

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

<b>Тема работы</b>
«Модернизация системы слежения за очистным устройством нефтепровода»

УДК 622.692.4:628.287-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Г	Белозеров А.Ю.		13.06.17 г.

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2017 г.

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

*Планируемые результаты обучения*

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

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



<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>В ходе данной дипломной работы исследованы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- процесс парафинизации нефтепровода;</li> <li>- механический метод очистки нефтепровода;</li> <li>- системы слежения за прохождением очистного устройства нефтепровода</li> </ul>
--	--

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

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

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

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

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Т	Белозеров Александр Юрьевич		15.02.2017 г.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б31Т	Белозеров Александр Юрьевич

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

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

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

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

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

#### 1. Производственная безопасность

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

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

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

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные

#### 1.1 Вредные факторы:

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

#### 1.2 Опасные факторы:

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

средства пожаротушения).	
<b>2. Экологическая безопасность:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p><i>При очистке очистных устройств от нефтешлама воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.</i></p> <p><i>Очистка очистных устройств сопровождается:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>2. загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</li> <li>3. повреждением почвенно-растительного покрова;</li> <li>4. изъятием земель.</li> </ol>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p><i>Чрезвычайные ситуации на нефтепроводе могут возникнуть в случае парафинообразования на внутренней полости, что может привести к прорыву нефтепровода и к разливу продукта.</i></p>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p><i>Стандарт ОАО "Томскнефть" ВНК «Управление отходами» №ПЗ-05 С-0084 ЮЛ-098(актуальная версия);</i></p> <p><i>Инструкция ОРГАНИЗАЦИИ «Организация безопасного проведения газоопасных работ» № ПЗ-05 И-0014ЮЛ-098.</i></p>

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Т	Белозеров Александр Юрьевич		13.03.2017г.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б31Т	Белозеров Александр Юрьевич

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

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

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

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

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

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

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

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б31Т	Белозеров Александр Юрьевич		13.03.2017г.



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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2017г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2017	<i>Исследование процесса парафинизации нефтепроводов</i>	...
28.03.2017	<i>Механический метод очистки</i>	...
15.04.2017	<i>Системы слежения за прохождением очистного устройства на нефтепроводе</i>	
29.04.2017	<i>Расчетная часть</i>	
05.05.2017	<i>Финансовый менеджмент</i>	
12.05.2017	<i>Социальная ответственность</i>	
19.05.2017	<i>Заключение</i>	
25.05.2017	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

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

**СОГЛАСОВАНО:**

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 104 страницы, 16 рисунков, 25 таблиц, 143 источников.

Ключевые слова: нефтепровод, очистка, система слежения, внутренняя полость нефтепровода, отложения, очистные устройства, механический метод очистки, скребок.

Объектом исследования является система слежения за прохождением очистного устройства нефтепровода.

Цель работы – рассмотрение системы слежения за очистным устройством нефтепровода и определение путей совершенствования данной системы.

В процессе работы проводился анализ научно-технической литературы и нормативно-технической документации по очистке внутренней полости нефтепровода.

Исследован процесс парафинизации нефтепроводов, механический метод очистки – с помощью скребков различных конструкций, с помощью шаровых разделителей и с помощью поршней различных конструкций.

## ANNOTATION

Graduation qualification work 104 pages, 16 drawings, 25 tables, 143 sources.

Key words: oil pipeline, cleaning, tracking system, internal cavity of the oil pipeline, sediments, cleaning devices, mechanical cleaning method, scraper.

The object of the study is a system for tracking the passage of the oil pipeline cleaning device.

The purpose of the work is to examine the tracking system for the oil pipeline cleaning device and determine ways to improve this system.

In the process of work, an analysis of scientific and technical literature and normative and technical documentation on cleaning the internal cavity of the pipeline was carried out.

The process of paraffinization of oil pipelines has been studied, the mechanical method of cleaning - with the help of scrapers of various designs, with the aid of ball separators and with the help of pistons of various designs.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	13
1. Исследование процесса парафинизации нефтепроводов	14
1.1 Факторы, оказывающие влияние на процесс парафинизации внутренней полости нефтепроводов	15
1.2 Комплексная программа депарафинизации нефтепроводов	18
2. Механический метод очистки	24
2.1 Очистка внутренней полости нефтепроводов скребками различных конструкций	24
2.2 Очистка внутренней полости нефтепроводов шаровыми разделителями	33
2.3 Очистка внутренней полости нефтепроводов поршнями различных конструкций	39
3. Модернизация системы слежения за прохождением очистного устройства нефтепровода	42
3.1 Системы слежения за прохождением очистного устройства нефтепровода	42
3.1.1 Индикатор прохождения очистных устройств по нефтепроводу УЛИС/УЛИС-А	42
3.1.2 Датчик прохождения очистного устройства ДПС-5В	47
3.1.3 Системы обнаружения очистных устройств «Импульс» и «Полюс»	50
3.2 Пути совершенствования систем слежения за прохождением очистного устройства нефтепровода	54
4. Расчетная часть	55
5. Социальная ответственность	67
6. Финансовый менеджмент	83
Заключение	87
Список использованных источников	88

## ВВЕДЕНИЕ

Развитие трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов невозможно без внедрения новых прогрессивных технологий и технических средств для повышения эффективности и надежности работы действующих магистральных трубопроводов. В процессе эксплуатации нефтепроводов на внутренней поверхности труб происходит накопление асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), существенно влияющих на эффективность и надежность их работы (снижение пропускной способности, повышение давления, отсутствие достоверной диагностической информации).

Настоящая работа посвящена комплексному анализу применения механического метода для очистки нефтепроводов от АСПО и других загрязнений и изучению систем слежения за прохождением очистного устройства и их возможных путей модернизации.

Целью дипломной работы является изучение процесса очистки нефтепровода и систем слежения за прохождением очистного устройства нефтепровода и предложение возможных путей модернизации этих систем.

Для достижения поставленной цели в данной работе ставятся и решаются следующие задачи:

- исследовать процесс парафинизации нефтепровода;
- рассмотреть механический метод очистки нефтепровода;
- рассмотреть системы слежения за прохождением очистного устройства нефтепровода;
- поиск путей совершенствования систем слежения за прохождением очистного устройства нефтепровода;

# 1. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПАРАФИНИЗАЦИИ НЕФТЕПРОВОДОВ

Выбор рациональных и оптимальных технологий и технических средств борьбы с отложениями на внутренней поверхности трубопроводов и оценка эффективности различных методов зависит от многих факторов, в частности от фракционного состава твердых углеводородов в нефти, ее физических и реологических свойств, температурного режима перекачки, длительности парафинизации, высокомолекулярных составляющих потока, конструктивных особенностей трубопровода (особенно шельфовых месторождений).

Для решения поставленных выше задач в области очистки внутренней полости нефтепроводов необходимо рассмотреть проблемы связанные с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений в трубопроводах, в частности механизм образования отложений, процесс образования отложений, прогнозирование и мониторинг процесса парафинизации, выбор средств и технологий очистки, в том числе механических, тепловых, физических и химических способов очистки, компонентный состав отложений.

Разработке методов и средств по борьбе с АСПО посвящены работы отечественных ученых, а именно: Л. С. Абрамзона, Е. А. Арменского, А. И. Арутюнова, Ш. Н. Ахатова, Ф. И. Бадикова, С. А. Бобровского, В. В. Борисова, С. К. Василенко, П. П. Галонского, Н. Г. Гладкова, В. Е. Губина, Е. И. Дизенко, Н. Л. Зонна, Л.В. Ивановой, А. А. Кашеева, А. П. Крупеника, П. Б. Кузнецова, М. В. Лурье, Б. А.Мазепы, Ф. Г. Мансурова, В. И. Марона, Б. Н. Мастобаева, Л. А. Мацкина, Э. М.Мовсумзаде, И. Н. Порайко, Е. З. Рабиновича, М. П. Савельева, М. А. Силина, В.П. Тронова, К. Д. Фролова, М. Э. Шварца, и др.

За рубежом проблеме борьбы с АСПО свои труды посвятили такие ученые, как M. S. Keys, Mary M. Knapp, K. Lokhte, G. R. Marshall, S. Mitchell, S. Mokhtab, R. Jr. Purinton, P. R. Scott, B. Towler, Estel O. Wheaton и др. В этих работах рассматривается, в основном, и спользование механических очистных устройств (шаровые и манжетные разделители, щеточные скребки, поршни и т.д.), а так же применение химических реаген

тов для удаления уже образовавшихся парафино -смолистых отложений и уменьшения интенсивности парафинообразования [1, 5, 19, 25, 27, 55, 57, 59, 68, 111,113 , 121, 126, 133].

Результаты имеющихся работ показывают, что проведенные многочисленные исследования по вопросу парафинообразования на внутренней поверхности нефтепроводов не отражают полного единства взглядов авторов как на механизм парафинизации, так и на влияние различных факторов на процесс парафинизации нефтепроводов [36, 39]. Важность решения проблем, связанных с парафинизацией трубопроводов в последнее время получила новый импульс в связи с освоением морских месторождений. Пониженные температуры дна моря способствуют интенсивному росту твердой фазы, а недоступность морского дна с точки зрения проведения ремонтных и плановых эксплуатационных работ требует выполнения прогнозных расчетов, как на этапе проектирования, так и в процессе эксплуатации.

### **1.1 Факторы, оказывающие влияние на процесс парафинизации внутренней полости нефтепроводов**

Несмотря на немалое количество работ, посвященных изучению парафинизации магистральных нефтепроводов, этот процесс изучен не полностью . Открытие новых месторождений, где добывается или будет добываться нефть с характеристиками отличными от нефтей известных месторождений, также требует тщательного исследования влияния основных свойств нефти на процесс парафинизации нефтепроводов. Малоизученным направлением процесса парафинизации нефтепроводов является эксплуатация морских трубопроводов, прокладываемых в различных климатических зонах, где необходимо учитывать такие факторы как влияние изменения температуры нефти под воздействием течений, особенности прокладки трубопроводов (наличие горизонтальных и вертикальных участков) присутствие в нефти морской воды и т.д.

Проблема парафинизации труб при транспорте нефти по магистральным нефтепроводам продолжает оставаться на одном из первых мест и исследования

по изучению этого процесса особенно интенсивно проводились с 1960 по 1990 годы.

Многочисленными исследованиями, лабораторными и промышленными экспериментами показано, что существенное влияние на интенсивность парафинизации оказывают такие параметры, как температурные условия перекачки (температура закачиваемой в трубопровод нефти, температура окружающей среды); скорость перекачки [ 65, 116]; содержание парафина и асфальтосмолистых веществ в нефти; время парафинизации; физико - химические свойства нефти; геометрические параметры трубопровода.

Исследованиями парафинизации подъемных труб, выкидных линий скважин и нефтесборных коллекторов установлено, что в некоторых скважинах процесс накопления отложений начинается при давлениях, превышающих давление насыщения. Это говорит о том, что разгазирование не является фактором, определяющим начало накопления отложений, хотя и является причиной более интенсивного протекания процесса [ 63, 66]. При исследовании общей характеристики нефтей и фракционных составов твердых углеводородов установлена качественная взаимосвязь между фракционным составом твердых углеводородов и интенсивностью накопления отложений парафина. С повышением содержания тугоплавких углеводородов в нефти интенсивность парафинизации возрастала. Общий групповой состав отложений по длине трубопровода существенно не меняется. Температура плавления и фракционный состав парафинов в отложениях заметно меняются по длине нефтепровода [86, 117]. Исследовано влияние степени охлаждения, времени и скорости перекачки нефти на интенсивность отложений парафина. С увеличением скорости перекачки интенсивность отложений уменьшается. Это объясняли тем, что с ростом скорости нефть лучше удерживает кристаллы парафина во взвешенном состоянии, и возрастает возможность смыва отложившегося парафина. Для трубопроводов существует зависимость месторасположения зоны максимальных отложений от скорости потока. Многочисленные исследования, проведенные с использованием нефтей различных месторождений при разных диаметрах труб, скоростях потока и температурных характеристиках позволяют сделать вывод: с увеличением скорости потока количество отложений первоначально может



увеличиваться, но начиная с некоторой скорости (значение которой зависит от различных факторов) интенсивность отложений уменьшается. При изменении температурного перепада между потоком и внешней средой, меняется и зависимость интенсивности отложения парафина от скорости. С понижением температуры нефти (по отношению к температуре начала кристаллизации парафина) интенсивность отложения увеличивалась. Скорость роста отложений (количество парафина, отлагающегося в единицу времени) вначале увеличивалась. С увеличением времени количество отлагающегося парафина возрастало, причем скорость отложений с течением времени уменьшалась [129]. Исследования показали, что с увеличением разности температур потока и стенки скорость роста повышалась. Со снижением температуры потока при постоянной температуре стенки или постоянной разности температур стенки и потока количество отложений сначала росло и достигло максимума при определенной температуре, затем резко уменьшалось. Отложение начиналось при температуре значительно выше температуры начала кристаллизации парафина. Зона максимума соответствовала температуре начала массовой кристаллизации [4, 6, 10, 17, 48, 63, 70, 91, 92, 93, 96]. На интенсивность накопления парафина на стенках трубопроводов оказывает влияние материал стенок труб. Степень полярности поверхности различных материалов влияет на интенсивность парафинизации при прочих равных условиях. Чем выше полярность материала, тем слабее сцепляемость его поверхности с парафинами. Запарафинию подвержены даже качественно обработанные трубы. Качество обработки материала стенки трубы может оказывать влияние только на начальной стадии накопления парафинов [4, 6, 10, 49, 123]. При исследовании роли высокомолекулярных составляющих нефти на процесс формирования отложений установлено, что смолы при этом самостоятельной роли не играют. Процесс выпадения асфальтенов из раствора в присутствии смол усиливается, но может происходить и самостоятельно.

При выпадении кристаллов парафина из чистых растворителей плотных отложений не образуется. Образующиеся при этом рыхлые отложения легко разрушаются потоком. Присутствие асфальтосмолистых компонентов нефти способствует образованию плотных и прочных отложений. Условием

образования большого количества плотных отложений является присутствие основных составляющих высокомолекулярной части нефти. Смолы и асфальтены адсорбируются на поверхности кристаллов парафина и их зародышей. Это приводит к снижению межфазного поверхностного натяжения, повышению числа центров кристаллизации и жизнеспособных зародышей. В результате размеры равновесных зародышей уменьшаются, и число мелких кристаллов увеличивается [9, 11, 74, 76, 77, 78, 79, 80]. С увеличением времени парафинизации количество отложений растет, но распределение по длине трубы выравнивается, то есть максимум отложений от начальных сечений трубопровода смещается к его концу. Это можно связать с теплоизолирующими свойствами отложений. Важной характеристикой процесса парафинизации является изменение интенсивности накопления отложений во времени на различных участках нефтепровода. На начальных участках эффективная толщина отложений возрастает прямо пропорционально времени парафинизации. В зоне максимальных отложений с течением времени наблюдается небольшое снижение интенсивности роста. Непосредственно за зоной максимума отмечается некоторое увеличение темпов роста эффективной толщины отложений. На конечных участках эффективная толщина отложений растет, главным образом не за счет отложения парафина непосредственно на стенках труб, а за счет скоплений, вынесенных потоком с участков с более высокой интенсивностью парафинизации, т.е. с течением времени происходит некоторое перераспределение отложений [74, 76, 77, 78, 79, 80].

## **1.2 Комплексная программа депарафинизации нефтепроводов**

Развитие нефтяной промышленности России на современном этапе характеризуется снижением качества сырьевой базы, что осложняет процесс транспортировки нефти комплексом проблем. Борьба с АСПО в процессе транспорта ведется по двум основным направлениям: предотвращение отложений и удаление уже сформировавшихся отложений.

Выбор рациональных и оптимальных способов борьбы с АСПО и оценка эффективности различных методов зависит от многих факторов, в частности от

фракционного состава твердых углеводородов в нефти, ее физических и реологических свойств, температурного режима перекачки, длительности парафинизации, высокомолекулярных составляющих потока, конструктивных особенностей трубопровода (особенно шельфовых месторождений) и т.д. Кроме того, все известные методы борьбы с АСПО ограничиваются в зависимости от условий конкретных месторождений, то есть при выборе способа борьбы с отложениями в трубопроводах транспортирующих нефти конкретных месторождений и их смесей необходим индивидуальный подход к решению поставленной задачи. Проблема с АСПО на объектах добычи и транспорта нефти остается актуальной и требует дальнейшего усовершенствования методов по ее разрешению. Многолетняя практика эксплуатации нефтепроводов, транспортирующих парафинистую нефть, показала, что без проведения работ по предотвращению и удалению АСПО в трубопроводах нельзя эффективно решать вопросы оптимизации процесса транспорта парафинистой нефти.

Для борьбы с АСПО в нефтепроводах в настоящее время применяют различные способы: механические (использование различных по конструкции и материалу скребков и поршней); тепловые (промывка горячим теплоносителем, электропрогрев); физические (основаны на физических воздействиях на транспортируемый продукт); химические (закачка растворителей и ингибиторов, применением моющих препаратов, очистка с помощью гелеобразных поршней). На рисунке 1.2 представлена классификация основных способов борьбы с АСПО в процессе транспорта нефти по магистральным и промысловым трубопроводам, проложенным как на суше, так и в условиях морских месторождений.

