичная разборка ОУ с целью ремонта или замены поврежденных (изношенных) деталей и для доступа ко всем сварным швам;
- визуальный метод неразрушающего контроля сварных швов и околошовных зон узлов и деталей;
- оценка технического состояния узлов и деталей ОУ: бамперов, корпусов, фланцев, пружин, кардана, крепежных деталей, полиуретановых изделий и т. д. с целью выявления изношенных или получивших повреждения;
- проверка работоспособности отдельных систем и узлов ОУ;
- составление ведомости дефектов;
- отбраковка деталей, не подлежащих восстановлению и ремонту;
- выполнение ремонтных работ по восстановлению узлов и деталей ОУ (рихтовка деформированных деталей, подварка и зачистка забоин, окраска);
- сборка ОУ с заменой отбракованных деталей, в том числе отбракованных крепежных элементов и полиуретановых изделий;
- регулировка и настройка отдельных систем и узлов ОУ;
- составление акта о выполнении среднего ремонта и внесение записей в формуляр.

### Капитальный ремонт

Периодичность проведения капитального ремонта ОУ определяется величиной общего пробега 6000 км. Капитальный ремонт ОУ выполняется также в случае, если после его пропуска по трубопроводу отдельные детали

					<i>Использование очистных устройств для удаления загрязнений из внутренней полости трубопровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

ОУ получили повреждения, устранение которых невозможно в объеме выполнения среднего ремонта.

Капитальный ремонт ОУ выполняется с целью полного восстановления его ресурса с заменой или восстановлением любых его частей в соответствии с ведомостью дефектов.

При проведении капитального ремонта выполняются следующие работы:

- проверка эксплуатационной документации на ОУ;
- полная разборка ОУ;
- визуальный и капиллярный метод неразрушающего контроля сварных швов и околошовных зон узлов и деталей. Отремонтированные участки сварных швов подлежат визуально-измерительному и капиллярному методам неразрушающего контроля;
- оценка технического состояния узлов и деталей ОУ: бамперов, корпусов, фланцев, пружин, кардана, крепежных деталей, полиуретановых изделий и т. д. с целью выявления изношенных или получивших повреждения;
- инструментальный контроль узлов и деталей;
- составление ведомости дефектов;
- отбраковка деталей, не подлежащих восстановлению и ремонту;
- выполнение ремонтных работ по восстановлению узлов и деталей ОУ (рихтовка деформированных деталей, подварка и зачистка забоин, ремонт дефектных сварных швов, ремонт деталей и сборочных единиц на металлообрабатывающем оборудовании, окраска);
- сборка ОУ с заменой отбракованных деталей, с установкой всех новых крепежных деталей и полиуретановых изделий;
- регулировка и настройка отдельных систем и узлов ОУ;
- восстановление комплектов запасных частей, инструмента и принадлежностей в соответствии с ведомостью ЗИП на ОУ;

					<i>Использование очистных устройств для удаления загрязнений из внутренней полости трубопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>37</i>

- составление акта о выполнении капитального ремонта и внесение записей в формуляр.

### **Неплановый ремонт**

Неплановый ремонт проводится в объеме среднего или капитального ремонта при получении ОУ повреждений, которые невозможно устранить в объеме технического обслуживания и которые препятствуют выполнению очередных пропусков.

Срок следующего среднего или капитального ремонта при этом должен быть сдвинут от даты этого ремонта на величину межремонтного периода. Неплановый ремонт проводится на основании акта расследования причин повреждения ОУ [11].

					<i>Использование очистных устройств для удаления загрязнений из внутренней полости трубопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

## ГЛАВА 2. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАПУСКА ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ

### 2.1. Оборудование для запуска очистного устройства

Запуск и прием ОУ производится на площадках перекачивающих станций с использованием специальных камер (КПП СОД). Камеры предназначены для пуска (приема) очистных устройств и средств внутренней диагностики нефтепроводов в условиях умеренного и холодного климата со средней температурой наиболее холодной пятидневки не ниже минус 60 °С. Они представляют собой тупиковый участок трубопровода с концевым затвором, диаметр которого несколько больше диаметра линейной части и технологической обвязки. Технические характеристики КПП СОД представлены в таблице 2.1.1.

Таблица 2.1.1 – Технические характеристики КПП СОД

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	ЗНАЧЕНИЕ
Рабочее давление, МПа, не более	7,5
Температура эксплуатации, °С от до	минус 60 плюс 40
Рабочая среда	сырая нефть
Время открытия (закрытия) затвора, мин., не более	10
Диаметр нефтепровода условный, мм	от 150 до 1200

					<i>Применение очистных устройств для удаления отложений из внутренней полости магистральных трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист/Л</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>ПодписьП</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Чаткин</i>				<i>Технология запуска очистных устройств</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Веревкин</i>						39	90
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 2Б3Б</i>		
<i>И.о.зав.каф</i>	<i>Бурков</i>							



Рисунок 2.1.1 – Камера приема СОД



Рисунок 2.1.2 – Камера пуска СОД

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

Камеры приема имеют по два технологических патрубка для выхода

					<i>Технология запуска очистных устройств</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

нефти, камеры запуска по одному технологическому патрубку для подвода нефти и штуцеру для установки устройства передней заправки (рис.2.1.1).

Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики оборудуются специальными затворами, которые предназначены для быстрого закрывания (открывания) трубопроводов для запуска очистных устройств, дефектоскопов, разделителей. Конструкция затворов позволяет сократить время закрывания (открывания) до 2-х минут. Схема затвора представлена на рисунке 2.1.3.

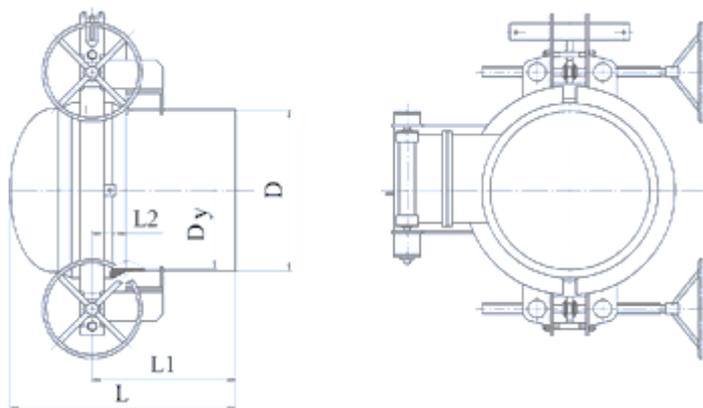


Рисунок 2.1.3 – Схема затвора КПП СОД

Помимо камеры и установленного на ней затвора, на технологической площадке должно иметься соответствующее оборудование для заправки и приема очистного устройства или средства диагностики.

Все оборудование, как и сами средства очистки, должны правильно и вовремя обслуживаться. Не соблюдение правил приводит к неправильной работе и ухудшению технологического процесса [12].

## 2.2. Процесс очистки внутренней полости трубопровода

Перед непосредственным запуском очистного устройства, ответственные за работы должны проверить полный комплект разрешительной и эксплуатационной документации в том числе:

- сертификат соответствия государственным стандартам;
- разрешение Госгортехнадзора России на применение;
- заключение о взрывобезопасности;



прохождении очистного устройства в магистраль задвижки 1, 2 и 3 возвращаются в исходное положение в обратном порядке.

Для приема очистного устройства открываются задвижки 6 и 7, и одновременно закрывается задвижка 5. После получения сигнала о входе очистного устройства в камеру, задвижки 6 и 7 закрываются, отключая камеру для трубопровода, а прием нефти на перекачивающую станцию производится через открытую задвижку 5. Извлечение очистного устройства из камеры приема производится после сброса давления и слива нефти в подземную емкость.

Процесс очистки внутренней полости трубопровода включает в себя несколько этапов. В первую очередь производится пуск скребков-калибров.

Скребок-калибр определяет геометрическую форму проходного сечения магистрального нефтепровода по всей длине. Скребок-калибр обнаруживает препятствия (вмятины, эллипсность), неприемлемые для движения очистных, а также диагностических и разделительных устройств. Скребок-калибр должен проходить сужения трубопровода до 70% от диаметра магистрального нефтепровода. Скребок-калибр оборудован калибровочными дисками и пластинами, предназначенные на проходное сечение 80% и 85% от внутреннего диаметра трубопровода. После прохождения скребком-калибром нефтепровода определяется величина сужения проходного сечения по наличию или отсутствию изгиба пластин. Схема прохождения сужения скребком-калибром показана на рисунке 2.2.2.

					<i>Технология запуска очистных устройств</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

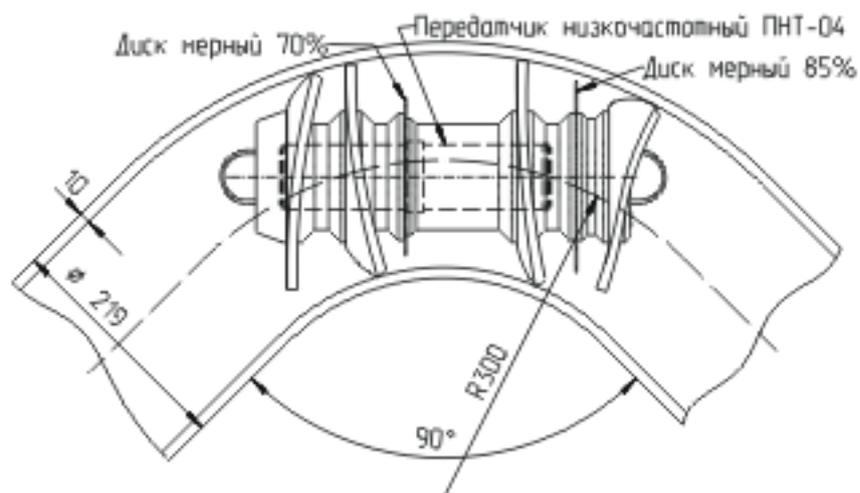


Рисунок 2.2.2 – Схема прохождения сужения скребком-калибром

Далее производится запуск очистных скребков. Объем работ по очистке нефтепровода зависит от типа перекачиваемой нефти и объема отложений на внутренней поверхности трубопровода. При первом пропуске очистное устройство может счищать и собирать впереди себя большое количество парафино-смолистых отложений. Для предупреждения образования парафиновой пробки на очистных устройствах предусмотрены байпас-отверстия для размыва тложений.

Скребки запускают поэтапно. Сначала пропускаются скребки с открытыми байпасными отверстиями, затем пропускаются с закрытыми байпасными отверстиями. При прохождении очистных скребков с открытыми байпасными отверстиями нефть, которая проходит через байпасные отверстия, размывает отложения на внутренней стенке трубопровода. После этого запускаются очистные скребки с закрытыми байпасными отверстиями. Очистные скребки толкают перед собой грязевую пробку.

Независимо от причин возникновения отложений их удаление должно быть осуществлено таким образом, чтобы не повредить трубопровод и не создать ситуации его закупоривания. При этом метод должен давать возможность удалять отложения без остановки трубопровода для очистных операций.

Следует отметить, что помимо очистки внутренней полости от механических примесей, ОУ могут выполнять ряд сопутствующих функций:

- нанесение ингибиторов коррозии;
- вытеснение воды;
- разделение последовательно текущих углеводородов, имеющих различные физико-химические свойства.

После приема очистного скребка составляется соответствующий акт [13].

### 2.3. Остановка очистного устройства в нефтепроводе

При движении очистного устройства в потоке перекачиваемой нефти по участку магистрального нефтепровода, перед очистным устройством собирается большое количество веществ, которые снижают качество нефти: парафино-смолистые отложения, агрессивные отложения, скопления воды, глина, песок, камни, электроды и другие посторонние предметы. Так как длина линейного участка магистрального нефтепровода между камерами приема и пуска может превышать 100-150 км, возникает проблема накопления очень большого количества загрязняющих веществ перед движущимся скребком, которые по мере прохождения трубопровода приобретают значительную плотность. Процесс уплотнения парафиновой пробки требует отдельного рассмотрения.

При накоплении некоторого количества парафина перед очистным устройством данная масса начинает сжиматься, постоянно уплотняясь и образуя пробку. Скребок оказывает большее давление на пробку нежели нефть. По мере прохождения очистным устройством трубопровода, пробка продолжает расти, соскребая новые отложения, которые еще не успели уплотниться с уже образовавшейся пробкой. Поэтому на протяжении всего пути очистного устройства пробка будет содержать две части: твёрдую, спрессованную часть, непосредственно контактирующая со скребком, и рыхлую часть, только что образовавшаяся из стружек срезанного парафина.

					<i>Технология запуска очистных устройств</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

Если все таки ОУ остановилось, то сдвиговое усилие, необходимое для проталкивания твердой части парафиновой пробки по трубе, зависит от:

- количества отложений, снятых на данный момент с поверхности трубы;
- мгновенного сдвигового усилия парафина;

Количество парафинов зависит от толщины слоя парафина, отложившегося на внутренней стенке трубы в процессе эксплуатации МН.

На основе поведенных расчетов специалистами по очистке трубопровода от парафиносодежания можно определить характеристики парафиновой пробки с учетом того, что ОУ соскребает 100% парафина со стенок трубы. Исходя из данных известно, что для диаметра 1000 мм распределение парафина наблюдается на промежутке от 19-го до 173-го километра.

В сводной таблице 3 представлены промежуточные значения объема отложений, накапливающегося перед ОУ в процессе соскребания последним.

Таблица 2.3.1 – Промежуточные значения объема отложений

Сечение, км	Накапливающийся объем, м <sup>3</sup>	Длина пробки, м
19	0	0
30	143	187
50	778	1040
80	1731	2280
120	2441	2151
150	2638	3372
173	2669	3399

Анализируя полученные результаты, можно сказать, что при наличии существенного слоя парафина на стенках трубы длина пробки будет расти крайне быстро, увеличивая сопротивление движению снаряда.

Следует обратить внимание, что при расчете длины твердой части парафиновой пробки считалось, что весь парафин, соскребаемый со стенок трубы, спрессовывается, образуя цилиндр и не растекаясь по длине трубы, т.е. длина рыхлой части равнялась нулю [14].

#### 2.4. Обнаружение застрявшего скребка

Как уже было упомянуто ранее, при эксплуатации ОУ, случается что они застревают в полости трубопровода. Если не удастся заставить ОУ продолжить движение, то устанавливают его местоположение и извлекают с нарушением целостности трубы.

Местоположение застрявшего в трубе ОУ определяют с помощью специальных приборов – сигнализаторов перемещения ОУ.

Один из таких приборов – прибор «Поиск-МП-Н». Прибор предназначен для поиска и определения местонахождения с поверхности грунта застрявших и контроля прохождения движущихся очистных и диагностических устройств (снарядов) для нефтепроводов.

Основные технические характеристики прибора "Поиск-МП-Н" :

1. Максимальное давление рабочей среды для передатчика - 8,0 МПа;
2. Условия устойчивого приема сигналов передатчика через стенку трубы и грунт при толщине стенки трубопровода до 20 мм и наружном диаметре трубопровода до 1420 мм:

1. Удаление приемной антенны вдоль оси передатчика в каждую сторону от его местонахождения от 6 до 15 м и перпендикулярно оси передатчика - от 3 до 9 м;

2. Скорость прохождения очистного устройства по трубопроводу - до 5 м/с, по газопроводу - до 8 м/с.

3. Точность определения местонахождения снаряда в трубопроводе - + 0,5 м.

4. Длительность непрерывной работы приемника при температуре окружающей среды - 15...+ 400С - не менее 350 часов.

					Технология запуска очистных устройств	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

5. Длительность непрерывной работы передатчика (трансммитера) - 72, 250, 500, 650 и 1000 ч.

6. Программируемое время задержки включения режима генерации сигналов передатчика - 1, 2, 3 и 4 суток.

7. Источник питания приемника - герметичные аккумуляторы напряжением 12 В, передатчика - герметичные аккумуляторы напряжением 12 В.

Габаритные размеры: приемника 75x220x200 мм; антенны D36x310 мм. Масса антенны, барабана с кабелем, держателя антенны и приемника в укладочном ящике не более 7 кг.

В зависимости от модификации передатчик прибора "Поиск-МП-Н" монтируют непосредственно на скребок или поршень. Продвигаясь по нефтепроводу вместе с потоком перекачиваемого продукта передатчик излучает электромагнитные волны, улавливаемые с помощью приемной антенны, подключенной к приемнику. При поиске застрявших снарядов включенный приемник с антенной перемещают вдоль участка нефтепровода, в котором предполагается нахождение скребка. При прохождении над застрявшим скребком антенна улавливает излучение электромагнитных волн передатчика, о чем будут свидетельствовать звуковая и визуальная сигнализации [15].

					Технология запуска очистных устройств	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

### ГЛАВА 3. РАСЧЕТ ТОЛЩИНЫ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЙ

Рассмотрим подводный переход протяжённостью  $L$  км, по которому планируется перекачивать  $G_2$  тыс. т нефти в год. Известны средневзвешенная температура перекачиваемой по ППН нефти  $t_{н.н}$  (принимается изотермический режим перекачки, при  $t_{н.н} = const$ , считая последнюю равной средневзвешенной температуре грунта вдоль трассы нефтепровода на глубине его заложения до оси трубопровода); плотность  $\rho_{ст}$  (в  $кг/м^3$ ) и динамическая вязкость  $\mu_{ст}$  (в  $мПа \cdot с$ ) нефти в стандартных условиях (нормальном атмосферном давлении  $P_{ст} = 0,1 МПа = 1 атм = 1 кг/см^2$  и температуре  $t_{ст} = 20^\circ C$ );  $\Delta Z$  – разность высотных отметок.

Исходные данные:

$t_{п.н.}$ °C	$D_n$ мм	$\rho_{ст} = \rho_{20}$ кг/м <sup>3</sup>	$\mu_{ст} = \mu_{20}$ мПа·с	$G_T$ тыс. т/год	$L$ , км	$\Delta Z$ , М	$\delta$ , мм	$P1, P2$ МПа
2,0	1020	790	120	12,0	1	3	11	6,0;5,7

В соответствии с заданной пропускной способностью МНП  $G_T$  по табл. 3.1 выбираем его ориентировочные параметры: наружный диаметр  $D_n$  и допустимое давление  $P_{доп}$ , определяемое из условий прочности труб [37].