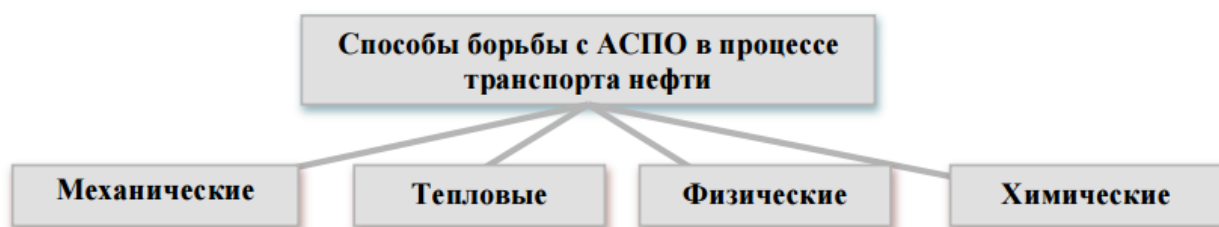


Рисунок 1.2 – Классификация основных способов борьбы с АСПО в процессе транспорта нефти

Механические методы очистки магистральных нефтепроводов от АСПО предусматривают применение очистных устройств (ОУ), для эксплуатации которых нефтепроводы оборудуются специальными камерами пуска и приема.

Основа тепловых методов заключается в способности парафина плавиться при температурах выше 50 °С и стекать с нагретой поверхности. В настоящее время используют технологии с применением горячей нефти или воды в качестве теплоносителя, острого пара, электропечей, электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей).

Физические методы основаны на воздействии механических и ультразвуковых колебаний (вибрационные методы), а также электрических, магнитных и электромагнитных полей на добываемую и транспортируемую продукцию. Однако ни один из существующих способов до настоящего времени не решает полностью проблемы с АСПО, поскольку не сопровождается полным удалением парафиноотложений. Вибрационные методы позволяют создавать ультразвуковые колебания в области парафинообразования и, воздействуя на кристаллы парафина, вызывать их микроперемещение, что в свою очередь препятствует осаждению парафина на стенках труб [139]. Применение магнитных устройств для предотвращения АСПО началось в пятидесятые годы прошлого века, в основном в нефтедобыче, но из-за малой эффективности широкого распространения не получило. В последние годы интерес к использованию магнитного поля для воздействия на отложения значительно возрос [118].

Одним из наиболее известных и распространенных интенсифицирующих методов в технологических процессах добычи, транспорта, хранения и переработки нефти для удаления уже образовавшихся отложений является применение растворителей. Однако проблема подбора растворителя в конкретных условиях решена не полностью. подбор растворителей АСПО, как правило, осуществляется без обоснований. Это происходит ввиду недостатка информации о структуре и свойствах растворителей, а также с недостаточной изученностью механизма взаимодействия нефтяных дисперсных систем и растворителей. Химические методы борьбы с АСПО основаны на дозировании в транспортируемый продукт химических соединений, которые уменьшают, а иногда и полностью предотвращают формирование АСПО. Принцип действия

ингибиторов парафиноотложений основан на адсорбционных процессах, которые происходят на границе раздела между жидкой средой и поверхностью металла трубы. В настоящее время одним из перспективных средств повышения качества очистки трубопроводов является применение гелевых поршней. Особенно их применение целесообразно, как показывает зарубежный опыт, на морских трубопроводах, протяженность которых в России в последующие годы будет расти [61].

На стадии проектирования и строительства можно выделить метод предотвращения АСПО в виде применения гладких защитных покрытий из лаков, стекла и эмали [64]. В трубопроводном транспорте указанный метод широкого применения не нашел ввиду низкой строительной и эксплуатационной надежности.

Проведенные исследования выявили основные особенности применения различных способов борьбы с АСПО в условиях конкретных месторождений. Результаты исследований представлены в таблице 1.2. Исходя из опыта эксплуатации нефтепроводов, наиболее эффективным способом борьбы с АСПО является предупреждение образования отложений, так как это обеспечивает наиболее устойчивую и безаварийную работу нефтепроводов и снижение затрат на транспортировку нефти. Существует несколько наиболее известных и активно применяемых в трубопроводном транспорте методов борьбы с АСПО, но многообразие условий разработки месторождений и различие характеристик добываемой нефти часто требует индивидуального подхода и даже разработки новых технологий. Регулировать процесс отложения парафина на стенках трубопровода можно с помощью периодической очистки с применением механических устройств, различных конструкций, а также путем ввода в нефтяной поток специальных веществ — ингибиторов парафиноотложения. Теоретически для регулирования количества парафиновых отложений в трубопроводе вполне достаточно провести либо химическую обработку депарафинизаторами, либо предупредительные мероприятия, связанные с использованием поршней и скребков. Однако в реальных условиях эксплуатации трубопроводов ни один из двух этих методов не дает полной гарантии предотвращения парафинизации полости трубопровода.

Особенности применения различных способов борьбы с АСПО в  
трубопроводном транспорте

<b>Способы</b>	<b>Особенности применения</b>
<b><i>Механические:</i></b>	
- скребки различной конструкции	Требуют устройства камер пуска и приема средств очистки. Обладают высокой чистящей способностью, износостойкостью и обеспечивают требуемое качество очистки
- шары и поршни, изготавливаемые из различных материалов	Требуют устройства камер пуска и приема средств очистки, склонны к застреванию в трубопроводе, недолговечны
<b><i>Тепловые:</i></b>	
- промывка горячим теплоносителем;	Характеризуются высокой отмывающей способностью, но работают на относительно небольшие расстояния (ввиду теплотерь). Требуются затраты на покупку и содержание специальных передвижных котельных установок, узлов ввода в трубопровод, способствуют ухудшению качества транспортируемого продукта.
- электропрогрев	
<b><i>Физические:</i></b>	
- физическое воздействие на транспортируемый продукт	Не ухудшают качество перекачиваемой нефти и достаточно эффективны, но в трубопроводном транспорте ввиду значительной протяженности конструктивно и технически сложны в изготовлении и монтаже, требуют дополнительных затрат на эксплуатацию.
<b><i>Химические:</i></b>	
- закачка растворителей и ингибиторов	Химические реагенты обладают высокой моющей и растворяющей способностью, но для качественной очистки требуется большой объем дорогостоящих препаратов. Требуются исследования по влиянию химических реагентов на качество нефти.
- применение моющих препаратов	
- очистка с помощью гелеобразных поршней	
	Гелеобразные поршни могут проходить по трубам различного диаметра без повреждения, обеспечивают хорошее гидравлическое уплотнение, повышают эффективность химической обработки, удаляют механические включения, вводятся в трубопровод без стандартных камер пуска, обеспечивают снижение энергозатрат на перекачку продуктов. Удаляют лишь вновь образованные рыхлые отложения.

Программа депарафинизации предусматривает комплексное использование механических средств очистки и химических реагентов, поскольку ни один из рассматриваемых методов не может самостоятельно обеспечить те же преимущества, которыми обладает комплексная программа [130]. Схема комплексной депарафинизации нефтепроводов представлена на рисунке 1.3.

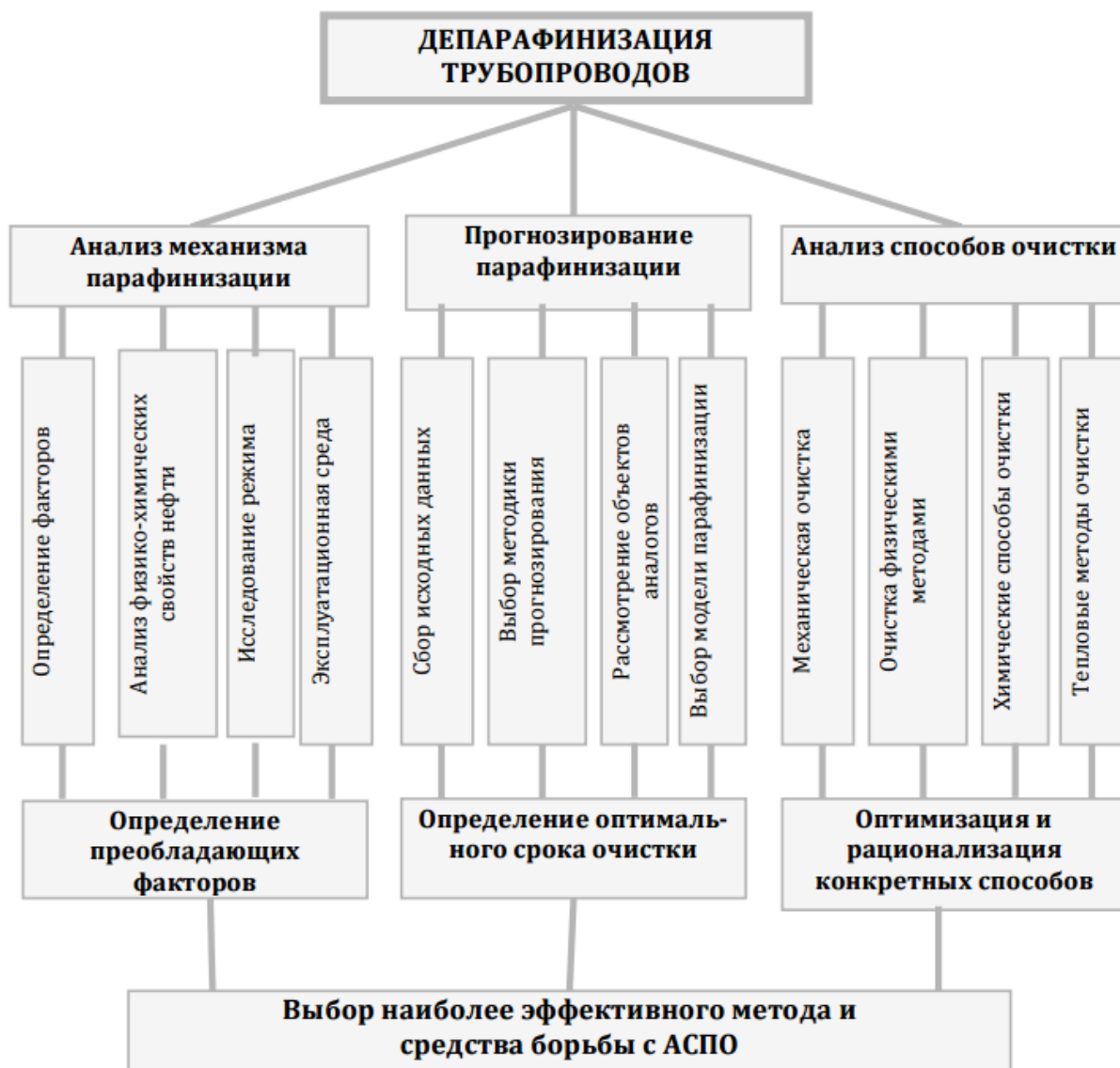


Рисунок 1.3 Схема комплексной депарафинизации

При рациональном совмещении химической обработки и применения механических средств, в частности поршней и скребков, можно существенно повысить эффективность эксплуатации трубопроводов и добиться снижения эксплуатационных расходов на транспорт нефти.

## **2. МЕХАНИЧЕСКИЙ МЕТОД ОЧИСТКИ**

Механические методы очистки магистральных нефтепроводов от АСПО предусматривают применение очистных устройств (ОУ), для эксплуатации которых нефтепроводы оборудуются специальными камерами пуска и приема.

Существуют различные типы механических ОУ:

- скребки различных конструкций;
- шаровые резиновые разделители;
- очистные поршни.

Более полные выводы о качественных характеристиках различных механических ОУ можно сделать после проведения анализа их развития и совершенствования. Планирование и реализация операций очистки с использованием механических ОУ должны проводиться с учетом характеристик трубопровода и установленной на нем арматуры, а также требований к устройствам для их запуска и приема. Диаметр трубопровода — один из определяющих факторов при выборе ОУ, а также при определении характера операций.

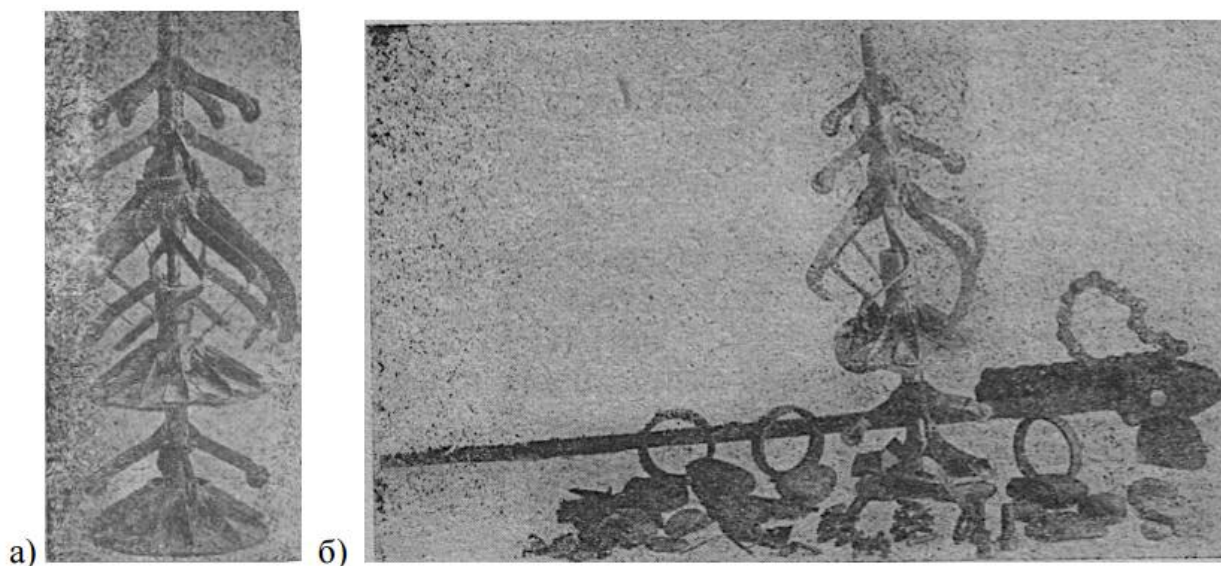
### **2.1 Очистка внутренней полости нефтепровода скребками различных конструкций**

Для удаления твердых АСПО целесообразно использовать только скребки со специальными рабочими элементами, приспособленными для этой цели: щетками из стальной проволоки, полиуретановыми или металлическими ножами (манжетами) или другими режущими или соскабливающими устройствами. Техника и технология применения скребков для удаления АСПО известна давно, тем не менее, предлагаются все новые конструкции скребков.

К одним из первых опытов механической очистки нефтепроводов в России относится пропуск скребка «Чорт» по нефтепроводу Баку – Батум в 1930 году под руководством инженера Кашеева А. А. [45]. Практика строительства нефтепроводов указывала на необходимость по окончании укладки, при генеральной опрессовке трубопроводов на воду до передачи в эксплуатацию, произвести очистку трубопровода скребком от оставшихся в нем в период



стройки разных посторонних предметов. Такая же очистка предполагалась своевременно и на Баку — Батумском 10-ти дюймовом нефтепроводе, но по ряду обстоятельств скребок свое- временно не был пущен. Только в сентябре 1930 года, спустя полгода с начала эксплуатации Баку – Батумского нефтепровода, окончательно решено было про- пустить скребок, при чем в первую очередь — между станциями Баку (головная) и Перекишкюль, на протяжении 38 километров. Скребок (рисунок 2.1 и 2.2) был пущен 11 сентября 1930 года. До пуска скребка прекратили перекачку нефти с Бакинской станции и в линию начали закачивать воду. Заполнив водой трубопровод на протяжении 20 километров, перекачку из Баку приостановили и на выкиде, у большого манифольда, перекрыли задвижку.



а) до чистки; б) после пропуса от Баку до Перекишкюля с предметами, извлеченными из трубопровода

Рисунок 2.1 – Скребок «Чорт» для очистки 10-ти дюймового трубопровода

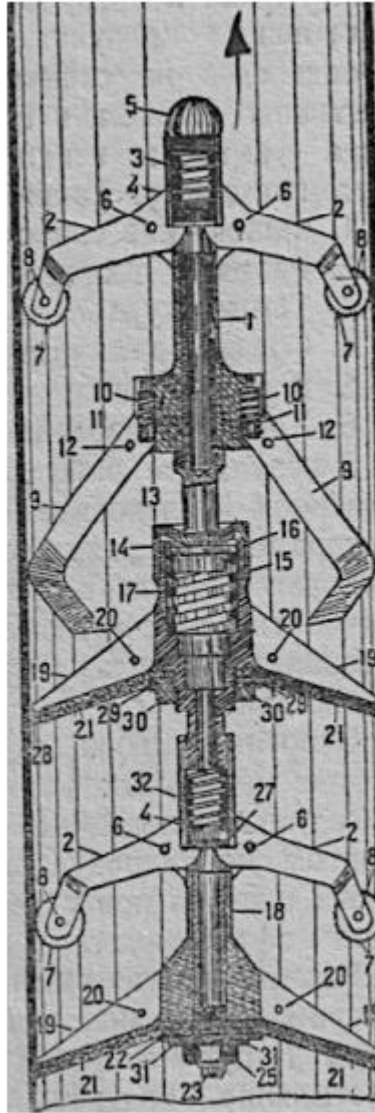


Рисунок 2.2 – Разрез скребка «Чорт»

1 — передняя муфта; 2 — направляющая лапа; 3 — пружина передней направляющей лапы; 4 — штифт пружины направляющей лапы; 5 — пробка пружины; 6 — чека в направляющих лапах; 7 — направляющее колесо; 8 — заклепка направляющего колеса; 9 — скребок (скребущий нож); 10 — пружина скребка; 11 — штифт пружины скребка; 12 — чека в скребке; 13 — стержень шарнирного соединения; 14 — колпак шарнирного соединения; 15 — пружина шарнирного соединения; 16 — штифт пружины шарнирного соединения; 17 — головка передней движущей части; 18 — головка задней движущей части; 19 — железный уголок; 20 — чека в железном уголке; 21 — кожаный диск движущей части; 22 — шайба кожаного диска; 23 — стержень; 24 — головка задних направляющих лап; 25 — задняя удерживающая гайка; 26 — пружина задних направляющих лап; 27 — штифт пружины задних лап; 28 — передний кожаный диск движущей части; 29 —

шайба переднего диска; 30 – гайка переднего диска; 31 – шайба заднего диска; 32 – пружина задней направляющей части

Заведен скребок был в трубопровод через выкидную линию большого манифольда Бакинской перекачивающей станции. В течение всего времени нахождения скребка в линии велось наблюдение за манометрами на станции Баку. Сопровождавшие скребок рабочие шли за ним по трассе на расстоянии 10-ти метров один от другого, причем первый находился все время в области наибольшего шума. Через каждые 15 минут телефонист производил запись местонахождения скребка, определяя расстояние по пикетам, и через каждые 4 километра сообщал станциям о местонахождении скребка. Начиная со станции Баку, скребок двигался без всяких задержек до 37-го километра с постоянной скоростью в 4445 метров в час. На 37-м километре скребок остановился, продолжая издавать шум, но после удара кувалдой по трубе двинулся дальше. При прохождении последних 800 метров до малого манифольда станции Перекишкюль скребок останавливался еще 7 раз. Давление на Бакинской станции за все время нахождения скребка в линии выше нормального не повышалось. Дойдя до малого манифольда станции Перекишкюль, скребок застрял с принесенными им предметами между 10-ти дюймовым тройником и задвижкой и, для извлечения его и принесенных им с собой предметов пришлось снять верхний фланец 10-ти дюймовой задвижки. Скребок вынес из трубопровода: один цепной ключ №14, предохранительные кольца, обрезки железных прутьев диаметром от 1/4 дюйма до 3/8 дюйма, болты, гайку железную и шайбу 3/4 дюйма, 1 железный круг 4 1/2 дюйма, вырезанный из тела трубы, 10,2 кг булыжников и мелких камней, 5 кг разных мелких обрезков железа и всего только около 100 г церезина (рисунок 3). Последнее обстоятельство (вынос 100 г церезина) подтвердило отсутствие отложения на внутренних стенках трубопровода, что могло бы затруднить перекачку по нефтепроводу сураханской нефти, которую почти исключительно только и транспортировали. После исправления незначительных повреждений, которые скребок получил при очистке 38-ми километрового перегона Баку – Перекишкюль — он мог быть снова пущен в работу.