Таблица 3.1 – Ориентировочные параметры МНП

Пропускная способность тыс.т/год	Диаметр наружный $D_n$ , мм	Допустимое давление $P_{доп}$ , Мпа
11,0-19,0	1020	5,9

					Применение очистных устройств для удаления отложений из внутренней полости магистральных трубопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Чаткин К.А.				Расчет толщины парафиноотложений	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Веревкин А.В.						49	90
Консульт.						ТПУ гр. 2Б3Б		
И.о.зав.каф	Бурков П.В.							

Определяем внутренний диаметр трубопровода  $d_{\text{вн}}$ , мм:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta, \quad (1)$$

где  $D_{\text{н}}$  – наружный диаметр – 1020 мм;

$\delta$  – толщина стенки трубопровода – 11 мм.

$$D_{\text{вн}} = 1020 - 2 \cdot 11 = 988 \text{ мм}. \quad (2)$$

Определите плотность перекачиваемой нефти  $\rho_t$  при заданной температуре в соответствии с РД 153–39–019–97 Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний РФ, кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_t = \rho_{\text{ст}} - \gamma(t_{\text{п.н}} - t_{\text{ст}}), \quad (3)$$

где  $\gamma$  – средняя температурная поправка к плотности, принимаем 0,778

$$\left( \frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \cdot ^\circ \text{C}} \right).$$

$$\rho_t = 790 - 0,778 \cdot (2 - 20) = 804,004 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Определяем расчетный часовой  $Q_{\text{ч}}$  и секундный  $Q_{\text{с}}$  расходы нефти:

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G_{\text{г}} \cdot 10^9 \cdot K_{\text{п}}}{N_{\text{г}} \cdot 24 \cdot \rho_t}, \quad (4)$$

где  $K_{\text{п}}$  – коэффициент, учитывающий возможность перераспределения потоков в процессе эксплуатации, принимаем 1,07;

$G_{\text{г}}$  – грузопоток, тыс.т/год;

$N_{\text{г}}$  – нормативная годовая продолжительность работы МН (с учётом затрат времени на техническое обслуживание нефтепровода, капитальный ремонт и ликвидацию повреждений, а также на опорожнение и заполнение резервуаров), сут. (принимается по таблице 5):

					Расчет толщины парафиноотложений	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3.2 – Нормативная годовая продолжительность (в сутках) работы МНП

Протяженность $L$ , км $L < 250$	Диаметр нефтепровода $D_H$ , мм	
	до 820 (включительно)	свыше 820
	357	355

$$Q_{\text{ч}} = \frac{12 \cdot 10^9 \cdot 1,07}{355 \cdot 24 \cdot 804,004} = 1863,9 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Определяем секундную производительность:

$$Q_c = Q_{\text{ч}}/3600 = 1863,9/3600 = 0,517 \text{ м}^3/\text{с}$$

Рассчитываем скорость перекачки  $V$  (м/с) по формуле:

$$V = \frac{Q_c}{S_{\text{прох}}} = \frac{Q_c}{\pi D^2/4} = \frac{4Q_c}{\pi D^2}, \quad (5)$$

где  $S_{\text{ПРОХ}}$  и  $D$  – соответственно площадь проходного сечения (в  $\text{м}^2$ ) и внутренний диаметр (в м) трубопровода;  $\pi = 3,14$ .

$$V = \frac{4 \cdot 0,517}{3,14 \cdot 0,988^2} = 0,66 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Находим число Рейнольдса:

$$Re = \frac{V \cdot D_{\text{вн}}}{\mu}, \quad (6)$$

где  $V$  – скорость потока- 0,66 м/с;

$D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубопровода – 988 мм =  $988 \cdot 10^{-3}$ ;

$\mu$  – кинематическая вязкость –  $0,0023 \text{ м}^2/\text{с}$

$$Re = \frac{0,66 \cdot 988 \cdot 10^{-3}}{0,0023} = 2823,38$$

Число Рейнольдса равно  $2823,38 > 2320$ , следовательно поток жидкости будет находится в турбулентном режиме, область Блазиуса, и необходимые коэффициенты для дальнейшего расчета будут равны:  $m = 0,25$ ,  $\beta = 0,02457$ .

Определим фактическую величину гидравлического уклона по формуле:

					Расчет толщины парафиноотложений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$$i_{\phi} = \frac{P_1 - P_2 - \Delta Z}{\frac{\rho \cdot g}{l}}, \quad (7)$$

где  $P_1$  и  $P_2$  – давление в начале и в конце ППН;

$\Delta z$  – разность геодезических отметок;

$l$  – длина исследуемого участка.

$$i_{\phi} = \frac{6,0 - 5,7}{\frac{804,004 \cdot 9,81}{1000}} = 0,023$$

Найдем теоретический гидравлический уклон по формуле:

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} \cdot \mu^m}{D_{\text{ЭК}}^{5-m}}, \quad (8)$$

где  $Q$  – секундный расход нефти;

$\mu$  – кинематическая вязкость нефти 0,0023 м<sup>2</sup>/с;

$D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубопровода в метрах.

$$i = 0,02457 \frac{0,517^{2-0,25} \cdot 0,0023^{0,25}}{0,988^{5-0,25}} = 0,0017$$

Условие  $i_{\text{эф}} > I$  выполняется.

Найдем эффективный диаметр трубопровода, который показывает, каким должен быть диаметр простого трубопровода, чтобы его гидравлический уклон равнялся фактическому уклону участка, форму для расчета:

$$D_{\text{эф}} = \left( \beta \frac{Q^{2-m} \mu^m}{i_{\phi}} \right)^{\frac{1}{5-m}}, \quad (9)$$

$$D_{\text{эф}} = \left( 0,02457 \frac{0,517^{2-0,25} \cdot 0,0023^{0,25}}{0,023} \right)^{\frac{1}{5-0,25}} = 0,813 \text{ мм}$$

$D_{\text{эф}}$  изменился, следовательно это связано с загрязнением трубопровода.

Рассчитаем эффективность работы участка ППН:

$$E = \left( \frac{D_{\text{эф}}}{D_{\text{вн}}} \right)^{5-m}, \quad (10)$$

где  $D_{\text{эф}}$  – эффективный диаметр трубопровода;

$D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубопровода.

					Расчет толщины парафиноотложений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$E = \left(\frac{0,813}{0,988}\right)^{5-0,25} = 0,396$$

Рассчитаем толщину парафиноотложений, принимая то, что она одинакова по все длине участка:

$$\delta_{от} = \frac{D_{вн}}{2} \cdot \left(1 - E^{\frac{1}{5-m}}\right), \quad (11)$$

где  $D_{вн}$  – внутренний диаметр трубопровода в метрах;

$E$  – эффективность работы участка.

$$\delta_{от} = \frac{0,988}{2} \cdot \left(1 - 0,396^{\frac{1}{5-0,25}}\right) = 0,0875 \text{ м.}$$

Найдем объем отложений по формуле:

$$V_{от} = \frac{\pi D^2}{4} \cdot L \left(1 - E^{\frac{2}{2-m}}\right), \quad (12)$$

где  $D$  – диаметр трубопровода;

$L$  – длина участка.

$$V_{от} = \frac{3,14 \cdot 1,020^2}{4} \cdot 1000 \left(1 - 0,396^{\frac{2}{2-0,25}}\right) = 0,789 \text{ м}^3$$

Рассчитаем фактический расход нефти:

$$Q_{ф} = Q_{с} \cdot E^{\frac{1}{2-m}}, \quad (13)$$

где  $Q_{с}$  – секундный расход нефти.

$$Q_{ф} = 0,517 \cdot 0,396^{\frac{1}{2-0,25}} = 0,390 \text{ м}^3/\text{с}$$

Фактическая производительность, из-за обильного парафиноотложения на стенках трубопровода, снизилась по сравнению с теоретической на 24%. Это увеличивает энергозатраты эксплуатирующей организации и ухудшает качество перекачиваемой нефти. Участок нефтепровода нуждается в немедленной очистке[16].



## 4.2. Определение оптимальной периодичности очистки

Периодическая очистка увеличивает затраты на обслуживание МН и сокращает затраты электроэнергии на транспорт нефти. При плановой производительности нефтепровода, оптимальной периодичности пропуска очистных устройств будет соответствовать минимум суммы затрат на очистку труб и на транспорт нефти  $S_0$ :

$$S_0 = A_E C_E + n C_0, \quad (5.1)$$

где  $A_E$  – годовые затраты электроэнергии на транспорт нефти, кВт час;  
 $C_E$  – стоимость электроэнергии, руб/(кВт час);  $C_0$  – стоимость одной очистки, руб;  $n$  – количество очисток в году.

Годовой расход электроэнергии во многом зависит от оптимальности регулирования работы МН. Максимальный эффект от очистки может быть получен при регулировании отключением насосов, переключением насосов с различными диаметрами рабочих колес и при работе с переменной производительностью.

Так как все процессы засорения участка идут медленно, возможно интерпретировать изменение  $E$  линейной зависимостью

$$E = E_0 - a \tau, \quad (5.2)$$

где  $a$  – коэффициент, характеризующий скорость изменения  $E$ , 1/час. Величину  $a$  можно определить, зная два значения  $E$ :

$$a = (E_0 - E) / \tau, \quad (5.3)$$

где  $E$  – известное значение эффективности по прошествии  $\tau$  часов после пропуска очистного устройства.

Определим  $a$  по фактическим межочистным периодам.

Для периода март – май 2016 г., на перегоне Парабель – Орловка. Значение  $E_0$  и

$E$  возьмем из п. 3.1.2

$$a = \frac{0,96042 - 0,907682}{2160} = 2,44158 \cdot 10^{-5} \text{ 1/час}$$

Для остальных периодов на всём участке:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Таблица 4.2.1 – Значения коэффициента  $a$

Показатель	Перегон Парабель – Орловка			
	март-май	июнь-август	сентябрь-ноябрь	декабрь-февраль
$a$	$2,4416 \times 10^{-5}$	$1,9669 \times 10^{-5}$	$1,9356 \times 10^{-5}$	$3,2493 \times 10^{-5}$

Средние значения:

Перегон Парабель – Орловка, 2016 г.:  $a_{cp} = 2,3983 \times 10^{-5}$  [1/час]

Рассчитаем сумму затрат на очистку труб и на транспорт нефти для нескольких вариантов (1,2,3,4 и 5 очисток в год):

Среднегодовые производительности (количество рабочих дней в году берётся согласно РД 39-30-295-79 для УМН):

Производительность участка Парабель – Орловка, 2016 г.:

$$Q = \frac{G_{год}}{349 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot \rho_i} = \frac{28,72 \cdot 10^9}{349 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 847,9} = 1,1233 \text{ м}^3/\text{с}$$

Для перегона Парабель – Орловка, 2016 г., при одной очистке в год:

За  $E_0$  примем максимально достигнутую  $E$  за этот год –  $E_0 = 0,9604$ .

По формуле (5.2):

$$E = 0,9604 - 2,3983 \cdot 10^{-5} \cdot 8760 = 0,7503$$

В этом случае  $A_E$  определяется зависимостью

$$A_E = \sum_1^i N_i \cdot \tau_i, \quad (5.4)$$

где  $N_i$  – мощность, потребляемая электродвигателем  $i$ -го насоса, кВт;  
 $\tau_i$  – продолжительность  $i$ -го периода работы МН, час;  $r$  – количество работающих насосов на МН.

Мощность, потребляемая электродвигателем,

$$N_i = \frac{QH_{Hi} \rho g}{\eta_H \eta_M \eta_E}, \quad (5.5)$$

где  $N_i$  – мощность, потребляемая электродвигателем, Вт;  $\eta_H$  – к.п.д. насоса;  $\eta_M$  – механический кпд;  $\eta_E$  – к.п.д. электродвигателя.

В начале периода:

$$N_n = \frac{1,12 \cdot 225 \cdot 847,9 \cdot 9,81}{0,77 \cdot 0,97 \cdot 0,9604} = 2930,71 \text{ кВт}$$

В конце периода:

$$N_k = \frac{1,12 \cdot 225 \cdot 847,9 \cdot 9,81}{0,77 \cdot 0,97 \cdot 0,7498} = 3754,21 \text{ кВт}$$

Средняя за период (для одного агрегата):

$$N_{cp} = \frac{2930,71 + 3754,21}{2} = 3342,46 \text{ кВт}$$

Средняя за период:

$$N_{cp\text{ осн}} = N_{cp} \cdot n_{cp\text{ осн}} = 3609,86 \text{ кВт}$$

Аналогично для подпорных насосов:

$$N_n = 1270,41 \text{ кВт}$$

$$N_k = 1627,38 \text{ кВт}$$

$$N_{cp\text{ подп}} = 2535,56 \text{ кВт}$$

Общая потребляемая мощность:

$$N = N_{cp\text{ осн}} + N_{cp\text{ подп}} = 3609,86 + 2535,56 = 6145,42 \text{ кВт}$$

Годовые затраты электроэнергии на транспорт нефти:

$$A_E = 6145,42 \cdot 349 \cdot 24 = 51474030 \text{ кВт} \cdot \text{час}$$

Расчёт стоимости очистки, связанных с сопровождением очистных устройств.

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы:

1. Затраты на материалы(замену дисков) и топливо
2. Заработную плату
3. Отчисления на страховые взносы.
4. Амортизационные отчисления
5. Прочие расходы.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

#### 4.2.1. Затраты на материалы и топливо

Затраты по этой статье сводятся к затратам на замену дисков очистного устройства и на топливо автомашины, транспортирующей очистное устройство и бригаду ЛЭС по пуску и приему ОУ.

Стоимость комплектов очистных устройств, представлена в табл. 4.2.1.1.

Таблица 4.2.1.1 – Стоимость комплектов очистных устройств

Наименование	Стоимость, руб.	Комплектность
Ведущий диск	11870	1
Чистящий диск	10766	3
Манжета	22458	2

Ведущие диски меняются через каждые 145 км, манжеты через 500 км. Протяженность участка нефтепровода составляет 189 км. Таким образом затраты на замену дисков:

$$S_{\text{диск}} = (189/145) * 1 * 11870 + (189/145) * 3 * 10766 + (189/500) * 2 * 22458 = 74549 \text{ руб.}$$

Для транспортировки используется бортовой грузовик Камаз:

Вид топлива – Д/Т

Расход на 100 км – 39,5 л.

Стоимость 1л топлива – 38 руб.

Пробег а/м для одного пропуска очистного устройства, составляет – 390 км. Таким образом затраты на топливо составят:

$$S_{\text{топл}} = 390 * 1/100 * 39,5 * 38 = 5853,9 \text{ руб.}$$

Суммарные затраты на топливо и материалы составили:

$$S_1 = S_{\text{диск}} + S_{\text{топл}} = 74549 + 5853,9 = 80402,9 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

#### 4.2.2. Затраты на оплату труда

По данной статье отражаются затраты на оплату труда, включая премии и компенсирующие выплаты.

Величину  $Z_{\text{п}}$  определяем как:

$$Z_{\text{п}} = Ч * Z_{\text{ср.год}},$$

где  $Z_{\text{ср.год}}$  - среднегодовая заработная плата одного работника, обслуживающего рассматриваемый участок нефтепровода, руб.

Ч – суммарная численность занятых на данном участке работников, чел;

$$Z_{\text{ср.год}} = 12 * Z_{\text{ср.мес.}},$$

$Z_{\text{ср.мес}}$  – среднемесячная заработная плата одного работника, руб.

Бригада сопровождения в среднем состоит из пяти человек – 2 линейных трубопроводчика, 1 водитель, 1 электрик, 1 ИТР. Среднемесячная заработная плата водителя составляет 24720 руб, линейного трубопроводчика – 30130 руб, электрика 30656, мастера ЛЭС 45465 руб.

Оплата труда за одну очистку: водитель – 824 руб., линейный трубопроводчик – 1004 руб., электрик – 1021 руб., мастер ЛЭС – 1515 руб.

Суммарная заработная плата бригады сопровождения за одну очистку составит:

$$S_2 = Z_{\text{п}} = 824 + 2 * 1004 + 1021 + 1515 = 5368 \text{ руб.}$$

#### 4.2.3. Отчисления на страховые взносы

В статью «отчисления на социальные нужды» (ОСН) включаются отчисления в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд медицинского страхования. Данные отчисления будут равными 30% от оплаты труда:

$$S_3 = 30\% \cdot Z_{\text{п}} = 0,3 \cdot 5368 = 1610,4 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

#### 4.2.4. Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления рассчитываем на амортизацию автомобиля из расчета на 8 лет, ежегодные амортизационные отчисления будут равны 12%. Стоимость автомобиля КАМАЗ составляет 1700 тыс. рублей. Тогда ежегодные отчисления на амортизацию:

$$S_4 = 0,12 * 1700 = 204 \text{ тыс. руб.}$$

Прочие затраты составляют 10% от общих затрат и равны:

$$S_5 = 0,1 * (S_1 + S_2 + S_3 + S_4);$$

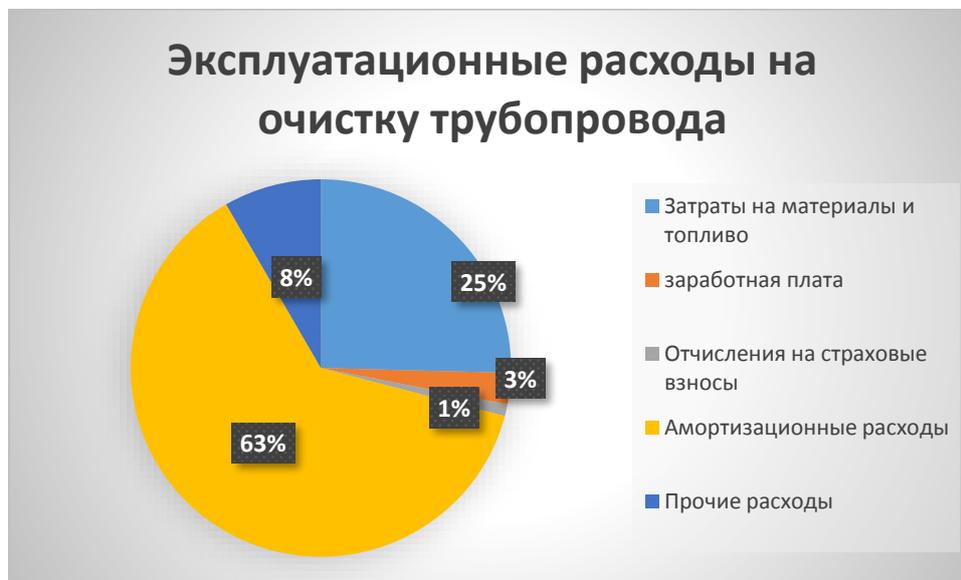
$$S_5 = 0,1(80402,9 + 5368 + 1610,4 + 204000) = 29138,13 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные затраты сведены в таблицу 4.2.4.1. Суммарные затраты равны сумме перечисленных затрат, т.е.:

$$S = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5$$

Таблица 4.2.4.1 – Эксплуатационные расходы на очистку трубопровода на участке Парабель - Орловка