Результат первого пуска скребка указал на необходимость очистки и следующих перегонов на нефтепроводе Баку - Батум от оставшихся в трубопроводе посторонних предметов.

В начале 60-х годов Ф. Г. Мансуров, У. М. Субаев, Г. Н. Назипов и А. Н. Тюпа (ВНИИСПТнефть) проводили очистку на одном из трубопроводов диаметром 325 мм и протяженностью 113 км, который был подвержен интенсивной парафинизации и по которому перекачивалась подготовленная (обезвоженная и обессоленная) нефть. В течение месяца его пропускная способность падала на 10- 15%, толщина накапливающихся отложений достигала 15 мм [72].

Первая очистка трубопровода была произведена ножевым скребком, имеющим три плоские манжеты тарельчатого типа и ножи. Манжеты закреплялись на корпусе между металлическими дисками, размер которых отличался от внутреннего диаметра труб на 50-60 мм. При первом пропуске было несколько случаев остановки скребка, которые были вызваны наличием в трубопроводе крупных посторонних предметов, оставшихся после строительства. В период строительства и ввода в эксплуатацию очистка внутренней поверхности трубопровода с пропуском ерша не производилась. Использование скребка жесткой конструкции с увеличенными металлическими дисками и плоскими манжетами обеспечило полное удаление из внутренней полости трубопровода посторонних предметов, а также выявление и ликвидацию имевшихся дефектов. В результате проведенной работы трубопровод был хорошо подготовлен для проведения его регулярной периодической очистки. В первоначальный период очистка нефтепровода проводилась 2-3 раза в год, а затем с увеличением объема подготовки нефти головной участок (0 – 84 км) стали очищать 2-3 раза в квартал, а конечный участок (84 – 110 км) — 3-4 раза в год. Результаты очистки были удовлетворительными и позволяли выполнять плановый объем перекачки. Однако опыт применения таких скребков показал, что после прохождения участка трубопровода длиной 84 км ножи скребков сильно деформировались и ломались, вследствие этого очистка производилась в основном манжетами.

В 1965 г. для очистки трубопровода был использован щеточный скребок ЩС, имеющий две конусные манжеты и два ряда щеток по шесть в ряду. Скребок ЩС конструкции ВНИИСПТнефти представлен на рисунке 4.8 и состоит из центрального вала 1, на котором установлены манжеты 2, пружины 3, подвижные муфты 4 со щеткодержателями 5 и щетками 6 (рисунок 2.3).

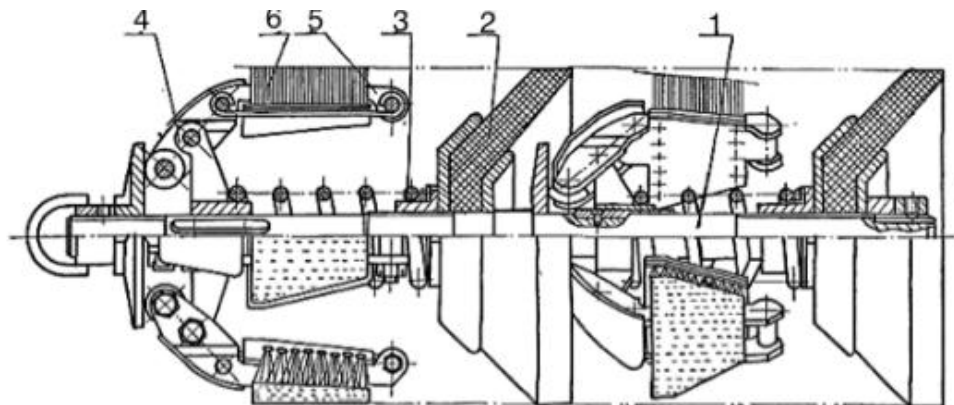


Рисунок 2.3 – Скребок ЩС

Результаты очисток нефтепровода, проведенных В. Е. Губиным, Ф. Г. Мансуровым, Г. П. Савельевым, А. Н. Тюпа и П. Т. Прокофьевым показывают, что при наличии хорошо оборудованных камер пуска и приема щеточные износокомпенсирующиеся скребки являются весьма эффективным средством очистки нефтепровода от парафиновых отложений, хорошо проходят суженные места трубопроводов в виде задвижек, подкладных колец и т. п.; могут пропускаться регулярно; могут пропускаться несколько раз без замены основных деталей; не застревают при повторных пропусках.

Скребок многоцелевого назначения конструкции ВНИИСПТнефть СМН 700x800 создан на базе скребка ЩСП. У скребков СМН уменьшена масса за счет использования облегченных материалов и предусмотрено применение различного типа очистных элементов в зависимости от вида удаляемых отложений (рисунок 2.4).

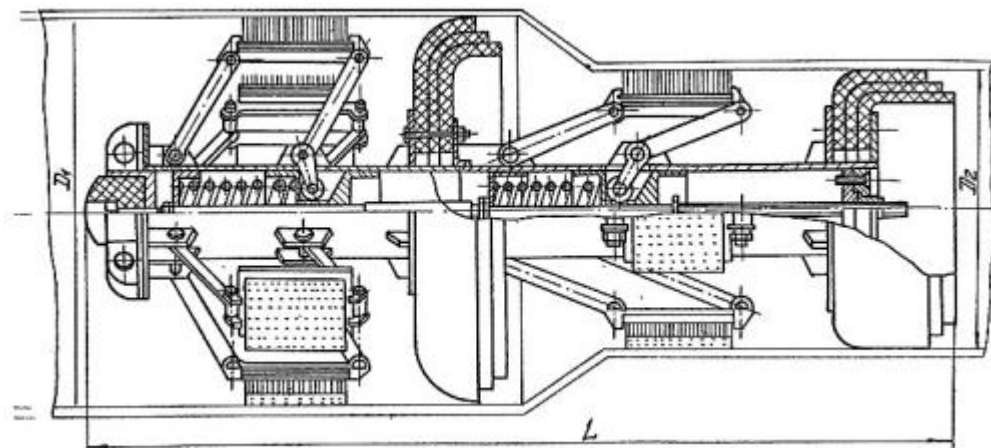


Рисунок 2.4 – Скребок СМН

Управлением магистральными нефтепроводами Центральной Сибири была предложена конструкция скребка, режущие элементы в котором шарнирно закреплены и расположены радиально относительно очищаемой поверхности. Элементы выполнены в виде тепловых трубок, подпружиненных надувной эластичной камерой. Давление в камере таково, что сила отжатия режущих элементов выше сопротивления резания парафинистых отложений. При увеличении нагрузки на режущие элементы они шарнирно утапливаются в камере. При этом режущие поверхности отклоняются по дуге, проходят препятствие, например сварочный шов, и возвращаются в рабочее положение. Внутри несущего корпуса находится источник тепла (например капсула с радиоактивным веществом).

С 1990-х годов в ОАО Центральном Диагностическом Центре (ЦТД) «Диаскан» ОАО АК «Транснефть» разработаны и выпускаются серийно скребки нескольких типов:

- стандартные типа СКР 1 с чистящими дисками;
- щеточные типа СКР 1-1 с чистящими и щеточными дисками;
- двухсекционные типа СКР 2 с чистящими и щеточными дисками и подпружиненными щетками;
- магнитные типа СКР 3 с чистящими дисками и магнитными щетками, предназначенными для сбора металлических предметов из полости трубопровода;
- односекционные типа СКР 4 с подпружиненными рычагами [136].

Летом 2004 года был изготовлен опытный образец скребка 28-СКР4 для трубопровода диаметром 720 мм. Его предварительные испытания были

проведены на полигоне ЦТД «Диаскан» согласно разработанной программе и методике. Было проведено три серии по семь пропусков скребка по трубопроводу полигона на скорости 0,5, 1,0 и 1,5 м/с. При испытании на полигоне скребок 28-СКР4.00 показал высокую проходимость через задвижки, тройники без направляющих решеток, подкладные кольца на сварных швах, отводы и сужения проходного сечения на 85%Дн. Регистратор вращения скребка зафиксировал не менее семи оборотов скребка вокруг своей оси на каждой серии пропусков.

## Скребки типа СКР

Название	Общий вид скребка	Назначение и краткая характеристика
СКР 1		Предназначен для очистки внутренней полости трубопровода от АСПО, глиняных тампонов, а также для удаления посторонних предметов. Минимальное проходное сечение трубопровода, необходимое для пропуска очистного скребка, составляет $85\%D_n$ . Специальная комбинация чистящих и щеточных дисков обеспечивает эффективное удаление отложений с внутренних стенок нефтепроводов и из коррозионных углублений в стенках.
СКР 2		Предназначен для очистки внутренней поверхности трубопроводов от АСПО, мусора и продуктов коррозии. Состоит из головной и хвостовой секций, соединенных карданным шарниром. Очистка от АСПО осуществляется полиуретановыми чистящими дисками. Твердые отложения удаляются жесткими щетками, установленными на шарнирных рычагах. Отложения из коррозионных углублений удаляются щеточными дисками с гибкой щетиной.
СКР 3		Предназначен для оценки качества очистки внутренней полости трубопровода от посторонних металлических предметов. Находящиеся в полости трубопровода посторонние металлические предметы собираются на четырех магнитах-сборниках на корпусе скребка, а также на щетках. Неметаллические объекты собираются щетками и манжетами.
СКР 4		Предназначен для очистки от АСПО, твердых частиц, продуктов коррозии и посторонних предметов как полости нефтегазопроводов, так и углублений трубопроводной арматуры. Скребок имеет увеличенный ресурс чистящих элементов и обеспечивает стабильное качество очистки на всем протяжении участка прогона [98].

Приемочные испытания скребка типа СКР4 успешно прошли на магистральных нефтепроводах компании АК «Транснефть». Испытания на нефтепроводах состояли в оценке эксплуатационных свойств скребка – проверке качества очистки внутренней поверхности трубопровода и ресурса работы скребка. Были проведены пропуски: по резервной нитке подводного перехода нефтепровода Горький – Рязань-1 через р. Сережа (ОАО



«Верхневолжскнефтепровод»); по участку 0 – 124 км нефтепровода Бахилловское – Хохряковское (ОАО «Сибнефте- провод»); по участку Кротовка – Покровка нефтепровода Бугуруслан – Сызрань (ОАО «Приволжскнефтепровод»); по участку 233 – 312 км нефтепровода в обход Чеченской Республики (ОАО «Черномортранснефть»).

Согласно программе и методике приемочных испытаний, последние считались успешными, если скребок СКР4 в каждой серии пропусков принесет твердо- го и взвешенного парафина не менее, чем идущий перед ним стандартный скребок. Кроме того, должны уменьшиться потери ультразвуковых данных дефектоскопа WM по сравнению с результатами его предыдущих пропусков. На всех вышеперечисленных участках скребок СКР 4 приносил твердого и взвешенного парафина больше, чем идущие перед ним скребки типов СКР 1, СКР 1-1, СКР 2 и СКР 3. Потери ультразвуковых данных дефектоскопа WM на участке нефтепровода в ОАО «Черномортранснефть» снизились более чем на 20,6%, на других участках – более чем на 34%.

## **2.2 Очистка внутренней полости нефтепроводов шаровыми разделителями**

Из числа эластичных очистных устройств наибольшее распространение получили шаровые резиновые разделители, внедрение которых в начале 1960-х годов, осуществлено в нефтяной промышленности на магистральных, промысловых, технологических и других нефтепроводах [138]. Практика показала, что шаровые резиновые разделители пригодны для очистки всех типов нефтепроводов, в том числе телескопических, различных диаметров и с различной арматурой, а также, включающих в себя участки, имеющие повороты под прямым или тупым углом. Периодический пропуск шаровых резиновых разделителей и других эластичных очистных устройств по всей длине действующих нефтепроводов предотвращает образование (накопление) парафиновых и нефтегрязевых отложений, а также газовоздушных и водяных пробок, что в свою очередь обеспечивает постоянную максимальную пропускную способность нефтепроводов и минимальные расходы на перекачку.

Шаровые резиновые разделители предназначены для разделения разнородных нефтей и нефтепродуктов при последовательной перекачке по магистральным трубопроводам и удаления из трубопроводов парафинистых и других отложений, водяных и газовоздушных пробок, остатков строительного мусора, а также для вытеснения из трубопроводов опрессовочной воды после гидравлических испытаний. Шаровой резиновый разделитель РШ (рисунок 2.5) представляет собой полый толстостенный шар 1, изготовленный из бензостойкой и износостойкой резиновой смеси на основе наирита. В оболочку разделителя запрессована металлическая или пластмассовая обойма 2, служащая для установки обратного клапана, который предназначен для заполнения внутренней полости разделителя рабочей жидкостью под давлением — в летнее время водой, а в зимнее — антифризом.

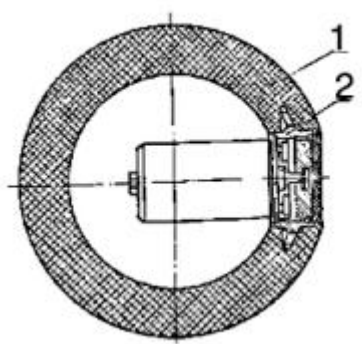


Рисунок 2.5 – Шаровой резиновый разделитель РШ

В нерабочем состоянии наружный диаметр разделителя меньше внутреннего диаметра трубопровода, за исключением разделителей РШ-500, используемых в трубопроводах с внутренним диаметром 489 мм. При заполнении разделителя рабочей жидкостью в избыточном количестве объем его увеличивается, вследствие чего разделитель образует с внутренней поверхностью трубопровода контактное кольцо соответствующей ширины. Внутри шарового резинового разделителя можно устанавливать датчик для определения местонахождения разделителя в подземном трубопроводе.

Результаты работ по очистке магистральных трубопроводов с применением шаровых разделителей показывают, что шаровые разделители могут практически в достаточной мере производить очистку трубопроводов от внутренних

отложений (однако, после вскрытия ловушки с контрольной пластиной на нефтепроводе Шкапово – Ишимбай после его очистки, на ней оказался слой парафина, равный 3-4 мм); нефтепровод после очистки разделителями сохраняет свою производительность определенное время (однако, по истечении 2-3 месяцев производительность вновь падала); производительность нефтепроводов в осенне-зимний период и до очистки падала (возможно ввиду того, что после очистки шероховатость внутренней поверхности труб увеличиваясь служит причиной более интенсивного отложения парафина); пробег одного разделителя находится в пределах расстояний между промежуточной станцией и даже больше, что говорит о достаточной прочности конструкции разделителей и их устойчивости против истирания, особенно в летний период; при пропуске в зимний период истирание шаров увеличивается и доходит в среднем до 2-3 кг на каждые 100 км; существовавшие конструкции камер приема и пуска скребка не гарантировали безаварийный прием шаровых разделителей вследствие образующихся гидравлических ударов в трубопроводе в момент входа разделителя в ловушку (в момент входа в ловушку разделитель подобно шаровому клапану, мгновенно перекрывает входное отверстие трубопровода, идущего от камеры скребка к резервуарному парку станции), еще в большей мере это относится к приему разделителей на промежуточных перекачивающих станциях, работающих из «насоса в насос» (в этом случае закрытие разделителем выходного отверстия из ловушки на прием насосов приводит к резкому перепаду давлений до и после шара, вследствие чего последний разрушается, по этой причине на одной из промежуточных станций из 3-х принятых разделителей два разрушились в камере скребка). Необходимо было разработать универсальные конструкции камер приема и пуска скребка, которые гарантировали бы безаварийный прием разделителей и эластичных поршней на промежуточных станциях, 53 имеющих резервуарные парки, а также на промежуточных станциях, работающих из «насоса в насос».