Элемент затрат	Руб.	%
Затраты на материалы и топливо	80402,9	25,4
Заработная плата	5368	2,7
Страховые взносы	1610,4	1
Амортизационные расходы	204000	62,6
Прочие расходы	29138,13	8,3
Итого	320519,43	100



По формуле (5.1), при  $C_E = 0,8006$  руб/кВтчас (одноставочный тариф) и  $C_O = 2458911,67$  руб., сумма затрат на очистку трубопровода и на транспорт нефти составит:

$$S_0 = 51474030 \cdot 0,8006 + 320519,43 = 4121224,61 \text{ руб.}$$

Аналогично рассчитываем все варианты очисток, сводим результаты в табл. 4.3.1. По полученным данным строим график для определения оптимальной периодичности очистки, из которого определяем минимум приведённых затрат на очистку трубопровода и на транспорт нефти, которым и будет соответствовать искомый оптимальный межочистной период.

### 4.3. Техничко-экономические показатели

Техничко-экономические показатели очистки участка магистрального нефтепровода представлены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1 – Техничко-экономические показатели работы участка

№п/п	Наименование показателей	Количество очисток				
		1	2	3	4	5
1	$N, кВт$	6145,42	5720,27	5600,92	5544,7	5512,003
2	$A_E, кВт \cdot час$	51474030	47913007	46913275	46442411	46168534
3	$A_E \times C_E, тыс.руб.$	41210,11	38359,15	37558,77	37181,79	36962,53
4	$C_0, тыс.руб.$	2458,91	2543,71	2628,51	2713,31	2989,57
5	$S_0, тыс.руб.$	4121224,61	40902,86	40187,13	39895,10	39952,10

$N$  – Мощность потребляемая станцией, кВт;

$A_E$  - годовые затраты электроэнергии на транспорт нефти, кВт час;

$C_E$  – стоимость электроэнергии, руб/(кВт час);

$C_0$  – стоимость одной очистки, руб;

$S_0$  – сумма затрат на очистку труб и на транспорт нефти, тыс. руб.

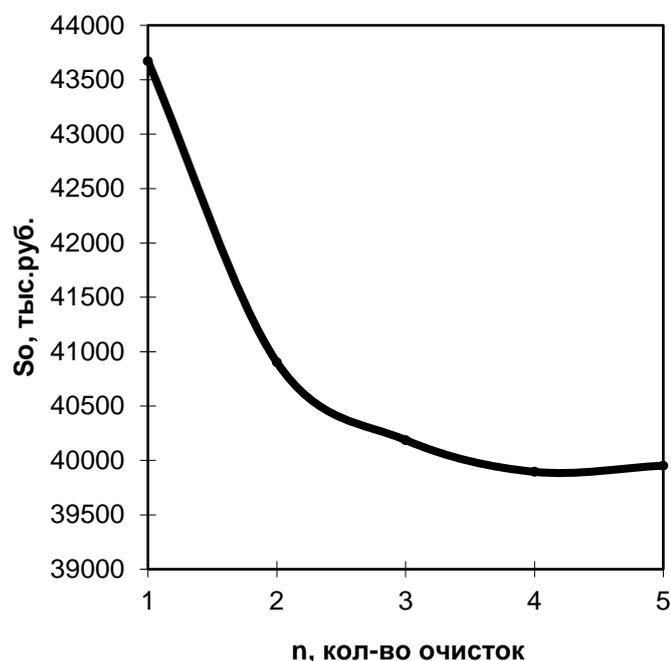


Рис. 4.3.1 – График к определению оптимальной периодичности очистки

**Вывод:** из расчёта видно что, оптимальная периодичность очистки составляет 4 очистки в год т.к. сумма затрат на очистку трубопровода и на транспорт нефти минимальная именно при 4 очистках. Такое количество очисток соответствует фактически проводимой МНЦС в 2016 г.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

## ГЛАВА 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

К началу 1992 г. общая длина трубопроводной системы СНГ превышала 220 тыс. км (включая примерно 8 тыс. км конденсатопроводов). Около 175 тыс. км, или 80% протяженности системы проходит по территории РФ.

Большинство построенных трубопроводов имеют диаметр от 500 до 1400 мм; некоторые трубопроводы диаметром менее 500 мм включены в рассмотрение ввиду их региональной важности. Многие трубопроводы, особенно идущие с Западно-Сибирских месторождений, проходят в так называемых «коридорах», состоящих из ряда (до 6) «ниток», поэтому одна компрессорная станция нередко обслуживает несколько параллельных «ниток». К концу 2004 г. общая протяженность трубопроводов РФ составила 264 тыс. км, увеличившись, таким образом, за период 1999–2004 гг. на 27 тыс. км.

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

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

В процессе эксплуатации внутренняя полость нефтепровода постепенно засоряется водой, парафиновыми отложениями и механическими примесями. В некоторых случаях в повышенных участках могут скапливаться пары нефти. Наличие скоплений приводит к повышению гидравлического сопротивления и как следствие – к снижению экономичности работы нефтепровода.

					<i>Применение очистных устройств для удаления отложений из внутренней полости магистральных трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Чаткин К.А.			<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Веревкин А.В.					64	90
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 2Б3Б</b>		
<i>И.о.зав.каф</i>		Бурков П.В.						

Кроме того, это отразится на точности прогнозных расчетов режима работы нефтепровода. Поэтому в процессе эксплуатации внутренняя полость нефтепровода периодически должна очищаться от различных отложений, для этого существуют специальные очистные устройства или высоковязкие желеи студнеобразные полимеры.

Очистка внутренней полости нефтепровода является регулярной операцией, производящейся круглогодично. Рассмотрим требования производственной и экологической безопасности при запуске очистного скребка на открытой площадке.

### **5.1. Производственная безопасность**

Запуск и прием очистных устройств осуществляется с помощью камер запуска и приема средств очистки и диагностики, которые размещаются на площадках открытого типа. Камеры предназначены для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом с установкой на открытом воздухе с возможным диапазоном температур окружающего воздуха от 40 °С до -60 °С [17].

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, которые формируют опасные и вредные факторы при выполнении очистных мероприятий внутренней полости трубопровода в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 - Элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении очистных мероприятий внутренней полости трубопровода

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Таблица 5.1.1

Наименования работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1.Запасовка очистного устройства в камеру пуска средств очистки и диагностики.  2.Прием и извлечение очистного устройства.	1.Недостаточная освещенность рабочей зоны;  2.Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;  3.Повышенный уровень шума на рабочем месте;  4.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны;  5.Повреждения в результате контакта с насекомыми	1.Пожарная взрывная безопасность;  2.Движущиеся машины и механизмы;	ГОСТ 12.1.046-2014  ГОСТ 12.1.005-88  ГОСТ 12.1.003-2014 МР 2.2.7.2129-06 МР 2.2.8.0017-10 Р 3.5.2.2487-09 ГОСТ 12.2.003-91

### 5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Вредный производственный фактор – фактор производственной среды и (или) трудового процесса, воздействие которого в определенных условиях на организм работающего может сразу или впоследствии привести к заболеванию, в том числе смертельному, или отразиться на здоровье

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

потомства пострадавшего, или в отдельных специфичных случаях перехода в опасный производственный фактор – вызвать травму [18].

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

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

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

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

Для освещения мест производства наружных строительных и монтажных работ следует применять источники света:

- светодиоды и светодиодные модули;
- натриевые лампы высокого давления;
- металлогалогенные лампы высокого давления;
- ртутные лампы высокого давления;
- ксеноновые лампы;
- лампы накаливания общего назначения.

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

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

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

осветительных устройств на сгораемых кровлях (покрытиях) зданий запрещается.

При погрузке, установке, подъеме, разгрузке оборудования, деталей и материалов грузоподъемными кранами на площадке КПП СОД, средняя освещенность должна быть 50 лк. При немеханизированной разгрузке и погрузке конструкций, деталей, материалов-20 лк. При работе внутри КПП СОД-30 лк [19].

### **Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны**

Запасовка и извлечение очистного устройства сопровождается загазованностью рабочей зоны. Это могут быть пары нефти или природный газ.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

Предельно допустимая концентрация паров нефти, в воздухе рабочей зоны составляет  $10 \text{ мг/м}^3$ , для природного газа ПДК также  $300 \text{ мг/м}^3$  [20].

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

Для контроля воздушной среды используют следующие приборы: Анализатор-течеискатель АНТ-2М; анализатор-течеискатель АНТ-3; газоанализатор КОЛИОН-1В; газоанализатор УГ-2; газоанализатор РасЕх.

При мероприятиях по очистки полости трубопровода работников необходимо обеспечить средствами индивидуальной защиты: костюмом брезентовым; сапогами кирзовыми; рукавицами брезентовыми;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

При работе когда концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать противогазами: изолирующие (ПШ-1, ПШ-2, ПШ-РВ) и фильтрующие (ПФМ-1, ППФ-95М, ПФМ-3П, ППФ-87, ППФ-95).