Одной из разновидностей разделителя является разделитель с открытой полостью. Основное отличие последнего от разделителя РШ состоит в том, что контакт с очищаемой поверхностью нефтепровода достигается не избыточным объемом рабочей жидкости, закачиваемой внутрь разделителя, а его большим

наружным диаметром по сравнению с внутренним диаметром нефтепровода, для которого он предназначен. Постепенно изнашиваясь, разделитель с открытой полостью может использоваться для очистки нефтепровода меньшего диаметра. Таким образом, разделители с открытой полостью пригодны для многократного применения. Для очистки нефтепроводов переменного диаметра предназначался скребок-разделитель СРШ, снабженный обратным клапаном, но имеющий очень пористую стенку. Такая стенка снаружи, а иногда и с внутренней стороны изолирована непористым слоем повышенной износостойкости. Благодаря эластичной пористой стенке скребок-разделитель беспрепятственно преодолевает отверстия трапецеидальной формы и значительно меньшие по площади, чем у основной линии нефтепровода. Скребок-разделитель способен как угодно изменять свою первоначальную форму, не нарушая при этом качественного контакта с очищаемой поверхностью труб, а затем восстанавливать свою шарообразную форму. Для очистки самотечных трубопроводов СКБ «Транснефтьавтоматика» разработан шаровой резиновый разделитель, оплетенный цепями. Основное отличие такого разделителя от обычного состоит в том, что очистка внутренней поверхности труб от устойчивых отложений осуществляется оплетающими его цепями. Цепи образуют равносторонние треугольники, соединенные между собой кольцами. Разделитель имеет обратный клапан для наполнения его полости воздухом или другим газом. Так как наружный диаметр разделителя вместе с оплетающими его цепями меньше внутреннего диаметра очищаемого нефтепровода, то воздух или другой газ, заполняющий его полость, способствует тому, что разделитель плавает в нефтепроводе. При этом в самотечно движущемся потоке жидкости разделитель вращается и очищает при этом более  $2/3$  поверхности нефтепровода. Часть жидкости перетекает через зазор, образуемый разделителем с нижней частью нефтепровода и размывает скопления грязи и отложения парафина. Установлено, что разделитель, оплетенный цепями и заполненный воздухом, может двигаться в самотечном потоке жидкости при перепаде давления, равном примерно  $0,1 \text{ кг/см}^2$  [83]. Разделитель, оплетенный цепями, может также применяться для очистки нефтепроводов, работающих под высоким давлением. В отдельных случаях такой разделитель может заполняться рабочей жидкостью и даже дробью. Для очистки

устойчивых отложений внутри нефтепроводов на базе шарового резинового разделителя был разработан шаровой резиновый скребок СШ (рисунок 2.6).

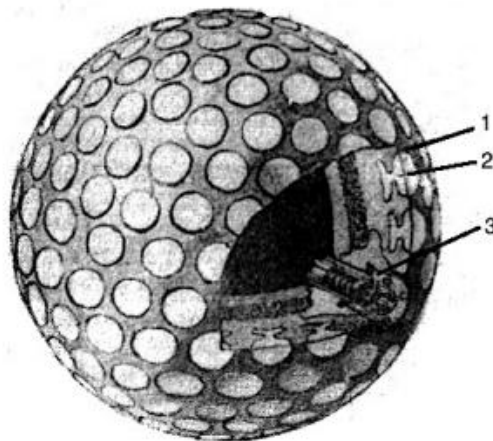


Рисунок 2.6 – Шаровой резиновый скребок СШ

1 - резиновая оболочка; 2 - металлические или пластмассовые резцы, запрессованные в резиновую оболочку; 3 - обратный клапан для заполнения полости скребке рабочей жидкостью избыточного объема

Шаровой резиновый скребок СШ представляет собой шаровой резиновый разделитель, но изготовленный из более износостойкой резиновой смеси и снабженный металлическими или пластмассовыми резцами круглой формы, запрессованными в его оболочку снаружи. Скребок снабжен обратным клапаном. При заполнении его полости рабочей жидкостью избыточного объема диаметр его увеличивается и резцы несколько выступают над его поверхностью. Расположение резцов таково, что скребок, находящийся в любом положении в нефтепроводе, очищает всю контактирующую с ним поверхность трубы. Шаровые резиновые скребки СШ были испытаны на нефтепроводе Покровская – Сызрань и на других нефтепроводах. В ряде случаев эти скребки пропускались по нефтепроводам, включающим в себя многониточные подводные переходы. Результаты испытаний подтвердили перспективные возможности применения шаровых резиновых скребков СШ для очистки нефтепроводов.

Для очистки нефтепроводов от наиболее устойчивых отложений и окалины СКБ «Транснефтьавтоматика» разработало шаровые резиновые скребки, оснащенные металлическими щетками и ножами. Представляет интерес также сфероидальный эластичный щеточный скребок, общий вид которого представлен на рисунке 2.7.

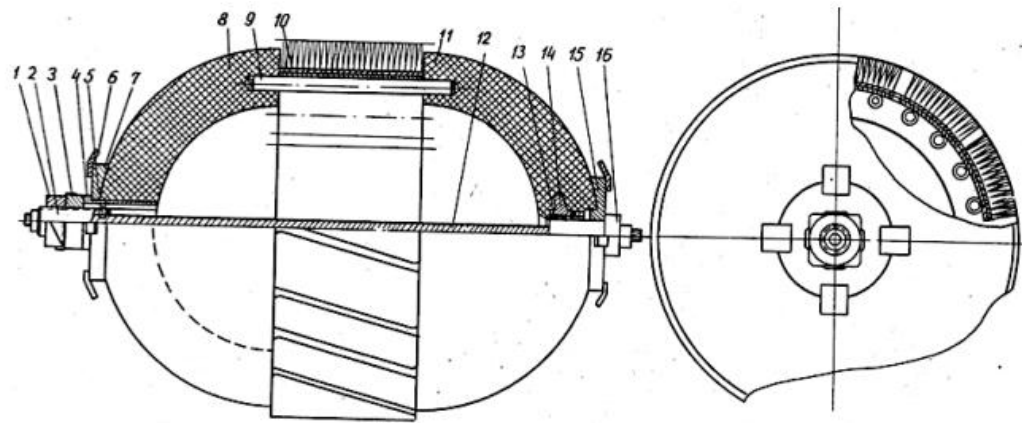


Рисунок 2.7 – Общий вид шарового резинового скребка с металлическими щетками

1 – гайка; 2 – съемный наконечник; 3 – стопорная шайба; 4 – втулка; 5 – винт специальный; 6 – выступы; 7 – тарелка; 8 – полусфера; 9 – втулки; 10 – щетки металлические; 11 – полу- сфера; 12 – стяжка (металлический трос); 13 – втулка резьбовая; 14 – обойма; 15 – тарелка; 16 – наконечник

Результаты исследований, проведенных в 1971-1974 гг. показывают, что РШ удаляют только часть парафиновых отложений, поэтому наряду с их пропуском необходимо производить очистку нефтепровода с помощью скребков; длина зоны парафинизации значительно зависит от термодинамических условий перекачки нефти; длину очищаемого участка необходимо выбирать с учетом изменения длины зоны парафинизации.

С появлением в 1960-е годы шаровых разделителей, появилось мнение, что проблема очистки нефтепроводов практически решена. Однако опыт эксплуатации этих устройств показал, что фактическая эффективность очистки ниже ожидаемой: качество очистки зависит от состава отложений в трубе, в частности, пристенный слой парафинистых отложений уплотняется, перед шаром накапливаются целые пробки из отложений и др. Как показала практика, шаровые разделители пригодны для вытеснения воды и газа из трубопроводов малых и средних диаметров.

## 2.3 Очистка внутренней полости нефтепроводов поршнями различных конструкций

Очистные поршни выполняются различной формы (цилиндрической, пулеобразной и т.д.) и могут быть резиновыми, поролоновыми, полиуретановыми, стальными и комбинированными, также они могут дополнительно снабжаться специальными лезвийными или щеточными очистными элементами.

В 1960-е годы на отечественных и зарубежных нефтепроводах в качестве очистных устройств были испытаны полиуретановые поршни [83].

Практика строительства магистральных трубопроводов выявила следующие требования к работе и конструкции герметизирующих элементов: создание постоянных усилий, обеспечивающих необходимое прилегание поверхности разделителя к стенке трубопровода при различных давлениях; возможность периодической замены рабочих элементов разделителя. Этим требованиям удовлетворяет очистной поршень-разделитель (рисунок 2.8), разработанный во ВНИИСТе и состоящий из металлического корпуса, эластичных надувных герметизирующих элементов, пневматической системы накачки, упорнозащитных дисков и оголовников. Выпуск цилиндрических разделителей различных конструкций и типоразмеров позволил обеспечить проведение разнообразных технологических операций с наибольшей эффективностью.

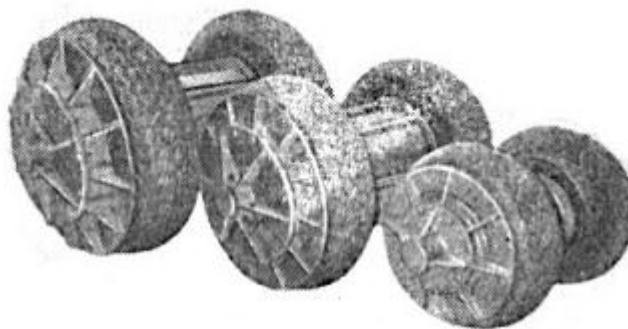
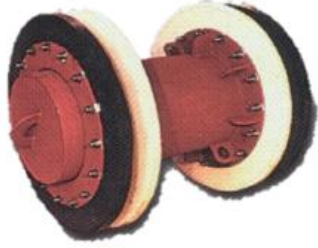






Рисунок 2.8 – Очистные поршни-разделители ОПР с эластичными надувными герметизирующими элементами

В настоящее время Восточный филиал АО «ВНИИСТ» выпускает широкий ряд различного оборудования [95] для проведения работ по очистке внутренней поверхности трубопроводов, среди них поршни различных конструкций, общий вид и описание которых приведено в таблице 2.3.





Название	Общий вид поршня	Назначение и краткая характеристика
ППО		Очистка внутренней полости трубопровода от загрязнений, поверхностного рыхлого слоя, ржавчины, конденсата, нефтяных отложений; вытеснение нефти и воды после гидроиспытания; разделение разнородных нефтепродуктов. <b>Минимальный радиус угла поворота:</b> 1,5Д. <b>Материал очищающих элементов:</b> полиуретан. <b>Диаметр:</b> 530, 720, 1020 (40"), 1070 (42") мм
ПР		Очистка внутренней полости трубопровода; вытеснение нефти и воды после гидроиспытания; разделение разнородных нефтепродуктов. <b>Минимальный радиус угла поворота:</b> 3Д. <b>Материал манжет:</b> маслобензостойкая резина. <b>Диаметр:</b> 159, 219, 377, 529 мм,
ППЛ		Очистка трубопровода; вытеснения воздуха при заполнении трубопровода; удаления воды и нефти. <b>Минимальный радиус угла поворота:</b> 1,5 Д. <b>Материал:</b> пенополиуретан (поролон) литой, плотность 25-40 кг/м <sup>3</sup> . <b>Диаметр:</b> 159... 1420 мм.
ППЛ-М		То же, что у ППЛ, но более высокая степень очистки, увеличен ресурс. <b>Минимальный радиус угла поворота:</b> 1,5 Д. <b>Материал:</b> – пенополиуретан (поролон) литой, плотность 40-70 кг/м <sup>3</sup> . <b>Диаметр:</b> 159... 1420 мм.
ОП		Очистка внутренней поверхности трубопровода до металлического блеска; от загрязнений, окалины, ржавчины и нефтяных отложений. <b>Минимальный радиус угла поворота:</b> 1,5 Д. <b>Материал очищающих элементов:</b> стальная щетка. <b>Диаметр:</b> 159... 1420 мм.

### **3. МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ СЛЕЖЕНИЯ ЗА ПРОХОЖДЕНИЕМ ОЧИСТНОГО УСТРОЙСТВА НЕФТЕПРОВОДА**

#### **3.1 Система слежения за прохождением очистного устройства нефтепровода**

##### **3.1.1 Датчик прохождения очистного устройства ДПС-5В**

Прибор контроля прохождения очистного устройства ДПС-5В (сигнализатор) предназначен для фиксации момента и установления факта прохождения очистного устройства (скребка) по трубопроводу. Внешний вид датчика показан на рис.3.1.1.2.

Очистной скребок - внутритрубный снаряд, предназначенный для проведения очистки внутренней полости и стенок трубопровода от парафиносмолистых отложений, глиняных тампонов и грязи, а также удаления посторонних предметов.

Корпус скребка представляет собой стальную полую конструкцию. Фланцы, приваренные в средней и задней частях корпуса, обеспечивают крепление на них манжетов. Прокладочные диски обеспечивают определенное расстояние между ведущим и чистящим дисками.

На переднем торце скребка расположены байпасные отверстия, ось которых направлена под углом к стенке трубопровода. Они предназначены для размыва отложений, которые скребок счищает с внутренней поверхности трубопровода и толкает спереди себя. В задней части скребка в защитной раме расположен передатчик для скребка. Внешний вид скребка приведен на рис.3.1.1.1.

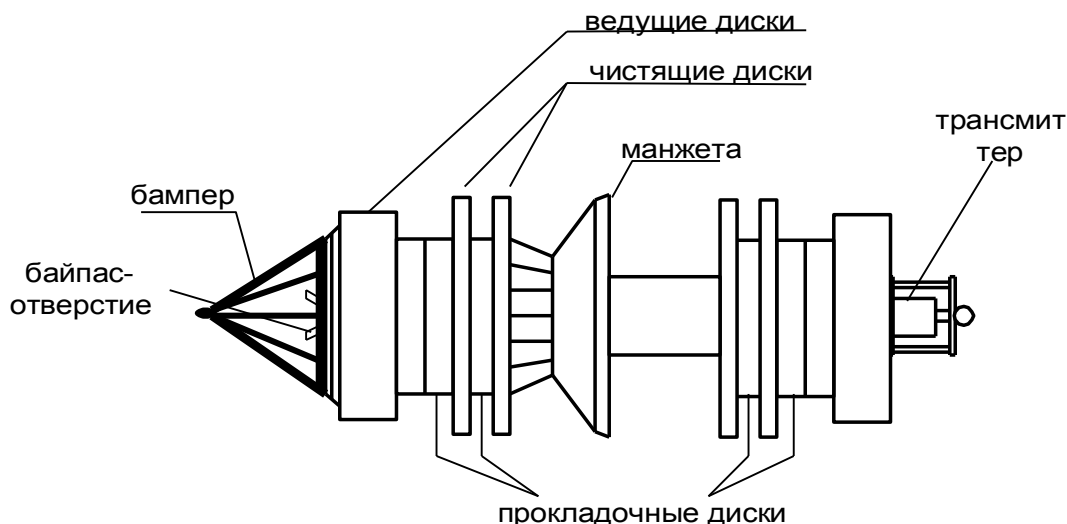


Рисунок. 3.1.1.1 - Внешний вид очистного скребка

Сигнализатор ДПС-5В взрывозащищенного исполнения с маркировкой взрывозащиты 1 Ex d11 ATЗ может применяться в соответствии с гл. 7.3. ПУЭ во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок, в которых возможно образование взрывоопасных смесей категории 11А, групп Т1, Т2, Т3 по классификации ГОСТ 12.1.011-78.

Согласно ПУЭ взрывозащитное оборудование подразделяется по уровням взрывозащиты, уровням, группам и температурным классам. Датчик прохождения скребка ДПС-5В имеет маркировку взрывозащиты 1 Ex d11 ATЗ. Что обозначает:

1 - взрывобезопасное оборудование.

Ex - указывает на соответствие электрооборудования стандартам взрывозащиты оборудования.

d - взрывонепроницаемая оболочка

II - это обозначает, что оборудование для внутренних и внешних установок.

ATЗ - температурный класс, соответствующий температуре от 200-300 0С, взрывоопасные смеси категории IIА (аммиак, ацетон, бензол, пропан, толуол).

1 Ex d11 ATЗ - взрывобезопасное оборудование, соответствующее стандартам электрооборудования, во взрывонепроницаемой оболочке, может применяться в наружных и внутренних установках с возможным образованием взрывоопасных смесей категории IIА, групп Т1, Т2, Т3.

ДПС-5В может работать как автономно, так и в составе АСУ (автоматизированная система управления).

Принцип работы сигнализатора основан на приеме непрерывных ультразвуковых шумов, возникающих при прохождении очистного устройства (ОУ) по продуктопроводу. В момент прохождения ОУ места установки блока датчика на блоке питания и регистрации засвечивается светодиод, а в систему автоматики подается сигнал “Сухой контакт”. Световая индикация и сигнал “Сухой контакт” сохраняются до тех пор, пока на прибор не будет подан сигнал “Контроль”.

В приборе реализован режим дистанционного контроля работоспособности блока датчика, а также возможно определение характера неисправности линии, соединяющей блок датчика с блоком питания и регистрации – обрыв или короткое замыкание.

Рабочие условия эксплуатации датчика ДПС-5В:

а) Блок датчика сигнализатора:

- взрывозащищенное исполнение с маркировкой взрывозащиты 1 Ex d11 АТЗ.

- температура окружающей среды от -50 до +50 0С.

б) Блок питания и регистрации сигнализатора:

- температура окружающей среды от -20 до +40 0С.

Технические характеристики датчика прохождения скребка ДПС-5В:

1. Точность определения момента прохождения очистного устройства места установки блока датчика +/- 3 с.

2. Питание от сети переменного тока напряжением (220 +/- 22)В, с частотой 50 Гц.

3. Мощность, потребляемая прибором, не более 2,5 ВА.

4. Режим работы непрерывный.

5. Масса не более, кг:

- блок датчика сигнализатора 3,0

- блок питания регистрации сигнализатора 1,3

6. Габаритные размеры, мм:

- блок датчика сигнализатора 0-85, h 135

- блок питания регистрации сигнализатора 200 x 90 x 50

- магнитный прижим 100 x 95 x 35

Устройство и работа сигнализатора основана на приеме и регистрации непрерывных ультразвуковых шумов (в диапазоне 70 кГц и выше), возникающих при перемещении очистного устройства по трубопроводу.

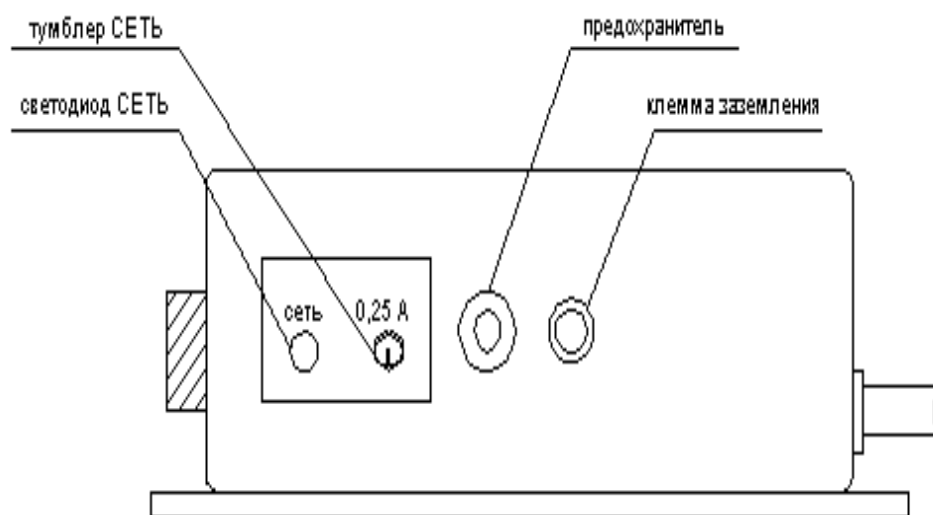
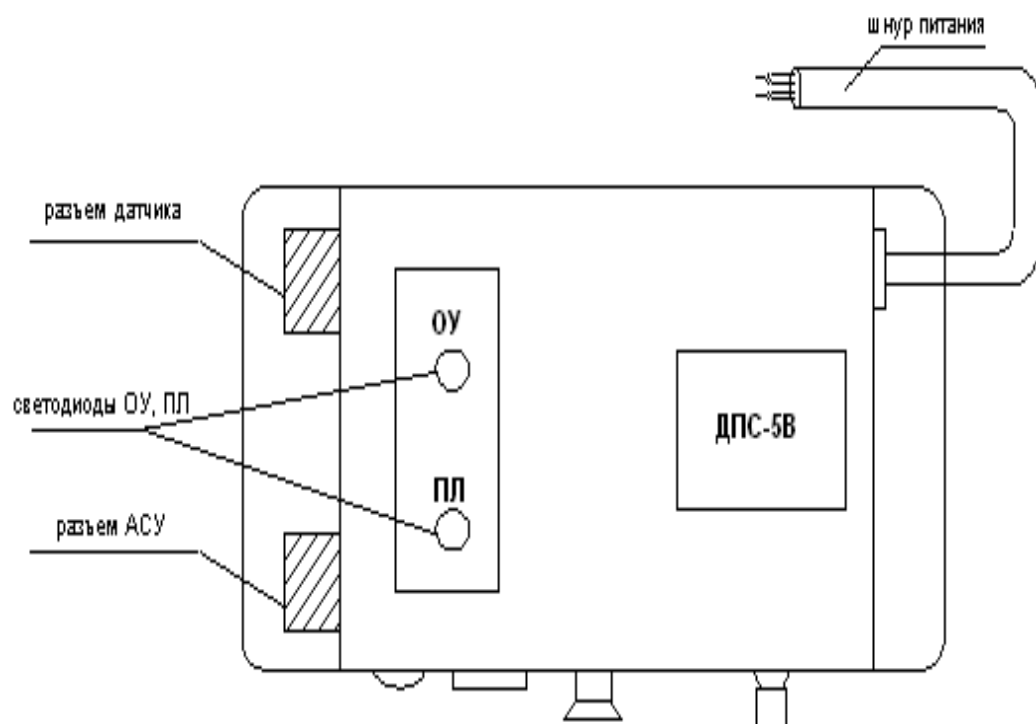


Рисунок. 3.1.1.2- Внешний вид блока датчика ДПС-5В и блока регистрации

### 3.1.2 Индикаторы прохождения очистных устройств по нефтепроводу УЛИС/УЛИС-А

Индикаторы прохождения очистного устройства УЛИС-А предназначены для обнаружения очистных устройств, перемещающихся в напорных (полностью заполненных) трубопроводах под влиянием потока жидкости, регистрации момента пересечения очистным устройством контролируемого индикатором сечения трубопровода и выдачи сигнала об обнаружении в систему сбора информации либо в АСУ производства. Индикатор состоит из блока электронного БЭ и преобразователя электроакустического (ПЭА), который закрепляется на поверхности трубопровода с помощью монтажного приспособления. ПЭА подключают к БЭ 4-х проводным кабелем.

Индикаторы разработаны для нефтепроводов, изготовленных из стальных труб с толщиной стенки до 20 мм. Индикаторы УЛИС-А модификации 04 изготавливаются согласно ТУ 4218-219-83603664-2014 во взрывозащищенном исполнении, соответствуют требованиям Технического Регламента Таможенного Союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011), ГОСТ Р МЭК 60079-0-2011, ГОСТ Р МЭК 60079-11-2010, ГОСТ Р МЭК 60079-18-2012. Сертификат соответствия № ТС RU С-RU.ГБ08.В.00311 серия RU № 0082206 выдан органом по сертификации взрывозащищенного оборудования Закрытое Акционерное Общество Технических Измерений, Безопасности и Разработок (ОС ВО ЗАО ТИБР) со сроком действия с 24.04.2014 по 23.04.2019 г.

Индикатор УЛИС-А обеспечивает:

- фиксацию момента времени обнаружения очистного устройства (событие);
- хранение событий в энергонезависимой памяти;
- вывод на показывающее устройство зарегистрированных событий, и аварийных ситуаций;
- вывод диагностической, справочной и архивной информации на внешние устройства через последовательные интерфейсы RS-485.

Индикатор УЛИС-А предназначен для эксплуатации в непрерывном режиме работы и требует минимального технического обслуживания. Выходы БЭ подключаются к системе телеметрии. ПЭА обеспечивает излучение и прием ультразвукового сигнала, образуя акустический канал, пересекающий поток жидкости по диаметру. По принципу работы индикатор является активным радаром, постоянно сканирующим контролируемое сечение трубопровода. Индикатор анализирует уровни ультразвукового сигнала и шума, и сравнивает их со значениями, полученными в ходе процедуры адаптации прибора. Решение о прохождении очистного устройства принимается после анализа уровней сигнала и скорости их изменения.

Индикаторы обеспечивают формирование сигнала для систем сбора информации / телеметрии в момент обнаружения очистного устройства и в момент прохождения грязепарафиновой пробки. Вид сигнала - "сухой контакт", в момент обнаружения обеспечивается замыкание соответствующей контактной пары.

Контроль работоспособности прибора производится путем подачи на вход «контроль» прибора напряжения 24 В. По отдельному заказу изготавливаются УЛИС с интересующим Вас видом выходного сигнала.

В отличие от других приборов аналогичного назначения, индикаторы не дают ложных срабатываний, при включении и выключении сетевого питания и при воздействии электромагнитных помех от грозовых разрядов или электросварки.



## Технические характеристики

Технические характеристики	
Параметры индикатора	Значение
Диаметр условного прохода трубопровода D, мм	1200
Толщина стенки трубопровода, не более, мм	20
Максимальная длина линии связи между ПЭА и БЭ, м	до 1200
Скорость движения устройства очистки по трубопроводу, км/ч	0,001 - 8
Длина устройства очистки, м	1 - 2
Температура окружающей среды	Минус 40...+60 °С
Питание прибора	220 В, 50 Гц
Потребляемая мощность, Вт,	не более 6
Выходной сигнал:	
1. «сухой контакт» «Событие»	30 В, 200 мА
2. «сухой контакт» "Работоспособность"	30 В, 200 мА
3. токовый выход	4 – 20 мА
4. последовательный интерфейс	RS-485

Индикаторы УЛИС-А позволяют:

- регистрировать прохождение по нефтепроводу очистного устройства, а так же разделительных шаров, калибров, диагностических устройств и др.;
- определять размеры грязе-парафиновой пробки, что делает возможным предупреждение нештатных ситуаций, вызванных загрязнением фильтров на узлах учета нефти, путем своевременного отвода загрязненного потока;
- определять плотность грязе-парафиновой пробки, что позволяет контролировать степень очистки нефтепровода;
- регистрировать тампонаж (глиняную пробку) при проведении ремонтных работ и предупреждать выход из строя узлов учета, вызванных забиванием или повреждением входных фильтров;
- регистрировать появление в трубопроводе газовых включений, которые могут быть следствием кавитации в насосах, неоптимальных режимов работы трубопровода и т.д.;
- по изменению плотности определять границу раздела различных партий нефти, в том числе и партий с высоким содержанием серы, что особенно актуально при транспортировке нефти на экспорт. Индикатор оборудован стандартным токовым выходом по ГОСТ 26.011 для отображения на внешнем устройстве уровня ультразвукового сигнала.

Диапазон изменения токового сигнала от 4 до 20 мА. Для связи с ЭВМ Индикатор оборудован модулем интерфейса RS 485. Скорость

обмена 9600 бит/с, протокол MODBUS – подобный. ЭВМ может быть удалена от БЭ на расстояние до 1200 м (по линии связи). По двухпроводной линии «витая пара» с волновым сопротивлением 120 Ом. Моменты времени, соответствующие прохождению ОУ или возникновению аварийной ситуации в индикаторе заносятся в архивы. Объем архивов – 128 записей. При переполнении архива заменяются самые старые записи. Архивы сохраняются при отсутствии сетевого электропитания.

Индикаторы прохождения очистных устройств типа УЛИС выпускаются с 1997г. К настоящему времени выпущено более 1500 приборов различных модификаций, которые установлены на более чем 7000 км магистральных нефтепроводов России, Украины, Беларуси, страны Прибалтики, Польши, Казахстана и Индии.

Крупнейшими компаниями заказчиками УЛИС являются: АК "Транснефть" (Россия), ОАО "Укртрансффта" (Украина), Гомельтрансффта "Дружба" (Беларусь), Новополоцкое предприятие транспорта нефти "Дружба" (Беларусь), Латространс (Латвия), Казтрансойл (Казахстан), Oil India Ltd. (Индия)

### **3.1.3 Системы обнаружения очистных устройств «Импульс» и «Полюс»**

Системы обнаружения очистных устройств "Импульс" и "Полюс" используют при проведении следующих технологических процессов:

промывке с пропуском очистных или разделительных устройств в потоке жидкости, закачиваемой в трубопровод для гидравлического испытания;

продувке с пропуском очистных устройств под давлением воздуха или природного газа;

вытеснении загрязнений в потоке жидкости с пропуском разделительных устройств под давлением воздуха или природного газа;

удалении жидкости из трубопровода после его гидравлического испытания с пропуском разделительных устройств под давлением воздуха, природного газа, нефти и нефтепродуктов.

Системы обнаружения "Импульс" и "Полюс" могут быть использованы при пропуске очистных устройств по надземным трубопроводам, а также по подземным трубопроводам, засыпанным грунтами любых категорий или

проложенным по обводненной и заболоченной местности.

Системы обнаружения безвредны для обслуживающего персонала и окружающей среды.

Система обнаружения очистных устройств "Импульс" состоит из сигнализатора и переносного приемника с антенной.

Сигнализатор, смонтированный на очистном поршне, движущемся внутри трубопровода, излучает знакопеременные низкочастотные магнитные импульсы, которые принимаются магнитной антенной приемника и преобразуются им в звуковые сигналы.

В сигнализатор входит блок питания от источников постоянного тока (сухих элементов или аккумуляторов). Приемник включает в себя четыре фильтра защиты от помех, вводимых в действие клавишным переключателем, а также автономный блок питания от сухих элементов или аккумулятора.

Для защиты от воздействия давления и агрессивной среды в трубопроводе сигнализатор и блок питания помещены в герметичный корпус, выполненный из немагнитного материала.

Система обнаружения очистных устройств "Полюс" включает магнитный датчик и вторичный прибор (переносной приемник). Датчик состоит из инвентарных блоков постоянных магнитов типа БМ-1 (БМ-2), смонтированных на корпусе очистного поршня. Регистрация магнитного поля (местоположения поршня) обеспечивается вторичным прибором, в качестве которого используется приемник, оборудованный системой магнитных компасов.

Технические характеристики системы обнаружения очистных устройств "Импульс" и "Полюс" приведены в табл.3.2.

При использовании систем "Импульс" и "Полюс" следует учитывать особенности их эксплуатации в конкретных условиях строительства.

Применение системы "Пульс" обеспечивает:

регистрацию магнитных сигналов в широком диапазоне изменения скорости движения очистного устройства по трубопроводу;

эффективный поиск очистных устройств на участках трубопровода, проложенного в зоне промышленных помех, благодаря использованию специальных фильтров, исключающих регистрацию ложных сигналов;

надежную работу при отрицательных температурах.

Рациональная технология поиска поршня в трубопроводе включает определение:

участка трубопровода, на котором находится поршень;

точного местоположения поршня, остановившегося на известном участке трубопровода.

Определение участка трубопровода, на котором находится поршень, следует осуществлять путем контроля за прохождением поршня через контрольные точки трассы. Установленные в этих точках приемники регистрируют магнитные сигналы, излучаемые размещенным на поршне датчиком. Если магнитный сигнал зафиксирован приемником на предыдущей контрольной точке трассы и не зарегистрирован на последующей, то поршень находится на участке трубопровода между этими точками трассы.

Чем больше контрольных точек на трубопроводе, тем короче участок, на котором в случае остановки (застревания) следует искать поршень.

Зная время запуска и прохождения контрольной точки, ее удаленность от места пуска поршня, можно определить скорость перемещения очистного устройства по трубопроводу.

Таблица 3.2

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра	
		система "Импульс"	система "Полюс"
1	2	3	4
1	Диаметр очищаемого трубопровода, мм	250-1420	500-1420
2	Рабочая среда	Воздух, природный газ, вода, незамерзающие жидкости, нефть, нефтепродукты	
3	Максимальное давление рабочей среды в трубопроводе, МПа	12	Без ограничения
4	Типы очистных устройств	ОП, ПР, ОПР-М, ОКЛ, ДЗК-РЭМ	ОП, ПР, ОПР-М
5	Дальность обнаружения (расстояние между датчиком-сигнализатором и приемником), м	5-7	4-7
6	Точность определения местоположения очистного устройства, м	0,5	5
7	Предельная скорость перемещения очистного устройства с датчиком-сигнализатором, м/с	15	10
8	Диапазон скоростей перемещения очистного устройства, при котором обеспечивается надежная регистрация приемником магнитного сигнала, м/с	0-15	0-5
9	Ресурс работы датчика-сигнализатора, ч	120-240	Без ограничения
10	Допустимый диапазон изменения температуры окружающей среды, °С	-40 50	-20 50
11	Габаритные размеры сигнализатора (в зависимости от диаметра очистного устройства), мм:		
	диаметр	80-240	-

	длина	300-400	-
12	Габаритные размеры инвентарного магнитного блока БМ-1 (БМ-2):		
	длина, ширина, высота, мм	-	90x125x130
13	Масса, кг:		
	сигнализатора	8-35	-
	датчика, состоящего из инвентарных магнитных блоков	-	40-60
	приемника	2,5	3
	антенны	2,5	-

### **3.2 Пути совершенствования систем слежения за прохождением очистного устройства нефтепровода**

Что касается аппаратуры слежения магнитных скребков, то следует отметить, что наземное оборудование слежения магнитных скребков – очень надежная система, созданная специально для работы в поле.

Нынешняя модель является результатом постоянного развития оборудования, возникшего в 1979 году.

Это оборудование работает на принципе определения изменения магнитного поля при проходе скребка мимо датчика. Большинство типов скребков, включая шаровые и эховые/пенные скребки, могут быть найдены, если они снабжены маленькими магнитами.

Следящее оборудование магнитных скребков – специальная переносная система с питанием 12В постоянного тока, которое можно получить от грузовика или небольшого аккумулятора.

В качестве проблемы систем слежения за очистным устройством нефтепровода следует отметить, что сама система не позволяет оператору прослушивать скребок при его проходе по трубопроводу. В таком случае систему слежения приходится дополнять акустическим контрольным оборудованием. Эта система работает от датчика, получающего низкоэнергетические импульсы от стенок труб и усиливающего сигнал через блок управления для выдачи звука в наушники. Импульсы возникают, когда чашки или диски скребка сталкиваются с внутренними сварными швами между трубами и фитингами. В связи с этим одним из направлений модернизации системы слежения предлагается включение в систему функции прослушивания скребка, чтобы не приходилось

систему слежения дополнять портативной акустической системой. Система слежения станет удобнее на практике, если будет многофункциональной.

## 4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

### 4.1 Расчет толщины стенки трубопровода

В общем случае толщину стенки трубопровода  $\delta$  согласно СНиП 2.05.06-85\* можно определить следующим образом

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2(\psi_1 \cdot R_1 + n_p p)},$$

где  $\psi_1$  – коэффициент двухосного напряженного состояния металла труб;

$n_p$  – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления,  $n_p=1,1$  [1];

$p$  – внутреннее давление в трубопроводе;

$D_H$  – наружный диаметр трубопровода;

$R_1$  – расчетное сопротивление материала и его можно рассчитать по формуле

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H},$$

где  $R_1^H$  – нормативное сопротивление материала, зависящее от марки стали,

$R_1^H = \sigma_B = 520 \text{ МПа}$ ;

$m$  – коэффициент условий работы трубопровода, для первой категории трубопроводов  $m=0,75$  [1];

$k_1$  – коэффициент надежности по металлу, для данной марки стали  $k_1=1,47$  [1];

$k_H$  – коэффициент надежности по назначению, для трубопровода с условным диаметром 720 мм и внутренним давлением 6,4 МПа  $k_H=1$  [1];

$$R_1 = \frac{520 \cdot 0,75}{1,47 \cdot 1} = 265,3 \text{ МПа};$$

Коэффициент  $\psi_1=1$  при сжимающих продольных осевых напряжениях  $\sigma_{пр N}>0$ .

При  $\sigma_{пр N}<0$   $\psi_1$  определяется по формуле

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{пр N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \left( \frac{|\sigma_{пр N}|}{R_1} \right).$$

Первоначально принимаем  $\psi_1=1$ .

Рассчитаем предварительную толщину стенки

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 720}{2(1 \cdot 265,3 + 1,1 \cdot 6,4)} = 9,31 \text{ мм}.$$

Уточняем это значение по ГОСТ и принимаем  $\delta=10$  мм [31].

Продольные осевые напряжения рассчитаем по формуле

$$\sigma_{пр N(\pm)} = -n_t \cdot \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n_p \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta},$$

где  $\Delta t$  – расчетный перепад температур;

$\mu$  - коэффициент Пуассона,  $\mu=0,3$  [1];

$\alpha_t$  – коэффициент линейного расширения металла,

$\alpha_t=1,2 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$  [1];

$E$  – модуль Юнга,  $E=2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$  [1];

$n_t$  – коэффициент надежности по температуре,  $n_t=1$  [1];

$D_{вн}$  – внутренний диаметр трубопровода.

$$D_{вн} = D_H - 2 \cdot \delta = 720 - 2 \cdot 10 = 700 \text{ мм};$$



Расчетный перепад температур  $\Delta t$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha_l \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 265,3}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 32,2 \text{ } 0 \text{ } C,$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha_l \cdot E} = \frac{(1-0,3) \cdot 265,3}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = -75,12 \text{ } 0 \text{ } C.$$

Рассчитаем продольные напряжения  $\sigma_{пр N}$

$$\sigma_{npN(+)} = -1 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 32,2 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 700}{2 \cdot 10} = -5,68 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{npN(-)} = -1 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-75,12) + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 700}{2 \cdot 10} = 259,6 \text{ МПа}$$

Так как для  $\sigma_{пр N(-)} > 0$   $\psi_1 = 1$  и данный случай уже рассчитан, то рассчитаем значение коэффициента двусосного напряженного состояния для  $\sigma_{пр N(+)} < 0$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|-5,7|}{265,3} \right)^2} - 0,5 \left( \frac{|-5,7|}{265,3} \right) = 0,989$$

Для данного значения коэффициента  $\psi_1$  рассчитаем толщину стенки

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 720}{2(0,989 \cdot 265,3 + 1,1 \cdot 6,4)} = 9,41 \text{ мм}.$$

Окончательно принимаем трубу  $720 \times 10$ .

## 4.2 Проверка толщины стенки на прочность и деформацию

Прочность в продольном направлении проверяется по условию

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi^2 R_1,$$

где  $\psi^2$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma^{npN} \geq 0$ )  $\psi^2 = 1,0$ , при сжимающих ( $\sigma^{npN} < 0$ ) определяется по формуле

$$\psi^2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1},$$

где  $\sigma^{кц}$  -кольцевые напряжения в стене трубы от расчетного внутреннего давления,

$$\sigma^{кц} = \frac{n_p \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta},$$

$$\sigma^{кц} = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 700}{2 \cdot 10} = 246,4 \text{ мм},$$

$$\psi^2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{246,4}{265,3} \right)^2} - 0,5 \frac{246,4}{265,3} = 0,13.$$

$\sigma^{npN} = 246,4 < 1 \cdot 265,3$  МПа, что удовлетворяет условию;

$\sigma^{npN} = |-5,7| < 0,13 \cdot 265,3 = 34,49$  МПа, условие выполняется.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопроводов проверку производят по условиям

$$|\sigma_{лр}^H| \leq \psi^3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H,$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H,$$

где  $\sigma_{лр}^H$  -максимальные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий;

$\psi^3$  -коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы;

$\sigma_{кц}^H$  -кольцевые напряжения в стенках трубопровода от нормативного внутреннего давления;

$R_2^H$  –нормативное сопротивление материала, зависящее от марки стали,  $R_2^H = \sigma_T = 360 \text{ МПа}$ ;

$$\sigma_{пр}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha_t E \frac{\Delta t \pm}{2 \cdot \rho_{\min}},$$

где  $\rho_{\min} = 5000 \text{ м}$  -упругого изгиба оси трубопровода

Для проверки по деформациям находим:

1)кольцевые напряжения от действия нормативной нагрузки - внутреннего давления

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H};$$

$$\sigma_{кц}^H = \frac{6,4 \cdot 700}{2 \cdot 10} = 224 \text{ МПа.}$$

Коэффициент  $\psi^3$  определяется по формуле

$$\psi^3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \left( \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right),$$

$$\psi^3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{224}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360} \right)^2} - 0,5 \left( \frac{224}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360} \right) = 0,389$$

$$\text{Условие } \sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H \text{ выполняется } 224 \leq \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360 = 300 \text{ МПа};$$

2)продольные напряжения  $\sigma_{пр}^H$

при  $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} < 0, \quad \psi^3 = 0,389,$

$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} > 0, \quad \psi^3 = 1,$

для положительного температурного перепада  $\Delta t$

$$\begin{aligned} \text{а) } \sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} &= -\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t_{(+)} + \mu \cdot \frac{P \cdot D_{\text{BH}}}{2\delta} - \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot \rho_{\text{min}}} = \\ &= -1 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 32,2 + 0,3 \frac{6,4 \cdot 700}{2 \cdot 10} - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 720}{2 \cdot 5000 \cdot 1000} = -27,23 \text{ МПа} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{б) } \sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} &= -\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t_{(+)} + \mu \cdot \frac{P \cdot D_{\text{BH}}}{2\delta} + \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot \rho_{\text{min}}} = \\ &= -1 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 32,2 + 0,3 \frac{6,4 \cdot 700}{2 \cdot 10} + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 720}{2 \cdot 5000 \cdot 1000} = -2,43 \text{ МПа} \end{aligned}$$

условие  $|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \psi^3 \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}$ , выполняется в двух случаях

$$|-27,23| \leq 0,389 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360 = 116,7 \text{ МПа,}$$

$$|-2,43| \leq 0,389 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360 = 116,7 \text{ МПа,}$$

для отрицательного температурного перепада  $\Delta t$

$$\begin{aligned} \text{а) } \sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} &= -\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t_{(-)} + \mu \cdot \frac{P \cdot D_{\text{BH}}}{2\delta} - \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot \rho_{\text{min}}} = \\ &= -1 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-75,12) + 0,3 \frac{6,4 \cdot 700}{2 \cdot 10} - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 720}{2 \cdot 5000 \cdot 1000} = 238,06 \text{ МПа} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{б) } \sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} &= -\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t_{(-)} + \mu \cdot \frac{P \cdot D_{\text{BH}}}{2\delta} + \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot \rho_{\text{min}}} = \\ &= -1 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-75,12) + 0,3 \frac{6,4 \cdot 700}{2 \cdot 10} + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 720}{2 \cdot 5000 \cdot 1000} = 267,73 \text{ МПа} \end{aligned}$$

условие  $|\sigma_{HP}^H| \leq \psi^3 \frac{m}{0.9 \cdot k_H} \cdot R_2^H$ , выполняется в двух случаях

$$238,06 \leq 1 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360 = 300 \text{ Н/м}^2, \quad 267,73 \leq 1 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360 = 300 \text{ Н/м}^2$$

### 4.3 Расчет устойчивости трубопровода на водном переходе

Уравнение устойчивости подводного трубопровода согласно СНиП 2.05.06-85\* имеет следующий вид

$$q_{\text{бал.в}}^H = \frac{1}{n_b} (k_{\text{н.в}} \cdot q_{\text{в}} + q_{\text{изг}} + q_{\text{г}} + q_{\text{верт}} - q_{\text{тр}} - q_{\text{доп}})$$

где  $n_b$  – коэффициент надежности по нагрузке,  $n_b=1$  для чугунных пригрузов [1];

$k_{\text{н.в}}$  - коэффициент надежности против всплытия,  $k_{\text{н.в}}=1,1$  для русловых участков переходов при ширине реки до 200 м [1];

$q_{\text{изг}}$  – расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи.

$q_{\text{в}}$  – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод;

$q_{\text{верт}}$  – величина пригруза, необходимая для компенсации вертикальной составляющей  $R_y$  воздействия гидродинамического потока на единицу длины трубопровода,  $q_{\text{верт}}=R_y$ ;

$q_{\text{г}}$  – величина пригруза, необходимая для компенсации горизонтальной  $R_x$  составляющей воздействия гидродинамического потока на единицу длины трубопровода,  $q_{\text{г}}=R_x / k$ ;

$k$  – коэффициент трения трубы о грунт при поперечных перемещениях,  $k=0,45$  [2];

$q_{\text{доп}}$  – нагрузка от веса перекачиваемого продукта,  $q_{\text{доп}}=0$  т.к. рассчитывается крайний случай - трубопровод без продукта;

$q_{тр}$  – расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода;

$\rho_{бит}=1040$  кг/м<sup>3</sup> плотность изобита, [2].

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод

$$q_B = \frac{\pi \cdot D_{н.ф.}^2}{4} \cdot \rho_B \cdot g,$$

где  $D_{н.ф.}$  – наружный диаметр футерованного трубопровода;

$\rho_B = 1100$  Н/м, [2] – плотность воды.

$$D_{н.ф.} = D_H + 2 \cdot \delta_{и.п.} + 2 \cdot \delta_{ф.} = 720 + 2 \cdot 4,5 + 2 \cdot 30 = 789 \text{ мм.}$$

$$\delta_{и.п.} = \delta_{гр} + \delta_{мас} + \delta_{об} = 0,07 + 3,9 + 0,6 = 4,5 \text{ мм.}$$

где  $\delta_{ип}$  – толщина изоляционного покрытия,

$\delta_{гр}$  – толщина покрытия грунтовки,

$\delta_{мас}$  – толщина покрытия мастики,

$\delta_{об}$  – толщина обертки.

$$q_A = \frac{3,14 \cdot 0,789^2}{4} \cdot 1100 \cdot 9,81 = 5273,33 \text{ Н/м.}$$

Горизонтальная составляющая гидродинамического воздействия потока

$$P_x = 0,5 \cdot C_x \cdot \rho_B \cdot V_{ср}^2 \cdot D_{н.ф.},$$

$C_x$  – гидродинамический коэффициент лобового сопротивления, зависящий от числа Рейнольдса и характера внешней поверхности трубопровода.

$$Re = \frac{V_{ср} \cdot D_{нф}}{\nu_B},$$

где  $V_{ср}$  – средняя скорость течения реки,  $V_{ср}=0,9$  м/с;

$\nu_B$  – кинематическая вязкость воды,  $\nu_A = 1,31 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с.

$$Re = \frac{0,9 \cdot 0,789}{1,31 \cdot 10^{-6}} = 542061$$

Для офутерованного трубопровода и  $105 < Re < 107$  коэффициент  $C_x = 1,0$  [2].

$$P_x = 0,5 \cdot 1,0 \cdot 1100 \cdot 0,9^2 \cdot 0,789 = 351,49 \text{ Н/м.}$$

Вертикальная составляющая гидродинамического воздействия потока

$$P_y = 0,5 \cdot C_y \cdot \rho_B \cdot V_{cp}^2 \cdot D_{н.ф.},$$

$C_y$  – коэффициент подъемной силы,  $C_y = 0,55$  [10];

$$P_y = 0,5 \cdot 0,55 \cdot 1100 \cdot 0,9^2 \cdot 0,789 = 193,32 \text{ Н/м.}$$

Расчетную нагрузку от собственного веса трубопровода рассчитаем по следующей формуле

$$q_{тр} = n_{св} \cdot (q_{мн} + q_{изн} + q_{футн}),$$

где  $n_{св}$  – коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса,  $n_{св} = 0,95$  [1];

$q_{мн}$  – нормативная нагрузка от собственного веса металла трубы;

$q_{изн}$  – нормативная нагрузка от собственного веса изоляции;

$q_{футн}$  – нормативная нагрузка от собственного веса футеровки.

Нормативная нагрузка от собственного веса металла трубы

$$q_M^H = \gamma_M \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{ВН}^2),$$

$\gamma_M$  – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы (для стали  $\gamma_M = 78500 \text{ Н/м}^3$  [2]);

$$q_M^H = 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,72^2 - 0,7^2) = 1750,1 \text{ Н/м.}$$

Нормативная нагрузка от собственного веса битумной изоляции

$$q_{\text{бит}}^{\text{н}} = \rho_{\text{бит}} \cdot g \cdot \frac{\pi(D_{\text{н.и.}}^2 - D_{\text{н.}}^2)}{4},$$

где  $\rho_{\text{бит}}$  – плотность битумной изоляции (изобита);

$D_{\text{н.и.}}$  – наружный диаметр изолированного трубопровода

$$q_{\text{аэд}}^{\text{і}} = 1040 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14(0,728^2 - 0,720^2)}{4} = 92,77 \text{ Н/м.}$$

Нормативная нагрузка от собственного веса обертки

$$q_{\text{об}}^{\text{н}} = k_{\text{об}} \cdot \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot \delta_{\text{об}} \cdot \rho_{\text{об}} \cdot g$$

где  $k_{\text{об}} = 1,09$  – коэффициент для двухслойной изоляции;

$\delta_{\text{об}} = 0,6 \cdot 10^{-3}$  м – толщина обертки;

$\rho_{\text{об}} = 880 \text{ кг/м}^3$  – плотность обертки.

$$q_{\text{об}}^{\text{н}} = 1,09 \cdot 3,14 \cdot 0,728 \cdot 0,6 \cdot 10^{-3} \cdot 880 \cdot 9,81 = 12,91 \text{ Н/м.}$$

Нормативная нагрузка от собственного веса изоляции

$$q_{\text{из}}^{\text{н}} = q_{\text{бит}}^{\text{н}} + q_{\text{об}}^{\text{н}} = 92,77 + 12,9 = 105,68 \text{ Н/м.}$$

Нормативная нагрузка от собственного веса футеровки

$$q_{\text{фут}}^{\text{н}} = \rho_{\text{фут}} \cdot g \cdot \frac{\pi(D_{\text{н.ф.}}^2 - D_{\text{н.и.}}^2)}{4},$$

где  $\rho_{\text{фут}}$  – плотность деревянной футеровки;

$D_{\text{н.ф.}}$  – наружный диаметр офутерованного трубопровода.

$$q_{\text{дод}}^{\text{і}} = 650 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot (0,789^2 - 0,729^2)}{4} = 455,91 \text{ Н/м.}$$

Расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода

$$q_{\text{тр}} = 0,95(1750,1 + 105,68 + 455,91) = 2196,11 \text{ Н/м.}$$



Дополнительная выталкивающая сила за счет изгиба трубопровода

$$Q_{\text{изг}} = \frac{32 \cdot E \cdot J}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho_{\text{min}}^3}$$

где  $\beta = \frac{10^0}{57.3} = 17,45 \cdot 10^{-2} \text{ рад}$

J- осевой момент инерции поперечного сечения трубы

$$J = \frac{\pi}{64} (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4)$$

$$J = \frac{3,14}{64} (0,72^4 - 0,7^4) = 14,05 \cdot 10^{-4} \text{ м}^4$$

$$Q_{\text{изг}} = \frac{32 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 14,05 \cdot 10^{-4}}{9 \cdot (17,45 \cdot 10^{-2})^2 \cdot (5000)^3} = 0,27 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Величина пригрузки трубопровода в воде

$$q_{\text{дддд}}^i = \frac{1}{0,9} \left( 1,1 \cdot 5273,33 + 0,27 + \frac{351,49}{0,45} + 193,32 - 2196,11 - 0 \right) = 5088,04 \text{ Н/м.}$$

Определим расстояние между пригрузами и их число.

Для балластировки трубопровода выбираем чугунные кольцевые марка СЧ1520 ГОСТ 1412-85 массой 1100 кг, объемом 0,175 м<sup>3</sup>, толщиной груза  $t_2 = 0,065 \text{ м}$ , ширина груза 0,96 м, наружный диаметр  $D_{\text{н}} = 0,96 \text{ м}$  [2].

Расстояние между пригрузами

$$l_{\Gamma} = \frac{Q_{\Gamma} \cdot g - V_{\Gamma} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g}{q_{\text{бал.в}}^{\text{н}}}$$

где  $Q_{\Gamma}$  – масса груза;

$V_{\Gamma}$  – объем груза;

$$l_{\bar{a}} = \frac{1100 \cdot 9,81 - 0,175 \cdot 1020 \cdot 9,81}{5088,04} = 1,78 \text{ м.}$$

Число пригрузов

$$N_{\Gamma} = L / l_{\Gamma} = 134 / 1,78 = 75,28.$$

Принимаем количество пригрузов  $N_{\Gamma} = 76$  шт.

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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

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

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

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

## 5.1. Производственная безопасность

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

Таблица 2

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

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

нефтепровода к пропуску ОУ	Оборудование и нефте- провода, работающие под давлением	290-99ГОСТ
		12.2.003–91 ССБТ ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ
2. Подготови- тельные рабо- ты на камере приема СОД	Пожаровзрывобезопас- ность на рабочем месте	ППБ 01-03 ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ ФЗ –от 22.07.2013г. №123
3. Запасовка ОУ в камеру пуска СОД		Отклонение показателей микроклимата на отры- том воздухе, рабочей зоны
4. Запуск и контроль про- хождения ОУ по трассе нефтепровода	Превышение уровней шума	СанПиН 2.2.4.548- 96 ГОСТ 21.0.003-74 СНиП 2.04.05.86
5. Прием и из- влечение ОУ		Превышение уровней вибрации
	Превышение уровней ионизирующих излуче- ний	ГОСТ 12.1.012-90 СБТ  НРБ-76\87
	Недостаточная осве- щенность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.046-85

	<i>Химические</i>		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88  ССБТ  ГОСТ 12.1.007-76  ССБТ
	<i>Биологические</i>		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78  ССБТ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 3 – Продолжительность пребывания на холоде

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

Примечание:

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

## 2. Повышение уровней шума

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

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;

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

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

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

### *3. Повышение уровней вибрации*

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

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

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

### *4. Повышение уровней ионизирующих излучений*

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



При облучении всего тела и для I группы критических органов установлено зна-

чение ПДД (для категории А) 50 мЭв (5 бэр) в год. Для II и III групп критических органов ПДД равна 150 и 300 мЭв (15 и 30 бэр) в год соответственно.

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

### *5. Неудовлетворительная освещенность рабочей зоны*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### *1. Производственные механизмы*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### *4. Взрывоопасность и пожароопасность*

Все работы по запасовке и извлечению ОУ производить искрозащитным инструментом.

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

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

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

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

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

## **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 попадания нефтесодержащей жидкости на грунт.

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

### 5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Таблица 5.3 – План ликвидации аварии на магистральном нефтепроводе

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

4) принимать меры по защите и сохранению водных биоресурсов;

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

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

## **6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.**

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

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

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

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

Эксплуатационные затраты состоят из следующих элементов:

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

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

Таблица 8 – Статья оплата труда в тыс. руб.

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

Итого: затраты на механический метод очистки составили 68.3 тыс.

руб.; затраты на химический способ очистки составляют 25.9 тыс.руб..

Экономия составила 42.4 тыс.руб.

## 6.2 Расчет отчислений на социальные нужды

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

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

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

### 6.3 Расчет затрат на амортизацию

Таблица 6.3 – Расчет затрат по статье —Амортизация на проведение очистных мероприятий

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

Итого: затраты на механический метод очистки составили 14.18 тыс. руб.; затраты на химический метод очистки составили 3.2 тыс.руб. Экономия составила 10.98 тыс.руб.

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

Таблица 6.4

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

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

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

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Обоснована необходимость проведения регулярной очистки внутренней поверхности труб на основании проведенных исследований по влиянию образовавшихся АСПО на технологические процессы трубопроводного транспорта.

2. Рассмотрен механический способ очистки: с помощью скребков, с помощью шаровых разделителей, с помощью поршней различных конструкций.

3. Рассмотрены различные системы слежения за прохождением очистного устройства нефтепровода и предложены пути совершенствования данной системы.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамзон, Л. С. О запарафинивании нефтепроводов / Л. С. Абрамзон, В. А. Яковлев // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1964. – вып. 3 – С. 63-70.
2. Антипьев, В. И. Определение периодичности очистки нефтепроводов от отложений парафина / В. И. Антипьев // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1976. – №9. – С. 22-24.
3. Анциферова, А. И. Причины снижения и пути восстановления пропускной способности нефтепровода Каменный Лог – Пермь / А. И. Анциферова, Ю. В. Крылов, П. В. Кузнецов, Е. В. Рабинович // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1971. – №9. – С. 5-7.
4. Арменский, Е. А. Исследование процесса выпадения и растворения парафинистых отложений в нефтепроводах : дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Арменский Евгений Анатольевич. – Уфа, 1970. – 170 с.
5. Арменский, Е. А. К вопросу изменения «живого» сечения нефтепроводов / Е. А. Арменский // Транспортировка нефти и газа в условиях Севера. – 1976. – вып. 56. – С. 6-11.
6. Арменский, Е. А. Некоторые вопросы температурного режима работы нефтепровода / Е. А. Арменский // Нефть и газ. – 1974. – №2. – С. 21-25.
7. Арменский, Е. А. Перевод нефтепроводов на перекачку светлых нефтепродуктов / Е. А. Арменский // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1971. – №4. – С. 26.
8. Арменский, Е. А. Скребки для очистки трубопроводов больших диаметров от парафиновых отложений / Е. А. Арменский, Ф. Г. Мансуров, П. Т. Прокофьев, А. Н. Тюпа // Научн.-техн. сб. УНИ. – Уфа, 1967. – вып. 2. – С. 4-7.
9. Арменский, Е. А. Результаты экспериментальных исследований процесса парафинизации трубопроводов / Е. А. Арменский, Б. Н. Мастобаев,



Р. Я. Хайбуллин // О состоянии научно-исследовательских работ в решении проблем по 163 комплексным программам нефтегазовой промышленности. – Тез. докл. Республ. конф. – Уфа, 1979. – С. 78-79.

10. Арменский, Е. А. Изучение тепловых явлений и динамики отложения парафина в нефтепроводах / Е. А. Арменский, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов // Нефть и газ. – 1969. – №10. – С. 77-80.

11. Арменский, Е. А. К вопросу отложения парафина на стенках нефтепроводов / Е. А. Арменский, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов // Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных газонефтепроводов и нефтебаз. – 1963. – вып. 2. – С. 183-190.

12. Ахатов, Ш. Н. Опыт очистки трубопроводов от отложений парафина / Ш. Н. Ахатов, Н. Л. Зонн, В. В. Галеев // Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных газонефтепроводов и нефтебаз. – 1963. – вып. 2. – С. 179-183.

13. Ахатов, Ш. Н. Механический разделитель для применения в магистральных нефтепроводах / Ш. Н. Ахатов, Р. Г. Исхаков, З. Ф. Каримов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1973. – №2. – С. 1-3.

14. Ахатов, Ш. Н. Система для запуска серии механических разделителей в магистральные нефтепроводы / Ш. Н. Ахатов, Р. Г. Исхаков, З. Ф. Каримов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1973. – №3. – С. 11-15.

15. Ахатов, Ш. Н. Система для приема серии механических разделителей на конечном пункте магистрального нефтепровода / Ш. Н. Ахатов, Р. Г. Исхаков, З. Ф. Каримов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1973. – №5. – С. 3-6.

16. Бадиков, Ф. И. Разработка системы мониторинга трубопроводов шельфовых месторождений, эксплуатируемых в осложненных условиях (на примере месторождений СРВ) : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Бадиков Фанис Идрисович. – М., 1999. – 164 с. 164

17. Беннет, К. О. Гидродинамика, теплообмен и массообмен / К. О. Беннет, Дж. Е. Майерс. – М. : Недра, 1966. – 726 с.
18. Бобровский, С. А. Растворение слоя отложений на внутренней поверхности трубопровода в потоке растворителя / С. А. Бобровский, В. И. Марон // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 9. – С. 52.
19. Борисов В. В. Исследование парафинизации нефтепроводов / В. В. Борисов // Нефтяное хозяйство. – 1959. – №4. – С. 53-56.
20. Борисов, В. В. Очистка нефтепроводов от парафиновых отложений скребком / В. В. Борисов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1955. – № 10. – С. 27.
21. Василенко, С. К. Депарафинизация полости нефтепровода Шаим – Тюмень водорастворимыми полимерами / С. К. Василенко, М. П. Савельев, И. Н. Порайко // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1978. – №3. – С. 8- 11.
22. Возняк, М. П. Изменение толщины парафиновых отложений по длине трубопровода и во времени / М. П. Возняк, И. Х. Хизгилов, Л. В. Возняк // Респ. межвед. науч.-техн. сб. «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений». – 1975. – вып. 12. – С. 113-116.
23. Выговский, В. П. Проблема транспорта высокозастывающих нефтей по подводным трубопроводам / В. П. Выговский, Х. В. Бик, Т. К. Шон, Л. Д. Хоэ // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 8. – С. 85-87.
24. Гайле, А. А. Растворимость асфальтосмолопарафиновых отложений в сернистоароматическом экстракте дизельной фракции / А. А. Гайле, Л. П. Зайченко, Б. М. Сайфидинов, Л. Л. Колдобская // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2011. – №9. – С. 3-4.
25. Губин, В. Е. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / В. Е. Губин, В. В. Губин. – М. : Недра, 1982. – 296 с
26. Губин, В. Е. Влияние отложения парафина на режим работы нефтепровода / В. Е. Губин, Ф. Г. Мансуров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1969. – вып. 6. – С. 46-67

27. Губин, В. Е. Исследование парафиновых отложений, образующихся в магистральных нефтепроводах / В. Е. Губин, Ф. Г. Мансуров, И. М. Подунов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1973. – №10. – С. 3-6.

28. Губин, В. Е. Очистка нефтепровода от парафиновых отложений щеточным скребком / В. Е. Губин, Ф. Г. Мансуров, Г. П. Савельев, А. Н. Тюпа, П. Т. Прокофьев // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1967. – №12. – С. 11-13.

29. Губин, В. Е., Очистка нефтепровода от парафиновых отложений щеточными скребками / В. Е. Губин, Ф. Г. Мансуров, Г. Н. Савельев, А. Н. Тюпа, П. Т. Прокофьев // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1967. – №12. – С. 3-5.

30. Губин, В. Е. Исследование парафинизации нефтепроводов во времени / В. Е. Губин, Р. С. Хабибуллин, Ф. Г. Мансуров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1977. – вып. 3. – С. 3-5.

31. Дауэнгауэр, В. П. Очистка нефтепроводов от отложений парафина. Вопросы транспорта и хранения нефти и газа / В. П. Дауэнгауэр, К. Д. Фролов // Труды БашНии НП. – М., 1959. – Вып. 2. – С. 44-48.

32. Девяткин, И. Н. Использование гелевых разделительных поршней для вытеснения нефтепродукта и очистки внутренней полости МНПП / И. Н. Девяткин // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2004. – №1. – С. 9-10.

33. Дизенко, Е. И. Исследование процесса перевода нефтепроводов на перекачку светлых нефтепродуктов : дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Дизенко Евгений Иосифович. – Уфа, 1971. – 172 с.

34. Дизенко, Е. И. Оценка оптимальной потребности в растворителе для промывки технологических трубопроводов / Е. И. Дизенко, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1973. – № 9. – С. 7.

35. Димер, А. И. Исследование работы и области применения разделителей ДЗК / А. И. Димер, Н. М. Зубов, Е. М. Климовский // Строительство трубопроводов. – 1964. – № 10. – С. 7-10. 166

36. Дмитриев, М. Е. Анализ результатов экспериментальных исследований по влиянию различных факторов на процесс парафинизации магистральных нефтепроводов / М. Е. Дмитриев, К. И. Хасанова, Б. Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2011. – №2 – С. 10-14.

37. Дмитриев М. Е. Совершенствование систем мониторинга парафинизации нефтепроводов шельфовых месторождений / Б. Н. Мастобаев, М. Е. Дмитриев, К. И. Хасанова // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – №4. – С. 44-47.

38. Дмитриев, М. Е. Экспериментальные исследования процесса парафинизации континентальных нефтепроводов / М. Е. Дмитриев, Б. Н. Мастобаев, К. И. Хасанова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2011. – вып. 1. – С. 12-15.

39. Дмитриев, М. Е. Развитие экспериментальных исследований процесса парафинизации магистральных нефтепроводов / М. Е. Дмитриев, К. И. Хасанова, Р. Н. Аслаева // История науки и техники. – 2011. – Спецвыпуск №2, №8. – С. 81- 86.

40. Зонн, Н. Л. Внедрение шаровых резиновых разделителей на трубопроводах Урало-Сибирского нефтепроводного управления / Н. Л. Зонн // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1966. – №7. – С. 6-9.

41. Зубарев, В. Г. Исследование интенсивности запарафинивания трубопровода / В. Г. Зубарев // Транспортировка нефти и газа в условиях Севера. – 1976. – вып. 56. – С. 36-39.

42. Зубарев, В. Г. Парафинизация нефтепровода Шаим – Тюмень / В. Г. Зубарев // Нефть и газ Тюмени. – 1970. – вып. 7. – С. 51-52.

43. Зубарев, В. Г. Распределение парафина по длине нефтепровода / В. Г. Зубарев, Н. М. Оленев // Нефтяное хозяйство. – 1972. – №5. – С. 67-69.
44. Иванова, Л. В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения [Электронный ресурс] / Л. В. Иванова, В. Н. Кошелев, Е. А. Буров // Нефтегазовое дело. – 2011. – №1. – Режим доступа: [http://www.ogbus.ru/authors/IvanovaLV/IvanovaLV\\_1pdf.167](http://www.ogbus.ru/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1pdf.167)
45. Кашеев, А. А. Первый пуск скребка «Чорт» на Баку – Батумском нефтепроводе / А. А. Кашеев // Нефть. – 1930. – №1. – С. 16-17.
46. Кашеев, А. А. Нефтепровод Грозный – Туапсе / А. А. Кашеев // М. - Л. : ОНТИ, 1932.
47. Климовский, Е. М. Совершенствование технологии и средств очистки полости трубопроводов / Е. М. Климовский, В. Г. Селиверстов // Строительство трубопроводов. – 1971. – №8. – С. 8-9.
48. Колесник, И. С. Влияние температуры на процесс парафинизации / И. С. Колесник, И. П. Лукашевич, О. Г. Сусанина // Нефть и газ. – 1971. – №2. – С. 85-88.
49. Колесник, И. С. Исследование прилипаемости парафиновых отложений к стальной поверхности / И. С. Колесник, И. П. Лукашевич, О. Г. Сусанина // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1972. – №5. – С. 17-20.
50. Конов, Г. Б. Очистка нефтепровода Шаим – Тюмень / Г. Б. Конов, А. П. Неволин // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1975. – №9. – С. 19– 20.
51. Константинов, Г. А. Опыт пропуска шаровых резиновых разделителей по нефтепроводу «Дружба» / Г. А. Константинов, О. Я. Каганов, В. И. Голосовкер // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1970. – №1. – С. 45-49.
52. Концевой затвор для закрытия тупиковых отводов магистральных и технологических трубопроводов : а. с. 204074 / М. З. Шварц, В. М. Чулин, А. М. Александров, П. Л. Гельдберт. – № 204074 ; опубл. 20.07.67.

53. Корнилов, Г. Г. Запарафинивание и очистка магистральных газопроводов / Г. Г. Корнилов, Ф. Г. Мансуров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1966. – №8. – С. 12-16.

54. Косяк, Д. В. Опыт борьбы с отложениями АСПО в подводных трубопроводах проекта «Сахалин-2» / Д. В. Косяк, А. Н. Маркин // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2011. – №6. – С. 12–18. 168

55. Кузнецов, П. Б. Исследование процесса парафинизации магистральных нефтепроводов : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Кузнецов Павел Борисович. – М., 1978. – 145 с.

56. Кузнецов, П. Б. Математическая модель процесса парафинизации / П. Б. Кузнецов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1973. – №1. – С. 17- 21.

57. Кузнецов, П. Б. Оценка влияния технологических факторов на процесс парафинизации / П. Б. Кузнецов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1978. – №2. – С. 5-6.

58. Лавик, Х. Применение гелей для очистки газопроводной системы "Статпайп" / Х. Лавик // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1986. – № 8. – С. 87.

59. Лебедич, С. П. Парафинизация магистральных нефтепроводов и борьба с ней / С. П. Лебедич // Нефтяник. – 1963. – №3. – С. 17-19

60. Лисин, Ю. В. Исследование распространения ультразвука в асфальтосмолопарафиновых отложениях магистральных нефтепроводов / Ю. В. Лисин, Р. М. Жиганнуров, Б. Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – №2. – С. 7-10.

61. Лисин, Ю. В. Химические реагенты в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов / Ю. В. Лисин, Б. Н. Мастобаев, А. М. Шаммазов, Э. М. Мовсум-Заде. – СПб. : Недра, 2012. – 360 с.

62. Лохте, К. Техника и технологии применения в трубопроводах очистных поршней, поршней – разделителей и внутритрубных

дефектоскопов / К. Лохте // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1993. – №5. – С. 21 – 30.

63. Люшин, С. Ф. Изучение некоторых факторов, влияющих на интенсивность парафинизации лифтовых труб и разработка мероприятий по предупреждению отложений парафина : дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Люшин Сергей Федорович. – Уфа, 1965. – 163 с.

64. Люшин, С. Ф. Разработка метода борьбы с отложениями парафина при помощи лакокрасочных покрытий / С. Ф. Люшин // В кн. : Материалы выездной 169 сессии постоянной комиссии по добыче нефти. ГНТК, РСФСР, Баш. НТО НГП, ТЭС Башсовнархоза и УФНИИ по вопросу борьбы с отложениями парафина. – Уфа, 1960. – С. 3-18.

65. Люшин, С. Ф. О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафина в трубах / С. Ф. Люшин, Н. Н. Репин. – В кн. : Борьба с отложениями парафина. М. : Недра, 1965. – С. 157-166.

66. Мазепа, Б. А. Борьба с парафиновыми отложениями при добыче нефти за рубежом / Б. А. Мазепа. – М. : Гостоптехиздат, 1961. – 89 с.

67. Мазепа, Б. А. Исследование механической прочности парафиновых отложений / Б. А. Мазепа // Труды ТатНИИ. М. : Недра, 1964. – вып. 5. – С. 182- 211.

68. Макаров, С. П. Методы очистки внутренней поверхности магистральных нефтепродуктопроводов / С. П. Макаров, А. Д. Прохоров, С. Н. Челинцев // Транспорт и хранение нефтепродуктов. — 2004. – № 3. — С. 4-6.

69. Мансуров, Ф. Г. Исследование процесса парафинизации и поддержание пропускной способности магистральных нефтепроводов : дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Мансуров Фаниль Гафурович. – Уфа, 1974. – 182 с.

70. Мансуров, Ф. Г. Влияние отложений парафина на температурный режим «горячего» нефтепровода / Ф. Г. Мансуров, В. Е. Губин, Л. С.

Абрамзон // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1967. – №5. – С. 14-17.

71. Мансуров, Ф. Г. Очистка нефтепроводов от внутренних отложений. Пути борьбы с потерями нефти и газа при их добыче, хранении и транспорте / Ф. Г. Мансуров, В. Е. Губин, А. Н. Тюпа. – М. : ВНИИОЭНГ, 1971. – 136 с.

72. Мансуров, Ф. Г. Опыт очистки нефтепровода от парафиновых отложений / Ф. Г. Мансуров, У. М. Субаев, Г. Н. Назипов, А. Н. Тюпа // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1974. – №4. – С. 9-12.

73. Мансуров, Ф. Г. Экспериментальные исследования процесса накопления отложений парафина в нефтепроводах / Ф. Г. Мансуров, Р. С. Хабибуллин // Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – 1974. – вып. 12. – С. 74- 83.

74. Мастобаев, Б. Н. Исследование процесса парафинизации и диагностирование состояния внутренней поверхности нефтепроводов : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Мастобаев Борис Николаевич. – Уфа, 1981. – 26 с.

75. Мастобаев, Б. Н. Исследование реальных условий работы нефтепроводов : отчет о НИР / Б. Н. Мастобаев. – Уфа : УНИ, 1977. – 66 с.

76. Мастобаев, Б. Н. Экспериментальное определение количества отложившегося парафина в трубах / Б. Н. Мастобаев. – В кн. : Роль молодежи в ускорении научно-технического прогресса в свете решений XXV съезда КПСС. Тез. докл. Республ. конф. – Уфа. – 1977. – С. 46-47.

77. Мастобаев, Б. Н. Определение количества отлагающегося парафина на внутренних стенках труб / Б. Н. Мастобаев, Е. А. Арменский // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1979. – №5. – С. 6-9.

78. Мастобаев, Б. Н. Определение радиуса «живого» сечения запарафиненного нефтепровода / Б. Н. Мастобаев, Е. А. Арменский, Р. Г. Гимаев // Нефтяное хозяйство. – 1980. – №1. – С. 51-52.

79. Мастобаев, Б. Н. Прогнозирование процесса запарафинивания магистральных нефтепроводов / Б. Н. Мастобаев, Р. Г. Гимаев, Е. А.



Арменский. – В кн. : О результатах научных исследований в области повышения качества продукции и эффективности производства предприятий нефтяной, газовой и нефтеперерабатывающей промышленности Башкирии. Тез. докл. Республ. конф. – Уфа. – 1977. – С. 154-155.

80. Мастобаев, Б. Н. К вопросу определения количества отложившегося парафина в трубах / Б. Н. Мастобаев, У. М. Субаев. – В кн. : Роль ученых в ускорении научно-технического прогресса и в подготовке кадров. Тез. Докл. Республ. Конф. – Уфа. – 1978. – С. 49-50.

81. Мастобаев, Б. Н. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти / Б. Н. Мастобаев, А. М. Шаммазов, Э. М. Мовсум-заде. — М. : Химия, 2002. – 296 с. 171

82. Мастобаев, Б. Н. Прогнозирование производительности нефтепроводов при запарафинивании внутренней поверхности труб по алгоритмам самоорганизации / Б. Н. Мастобаев, А. Ф. Юкин. – В кн. : Роль молодежи в ускорении научно-технического прогресса в свете решений XXV съезда КПСС. Тез. докл. Республ. конф. – Уфа. – 1977. – С. 39.

83. Мацкин, Л. А. Очистка нефтепроводов и методы предупреждения накопления парафиновых отложений / Л. А. Мацкин, Е. З. Рабинович, М. Э. Шварц, П. Б. Кузнецов. – М. : ВНИИОЭНГ, 1968. – 130 с.

84. Мацкин, Л. А. Шаровые резиновые разделители для магистральных трубопроводов / Л. А. Мацкин, М. Э. Шварц. – М. : ВНИИОЭНГ, 1965. – 178 с.

85. Метод очистки трубопроводов : пат. 2906650 США : US2906650 А / Эстель О. В. ; заявитель и патентообладатель Ролл Дипперс Инк. – заявл. 31.10.56 ; опубл. 29.09.59.

86. Мирзаджанзаде, А. Х. О влиянии асфальтенов на гидравлические сопротивления при движении нефтей / А. Х. Мирзаджанзаде, И. Г. Булина, А. К. Галлямов, М. Н. Шерстнев, А. А. Назаров // Инженерно-физический журнал. – 1978. – т. 25. – №6. – С. 1023-1027.

87. Мовсум-Заде, Э. М. Морская нефть : Развитие технических средств и технологий / Э. М. Мовсум-Заде, Б. Н. Мастобаев, Ю. Б. Мастобаев, М. Э. Мовсум-Заде. – СПб.: Недра, 2005. – 236 с.

88. Мовсум-Заде, Э. М. Морская нефть : трубопроводный транспорт и переработка продукции скважин / Э. М. Мовсум-Заде, Б. Н. Мастобаев, Ю. Б. Мастобаев, М. Э. Мовсум-Заде; под ред. А. М. Шаммазова. – СПб. : Недра, 2006. – 192 с.

89. Мохатаб С. Предотвращение отложений и методы удаления парафина в подводных трубопроводах / С. Мохатаб, Б. Тоулер; перевел Д. Баранаев // Нефтегазовые технологии. – 2010. – №3. – С. 50-55.

90. Мушкаев, П. И. Очистка нефтепроводов скребками переменного диаметра / П. И. Мушкаев // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1975. – № 7. – С. 26. 172

91. Намиот, А. Ф. Изменение температуры по стволу эксплуатирующихся скважин / А. Ф. Намиот // Нефтяное хозяйство. – 1955. – №5. – С. 11-14.

92. Нежевенко, В. Ф. Методика определения температуры начала кристаллизации парафина в нефти / В. Ф. Нежевенко // Геология и разработка нефтяных месторождений. – 1958. – вып. 1. – С. 3-20.

93. Нежевенко, В. Ф. Изучение парафинизации оборудования на Краснооктябрьском нефтепромысле / В. Ф. Нежевенко, В. М. Григорьев, Г. И. Горбачев // Нефтепромысловое дело. – 1960. – вып. 2. – С. 65-75.

94. Очистка внутренней полости трубопровода с помощью гелевого скребка : пат. 4473408 США : US 06/338,928 / Р. Дж. Пуринтон. ; заявитель и патентообладатель Доу Кемикал Компани. – заявл. 12.01.82 ; опубл. 25.09.84.

95. Очистка полости трубопроводов : листок-каталог : разработчик и изготовитель Восточный филиал АО «ВНИИСТ». – Уфа, 2000. – 4 л. ; 29,5 см. – 500 экз.

96. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Персиянцев. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.

97. Петраш, И. Н. Опыт очистки нефтепровода от парафинистых отложений наравыми резиновыми разделителями / И. Н. Петраш // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1966. – №9. – С. 25-26.

98. Поляков, В. А. Скребки повышенной эффективности очистки / В. А. Поляков // Трубопроводный транспорт нефти. Приложение. – 2005. – №7. – С. 2-3.

99. Порайко, И. Н. О возможности борьбы с образованием парафино-смолистых отложений с помощью полиакриламида / И. Н. Порайко // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1977. – №12. – С. 3-5.

100. Порайко, И. Н. О физико-химических исследованиях по применению водорастворимых полимеров при перекачке нефти / И. Н. Порайко, В. Х. Галюк // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1977. – №8. – С. 12-15.

101. Порайко, И. Н. Очистка нефтепровода Мичуринск-Кременчуг от парафино-смолистых отложений с помощью водорастворимых полимеров / И. Н. Порайко, А. Е. Игнатов, В. П. Савельев // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1978. – №8. – С. 6-9.

102. Порайко, И. Н. Экспериментальная очистка горячего нефтепровода водорастворимыми полимерами / И. Н. Порайко, А. И. Каширский, Р. А. Угрюмов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1977. – №6. – С. 12-14.

103. Порайко, И. Н. Механизм действия гидрофильных полимеров в нефтяном потоке / И. Н. Порайко, Д. Н. Порайко // Нефтяное хозяйство. — 1984. – № 5. – С. 56.

104. Порайко, И. Н. Полимерные легкоподвижные разделители для нефтепродуктопроводов / И. Н. Порайко, Д. Н. Порайко // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1982. – №1. – С. 17-21.

105. Порайко, И. Н. Сокращение гидравлических потерь на перекачку вязких нефтепродуктов с помощью водорастворимых высокополимеров / И.

Н. Порайко, Д. Н. Порайко // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1974. – № 6. – С. 7-10.

106. Порайко, И. Н. Депарафинизация полости нефтепровода Шаим – Тюмень водорастворимыми полимерами / И. Н. Порайко, М. П. Савельев, С. К. Василенко // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1978. – №3. – С. 8- 11.

107. Применение гелей для очистки трубопроводов от загрязнений // Трубопроводный транспорт за рубежом. – 1994. – №4. – С. 42-43. 108. Проходимое пулеобразное устройство для трубопровода : пат. 3277508 США : US3277508 А / Кнапп М. М. ; заявитель и патентообладатель Кнапп М. М. – заявл. 20.10.65 ; опубл. 10.11.66.

109. Пулеобразное устройство для трубопровода : пат. 3204274 США : US3204274 А / Кнапп М. М. ; заявитель и патентообладатель Гарри Дж. Д., Кнапп М. М. – заявл. 24.12.62 ; опубл. 7.09.65.

110. Пуритон, Р. Дж. Практическое применение гелей в качестве разделителей и для очистки трубопроводов / Р. Дж. Пуритон, С. Митчел // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1987. – №3. – С. 66-69. 174

111. Рабинович, Е. З. Борьба с парафинизацией магистральных нефтепроводов / Е. З. Рабинович, П. Б. Кузнецов. – М. : ВНИИОЭНГ, 1974. – 76 с.

112. Рабинович, Е. З. Некоторые особенности работы нефтепровода Каменные Лог – Пермь / Е. З. Рабинович, П. Б. Кузнецов, В. А. Томашин, Ф. З. Карамуллина // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1971. – №3. – С. 3-6.

113. Разработка мероприятий по борьбе с парафиновыми отложениями на магистральном нефтепроводе Туймаза : отчет по теме 183/В / Ш. Н. Ахатов, И. Н. Кравченко. – Уфа : Фонды БашНИПИнефть, 1953. – №27.

114. Савельев, Г. П. Опыт использования механических разделителей в Сызранском районном нефтепроводном управлении / Г. П. Савельев // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1966. – № 7. – С. 18-22.

115. Савельев, Г. П. Очистка нефтепроводов от парафина с помощью специальных скребков / М. П. Савельев // Новости нефтяной и газовой техники. – 1961. – №7. – С. 9-12.

116. Салатинян, Н. В. К вопросу о влиянии скорости движения нефти на интенсивность отложения парафина в трубах / Н. В. Салатинян, Г. Ф. Требин, В. М. Фокеев // Нефть и газ. – 1960. – №10. – С. 49-55.

117. Салатинян, Н. В. О скорости роста отложений парафина в трубах / Н. В. Салатинян, В. М. Фокеев // Нефть и газ. – 1961. – №9. – С. 53-61.

118. Саттаров, Р. М. Промышленное внедрение вязкоупругого магнитоактивного разделителя для очистки трубопроводов / Р. М. Саттаров, А. И. Гермашев, Г. М. Панахов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1986. – №5. – С. 6-8.

119. Силин, М. А. Очистка магистрального нефтепродуктопровода «Салават - уфа» с применением гелевого поршня на водной основе / М. А. Силин // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2002. – №4. – С. 5-8.

120. Силин, М. А. Использование гелевых композиций в трубопроводном транспорте / М. А. Силин, Л. Магадова, Р. Магадов, М. Поборцев // Научно технический вестник ЮКОС. – 2003. – №3. – С. 13-15.  
175

121. Способ предотвращения образования парафинистых отложений в трубопроводах : а. с. СССР: кл. Г 17Д. – 1/16 / А. И. Арутюнов, И. Н. Порайко, А. М. Гнатюк (СССР). – № 595586 ; опубл. 10.08.73.

122. Тронов, В. П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В. П. Тронов. – М. : Недра, 1969. – 192 с.

123. Тронов, В. П. О механизме влияния природы поверхностей на их запарафинивание / В. П. Тронов // Вопросы бурения скважин, добычи нефти и экономики. – 1968. – вып. 11. – С. 191-200.

124. Удаление оставшихся частиц из трубопровода : пат. 4216026 США : US4216026 А / Скотт П. Р. ; заявитель и патентообладатель Шелл Оил Компани. – № US 06/008,990 ; заявл. 5.02.79 ; опубл. 5.08.80.

125. Устройство для контроля за перекачкой жидкостей в трубопроводе : пат. 2965125 США : US2965125 А / Осборн В. Х., Зиммерман Р. Е. ; заявитель и патентообладатель Шелл Оил Ко. - заявл. 29.10.58 ; опубл. 20.12.60.

126. Фокеев, В. М. Методы борьбы с отложениями парафина, применяемые в отечественной и зарубежной практике / В. М. Фокеев // Научн.-техн. сб. по добыче нефти ВНИИ. – М., 1959. – № 5. – С. 65-69.

127. Фролов, К. Д. Эффективность очистки нефтепровода Долина – Дрогобыч шаровыми разделителями / К. Д. Фролов, М. П. Возняк, И. Н. Костив, В. В. Витвицкий // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1974. – №12. – С. 36-38.

128. Хабибуллин, Р. С. Особенности поведения частиц парафина в турбулентном потоке нефти / Р. С. Хабибуллин, Ф. Г. Мансуров // Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – 1976. – вып. 14. – С. 55- 58.

129. Хабибуллин, Р. С. Влияние парафинизации на температурный режим нефтепроводов // Р. С. Хабибуллин, Ф. Г. Мансуров, Д. Х. Имаев // Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – 1977. – вып. 18. – С. 3-9.

130. Хасанова, К. И. Повышение эффективности применения средств и методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе 176 транспорта нефти по магистральным трубопроводам / К. И. Хасанова, М. Е. Дмитриев, Б. Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – №3. – С. 7-12.

131. Цимблер, Ю. А. Разделители для последовательной перекачки нефтепродуктов по трубопроводам / Ю. А. Цимблер // Транспорт и хранение нефти. – 1963. – №3. – С. 34-37.

132. Черняев, Д. А. Опыт перевода нефтепровода Урало-Сибирского НПУ на последовательную перекачку светлых нефтепродуктов / Д. А. Черняев, Е. И. Дизенко и др. – М. : ВНИИОЭНГ, 1969.

133. Чулин, П. И. Опыт очистки магистрального нефтепровода от отложений парафина / П. И. Чулин // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1966. – №6. – С. 28-30.

134. Чулин П. И. Способ очистки нефтепровода от парафина поваренной солью / П. И. Чулин // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1964. – №12. – С. 6-7.

135. Шаммазов, А. М. Прогнозирование парафиновых отложений в магистральных нефтепроводах / А. М. Шаммазов, Е. А. Арменский, А. К. Галлямов, М. М. Фаттахов // В сб. : Проектир., стр-во и эксплуат. магистральн. Газонефтепроводов и нефтебаз. Науч.-темат. сб. – 1975. – вып. 5. – С. 237-239.

136. Шаммазов, А. М. Основы технической диагностики трубопроводных систем нефти и нефтепродуктов / А. М. Шаммазов, Б. Н. Мастобаев, А. Е. Сощенко, Г. Е. Коробков, В. М. Писаревский. – СПб. : Недра, 2010. – 428 с.

137. Шаровые резиновые разделители для трубопроводного транспорта : листок-каталог : разработчик ГЛАВНЕФТЕСНАБ РСФСР СКБ «Транснефтьавтоматика», изготовитель завод «Ашнефтемаш». – Серпухов, 1968. – 4 л. ; 27 см. – 2000 экз.

138. Шварц, М. З. Об эффективности использования шаровых разделителей для очистки нефтепроводов от парафина / М. З. Шварц, М. В. Лурье, А. П. Крупеник // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1970. – №8. – С. 7- 11. 177

139. Шейх-Али, Д. М. Предупреждение отложений парафина с помощью гидродинамических вибраторов / Д. М. Шейх-Али, Е. П. Линьков // В кн. : :Материалы выездной сессии постоянной комиссии по добыче нефти РНТК РСФСР, Баш. НТО НГП, ТЭС Башсовнархоза и УФНИИ по вопросу борьбы с отложениями парафина. – Уфа, 1960. – С. 66-65.

140. Keys, M. S. Gel Pig Technology Used In Pipeline Conversation / M. S. Keys, R. G. Evans // Pipeline and Gas J. – 1993. – № 3. – P. 26 - 30.

141. Marshall, G. R. Cleaning the Valhall Offshore Oil Pipeline / G. R. Marshall // SPE paper 17880. – 1990.

142. Pipeline systems [электронный ресурс] : информ. сайт Prematechnik GmbH. – Режим доступа : <http://www.spg-steiner.com/prematechnikgmbh/prematechnik-solutions/pipeline-systems/>.

143. Super Pig [электронный ресурс] : информ. сайт S. U. N. Engineering, inc. - Режим доступа : <http://sunengineeringinc.com/pipeline-pigging/super-pig/>.