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

В загазованной рабочей зоне запрещается курить, зажигать спички и пользоваться открытым огнем [21].

### **Повышенный уровень шума на рабочем месте**

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

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

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши"). В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [22].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

## Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны

Работы по запуску и приеме очистных устройств проходят как в летнее время, так и в зимнее время.

К работе на холоде допускаются лица, прошедшие медицинские осмотры в соответствии с действующими приказами Минздравсоцразвития России и не имеющие противопоказаний.

Работы в охлаждающей среде должны проводиться при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения.

Лиц, приступающих к работе на холоде, следует проинформировать о его влиянии на организм и мерах предупреждения охлаждения.

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

Во избежание локального охлаждения тела работников и уменьшения общих теплотерь с поверхности тела их следует обеспечивать перчатками, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию.

При разработке внутрисменного режима работы на период рабочей смены следует ориентироваться на допустимую степень охлаждения работающих, регламентируемую временем непрерывного пребывания на холоде и временем обогрева.

В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21 - 25 °С. Помещение следует оборудовать устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне 35 - 40 °С.

В целях более быстрой нормализации теплового состояния организма и меньшей скорости охлаждения в последующий период пребывания на холоде в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду, в связи с чем оно должно быть соответствующим образом оборудовано.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин. при

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70



температур (поверхность тела – окружающий воздух) и усиленной теплоотдачи испарением пота, следует поддерживать на уровне 24 – 25 °С .

В целях уменьшения тепловой нагрузки на работающих может использоваться воздушное душирование.

Для профилактики нарушения водного баланса работающих в условиях нагревающего микроклимата следует обеспечивать им полное возмещение жидкости, растворимых в воде витаминов, солей и микроэлементов, выделяемых из организма с потом.

Для оптимального водообеспечения работающих устройства питьевого водоснабжения (установки газированной воды-сатураторы, питьевые фонтанчики, бачки и т. п.) рекомендуется размещать максимально близко к рабочим местам, обеспечивая к ним свободный доступ.

Общее количество потребляемой работниками жидкости не ограничивается, но объем однократного приема следует регламентировать (один стакан). Наиболее оптимальной является температура жидкости, равная 12 – 15 °С [24].

### **Повреждения в результате контакта с насекомыми**

В районах где имеются кровососущие насекомых и клещи, работников должны обеспечивать антимоскитными и противоэнцефалитными костюмами.

Также применяют репеллентные средства. Репелленты - химические вещества, обладающие свойством отпугивать живые организмы.

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

В качестве действующих веществ в репеллентных средствах используют вещества, зарегистрированные в Российской Федерации для этих целей. В настоящее время используют следующие репелленты: диэтилтолуамид (ДЭТА), ИР3535, диметилфталат (ДМФ) и акреп.

В целях профилактики ставятся прививки от клещевого энцефалита. Также необходимо проводить осмотр одежды и тела 3-4 раза в день [25].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

### 5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасный производственный фактор – фактор производственной среды и (или) трудового процесса, воздействие которого в определенных условиях на организм работающего может привести к травме, в том числе смертельно.

#### Пожарная и взрывная безопасность

При открытии камеры пуска и приема очистных устройств, на стенке трубы остается частично нефть, также присутствуют пары нефти. Углеводороды, входящие в состав нефтяных паров при взаимодействии с воздухом, образуют взрывоопасную смесь.

С целью обеспечения взрыво- и пожаробезопасности на площадках камер пуска-приема очистных устройств для паров углеводородов установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация ПДВК = 2100мг/м<sup>3</sup>.

Перед взрывоопасными объектами должны быть вывешены таблички с указанием местонахождения средств пожаротушения, которое обязаны знать все работающие.

Первичные средства пожаротушения на территории объекта (вне помещения) следует группировать на специальных пожарных пунктах, предохраняя их от воздействия атмосферных осадков устройством козырьков и смазкой металлических частей минеральным маслом.

К первичным средствам пожаротушения относятся: огнетушитель, пожарный инструмент, кошмы, ящики с песком, бочки с водой, переносные лестницы.

Средства тушения горючих жидкостей:

Порошковые ручные огнетушители: ОП – 4(г), ОП-5(г), ОП-8(г), (газогенераторного типа); Порошковые ручные огнетушители : ОП – 2(з), ОП-3(з), ОП-4(з), ОП – 8(з) (закачного типа); Воздушно – пенные огнетушители: ОВП – 5, ОВП – 10; Воздушно – эмульсионные огнетушители с фторсодержащим зарядом: ОВЭ - 5(6) - АВ – 03, ОВЭ-2(з),

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

ОВЭ-4(з), ОВЭ-8(з) (тонкодисперсной струей); Аэрозольные генераторы (аэрозольные огнетушители) - СОТ – 1, СОТ – 5м , СОТ – 5М.

Отогревать замерзшую аппаратуру, арматуру, трубопроводы, задвижки, промывочный раствор разрешается только паром или горячей водой. Использование для этих целей паяльных ламп и других способов с применением открытого огня запрещается.

Промасленный либо пропитанный бензином, керосином и иными ГЖ обтирочный материал следует складывать в специальные металлические ящики с плотно закрывающимися крышками. По окончании рабочего дня (или перед сдачей смены) ящики необходимо выносить в безопасное в пожарном отношении место. Содержимое ящиков в случае невозможности дальнейшего его использования по указанию начальника объекта, цеха и по согласованию с пожарной охраной предприятия нужно закапывать в землю или сжигать в определенном для этих целей месте.

Спецодежду работающих необходимо своевременно стирать и ремонтировать. Администрацией предприятия для каждого цеха (производственной операции) должен быть установлен четкий порядок замены промасленной спецодежды чистой (периодичность стирки, обезжиривания, ремонта и т.п.) [26].

### **Движущиеся машины и механизмы**

При запасовке и приеме очистных устройств применяются различные виды машин и механизмов, такие как краны, грузоподъемники, лебедки и т.д. Поэтому увеличивается вероятность получения травм при движении различных механизмов.

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

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе обору-

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

дования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право.

К средствам защиты от воздействия механических факторов относятся устройства:

- оградительные;
- автоматического контроля и сигнализации;
- предохранительные;
- дистанционного управления;
- тормозные;
- знаки безопасности [27].

## 5.2. Экологическая безопасность

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

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

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

С целью минимизации и предупреждения загрязнения окружающей природной среды, должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарноэпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов [28].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

## Воздействие на атмосферу

Наибольшее воздействие на атмосферу представляют различные машины, используемые при заправке и приеме очистных устройств. При работе различных частей машин и механизмов выделяются оксиды углерода, оксиды азота, диоксиды серы, керосин, углерод.

Также на атмосферу оказывает влияние пары нефти в полости камеры пуска и приема очистных устройств и нефть, которая остается на стенках трубы, очистных устройствах, лотках для заправки очистных устройств и т.д. Состав нефти обычно определяется количественным содержанием углеводородов, которые делятся на парафины, циклопарафины, ароматические и нафтеноароматические углеводороды, которые негативно влияют на атмосферу.

Для снижения уровня загрязнения необходимо:

- использование экологически безопасных источников энергии;
- использование безотходной технологии производства;
- борьба с выхлопными газами автомобилей [29].

## Анализ воздействия объекта на гидросферу

При мероприятиях связанных с заправкой и извлечением очистных устройств применяются различные машины и механизмы. Масла, различные виды топлива, смазочно-охлаждающие жидкости, отработанные техникой, а также нефтешлам который присутствует на очистном устройстве и в камере приема при извлечении очистного устройства, после очистки трубопровода, должны утилизироваться в специально предназначенные для этого места. Сброс отходов в водные источники запрещается. Для обеспечения безопасности водных источников необходимо проводить следующие мероприятия: все отработанные масла, топливо, смазочно-охлаждающие жидкости и нефтешлам должны быть утилизированы в отведенные для этого места; вывоз отходов должен быть санкционированным и своевременным; мойку и ремонт машин, применяемых необходимо осуществлять только в отведенных для этого местах [30].

									Лист
									76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				

## Воздействие на литосферу

В процессе очистки внутренней полости трубы воздействие на литосферу характеризуется загрязнением почвы производственными отходами.

При мероприятиях по очистке образуются следующие виды отходов:

- шлам от зачистки внутренней полости трубопровода очистными устройствами;
- отработанные машинами и механизмами топливо, масла, смазочно-охлаждающие жидкости;
- твердые бытовые отходы.

Для снижения негативных экологических последствий, возникающих в процессе по очистке трубопровода, которые влияют на почвенно-

растительный покров должны быть предусмотрены мероприятия:

- сбор твердых отходов в контейнеры-накопители;
- складирование плодородного слоя почвы для последующего его использования при рекультивации нарушенных земель;
- сокращение количества потерь отходов материалов, образующихся при очистных работах трубопровода;
- сбор кварцевого песка (отработанного);
- утилизация промышленных и бытовых отходов.

Приказом, назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов, образующихся в результате проведения работ.

На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам [31].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

### 5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация; ЧС: Обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

ЧС делятся по следующим признакам: природного характера, биолого-социального характера, экологического характера, техногенного характера.

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

- Разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти;
- Трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти.

Меры по предупреждению ЧС: Узлы камеры пуска-приема средств очистки и диагностики (КПП СОД должны иметь обвалование. Узлы камеры пуска-приема СОД должны быть оборудованы механическими устройствами, предотвращающими открытие затворов камер при наличии в них давления, датчиками обнаружения утечек и датчиками давления, подключенными к системе телемеханики. Площадки КПП СОД должны быть ограждены и оборудованы охранной сигнализацией. Площадки КПП СОД должны быть освещены. Должны соблюдаться обслуживающим персоналом правила эксплуатации оборудования. Также должно быть своевременное обслуживание техники и оборудования [32].

#### Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий

При разгерметизации затвора КПП СОД:

- производится закрытие задвижек диспетчером;
- производится обтяжка вручную задвижек, штурвалы задвижек снимаются;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

- дежурным электриком задвижки отключаются от источников электроэнергии с видимым разрывом, на ключах управления вывешиваются плакаты «Не включать-работают люди!»;
- производится дренаж нефти из отключенных участков и КПП СОД в дренажную емкость;
- производятся замеры загазованности места производства работ (ПДК– 300 мг/м3);
- при положительных результатах замеров загазованности
- производятся газоопасные работы;
- производится вскрытие затвора КПП СОД;
- производится замена уплотнения затвора;
- производится закрытие затвора КПП СОД;
- на задвижки устанавливаются, штурвалы, снимаются предупредительные плакаты «Не включать-работают люди!»;
- задвижки подключаются к источнику питания электроэнергий;
- производится заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью;
- производится проверка на герметичность затвора КПП СОД.

При трещине в сварном шве КПП СОД:

- производится закрытие задвижек диспетчером;
- производится обтяжка вручную задвижке, штурвалы с задвижек снимаются;
- дежурным электриком задвижки отключаются от источников электроэнергии с видимым разрывом, на ключах управления вывешиваются предупредительные плакаты «Не включать - работают люди!»;
- производится дренаж нефти из отключенных участков и КПП СОД в дренажную емкость;
- производится дегазация КПП СОД и отключенных участков;
- производятся замеры загазованности места производства работ, в камере пуска СОД и отключенных участков (ПДК – 300 мг/м3);
- при положительных результатах замеров загазованности производятся огневые работы по ремонту дефекта;

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- после проведения огневых работ производится дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) сварного шва с составлением акта ДДК;
- при положительных результатах ДДК производится гидроиспытание КПП СОД на давление Рзав.;
- при положительном гидроспытании КПП СОД составляется акт о проведении гидроиспытания;
- после проведения гидроиспытания вода из КПП СОД и отключенных участков сливается, на задвижки устанавливаются, штурвалы, снимаются предупредительные плакаты «Не включать-работают люди!»;
- задвижки подключаются к источнику питания электроэнергии;
- производится заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью;
- производится проверка на герметичность отремонтированного сварного шва КПП СОД [33].

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

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

Собранный нефтешлам загружается в самосвалы и вывозится на стационарные или временно развернутые пункты утилизации [34].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

## 5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

### 5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

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

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

В каждом рабочем году работник имеет право на ежегодный основной оплачиваемый отпуск продолжительностью 28 календарных дней с сохранением места работы (должности) и среднего заработка.

Работодатель сверх ежегодного оплачиваемого отпуска предоставляет дополнительные оплачиваемые отпуска, предусмотренные законодательством, в том числе:

- занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (на подземных работах, в зонах радиоактивного заражения, на других работах, связанных с неустранимым неблагоприятным воздействием на здоровье человека вредных физических, химических, биологических и иных факторов);
- работникам с ненормированным рабочим днем;
- работающим в районах Крайнего Севера и в приравненных к ним местностях.

К работе по очистке полости трубопровода допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие: медицинское освидетельствование при приеме или периодический медицинский осмотр в соответствии с приказом Министерства здравоохранения; обучение по специальности в учебно-курсовом комбинате; вводный инструктаж по охране труда; специальное обучение по охране труда и проверку знаний постоянно-действующей комиссией в установленном на предприятии порядке; инструктаж на рабочем месте [35].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

#### 5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Запуск и прием очистного устройства, слив и утилизация (или сжигание) вытесненных из трубопровода загрязнений являются газоопасными работами и выполняются в строгом соответствии с требованиями "Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ" и настоящих Правил (раздел 4, 12).

К газоопасным работам относят работы, связанные с осмотром, обслуживанием, ремонтом, разгерметизацией технологического оборудования, коммуникаций, в том числе работы внутри емкостей (аппараты, резервуары, цистерны, а также коллекторы, тоннели, колодцы, приямки и другие аналогичные места). Работы по герметизации полости нефтепродуктопровода, при проведении которых имеются или не исключена возможность поступления на место проведения работ взрыва - и пожароопасных или вредных паров, газов и других веществ, способных вызвать взрыв, возгорание, вредное воздействие на организм человека, а также работы при недостаточном содержании кислорода (объемная доля ниже 20%).

Газоопасные работы по запуску и приему ОУ, как периодически повторяющиеся и являющиеся неотъемлемой частью технологического процесса, проводятся без оформления наряда-допуска, но с обязательной регистрацией таких работ в журнале установленной формы.

Меры безопасности при проведении этих работ должны быть изложены в инструкциях по очистке полости участков магистрального трубопровода, инструкциях по технике безопасности, должностных инструкциях, разработанных согласно требованиям соответствующих разделов нормативных документов, "Единой системой управления охраной труда в газовой промышленности" (ЕСУОТ ГП).

Инструкция по очистке и ингибированию полости участка магистрального трубопровода должна содержать детально разработанную технологию выполнения работ: последовательность и содержание подготовительных операций по заправке и извлечению очистных устройств,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

порядок перестановки (открытия и закрытия) запорной арматуры, периодичность передачи данных диспетчеру, требования безопасности и пробную технологическую схему участка трубопровода с указанием и нумерацией запорной арматуры, точек замера давлений, пунктов контроля прохождения ОУ, точек размещения постов и средств связи и т.п.

К выполнению работ по запуску и приему ОУ допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, обученные безопасным методам и приемам работы, применению средств индивидуальной защиты, правилам и приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний в установленном порядке.

Газоопасные работы по запуску и приему ОУ должны проводиться в два этапа:

- подготовка к проведению работ;
- непосредственное проведение этих работ.

Работы по подготовке, а также по собственно запуску и приему ОУ должны выполняться под руководством ответственных лиц. Ответственными за подготовку и проведение этих работ назначаются инженерно-технические работники линейно-эксплуатационной службы.

Ответственные за подготовительные работы и работы по запуску и приему ОУ несут ответственность за выполнение в полном объеме мер безопасности, предусмотренных в "Инструкции по очистке полости участка магистрального трубопровода".

Ответственный за проведение работ по запуску и приему ОУ несет, кроме того, ответственность за правильность выполнения технологических операций по очистке полости, за достаточную квалификацию лиц, привлеченных к выполнению работ, за полноту и качество их инструктажа на рабочем месте, за правильное техническое руководство работой и соблюдение работающими мер безопасности.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Непосредственные исполнители указанных газоопасных работ несут ответственность за выполнение всех мер безопасности, предусмотренных в соответствующих должностных инструкциях и инструкциях на рабочем месте.

Права и обязанности ответственных лиц за подготовку и проведение газоопасных работ по запуску и приему ОУ, а также непосредственных исполнителей работ должны быть изложены в инструкции по очистке полости участка трубопровода.

Работы по запуску и приему ОУ должны, как правило, производиться в дневное время. Производство работ в ночное время, выходные и праздничные дни допускается лишь в порядке исключения и при условии организации за ними усиленного контроля.

При производстве работ по запуску и приему ОУ должна быть обеспечена телефонная или радиосвязь места работ, а также всех постов и бригад с ответственным за проведение работ и с диспетчером.

До начала газоопасных работ должны быть обеспечены безопасные условия для людей, работающих в опасной зоне на прилегающей территории, на соседних установках и цехах. Если возможности обеспечить безопасность на прилегающих территориях отсутствуют, люди, работающие на этих территориях или установках, на время производства газоопасных работ должны быть удалены в безопасную зону [36].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной показатель любого действующего нефтепровода – его пропускная способность. Она влияет на энергозатраты эксплуатирующей организации и обеспечению постоянного давления в трубопроводе, качество нефти. Снижение пропускной способности возникает в большинстве случаев из-за загрязнений внутренней полости трубопровода асфальтосмолистыми и парафиновыми отложениями. И для достижения нужных результатов, необходимо очищать внутреннюю полость трубопровода.

Рассмотренные в работе способы очистки относятся к механическим способам. Все они часто используются на современном производстве. Механические способы являются наиболее экономичными и как показывает практика эффективными. С развитием современной науки очистные устройства будут модернизироваться, что безусловно скажется положительно для транспорта нефти по трубопроводам России.

Рассмотрены виды, назначение и конструкцию очистных устройств применяемых при очистке отложений внутренней полости магистрального нефтепровода;

Рассмотрены камеры пуска-приема средств очистки и диагностики (КППСОД), а также запасовка очистного устройства в КППСОД;

Проведены расчеты толщины парафиноотложений;

Рассчитана сметная стоимость работ для определения оптимальной периодичности очистки;

Изучены вопросы социальной ответственности при выполнении очистных мероприятий внутренней полости трубопровода.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. и др. Транспорт и хранение нефти и газа. – М.: Недра, 1975. – 150 с.
2. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. – 3-е изд., испр. и доп. – Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005.–528 с.: ил.
3. Лурье М.В. и др. Нефтепроводный транспорт нефтепродуктов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 89 с.
4. Нечваль А.М.. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. – 165 с.
5. Коршак А.А., Блинов И.Г., Веремеенко С.А. Ресурсосберегающие методы эксплуатации нефтепроводов. – Уфа: Башкнигоиздат, 1991. – 136 с.
6. Машины и оборудование газонефтепроводов : учебное пособие / В. Г. Крец, А. В. Рудаченко, В. А. Шмурыгин. – 2-е изд., стер.. – Санкт-Петербург: Лань, 2016. – 376 с.
7. Подготовка трубопровода к диагностике. Очистка нефтепровода. URL: <http://doidpo.rusoil.net/storage/diagnostics%20equipment/teor/t2-1.htm>. Дата обращения 17.05.2017.
8. Очистные поршни для трубопроводов / Информационная брошюра. – Уфа: ЦТД «Диаскан», 2010. – 27 с.
9. Новоселов В.Ф. Нефтепроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов: Учебное пособие. – Уфа: изд-во Уфим. нефт. ин-та, 1986. – 93 с.
10. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов / А.А. Коршак, Г.Е. Коробков, В.А. Душин, Р.Р. Набиев – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2000. – 170 с.

					<i>Применение очистных устройств для удаления отложений из внутренней полости магистральных трубопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Чаткин К.А.			<i>Список используемых источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Веревкин А.В.					86	90
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 2Б3Б</i>		
<i>И.о.зав.каф</i>		Бурков П.В.						

11. Абузова, Ф.Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа / Ф.Ф. Абузова, Р.А. Алиев, В.Ф. Новосёлов. – М.: Недра, 1992. – 320 с.
12. Алиев, Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Б. Белоусов, А.Г. Немудров. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
13. Большая энциклопедия нефти и газа. Промышленная безопасность в системе магистральных нефтепроводов. URL: <http://www.ngpedia.ru/pg0429343rmD5HIR0008436608/>. Дата обращения 17.05.2017.
14. ГОСТ Р 54907-2012. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения.
15. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. 2-е изд., доп. и испр. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 385 с.
16. Земенков Ю.Д., Васильев Г.Г., Дудин С.М. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. – Москва: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.
17. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
18. ГОСТ 12.0.002-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения.
19. ГОСТ 12.1.046-2014 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Нормы освещения строительных площадок.
20. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.
21. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
22. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
23. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

24. МР 2.2.8.0017-10 Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года.
25. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.
26. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
27. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
28. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
29. СанПиН 2.1.6.1032-01 Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.
30. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
31. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
32. ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.
33. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
34. Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации: Постановление Правительства РФ от 15.04.02 № 240.
35. Правила по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2016. – 72 с.
36. ГОСТ Р 54907-2012. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения.

					Список используемых источников	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Приложение А

### Конструкция и состав скребка 159-СКР4.00

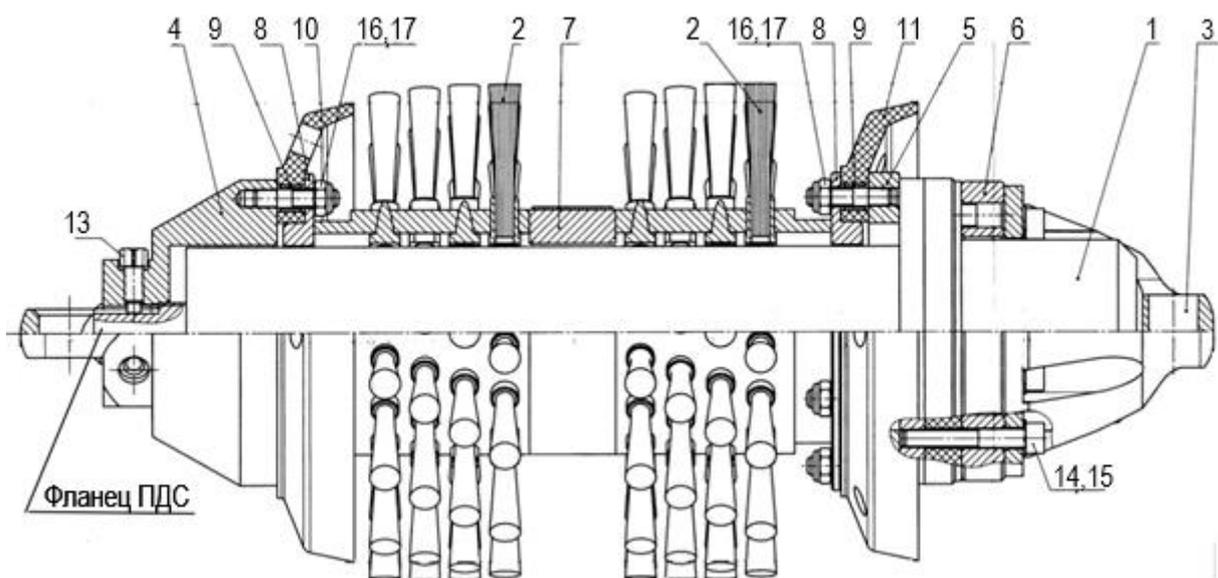


Рисунок А.1 Конструкция скребка 159-СКР4.00

Таблица А.1 Основные узлы и детали скребка 159-СКР4.00

Поз.	Наименование детали
1	Передачик для скребка ПДС.00
2	Диск щеточный
3	Бампер задний
4	Бампер передний
5	Кольцо
6	Кольцо
7	Проставка
8	Фланец
9	Втулка
10	Манжета
11	Манжета
13	Винт М6
14	Винт М6
15	Шайба
16	Шпилька М6
17	Гайка самостопорящаяся М6

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

Приложение Б

Конструкция и состав скребков 219-СКР4.00, 10-СКР4.00

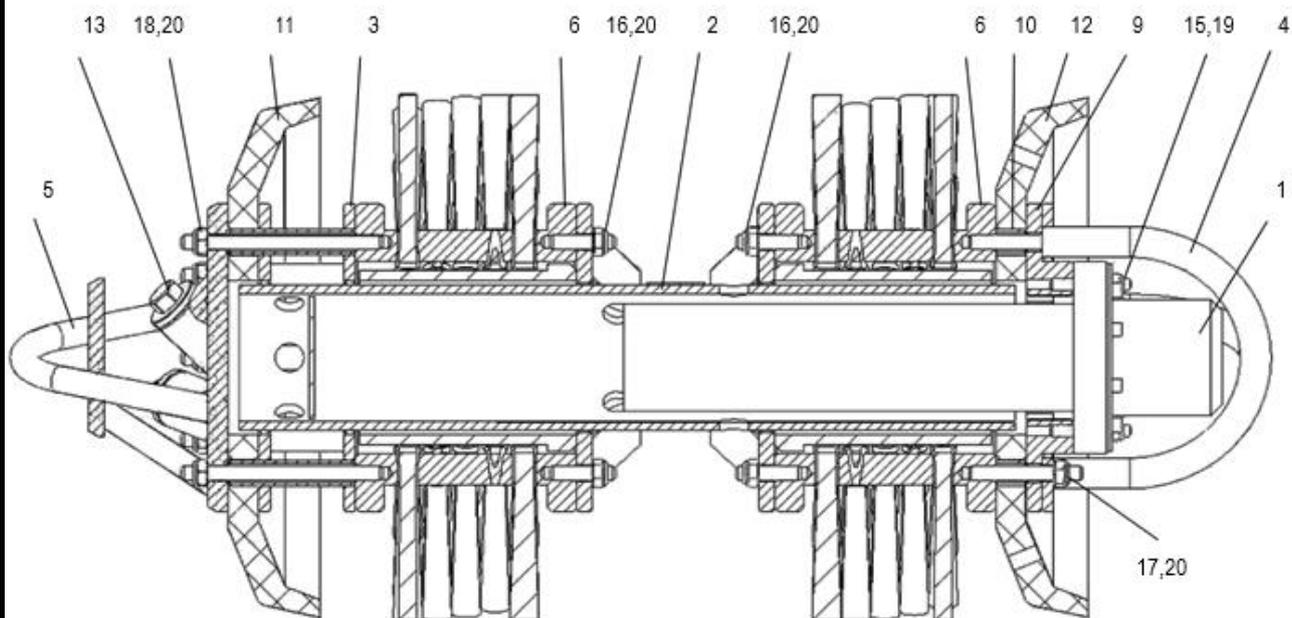


Рисунок Б.1. Конструкция скребков 219-СКР4.00, 10-СКР4.00.

Таблица Б.1 Основные узлы и детали, входящие в состав скребков 219-СКР4.00, 10-СКР4.00

Поз.	Наименование детали
1	Передачник для скребка ПДС.00
2	Корпус
3	Блок прокладка
4	Бампер задний
5	Бампер передний
6	Диск щеточный
9	Фланец *
10	Втулка
11	Манжета
12	Манжета
13	Заглушка
15	Шпилька М6
16	Шпилька М8
17	Шпилька М8
18	Шпилька М8
19	Гайка самостопорящаяся М6
20	Гайка самостопорящаяся М8
* На скребок 219-СКР4.00 фланец не устанавливается	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата