

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

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

Тема работы
«Повышение эффективности очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов»

УДК 622.692.23-025.71-034.14(183м10000):624.042

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Ардышев А. М.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О. В.	к.п.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю. С.	ассистент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н. С.	ассистент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
		<i>стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Б	Ардышеву Александру Михайловичу

Тема работы:

«Повышение эффективности очистки внутренней полости магистрального нефтепровода»
--

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2018 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Объектом работы является рассмотрение видов, средств и методов очистки магистрального нефтепровода, а также способы повышения эффективности очистки внутренней полости магистрального нефтепровода

<i>окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	Виды существующих очистных устройств, их назначение и технические характеристики, виды очистки внутренней полости магистрального нефтепровода, периодичность очистки, обслуживание и ремонт очистных устройств, технология запуска и приёма очистных устройств, процесс парафинизации нефтепровода. Гидравлический расчёт нефтепровода, расчет толщины парафинистого слоя, эффективности очистки нефтепровода.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Ю. С., ассистент
«Социальная ответственность»	Абраменко Н. С., ассистент

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О. В.	к.п.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Ардышев Александр Михайлович		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2018 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.02.2018	<i>Характеристика района проведения работ</i>	...
23.02.2018	<i>Исследование процесса парафинизации нефтепроводов</i>	...
12.03.2018	<i>Способы очистки внутренней полости нефтепроводов</i>	
27.03.2018	<i>Расчетная часть</i>	
15.04.2018	<i>Финансовый менеджмент</i>	
25.04.2018	<i>Социальная ответственность</i>	
29.04.2018	<i>Заключение</i>	
11.05.2018	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О. В.	к.п.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Б	Ардышеву Александру Михайловичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметной стоимости выполняемых работ по очистке внутренней полости магистрального нефтепровода</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения технологий по очистке внутренней полости магистрального нефтепровода.</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ.</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности очистки внутренней полости нефтепровода.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1. Организационная структура управления*
- 2. Линейный календарный график выполнения работ*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.04.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю. С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Ардышев Александр Михайлович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Б	Ардышеву Александру Михайловичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика очистных устройств и область их применения	<i>Очистные устройства предназначены для очистки внутренней поверхности трубопроводов от различных отложений. Применяются на магистральных и технологических трубопроводах.</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность:</p> <p>1.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению</p> <p>1.2. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению</p>	<p><i>1. Производственная безопасность.</i></p> <p><i>1.1. Проанализировать вредные производственные факторы при мероприятиях по очистки полости трубопровода:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – недостаточная освещенность рабочей зоны; – загазованность рабочей зоны; – повышенный уровень шума; – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны. <p><i>1.2. Проанализировать опасные производственные факторы при мероприятиях по очистки полости трубопровода:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся объекты, наносящие удар по телу работающего;
<p>2. Экологическая безопасность.</p>	<p><i>2. Экологическая безопасность.</i></p> <p><i>Проанализировать негативные действия на атмосферу, литосферу и гидросферу в процессе очистки полости трубопровода.</i></p>

	<i>Меры по снижению выбросов газов в атмосферу, методы утилизации производственных отходов.</i>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	<p><i>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>перечень возможных ЧС при мероприятиях по очистки полости трубопровода;</i> – <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i> – <i>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</i> – <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	<p><i>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>специальные (характерные при мероприятиях по очистки полости трубопровода) правовые нормы трудового законодательства;</i> – <i>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.04.2018
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н. С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Ардышев Александр Михайлович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 82 с., 8 рис., 15 табл., 44 источников.

Ключевые слова: очистное устройство, скребок, очистка от АСПО, нефтепровод, магистральный нефтепровод, внутренняя полость нефтепровода, очистка, парафин.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод.

Цель работы – повышение эффективности очистки внутренней полости магистрального нефтепровода.

В процессе исследования проводились гидравлические расчеты, расчеты сил, действующих на очистное устройства, определение параметров течения нефти, определение параметров парафиноотложения.

В результате исследования был проведен расчет очистки внутренней полости с применением механических средств очистки, а также с ингибиторами парафинообразования. На основании полученных результатов было выявлено, что проведение очистки с применением ингибиторов парафинообразования увеличивает расход нефти.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы.

Экономическая эффективность/значимость работы: производительность участка нефтепровода в результате операций по очистке внутренней полости увеличилась на 3,68%.

ABSTRACT

Final qualifying work of 82 pages with 8 figures, 15 tables, 44 sources.

Keywords: cleaning device, scraper, cleaning from heavy oil deposits, asphaltene sediments, oil pipeline, trunk oil pipeline, internal cavity of the oil pipeline, cleaning, paraffin.

The object of the research is the trunk oil pipeline.

The purpose – increasing the efficiency of cleaning the internal cavity of the trunk oil pipeline.

The study carried out hydraulic calculations, calculations of forces acting on the cleaning device, determination of oil flow parameters, determinations of paraffin deposition parameters.

As a result, the work was carried out calculations of cleaning internal cavity of the trunk oil pipeline with the use of mechanical cleaning devices, as well as with paraffin formation inhibitors. Based on the obtained results it was found that cleaning with paraffin formation inhibitors increases productivity of the oil pipeline.

The main constructive, technological and technical-operational characteristics: technology and organization of work execution, preparatory works, excavation.

Economic efficiency: productivity of the oil pipeline section as a result of internal cavity cleaning operations increased by 3,68%.

Обозначения и сокращения

МН – магистральный нефтепровод;

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения;

ВТД - внутритрубное диагностирование;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ЭЦН - электрический центробежный насос;

ТО – техническое обслуживание;

СР – средний ремонт;

КР – капитальный ремонт;

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

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор

ОУ – очистное устройство;

СОД – средства очистки и диагностики;

ПДВК – предельно допустимая взрывобезопасная концентрация;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПДУ – предельно допустимый уровень;

РД – руководящий документ;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

Оглавление

Обзор литературы.....	17
Введение.....	18
1 Общая часть	19
1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ	19
1.2 Климатическая характеристика района работ	19
1.3 Гидрогеологическая характеристика района работ	20
1.4 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ.....	20
1.5 Краткая экономическая характеристика района работ	21
2 Анализ существующих технологий, техники и организаций	23
2.1 Методы борьбы с АСПО.....	23
2.2 Эксплуатирующая организация и применяемые очистные устройства	25
2.3 Общие требования к обслуживанию очистных устройств.....	33
2.4 Эксплуатационные требования к узлам КППСОД	35
3 Расчетная часть.....	37
3.1 Исходные данные	37
3.2 Гидравлический расчет нефтепровода	38
3.3 Определение сил, воздействующих на очистное устройство при его движении в полости нефтепровода	41
3.4 Определение количества нефти, подлежащей обработке ингибитором парафиноотложения	43
3.5 Определение параметров парафиноотложения	44
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	46
4.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ.....	46
4.2 Расчет сметной стоимости работ ресурсным методом.....	47
5 Технологическая часть.....	52
5.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения	52
5.1.1 Состав и свойства АСПО.....	52
5.1.2 Факторы, влияющие на образование АСПО.....	55
5.1.3. Применение ингибиторов парафинообразования	56
5.2 Виды очистки внутренней полости нефтепроводов	57
5.3 Периодичность очистки внутренней полости нефтепроводов	57
5.4 Технология запуска очистного устройства	59
5.5 Технология приёма очистного устройства	62
6 Социальная ответственность.....	65
6.1 Производственная безопасность	65
6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению	66
6.1.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....	66

6.1.1.2 Превышение уровней шума.....	67
6.1.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	68
6.1.1.4 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	69
6.1.1.5 Повреждения в результате контакта с насекомыми.....	69
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению	70
6.1.2.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.....	70
6.1.2.2 Поражение электрическим током	71
6.2 Экологическая безопасность	71
6.2.1 Защита атмосферы.....	72
6.2.2 Защита гидросферы	72
6.2.3 Защита литосферы	73
6.3.1 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	73
6.3.2 Пожаровзрывоопасность на рабочем месте.....	75
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
6.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	76
6.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	76
Заключение.....	78
Список используемых источников	79

Обзор литературы

В ходе написания данной работы было использовано множество нормативно-технических документов, действующих в области эксплуатации нефтепроводов и применяемых на них очистных устройств, а также научно-технической литературы таких авторов, как К. И. Хасанова, П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. В. Рудаченко, Н. В. Чухарева и др.

Особо хотелось бы выделить учебное пособие П. И. Тугунова и В. Ф. Новоселова «Транспорт и хранение нефти и газа», в котором они описывали комплекс установок и сооружений магистральных газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз. В данном труде также излагается технология транспорта и хранения нефти и газа, приводятся основные расчетные материалы при проектировании и эксплуатации газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз, рассматриваются основные вопросы последовательной перекачки нефтей и нефтепродуктов, особенности перекачки высоковязких продуктов, вопросы эксплуатации магистральных трубопроводов.

К. И. Хасанова в своих статьях, посвященных очистке внутренней полости нефтепровода широко раскрывает проблему асфальтосмолопарафиновых отложений в трубопроводном транспорте, дает обзор различных способов борьбы с отложениями в нефтепроводах. Также К. И. Хасанова уделяет особое внимание комплексному подходу к применению средств и методов борьбы с АСПО в процессе транспорта нефти по магистральным нефтепроводам.

					<i>Повышение эффективности очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Ардышев А.М..			<i>Обзор литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					17	83
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4Б		
<i>Рук-ль ООП.</i>		Брусник О.В.						

Введение

В современном мире при транспортировке нефти возникают различные проблемы, существенно осложняющие перекачку нефтепродукта и требующие развития новых технологий для их предотвращения.

Одной из наиболее распространенных проблем при транспортировке углеводородов является проблема загрязнения внутритрубного пространства различными отложениями. Этой проблеме не уделяется должное внимание, что приводит к негативным последствиям и вызывает снижение производительности системы, уменьшение пропускной способности, повышение давления. Отложения даже могут выводить из строя оборудование, приводить к трудоемким капитальным ремонтам, в результате – к огромным потерям в добыче нефти и, следовательно, к ухудшению технико-экономического показателя нефтегазодобывающего предприятия. Этим обуславливается актуальность проблемы качественной очистки внутритрубных отложений на магистральных нефтепроводах.

В качестве конкретного примера нами был исследован участок 329-379 км магистрального нефтепровода «Александровское—Анжеро-Судженск.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Повышение эффективности очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов</i>			
Разраб.		Ардышев А.М.						
Руковод.		Брусник О.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Консульт.							18	83
Рук-ль ООП.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 2Б4Б		

1 Общая часть

1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ

В административном отношении исследуемый район относится к Каргасокскому району Томской области.

Рельеф территории представляет собой плоскую, местами пологоувалистую равнину. Средняя заболоченность территории составляет около 50%, а отдельных участков до 75%.

Территория района работ представляет собой равнину, покрытую темнохвойным мшистым и смешанным лесом. Преобладающими породами являются сосна, ели, пихта, кедр, береза, осина.

В геоморфологическом отношении район работ расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины [8].

1.2 Климатическая характеристика района работ

Климат в районе работ континентальный с суровой зимой и непродолжительным жарким летом. Погода меняется от циклональной облачной неустойчивой до антициклональной устойчивой ясной. До наиболее высоких температур воздух нагревается в июле – до $+38^{\circ}\text{C}$, наиболее холодный месяц – январь, когда температура воздуха понижается до -50°C (абсолютный минимум -54°C).

Среднегодовая температура воздуха $-0,6^{\circ}\text{C}$, среднегодовое количество атмосферных осадков равно 435 мм в год. Годовое количество осадков составляет 400-570 мм. Наибольшее количество осадков, до 45% от общего количества, приходится на вторую половину июля и августа.

Максимальное промерзание болот – 100 см, минимальное – 20-30 см.

В районе преобладают ветры юго-западного направления. Летом преобладают ветры северо-западного и северного направлений, а зимой – юго-

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Повышение эффективности очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов			
Разраб.		Ардышев А.М.			Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					19	83
Консульт.								
Рук-ль ООП.		Брусник О.В.						
					ТПУ гр. 2Б4Б			

западного и южного. Среднегодовая скорость ветра – 2,6 м/с [8].

1.3 Гидрогеологическая характеристика района работ

В районе протекают реки равнинного типа с относительно медленным течением, малым падением и большой извилистостью. По характеру водного режима реки относятся к типу рек с весенне-летним половодьем и паводками в теплое время года.

Начало половодья приходится на апрель-май, продолжительность – 80-140 дней. После прохождения половодья на реках устанавливается летне-осенняя межень на 3-4 месяца.

Средняя многолетняя температура воды за теплый период – 9,5° С. Переход температуры воды через 0,2° С весной происходит в первой декаде мая. Наибольшая температура достигается в июле – в среднем до 16-18° С. В августе температура воды понижается до 9-11° С. Переход температуры воды через 0,2° С осенью происходит в конце октября – начале ноября [8] [9].

1.4 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ

Геологическое строение района определяется приуроченностью к Западно-Сибирской плите. Территория района имеет трехъярусное строение, два нижних структурных этажа образуют складчатый фундамент плиты.

Нижний этаж представлен геосинклинальными метаморфизированными, дислоцированными породами докембрия и палеозоя. Средний этаж сложен формациями краевых прогибов, межгорных и наложенных впадин и древних платформенных образований. Верхний этаж составляет платформенный чехол.

Доюрские образования, из которых сложен фундамент Западно-Сибирской плиты, перекрыты платформенными мезозойско-кайнозойскими отложениями мощностью до 2-3 км. Возраст фундамента колеблется от протерозоя до триаса.

Территория Западно-Сибирской низменности является крупным артезианским бассейном. Верхний гидрогеологический этаж характеризуется свободным водообменом, а нижний этаж наоборот затрудненным. Верхний

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

этаж представлен, в большинстве своем, пресными подземными водами, в меньшей степени – минерализованными пресными водами. Нижний гидрогеологический этаж представлен водами высокой минерализации [9].

1.5 Краткая экономическая характеристика района работ

На территории Каргасокского района развита в основном промышленная деятельность, представленная добычей полезных ископаемых и их обработкой, также можно выделить деревообрабатывающую и пищевую промышленность.

В Каргасокском районе добываются значительные объемы углеводородного сырья Томской области. Здесь расположены основные газоконденсатные и нефтяные месторождения. В данном районе добывается 60% нефти и 100% газа Томской области. По данным на 2016 год на территории района добыто 6,2 млн. тонн нефти и 2797,7 млн. м³ природного газа.

В районе вырубка древесины производится попутно с освоением новых нефтяных и газовых месторождений, вместе с этим производится прокладка коммуникаций, заготовка дров и производство пиломатериалов для нужд района.

Каргасокский район имеет наибольшую площадь среди всех районов Томской области – 27,8%. Площадь Каргасокского района составляет 86,9 тыс. км². Площадь земель в черте поселений, входящих в состав муниципального образования составляет 33,58 км². В настоящее время на территории района насчитывается 32 населённых пункта.

Запасы нефти в Каргасокском районе составляют 913,8 млн. тонн, глины кирпичной - 7,4 млн. тонн, песка строительного - 13376 м³.

В районе выявлено 396 месторождений торфа общей площадью 1 935 876 га с запасами торфа 6 742 006 тыс. тонн (40 % влажности). Причем 22 % общей площади торфяных месторождений (27 % всех запасов) занимает Васюганское месторождение. Преобладает верховая торфяная залежь (69,1 %). К низинной залежи относится 11,5 % запасов торфа. Васюганское месторождение торфа

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

относится к числу крупнейших в мире, мощность его пластов достигает 10 метров.

Биологические и эксплуатационные запасы грибов составляют соответственно 15 246 т. (30,24 %) и 5 285,8 тыс. (29,43 %) от запасов области. Хозяйственные запасы - 3 023,8 тыс. (13,3 %) [8].

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

2 Анализ существующих технологий, техники и организаций

2.1 Методы борьбы с АСПО

Весь комплекс мероприятий по борьбе с отложениями парафина и асфальтосмолистыми веществами можно свести к двум основным направлениям [1] [14]:

- Предупреждение образования АСПО
- Борьба с образовавшимися АСПО

Задачами предупреждения АСПО являются:

- предотвращение образования пленки асфальтенов и смол на поверхности всплывающих капель нефти.
- профилактические методы. Основанные на предупреждении отложений на оборудовании

Предупреждение образования АСПО подразделяются на:

1. Прямые:

- футеровка (нанесение покрытий из стекла, эмали, эпоксидной смолы и т.п.);
- применение химических реагентов (ПАВ, ингибиторов-замедлителей отложений, депрессорных присадок, модификаторов);
- использование постоянных магнитов;
- использование электронагревателей;
- микробиологические методы.

2. Косвенные:

- повышение забойного давления в добывающих скважинах;
- использование ЭЦН, в которых поток жидкости нагревается лопатками ротора [13].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Повышение эффективности очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов</i>		
Разраб.		Ардышев А.М..			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				23	83
Консульт.					ТПУ гр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП.		Брусник О.В.					

К технологическому решению в вопросах борьбы с АСПО можно отнести применение защитных покрытий, действие которых обуславливает слабую сцепляемость с нефтяными парафинами и позволяет существенно снижать затраты на ремонт оборудования [1] [2].

ПАВ действуют успешно, только если их добавлять в нефть на забое скважины, то есть там, где образуются капли нефти.

Применение постоянных магнитов основано на активации потока жидкости, при которой происходит образование временных микромагнитов (молекулярный размер) на поверхности асфальтенов, парафинов, а также на поверхности кристаллов солей, песка и ржавчины. Хаотичное расположение микромагнитов препятствует сближению и плотной упаковке кристаллов парафина, асфальтенов и мех. примесей, то есть магнитная обработка способствует образованию рылых, легко смываемых потоком отложений.

Для борьбы с уже образовавшимся слоем АСПО используют 3 основных способа:

- механический;
- химический;
- технологический.

Механический способ основан на пропарке оборудования и применении различных скребков, и очистке выкидных линий с помощью резиновых шаров.

При химическом способе используют растворители и размягчители (диспергенты).

Технологический способ заключается в применении высоконапорных систем сбора скважинной продукции; термообработке нефти (применение холодильников-кристаллизаторов, применение подогревателей).

Растворители должны удовлетворять необходимым условиям:

- реагент должен хорошо отмывать или десорбировать грязь с поверхности оборудования;
- снижать межфазное натяжение на границе нефть-вода;
- способствовать максимальному удалению АСПО;

					<i>Анализ существующих технологий, техники и организаций</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

- обладать хорошей адсорбируемостью на очищаемой поверхности, чтобы предотвратить вторичное загрязнение очищенной поверхности.

2.2 Эксплуатирующая организация и применяемые очистные устройства

Эксплуатирующей организацией трубопровода «Александровское – Анжеро-Судженск» является АО «Транснефть - Центральная Сибирь». Общество было создано в 1972 году для обеспечения строительства нефтепровода Александровское – Анжеро-Судженск и подготовки квалифицированных кадров для его эксплуатации. Сегодня АО «Транснефть - Центральная Сибирь» обслуживает три нефтетранспортные магистрали Западной Сибири: Александровское – Анжеро-Судженск (818 км), Игольско-Таловое – Парабель (397 км), Саяногорск – Александровское (23 км). Общая протяженность эксплуатируемых нефтепроводов в трассовом исполнении – 1239 км, в однониточном исчислении – 1394,41 км; из них по территории Тюменской области проложено 20 км, Томской области – 1344 км, Кемеровской области – 30 км. Предприятие осуществляет перекачку нефти, поступающей с Нижневартовского, Саяногорского, Стрежевского месторождений и Васюганской группы месторождений.

Эксплуатация трубопроводов и оборудования по их очистке осуществляется согласно РД 153-39.4-041-99 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов», ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание», ОР-75.180.00-КТН-143-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Порядок технического обслуживания, среднего и капитального ремонта внутритрубных очистных устройств», ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01 «Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть" специальными очистными устройствами (скребками)»

					<i>Анализ существующих технологий, техники и организаций</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

Периодичность очистки для поддержания пропускной способности нефтепровода и выбирается на основе анализа режимов перекачки в зависимости от интенсивности накопления отложений.

Очередная очистка должна производиться при снижении пропускной способности нефтепродуктопровода не более чем на 3%, ухудшении качества нефтепродукта и др.

Все работы по подготовке и проведению очистки МНПП должны выполняться в соответствии с принятой технологией и требованиями нормативных документов по охране труда и пожарной безопасности.

Согласно ОР-75.180.00-КТН-143-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Порядок технического обслуживания, среднего и капитального ремонта внутритрубных очистных устройств», организация системы «Транснефть» использует для проведения очистки внутренней полости нефтепровода следующие очистные устройства:

- СКР4 по ТУ 4834-026-18024722-2004;
- СКР.15 по ТУ 4834-079-18024722-2011;
- ПРВ1 по ТУ 4834-016-18024722-2002;
- ПРВ2 по ТУ 4834-065-18024722-2009;
- СКК по ТУ 4834-012-18024722-2004;
- СНШ по ТУ 4834-022-18024722-2005;
- УКО по ТУ 4834-025-18024722-2004.

Устройствами, применяемыми непосредственно для очистки внутренней полости нефтепровода, являются очистные скребки типа СКР4, скребки типа СКР.15, поршни-разделители типа ПРВ1 и ПРВ2.

Скребки типа СКР4 – это односекционные скребки с подпружиненными рычагами, предназначенные для очистки внутренней поверхности нефтепроводов от асфальтенопарафинистых веществ, посторонних предметов и продуктов коррозии и возможностью очистки твердых отложений. Скребки перемещаются в трубопроводе потоком перекачиваемого воздуха [24].

					<i>Анализ существующих технологий, техники и организаций</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26



Рис. 1 – Скребки СКР4

Диапазон характеристик применяемых устройств довольно велик (Таблица 1):

1. Среда эксплуатации скребков – нефть, нефтепродукты, вода, газ;
2. Температура рабочей среды – от -15°C до $+50^{\circ}\text{C}$;
3. Рабочее давление – до 14 МПа;
4. Скорость движения скребка – $0,2\div 6$ м/ с;
5. Минимальное проходное сечение трубопровода – 85%;
6. Минимальный радиус поворота оси трубопровода на 90° - $1,5\div 3$ DN;
7. Установленный срок службы при замене изнашиваемых деталей – не менее 4 лет;
8. Ресурс пробега скребка – не менее 6000 км.

Таблица 1 – Рабочие характеристики типовых устройств СКР4

					<i>Анализ существующих технологий, техники и организаций</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (D_H), мм	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, % D_H (мм)
48-СКР4	1220	2227	1128	85% D_H (1037)
42-СКР4	1067	2053	836	85% D_H (907)
40-СКР4	1020	2038	814	85% D_H (867)
32-СКР4	820	1826	610	85% D_H (697)
28-СКР4	720	1710	482	85% D_H (612)
20-СКР4	530	1307/1417	216/255	85% D_H (451)
16-СКР4	426	1054/1044	115/134	85% D_H (360)
14-СКР4	377	890/880	92/119	85% D_H (320)
12-СКР4	325	786/775	65/76	85% D_H (276)
10-СКР4	273	595	32	80% D_H (218)
219-СКР4	219	529	24	80% D_H (175)
159-СКР4	159	400	12	80% D_H (127)

Поршни-разделители типа предназначены для:

- а) удаления воды из внутренней полости строящихся или реконструируемых трубопроводов после их гидравлических испытаний;
- б) разделения разносортных нефтепродуктов в процессе перекачки;
- в) освобождения нефтепроводов от нефти под давлением сжатого газа;
- г) удаления отложений со стенок трубопровода.



Рис. 2 – Поршни-разделители типа ПРВ2

Поршни-разделители с манжетами, дополненные калибровочными дисками, позволяют установить наличие дефектов геометрии трубопровода после пропуска.

Таблица 2 – Рабочие характеристики типовых устройств ПРВ2

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (D_H), мм	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, % D_H (мм)
48-ПРВ2	1220	2625	1453	85% D_H (1037)
42-ПРВ2	1067	2432	1025	85% D_H (907)
40- ПРВ2	1020	2432	994	85% D_H (867)
32- ПРВ2	820	1953	553	85% D_H (697)
28- ПРВ2	720	1713	388	85% D_H (612)
20- ПРВ2	530	1427	193	85% D_H (451)

Приборы второй модификации оснащены чистящими дисками и используются в качестве очистных скребков для очистки внутренней поверхности трубопроводов от парафинсодержащих отложений и посторонних предметов.

Диапазон характеристик применяемых устройств (Таблица 2):

1. Среда эксплуатации поршней-разделителей – нефть, нефтепродукты, вода, газ;
2. Температура рабочей среды – от 0°С до +50°С;
3. Рабочее давление – до 14 МПа;
4. Рабочий диапазон скорости – 0,1÷10 м/ с;
5. Минимальное проходное сечение трубопровода – 85%DN;
6. Минимальный радиус поворота оси трубопровода на 90° - 3DN;



Рис. 3 – Скребки-калибры типа СКК

Скребки-калибры типа СКК предназначены для оценки минимальной величины проходного сечения трубопроводов, определяемой перед запуском

					<i>Анализ существующих технологий, техники и организаций</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

очистных скребков или внутритрубных инспекционных проборов. При прохождении сужений или преград происходит деформация лепестков калибровочных (измерительных) дисков скребка, по величине отгиба которых и определяется минимальное проходное сечение трубопровода.

Таблица 3 – Рабочие характеристики типовых устройств СКК

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (D_H), мм	Длина, мм	Масса, кг	Минимальное проходное сечение трубопровода, % D_H (мм)
48-СКК	1220	2195	610	60% D_H (732)
42-СКК	1067	2175	506	60% D_H (640)
40-СКК	1020	1992	430	60% D_H (612)
32-СКК	820	1548	246	60% D_H (492)
28-СКК	720	1551	218	60% D_H (454)
20-СКК	530	1240	96	60% D_H (318)
16-СКК	426	1006	68	60% D_H (256)
14-СКК	377	766	44	60% D_H (226)
12-СКК	325	638	35	60% D_H (195)
10-СКК	273	646	22	60% D_H (164)
219-СКК	219	497	15	60% D_H (132)
159-СКК	159	388	7	60% D_H (120)

Диапазон характеристик применяемых устройств (Таблица 3):

1. Среда эксплуатации скребков-калибров – нефть, нефтепродукты, вода;
2. Температура рабочей среды – от -15°C до $+50^{\circ}\text{C}$;
3. Диапазон максимальных давлений среды при эксплуатации – 8-14 МПа;
4. Рабочий диапазон скорости – до 10 м/с;
5. Минимальное проходное сечение трубопровода – $60\div 70\%DN$;
6. Минимальный радиус поворота оси трубопровода на 90° - $1,5DN$;



Рис. 4 – Снаряды-шаблоны типа СНШ

Снаряды-шаблоны типа СНШ являются габаритно-весовыми аналогами профиломеров с механическим измерительным блоком и предназначены для:

- определения возможности пропуска по магистральным трубопроводам профиломеров или других внутритрубных инспекционных приборов;
- измерения одного самого минимального внутреннего сечения трубопровода на данном участке.

Таблица 4 – Рабочие характеристики типовых устройств СНШ

Условное обозначение	Наружный диаметр трубопровода (D_H), мм	Минимальное проходное сечение трубопровода, % D_H (мм)	Максимальное давление среды эксплуатации, МПа
48-СНШ	1220	70% D_H (854)	14
42-СНШ	1067	70% D_H (747)	
40-СНШ	1020	70% D_H (714)	
32-СНШ	820	70% D_H (574)	
28-СНШ	720	70% D_H (504)	
26-СНШ	630	70% D_H (441)	
20-СНШ	530	70% D_H (371)	8
16-СНШ	426	70% D_H (299)	
14-СНШ	377	70% D_H (264)	
12-СНШ	325	70% D_H (228)	

Диапазон характеристик применяемых устройств (Таблица 4):

1. Среда эксплуатации снарядов-шаблонов – нефть, нефтепродукты, вода;
2. Температура рабочей среды – от -15°C до $+50^{\circ}\text{C}$;
3. Диапазон максимальных давлений среды при эксплуатации – 8-14 МПа;
4. Рабочий диапазон скорости – $0,2 \div 3$ м/ с;
5. Минимальное проходное сечение трубопровода – 70%DN;
6. Минимальный радиус поворота оси трубопровода на 90° - 1,5DN;

2.3 Общие требования к обслуживанию очистных устройств

Согласно ОР-75.180.00-КТН-143-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Порядок технического обслуживания, среднего и капитального ремонта внутритрубных очистных устройств», к обслуживанию очистных устройств применяются следующие требования:

- ТО ОУ проводится после каждого его пропуска по трубопроводу.

Срок проведения ТО – не более 3 суток после пропуска ОУ.

- При ТО выполняется:
 - инструментальный контроль изнашиваемых элементов ОУ и их замена при их предельном износе после пропуска;
 - визуальный контроль сборочных единиц, выполненных методом сварки;
 - визуальный контроль состояния крепежных элементов и их стопорения. Для всех резьбовых соединений проверить динамометрическим ключом соответствие моментов затяжки величинам, указанным в руководстве по эксплуатации на ОУ;
 - проверка работоспособности ОУ путем проверки работоспособности отдельных систем и узлов;
 - осмотр и проверка ОУ после выполнения всех операций;
 - заполнение формуляра на ОУ.
- ТО проводится в объеме, обеспечивающем выполнение очередного пропуска.
- Периодичность проведения СР ОУ определяется величиной межремонтного пробега – 1000 км.
- Периодичность проведения КР ОУ определяется величиной назначенного ресурса или назначенного срока службы, указанных в паспорте на ОУ.
- КР ОУ выполняется также, если после его пропуска по трубопроводу отдельные детали ОУ получили повреждения, устранение которых невозможно в объеме выполнения СР.
- Непланный ремонт проводится в объеме СР или КР при получении ОУ повреждений, которые невозможно устранить в объеме ТО и которые препятствуют выполнению очередных пропусков.
- Работы по ТО или ремонту ОУ выполнять вне взрывоопасных зон!
- При выполнении работ работником должна применяться специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, выданные ему в соответствии с типовыми нормами.

					<i>Анализ существующих технологий, техники и организаций</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

▪ При выполнении ТО, СР, КР ОУ непосредственно работающему с ОУ, необходимо руководствоваться действующими в подразделении документами по охране труда, промышленной и пожарной безопасности [35].

2.4 Эксплуатационные требования к узлам КППСОД

• Узлы запуска, приема и запуска-приема СОД магистральных нефтепроводов при реконструкции КППСОД должны быть приведены в соответствие требованиям РД-16.1-60.30.00-КТН-001-1-05.

• Конструктивные параметры реконструированных КППСОД, в части габаритных размеров расширенной части корпуса, оснащенности технологическими патрубками, расположения технологических патрубков по длине корпуса КППСОД, должны соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-275-06.

• Реконструированные КППСОД должны быть оборудованы сигнализаторами прохождения СОД, датчиками давления, датчиком герметичности в соответствии с требованиями ОТТ-75.180.00-КТН-275-06.

• КППСОД не должны иметь внутренней арматуры, выступающей внутрь камеры или лотков.

• Во избежание повреждений носителей датчиков и конической манжеты ВИП, патрубки отвода нефти камеры приема СОД должны быть оснащены решетками, соответствующими требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-275-06.

• КППСОД должны быть оснащены устройством заземления для подключения кабеля заземления ТЗУ в соответствии с требованиями ОТТ-75.180.00-КТН-275-06.

• КППСОД должны быть доукомплектованы запасочными устройствами. Запасочные устройства должны соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-275-06.

• Материальное исполнение трущихся деталей запасочного устройства должно соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-275-06 и исключать искрообразование.

					Анализ существующих технологий, техники и организаций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

- Конструкция патрубка для установки запасочного устройства должна соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-275-06 и обеспечивать установку и надежное закрепление запасочного устройства.
- При проектировании запасочных устройств, патрубков для установки запасочных устройств на камерах запуска СОД, выборе механических параметров используемых тросов и механизмов для запаски, необходимо учитывать усилия запаски комбинированных ВИП в номинальную часть камеры запуска СОД [35].

					<i>Анализ существующих технологий, техники и организаций</i>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3 Расчетная часть

3.1 Исходные данные

Диаметр трубопровода 1220 мм;

$P = 3,7$ МПа – расчетное рабочее давление;

$\rho = 850$ кг/м³ – плотность перекачиваемой нефти;

Категория участка трубопровода - «В» [21];

Сталь 17Г1С-У;

Прокладка трубопровода подземная;

$Q = 1,959$ м³/с – проектная производительность;

$Q_2 = 1,941$ м³/с – производительность после механической очистки;

$\delta = 15$ мм – толщина стенки нефтепровода;

$\nu = 0,00004$ м²/с – кинематическая вязкость нефти;

$\eta = 0,034$ Па*с – динамическая вязкость нефти;

$\Delta = 0,15$ мм – абсолютная эквивалентная шероховатость

$L = 50$ км – длина нефтепровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Повышение эффективности очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов</i>			
Разраб.		Ардышев А.М.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					37	83
Консульт.								
Рук-ль ООП.		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 2Б4Б		

3.2 Гидравлический расчет нефтепровода

Все расчеты были выполнены согласно ОР-75.180.00-КТН-018-10 «Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ)», РД 39-30-718-82 «Методика гидравлического расчета при перекачке газонасыщенных нефтей» и Новоселов В. Ф. «Нефтепроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов: Учебное пособие».

Найдём скорость течения жидкости по формуле:

$$v = \frac{Q}{S}, \quad (1)$$

где v – скорость течения нефти, м/с;

$Q = 1,959$ – расход нефти, м³/с;

S – площадь сечения нефтепровода, м²;

$R = 0,595$ – радиус нефтепровода, м.

Рассчитаем площадь сечения нефтепровода по формуле:

$$S = \pi \times R^2 = 3,14 \times 0,595^2 = 1,112 \text{ м}^2, \quad (2)$$

Скорость течения нефти рассчитываем по формуле (1):

$$v = \frac{1,959}{1,112} = 1,762 \text{ м/с}.$$

Начальный напор в нефтепроводе равен:

$$H = \frac{P}{\rho * g} + \frac{v^2}{2 * g} = \frac{3,7 * 10^6}{850 * 9,81} + \frac{1,762^2}{2 * 9,81} = 443,89 \text{ м}$$

Суммарные потери напора на расчетном участке:

$$\Delta H = h_{\text{тр}} + h_{\text{см}} + \Delta Z \quad (3)$$

где $h_{\text{тр}}$ – потери напора на трение, м;

$h_{\text{см}}$ – потери напора на местные сопротивления, м;

ΔZ – разность высотных отметок начала и конца участка, м.

Потери напора на трение находятся по формуле:

$$h_{\text{тр}} = i * l \quad (4)$$

					Расчетная часть	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Гидравлический уклон определяется по уравнению:

$$i = \lambda * \frac{1}{d} * \frac{v^2}{2g} \quad (5)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется в зависимости от значения параметра Рейнольдса:

$$Re = \frac{v*d}{\nu} \quad (6)$$

где ν – кинематическая вязкость нефти.

Находим число Рейнольдса по формуле (6):

$$Re = \frac{1,762 * 0,595}{0,00004} = 26209$$

Так как значение числа Рейнольдса больше критического ($Re_{кр}=2320$), то режим течения турбулентный.

Зона сопротивления определяется исходя из относительной шероховатости труб:

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{d} = \frac{0,15}{1200} = 0,000125$$

Для зоны гидравлически гладких труб:

$$\frac{10}{\varepsilon} = 80000$$

Так как число Рейнольдса входит в интервал $Re_{кр} < Re < \frac{10}{\varepsilon}$, то коэффициент гидравлического сопротивления выражается формулой Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (7)$$

Расчетные коэффициенты принимаются:

$$m = 0,25$$
$$\beta = \frac{0,241}{g} = \frac{0,241}{9,81} = 0,0246$$

Коэффициент гидравлического сопротивления по формуле (7):

$$\lambda = \frac{0,3164}{26209^{0,25}} = 0,02487$$

Гидравлический уклон по формуле (5):

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

$$i = 0,02487 * \frac{1}{1,2} * \frac{1,762^2}{2 * 9,81} = 0,00328$$

Потери напора на трение по формуле (4):

$$h_{тр} = i * l = 0,00328 * 50000 = 164,142 \text{ м}$$

Суммарные потери напора на участке по формуле (3):

$$\Delta H = 164,142 - 16,89 = 147,252 \text{ м}$$

Потери давления на участке нефтепровода:

$$\Delta P = \lambda * \frac{l}{d} * \frac{v^2}{2} * \rho \quad (8)$$

$$\Delta P = \lambda * \frac{l}{d} * \frac{v^2}{2} * \rho = 0,02487 * \frac{50000}{1,2} * \frac{1,762^2}{2} * 850 = 1,367 \text{ МПа}$$

Напор в конце участка:

$$H_2 = 443,89 - 147,252 = 296,638$$

Давление в конце участка:

$$P_2 = P_1 - \Delta P = 3,7 - 1,367 = 2,323 \text{ МПа}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

3.3 Определение сил, действующих на очистное устройство при его движении в полости нефтепровода

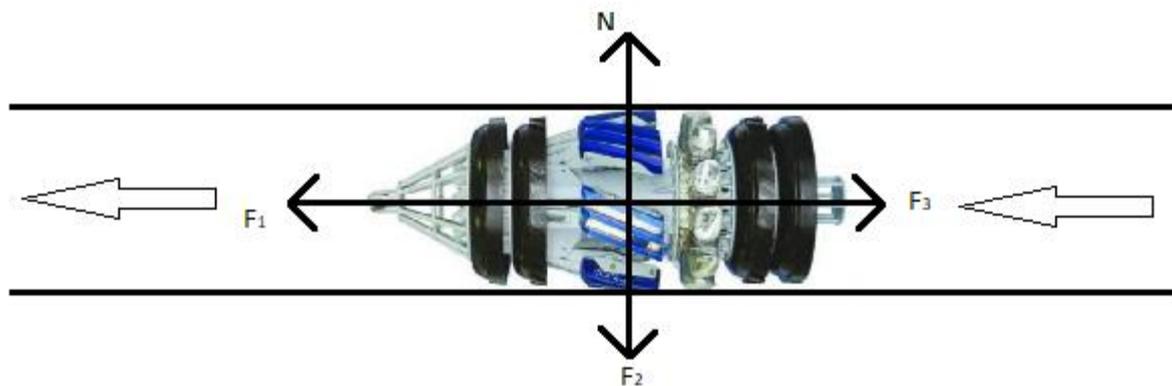


Рис. 5 – Силы, действующие на ОУ при прохождении его в полости нефтепровода

Силы, которые действуют на ОУ можно разделить на силу давления нефти, силу трения, силу тяжести и силу реакции опоры. ОУ во время очистки приводится в движение давлением нефти в нефтепроводе. Величину силы, толкающей ОУ определим по формуле:

$$F_1 = P * S, \quad (9)$$

где F – сила, толкающая ОУ, Н;

P – давление в нефтепроводе, МПа;

Рассчитаем силу, толкающую ОУ по формуле (9):

$$F_1 = 3,7 * 10^6 * 1,112 = 4114 \text{ кН.}$$

Силу трения, возникающую при движении ОУ, найдём по формуле:

$$F_{\text{тр}} = \mu * m * g, \quad (10)$$

где $F_{\text{тр}}$ – сила трения, Н;

$m = 1128$ – масса ОУ СКР4, кг;

$g = 9,8$ – ускорение свободного падения, м/с²;

$\mu = 0,35$ – коэффициент трения.

Рассчитаем силу трения по формуле (10):

$$F_{\text{тр}} = 0,35 * 1128 * 9,81 = 3873 \text{ Н}$$

Силу тяжести можно найти по формуле:

$$F_2 = m * g \quad (11)$$

$$F_2 = 1128 * 9,81 = 11066 \text{ Н}$$

Сила реакции опоры противоположна по направлению силе тяжести и равна по модулю.

Скорость движения ОУ в нефтепроводе определяется как:

$$v = \frac{P*Q}{F} \quad (12)$$

$$v = \frac{3,7 * 10^6 * 1,959}{4114 * 10^3 + 3873} = 1,76 \text{ м/с}$$

Чистящий диск на 20 мм больше внутреннего диаметра трубопровода, поэтому при движении ОУ в полости нефтепровода он изгибается и за счёт этого плотней прижимается к поверхности нефтепровода, что в свою очередь повышает качество очистки.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3.4 Определение количества нефти, подлежащей обработке ингибитором парафиноотложения

Количество нефти, подлежащей обработке ингибитором парафиноотложения, складывается из объема нефти между ОУ.

Определяется расстояние между ОУ по формуле, м:

$$L_1 = 3600 * v * T_1 \quad (20)$$

где v – скорость движения ОУ, м/с;

T_1 – интервал пуска ОУ, час.

$$L_1 = 3600 * 1,76 * 4 = 25344 \text{ м}$$

Количество нефти между ОУ рассчитывается по формуле, т:

$$M_1 = L_1 * \rho * S \quad (21)$$

$$M_1 = 25344 * 0,85 * 1,114 = 23998 \text{ т}$$

Количество нефти на участке нефтепровода рассчитывается по формуле, т:

$$M_2 = L * \rho * S \quad (22)$$

$$M_2 = 50000 * 0,85 * 1,114 = 47345 \text{ т}$$

Количество нефти, подлежащей обработке ингибитором парафиноотложения рассчитывается по формуле:

$$M = M_1 + M_2 \quad (23)$$

$$M = 23998 + 47345 = 71343 \text{ т}$$

Количество необходимого ингибитора парафиноотложения рассчитывается по формуле, т:

$$M_{\text{инп}} = M * \frac{q_{\text{инп}}}{1000} \quad (24)$$

где $M_{\text{инп}}$ – количество необходимого ингибитора, т;

$q_{\text{инп}} = 150$ – дозировка ингибитора парафиноотложения, г/т.

$$M_{\text{инп}} = 71343 * \frac{150}{1000} = 10701 \text{ т}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

3.5 Определение параметров парафиноотложения

Определим фактическую величину гидравлического уклона по формуле:

$$i_{\phi} = \frac{\frac{P_1 - P_2}{\rho g} - \Delta Z}{l} \quad (13)$$

$$i_{\phi} = \frac{\frac{(3,7 - 2,323) * 10^6}{850 * 9,81} - 16,89}{50000} = 0,00296$$

Найдем теоретический гидравлический уклон по формуле:

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} \mu^m}{D_{\text{ВН}}^{5-m}} \quad (14)$$

Теоретический гидравлический уклон по формуле (14):

$$i = 0,0246 \frac{1,959^{2-0,25} 0,00004^{0,25}}{1,2^{4,75}} = 0,00267$$

Условие $i_{\phi} > i$ выполняется.

Найдем эффективный диаметр трубопровода: Эффективный диаметр – это такое значение внутреннего диаметра нефтепровода, которое соответствует фактическим потерям напора и учитывает влияния различных отложений на его гидравлическую характеристику [19]:

$$D_{\text{эф}} = \left(\frac{\beta * Q^{2-m} * \mu^m}{i_{\phi}} \right)^{\frac{1}{4,75}} \quad (15)$$

$$D_{\text{эф}} = \left(\frac{0,0246 * 1,959^{1,75} * 0,00004^{0,25}}{0,00296} \right)^{\frac{1}{4,75}} = 1,184 \text{ м}$$

Рассчитаем эффективность работы участка:

$$E = \left(\frac{D_{\text{эф}}}{D_{\text{ВН}}} \right)^{5-m} \quad (16)$$

$$E = \left(\frac{1,184}{1,2} \right)^{4,75} = 0,9382$$

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

$$\delta_{\text{от}} = \frac{D_{\text{ВН}}}{2} * \left(1 - E^{\frac{1}{5-m}} \right) \quad (17)$$

					Расчетная часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta_{от} = \frac{1,2}{2} * \left(1 - 0,9382^{\frac{1}{5-0,25}}\right) = 0,008 \text{ м}$$

Найдем объем отложений по формуле:

$$V_{от} = S * L \left(1 - E^{\frac{2}{2-m}}\right) \quad (18)$$

$$V_{от} = 1,112 * 50000 \left(1 - 0,9382^{\frac{2}{2-0,25}}\right) = 3909,23 \text{ м}^3$$

Рассчитаем фактический расход нефти:

$$Q_{ф} = Q * E^{\frac{1}{2-m}} \quad (19)$$

$$Q_{ф} = 1,959 * 0,9382^{\frac{1}{2-0,25}} = 1,889 \text{ м}^3/\text{с}$$

Фактическая производительность в результате механической очистки увеличилась на $\frac{Q_2 - Q_{ф}}{Q_{ф}} * 100\% = 2,75\%$.

После введения в нефть ингибиторов парафинообразования фактическая производительность увеличилась еще на $\frac{Q - Q_2}{Q_2} * 100\% = 0,93\%$.

В результате всего комплекса операций по очистке внутренней полости нефтепровода его производительность увеличилась на 3,68 %.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ

В настоящее время состояние трубопроводных транспортных систем оставляет желать лучшего. Несмотря на соблюдение всех требований к эксплуатации системы, случаются аварии, в которых, при их ликвидации, одним из важных критериев является время и качество работы.

Нормы времени на очистку внутренней полости магистрального нефтепровода указаны в таблице 5. Состав бригады - 4 чел.

Таблица 5 – Нормы времени на очистку нефтепровода

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность работ, час	Состав бригады
1	Технологические переключения, открытие и закрытие задвижек	4	4
2	Стравливание газовой смеси	2	4
3	Дренаж нефтепродукта из камеры пуска, приема очистного устройства	4	4
4	Запасовка очистного устройства	4	4
5	Блокировка камеры пуска, приема очистного устройства	2	4
6	Подача нефтепродукта в камеру пуска очистного устройства	3	4
7	Отслеживание местоположения очистного устройства на нефтепроводе	18	4
8	Прием и извлечение очистного устройства	10	4
9	Оформление документов	1	1
Продолжительность работ по очистке, итого			48

Составим линейные календарные графики проведения работ по очистке внутренней полости нефтепровода (Таблица 6).

					<i>Повышение эффективности очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
азраб.		Ардышев А.М.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Брусник О.В.					46	83
Консульт.						ТПУ гр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП.		Брусник О.В.						

Таблица 6 – График проведения очистки нефтепровода

Вид работ	Всего часов	Дни					
		1		2		3	
Подготовительные работы	6						
Очистка нефтепровода	32						
Демонтаж оборудования	10						
Итого	48						

4.2 Расчет сметной стоимости работ ресурсным методом.

Ресурсный метод – калькулирование в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов (элементов затрат), необходимых для реализации проектного решения. При составлении смет используются натуральные измерители расхода материалов и конструкций, затрат времени эксплуатации машин и оборудования, затраты труда рабочих, а цены на указанные ресурсы принимаются текущие (т.е. на момент составления смет). Использование данного метода позволяет определить сметную стоимость объекта на любой момент времени.

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы, а также амортизация основных фондов. Проведем расчет данных затрат на очистку внутренней полости нефтепровода (Таблица 7).

Таблица 7 – Расчет стоимости материалов на проведение работ по очистке нефтепровода

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, шт.	Цена за единицу, руб./шт.	Стоимость материалов, тыс. руб.
Ведущий диск	1	14385,6	14385,6
Чистящий диск	3	13192,35	39577,05
Манжета	2	27343,74	54687,48
Итого			108650,13

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования. Расчет заработной платы приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет заработной платы при проведении работ по очистке внутренней полости нефтепровода

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата, руб.
Инженер	1	5	161	6	966
Трубопроводчик линейный	2	4	127	32	8128
Электрик	1	4	121	8	968
Водитель	1		118	2	236
Итого				48	10298

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ. Основная сумма страховых взносов складывается из страховых взносов в государственные внебюджетные фонды и страховых взносов в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, составляющих 30% и 0,2% соответственно от фонда заработной платы (Таблица 9).

Таблица 9 – Страховые взносы при проведении работ по очистке внутренней полости нефтепровода

Вид работ	Сумма страховых взносов, руб.
Очистка нефтепровода	3110

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений приведен в таблице 10 [15].

Таблица 10 – Расчет амортизационных отчислений при проведении работ по очистке нефтепровода

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./смену
		одного объекта	всего		
Автомобиль КАМАЗ	1	3850000	3850000	10	77000
Итого		3850000	3850000		77000

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма прямых затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 11).

Таблица 11 – Затраты на проведение очистки нефтепровода

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	108650,13
2. Затраты на оплату труда	10298
3. Страховые взносы	3110
4. Амортизационные отчисления	77000
Итого основные расходы	199058,13

Составим общую смету затрат на проведение работ по очистке внутренней полости нефтепровода (Таблица 12).

Таблица 12 – Смета затрат на выполнение работ по очистке внутренней полости нефтепровода

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями	0,00
2	Спецоборудование	0,00
3	Материалы и комплектующие	108650,13
4	Оплата труда	10298,00
5	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	3110,00
6	Амортизация основных средств	77000,00
7	Накладные расходы	19906
8	Командировки и служебные разъезды	0,00
9	Прочие расходы, в т.ч.:	0,00
9.1	Оплата транспортных услуг	0,00
9.2	Оплата услуг связи	0,00
9.3	Коммунальные услуги	0,00
10	Итого собственных затрат	218964,13



Рисунок 6 – Диаграмма затрат на проведение работ по очистке внутренней полости нефтепровода

В данном разделе была представлена нормативная продолжительность цикла работ и линейный календарный график по очистке внутренней полости

магистрального нефтепровода, проведен расчет затрат на материалы, оборудования и оплату труда специалистов и построена диаграмма сметной стоимости выполнения работ. В результате вычислений получили, что на проведение данных технологических операций потребуется 218964,13 рублей.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 Технологическая часть

5.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения

5.1.1 Состав и свойства АСПО

Асфальтосмолопарафиновыми отложениями называются тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняющие её добычу, транспорт и хранение

По своей природе нефть представляет собой сложный взаимно сопряжённый раствор углеводородов и гетероатомных органических соединений (серных, азотистых, кислородных и некоторых других). Нефть – не просто растворённое вещество в растворителе, а взаимный раствор ближайших гомологов и иных соединений друг в друге. Сопряжённым этот раствор можно назвать и потому, что, растворяясь друг в друге, близкие по строению структуры составляют систему, представляющую нефть в целом [5].

По групповому составу нефти выделяются три класса углеводородов:

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

Алканы – насыщенные углеводороды с общей формулой C_nH_{2n+2} . Содержание их в нефти составляет от 2 до 30-70 %. Различают алканы нормального строения (н-алканы - пентан и его гомологи), изостроения (изоалканы - изопентан и др.) и изопреноидного строения (изопрены – пристан, фитан и др.).

Алканы обычно присутствуют в нефти во всех трёх агрегатных состояниях: в виде растворенного газа (C_1-C_4), в виде жидкости (C_5-C_{15}) и в твёрдом состоянии (C_{16} и выше). Газообразные алканы образуют основную

					<i>Повышение эффективности очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
азраб.		Ардышев А.М.			Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					52	83
Консульт.						ТПУ гр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП.		Брусник О.В.						

массу природного и попутного газа, почти всегда сопровождающего нефть, и находятся в ней в растворённом состоянии. Жидкие алканы присутствуют в составе жидкой фракции нефти. Твёрдые алканы входят в состав асфальтосмолопарафиновых отложений, химический состав которых в зависимости от возраста и происхождения нефти изменяется в довольно широких пределах [21].

В нефти присутствуют все изомеры алканов: моно-, ди-, три-, тетразамещенные. Из них преобладают в основном монозамещенные, с одним разветвлением. Предельные углеводороды в химическом отношении подобны метану. Они инертны, вступают лишь в реакцию замещения водорода, протекающую крайне медленно, и не обесцвечивают растворы брома и перманганата калия. Все предельные углеводороды горят и могут быть использованы в качестве топлива [22].

Циклоалканы – насыщенные алициклические УВ. К ним относятся моноциклические с общей формулой C_nH_{2n} , бициклические – C_nH_{2n-2} , трициклические – C_nH_{2n-4} , тетрациклические – C_nH_{2n-6} .

В состав нефтепромысловых АСПО входят твёрдые парафины, смолы, асфальтены, пиридины, а также минеральные вещества в виде растворов солей или коллоидно-диспергированных соединений.

Твёрдые парафины представляют собой смесь собственно парафинов и церезинов.

Парафины – смесь предельных углеводородов от C_{16} до C_{35} , преимущественно нормального строения с молекулярной массой 300...450 и температурой плавления 45...65 °С. Имеют ярко выраженную кристаллическую структуру. Плотность парафинов в твёрдом состоянии составляет от 865,0 до 940,0 кг/м³.

Парафины являются химически устойчивыми соединениями, растворяются в лёгком бензине и индивидуально насыщенных углеводородах, пентане, гексане, гептане. Парафины в нефтях находятся либо в растворенном, либо во взвешенном кристаллическом состоянии.

					Технологическая часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Гибридные углеводороды (церезины) – углеводороды смешанного строения: парафино–нафтенового, парафино–ароматического, нафтено–ароматического. В основном, это твёрдые алканы с примесью длинноцепочечных УВ, содержащих циклановое или ароматическое ядро. Церезины – смесь предельных углеводородов с числом атомов углерода от C_{36} до C_{55} , преимущественно разветвлённых алифатических, в виде воскообразного вещества от белого до коричневого цвета, молекулярной массой 500...750 и температурой плавления 65-88 °С. По сравнению с парафином обладают меньшей химической устойчивостью, а также большей вязкостью и способностью загущать масла, что обусловлено их мелкокристаллической структурой. Церезины растворимы в воде, спиртах, хорошо растворимы в бензине, ограниченно – в минеральных маслах.

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

Сырьем для получения парафинов служит обычно нефть, а церезин может быть выделен из остаточных нефтепродуктов, а также из озокерита. Озокерит, или горный воск, состоит главным образом из церезина с большим или меньшим содержанием других веществ (песчаник, нефтеобразные масла, смолы). После отделения сопровождающих минеральных пород и удаления из озокерита масел (при перегонке с водяным паром, с последующей отгонкой в вакууме) получают различные сорта товарного церезина.

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

Смолисто-асфальтеновые вещества подразделяются на несколько самостоятельных групп:

					Технологическая часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- мальтены – смесь смол с масляными фракциями нефти; обычно растворимы в низкокипящих алифатических углеводородах C₅-C₈;
- асфальтены – наиболее высокомолекулярные гетероорганические вещества, представляющие собой твёрдые продукты от чёрно-бурого до чёрного цвета плотностью чуть больше 1000 кг/м³. молекулярная масса колеблется от 1500 до 10000;
- карбены – коксообразные вещества, образующиеся в следствии уплотнения асфальтенов в присутствии серы.;
- карбоиды – коксообразные, нерастворимые вещества в органических растворителях.

Смолы – выделенные из мальтенов вязкие жидкости или аморфные твёрдые тела, обладающие высокой пластичностью и вязкостью, окрашены обычно в бурый или чёрный цвет. молекулярная масса их колеблется от 400 до 1800, удельный вес близок к 1000 кг/м³. Смолы, входящие в состав АСПО, представлены прежде всего нейтральными смолами, выделенными с помощью силикагеля и хлороформа (четырёххлористым углеродом). Относительная плотность смол от 0,99 до 1,08 г/см³. С повышением концентрации в растворе смолы, с одной стороны, замедляют рост кристаллов, а с другой, – способствуют деформации поверхности кристаллов и возникновению на них новых центров кристаллизации [6].

5.1.2 Факторы, влияющие на образование АСПО

В полости магистральных нефтепроводов могут образовываться и накапливаться:

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

В зависимости от состава и содержания твёрдых углеводородов прочность отложения существенно различается.

					Технологическая часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Интенсивность образования парафино-смолистых отложений зависит от физико-химических свойств нефти, температуры потока и гидродинамических условий перекачки. С ростом скорости движения нефти интенсивность отложений возрастает, что объясняют увеличением турбулизации потока и, следовательно, увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности трубы, флотирующих взвешенные частицы парафина и асфальтосмолистых веществ [18].

5.1.3. Применение ингибиторов парафинообразования

Ингибиторы парафиноотложения разрабатываются и производятся различными компаниями. Для конкретных условий применения индивидуально подбирается существующий ингибитор или синтезируется новый. Известны следующие основные виды ингибиторов парафиноотложения [19]:

- 1) химические вещества неполимерного типа (алкилнафталины; эфиры многоатомных кислот и спиртов; амиды, содержащие длинные алкилы).
- 2) сополимеры:
 - малеинового ангидрида;
 - этилена с полярными мономерами (винилацетатом, эфиром акриловой кислоты);
 - винилацетата с фумаровой кислотой;
 - алкил(мет)акрилатов, полиалкил(мет)-акрилатов;
 - ароматических углеводородов, состоящие из двух или трех мономеров;
 - полиолефинового типа (этилен-пропилен, этилен-пропилен-диен и продукты их деструкции, сополимеры α -олефинов, модифицированные полиолефины);

Товарные формы ингибиторов парафиноотложения реализуются под различными марками так называемых депрессорных присадок. Добавление ингибиторов в парафинистые конденсаты не влияет на термодинамику выпадения парафинов в твердую фазу. Зависимость количества выпавшего в твердую фазу парафина от температуры остается неизменной для чистого конденсата и его смесей с ингибитором. Но ингибиторы значительно изменяют пространственную структуру выпавших парафинов. Они уменьшают размеры кристаллических образований и делают решетку менее связанной. Ее прочность снижается. Это влечет уменьшение предела прочности парафиновой структуры при ее охлаждении в покое. Чем менее прочной становится кристаллическая решетка, тем ниже значение предела прочности парафиновой структуры и эффективнее применяемый ингибитор [20].

5.2 Виды очистки внутренней полости нефтепроводов

В зависимости от свойств перекачиваемой нефти – вязкости, плотности, содержания парафина, скорости потока нефти, сезонных изменений температуры нефти, интенсивности отложения парафина на стенках нефтепровода, устанавливаются следующие виды очистки [27] [25]:

- периодическая (плановая) – выполняется при текущей эксплуатации, с целью удаления парафиновых отложений для обеспечения плановых показателей пропускной способности нефтепровода и энергозатрат на перекачку нефти, удаления скоплений воды, с целью предупреждения развития внутренней коррозии нефтепроводов;
- внеочередная (внеплановая) – выполняется при увеличении по сравнению с плановыми энергозатратами, уменьшении пропускной способности, уменьшении эффективного диаметра нефтепровода;
- преддиагностическая – выполняется для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода для проведения внутритрубной диагностики.

5.3 Периодичность очистки внутренней полости нефтепроводов

					Технологическая часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Промысловые нефтепроводы в зависимости от характеристик перекачиваемой нефти и особенностей эксплуатации нефтепроводов подразделяются по: вязкости, содержанию парафина в нефти, скорости потока, перепаду температуры [28].

По вязкости перекачиваемой нефти:

- до 30 сСт;
- от 30 до 50 сСт;
- более 50 сСт.

По содержанию парафина в нефти:

- менее 3%;
- от 3 до 6 %;
- более 6%.

По скорости потока нефти:

- менее 0,5 м/сек;
- от 0,5 до 1,5 м/сек;
- более 1,5 м/сек.

По перепаду температуры нефти по длине нефтепровода:

- менее 5 град. С/100 км;
- от 5 до 15 град. С/100 км;
- более 15 град. С/100 км.

Промысловые нефтепроводы в зависимости от характеристик нефти, особенностей эксплуатации и изменения температуры нефти по длине нефтепровода подразделяются на 7 групп (Таблица 13).

Периодичность очистки устанавливается как:

- не менее 1 раза в 90 суток для нефтепроводов 1 и 2 группы;
- не менее 1 раза в 60 суток для нефтепроводов 3 и 4 группы;
- не менее 1 раза в 45 суток для нефтепроводов 5 и 6 группы;
- не менее 1 раза в 30 суток для нефтепроводов 7 группы.

					Технологическая часть	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 13 – Группы нефтепроводов

Скорость потока нефти, м/с	Перепад температуры по длине нефтепровода, град/100 км	Вязкость перекачиваемой нефти, сСт								
		до 30			от 30 до 50			более 50		
		Содержание парафинов, %								
		менее 3	от 3 до 6	более 6	менее 3	от 3 до 6	более 6	менее 3	от 3 до 6	более 6
		Группа нефтепровода								
более 1,5	менее 5	1	2	3	2	3	4	3	4	5
	от 5 до 15	2	3	4	3	4	5	4	5	6
	более 15	3	4	5	4	5	6	5	6	7
от 0,5 до 1,5	менее 5	2	3	4	3	4	5	4	5	6
	от 5 до 15	3	4	5	4	5	6	5	6	7
	более 15	4	5	6	5	6	7	6	7	-
менее 0,5	менее 5	3	4	5	4	5	6	5	6	7
	от 5 до 15	4	5	6	5	6	7	6	7	-
	более 15	5	6	7	6	7	-	7	-	-

Типы и количество ОУ при проведении плановой очистки определяются в зависимости от периодичности очистки и протяженности нефтепровода по таблице 14 [27]:

Таблица 14 – Тип и количество ОУ при проведении периодической очистки нефтепровода

Протяженность участка	Периодичность очистки, сутки	
	более 45 суток	45 суток и менее
до 150 км	1 шт: СКР4 (СКР3, СКР2, ПРВ1, СКР1)	2 шт: СКР4 (СКР2, СКР3) + ПРВ1 (СКР1)
более 150 км	1 шт: СКР4	2 шт: СКР4 + ПРВ1

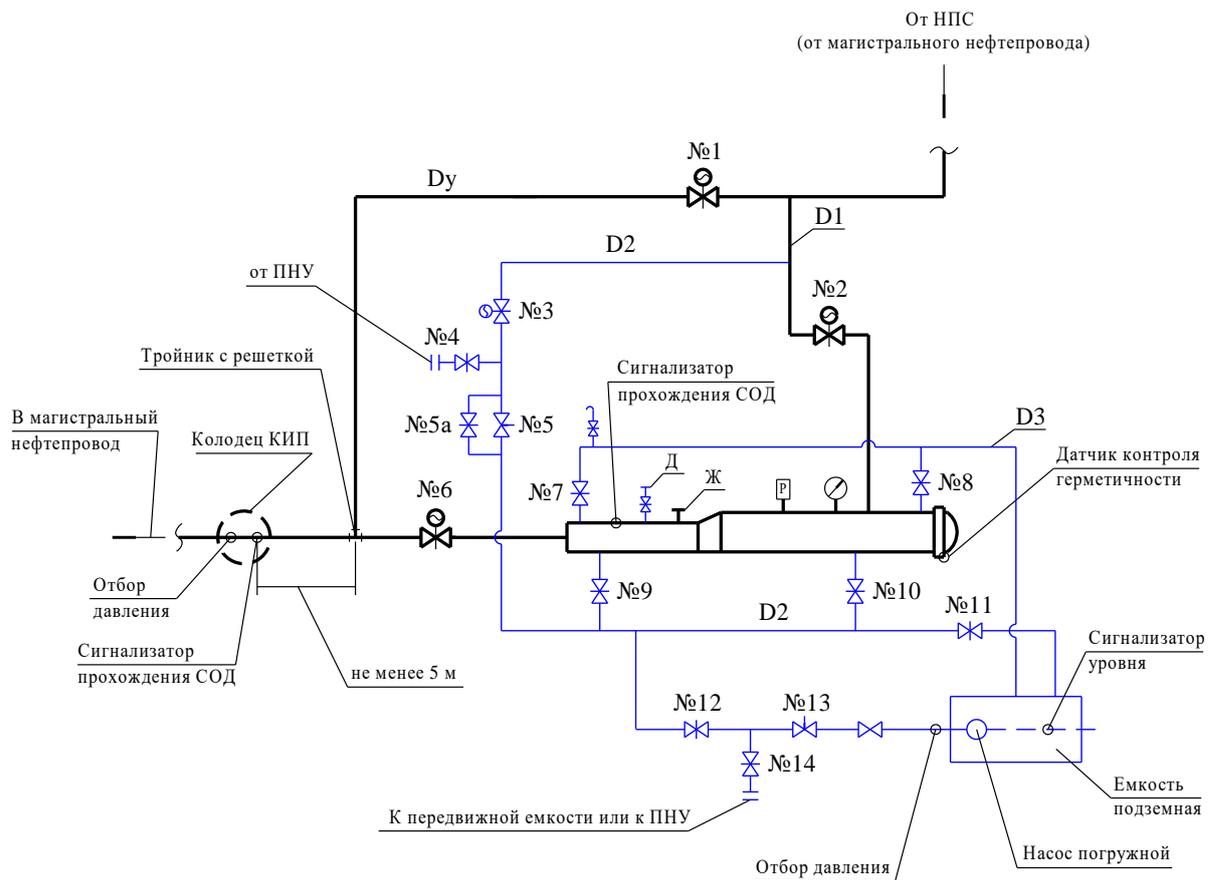
5.4 Технология запуска очистного устройства

Пример технологической схемы узла запуска СОД приведен на рисунке 7.

1) Исходная позиция задвижек на КПП СОД:

- задвижка № 1 открыта; задвижки №2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 11, 12, 13, 14 закрыты;

- комбинированный ВИП запасован в КПП СОД таким образом, чтобы 2 передние манжеты вошли в часть камеры с номинальным диаметром;



Условные обозначения

- - основные технологические трубопроводы
- - дренажные и вспомогательные трубопроводы
- Du - условный диаметр магистрального нефтепровода, мм
- D1 - условный диаметр трубопровода подвода нефти, мм
- D2 - условный диаметр дренажных и вспомогательных трубопроводов, мм
- D3 - условный диаметр трубопровода газовой воздушной линии, мм
- Д - патрубок для подачи пара или инертного газа
- Ж - патрубок для установки запасочного устройства
- ПНУ - передвижная насосная установка
- ⊗ - запорная арматура с электроприводом
- ⊗ - затвор обратный
- ⊗ - запорная арматура с ручным управлением
- ⊗ - регулирующий орган с ручным управлением
- ⊗ - манометр
- ⊗ - датчик давления
- ⊗ - воздушник
- - направление потока нефти

Рис. 7 – Технологическая схема узла запуска СОД

- заполнение КПП СОД нефтью из магистрального нефтепровода, до начала комбинированного ВИП, проводится через систему дренажных и вспомогательных трубопроводов при открытых задвижках № 3, 7, 8, 9, 10,

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
					60	

обеспечивая малую подачу задвижкой № 5, и закрытых задвижках № 2, 4, 5а, 6, 11, 12, 14;

- контроль заполнения камеры проводится по изменению уровня в дренажной емкости. При изменении уровня в емкости более чем на 0,3 м камера считается заполненной.

2) Закрыть задвижки №№ 3, 5, 7, 8, 9, 10.

3) Выровнять давление между магистралью (отбор давления в колодце КИП) и камерой пуска (манометр), приоткрыв и закрыв задвижку № 2.

4) Запуск комбинированного ВИП производить при открытых задвижках № 2, 6, закрытых задвижках № 3, 4, 7- 12, 14 и закрытии задвижки № 1.

5) Изолировать камеру пуска, закрыв задвижки № 2 и № 6.

Технические указания:

- заполнение нефтью камеры пуска СОД условным диаметром до 250 мм включительно из магистрального нефтепровода следует осуществлять с производительностью не более 10 м³/ч, условным диаметром от 300 до 500 мм включительно – не более 25 м³/ч, условным диаметром от 700 до 1200 мм – с производительностью не более 50 м³/ч;

- управление скоростью подачи нефти в камеру из магистрального нефтепровода осуществляется регулирующим органом № 5. Степень регулировки определяется с помощью пробного заполнения подземной дренажной емкости в период пуско-наладочных работ. Изменение уровня в дренажной емкости во время пробного заполнения должно определяться с помощью переносного уровнемера. При достижении уровня 2/3 от максимального заполнения подземной емкости следует прекратить путем закрытия задвижки № 3. Повторное заполнение производить после полной откачки нефти из емкости [31].

Подготовительные работы на камерах и узлах запуска, пропуска и приема при выполнении диагностики комбинированными ВИП, технологические переключения режимов работы нефтепровода,

					Технологическая часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

технологические переключения при пуске, соблюдение режимов работы при пропуске, технологические переключения при приеме должны соответствовать требованиям инструкции по пропуску СОД на каждый участок магистральных нефтепроводов. Инструкции по пропуску СОД разрабатывает отдел эксплуатации РНУ ОСТ, согласовывает РНУ ОСТ и утверждает главный инженер ОСТ [31].

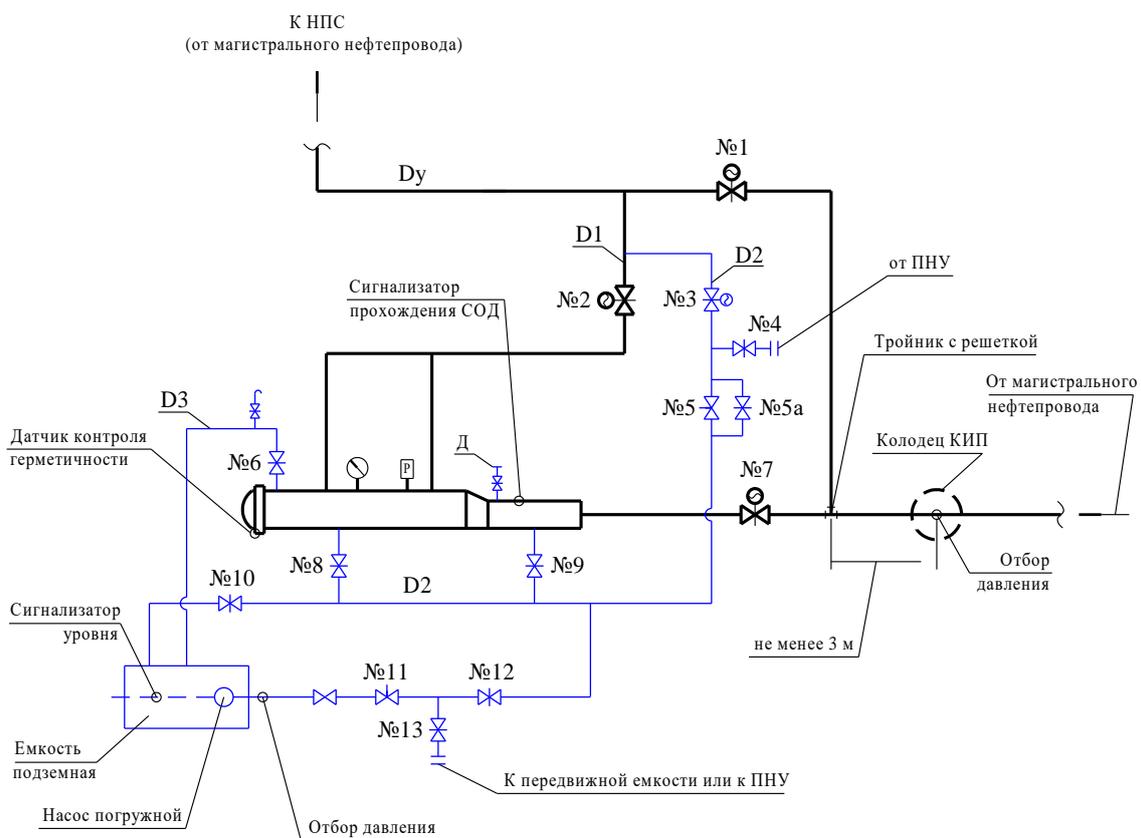
5.5 Технология приёма очистного устройства

Пример технологической схемы узла приема СОД приведен на рисунке 8.

- 1) Исходная позиция на узле приема КППСОД (см. рисунок 8):
 - до начала приёма комбинированного ВИП заполнение нефтью КПП СОД из магистрального нефтепровода, через систему дренажных и вспомогательных трубопроводов, проводится при открытых задвижках № 3, 6, 8, 9 обеспечивая малую подачу задвижкой № 5, и закрытых задвижках 2, 4, 5а, 7, 10, 12, 13, контроль заполнения камеры проводится по изменению уровня в дренажной емкости. При изменении уровня в емкости более чем на 0,3 м камера считается заполненной;
 - прием комбинированного ВИП проводится при открытых задвижках № 2, 7 и закрытых задвижках № 1, 3, 4, 6, 8, 9, 10, 12, 13.
- 2) Выполнить контроль за приходом комбинированного ВИП в приемную камеру с использованием НМС, установленной на расстоянии не менее 20 м перед входной задвижкой узла камеры приема СОД над осью трубопровода. Убедиться, что комбинированный ВИП прошел равнопроходной тройник с решеткой на узле камеры приема.
- 3) Полностью открыть задвижку № 1.
- 4) Если комбинированный ВИП вошел в приемную камеру полностью, последовательно закрыть задвижки № 7 и № 2.
- 5) В соответствии с инструкцией по приему СОД, сбросить давление в камере приема, дать выдержку в течение не менее 30 минут (время может быть изменено в задании на пропуск), после чего должен прослушиваться

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

непрерывный звук акустического сигнализатора – признак перехода комбинированного ВИП во взрывобезопасный режим.



Условные обозначения

- - основные технологические трубопроводы
- (blue) - дренажные и вспомогательные трубопроводы
- Dy - условный диаметр магистрального нефтепровода, мм
- D1 - условный диаметр трубопровода отвода нефти, мм
- D2 - условный диаметр дренажных и вспомогательных трубопроводов, мм
- D3 - условный диаметр трубопровода газовой воздушной линии, мм
- Д - патрубок для подачи пара или инертного газа
- ПНУ - передвижная насосная установка
- ⊗ - запорная арматура с электроприводом
- ⊗ (blue) - затвор обратный
- ⊗ (blue) - запорная арматура с ручным управлением
- ⊗ (blue) - регулирующий орган с ручным управлением
- ⊙ - манометр
- ⊞ - датчик давления
- ⊞ (blue) - воздушник
- (arrow) - направление потока нефти

Рис. 8 – Технологическая схема узла приема СОД

б) Дренаж нефти из КППСОД и прилегающих надземных участков трубопроводов в магистральный нефтепровод производить с помощью

передвижной насосной установки (ПНУ) при открытых воздушниках № 3, 4, открытых задвижках № 6, 7, 8, 9 и закрытых задвижках № 2, 5.

При переходе комбинированного ВИП во взрывобезопасный режим выполнить штатную процедуру его извлечения из камеры приема. Выполнить процедуры по полному дренированию (опорожнению) камеры приема от продукта, заполнению камеры воздухом в соответствии с инструкцией по приему СОД [31].

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
						64
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

6 Социальная ответственность

Перед организацией периодической очистки нефтепровода необходимо убедиться, что проходное сечение подвергаемого очистке трубопровода не менее 85% от внешнего диаметра труб по результатам пропусков скребка-калибра или снаряда–профилемера.

При необходимости очистки нового нефтепровода или нефтепровода, на котором в промежутках между очистками производился ремонт, а также при организации очистки нефтепроводов, ранее не обследованных внутритрубными инспекционными снарядами, оценка пропускного сечения трубопровода осуществляется путем пропуска скребка – калибра.

Пропуск скребка–калибра оформляется соответствующим актом и результаты заносятся в журнал учета очистки нефтепровода. По результатам пропуска скребка–калибра принимается решение о возможности пропуска очистных устройств. При наличии в трубопроводе сужений проходного сечения, превышающих 15%, принимаются меры по обнаружению месторасположения таких сужений при помощи профилемера и меры по их удалению.

6.1 Производственная безопасность

Запуск и прием очистных устройств осуществляется с помощью камер запуска и приема средств очистки и диагностики, которые размещаются на площадках открытого типа. Камеры предназначены для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом с установкой на открытом воздухе с возможным диапазоном температур окружающего воздуха от 40 °С до -60 °С [11].

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, которые формируют опасные и вредные факторы при выполнении очистных

					<i>Повышение эффективности очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>азраб.</i>		<i>Ардышев А.М.</i>			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					65	83
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4Б		
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

мероприятий внутренней полости трубопровода в таблице 15 [35].

Таблица 15 – Элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении очистных мероприятий внутренней полости трубопровода

Наименование работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Вскрытие и закрытие камер пуска приема средств очистки и диагностики; 2. Запасовка и запуск очистного устройства; 3. Перестановка запорной арматуры; 4. Прием и извлечение очистного устройства.	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровня шума; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; 5. Повреждения в результате контакта с насекомыми	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2. Поражение электрическим током	Р 3.5.2.2487-09 [34] СанПиН 2.2.4.1294-03 [37] ГОСТ 12.1.003-2014 [39] ГОСТ 12.1.046-2014 [40] ГОСТ 12.1.005-88 [41] ГОСТ 12.2.003-91 [42] ГОСТ 12.1.010-76 [43] ГОСТ 12.1.038-82 [44]

6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

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.

6.1.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе 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 °С 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 °С.

Для профилактики перегревания организма необходимо организовать рациональный режим работы. При температуре наружного воздуха 35 °С и выше продолжительность периодов непрерывной работы должна составлять 15 - 20 минут с последующей продолжительностью отдыха не менее 10 - 12 минут в охлаждаемых помещениях.

В помещении, в котором осуществляется нормализация теплового состояния человека после работы в нагревающей среде, температуру воздуха, во избежание охлаждения организма вследствие большого перепада температур и усиленной теплоотдачи испарением пота, следует поддерживать на уровне 24 - 25 °С [37].

6.1.1.2 Превышение уровней шума

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к ухудшению слуха. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА. Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты [39].

Различают три формы воздействия:

- утомление слуха;
- шумовую травму;
- профессиональную тугоухость.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						67
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Первая характеризуется острым утомлением клеток уха и может стать причиной развития профессиональной тугоухости.

Профессиональная тугоухость ведет к снижению слуха вплоть до его полной потери.

Коллективные средства защиты [38]:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны, звукоизоляция);
- средства индивидуальной защиты: наушники; ушные вкладыши (беруши)

6.1.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Свет является одним из важнейших условий существования человека.

Согласно ГОСТ 12.0.003- 2015 недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности.

Согласно [40] к средствам нормализации освещенности производственных помещений рабочих мест относятся:

- источники света;
- осветительные приборы;
- световые проемы;
- светозащитные устройства;
- светофильтры;
- защитные очки.

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.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						68
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

6.1.1.4 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Действие этого фактора оказывает вредное влияние на дыхательные пути, кожный покров, органы зрения, на пищеварительный тракт. Поражение пылью верхних дыхательных путей в начальной стадии сопровождается раздражением, а при длительном воздействии появляется кашель, отхаркивание грязной мокроты.

Согласно [38] к средствам защиты от повышенной запыленности и загазованности воздуха рабочей зоны относятся:

- устройство вытяжной местной вентиляции;
- специальные противопылевые респираторы;
- очки;
- противопылевая спецодежда.

Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³.

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). При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами [41].

6.1.1.5 Повреждения в результате контакта с насекомыми

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

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						69
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

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

В целях профилактики ставятся прививки от клещевого энцефалита. Также необходимо проводить осмотр одежды и тела 3-4 раза в день [34].

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

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.

6.1.2.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Работы по запасовке внутритрубных диагностических устройств производят при помощи привлекаемой техники. Опасным фактором является подъем механизмов и перемещение техники. К работе допускается аттестованный персонал, имеющие удостоверение и допуск к данной работе, прошедший инструктаж на рабочем месте. Работы производятся только тем персоналом, которые находятся в списке наряда – допуска с личной подписью работника. Во избежание травм работники должны применять средства индивидуальной защиты, спецодежды и производить работы только в присутствии ответственного за производство работ.

К средствам защиты от воздействия механических факторов относятся устройства [38]:

- оградительные;
- автоматического контроля и сигнализации;

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

- предохранительные;
- дистанционного управления;
- тормозные;
- знаки безопасности.

6.1.2.2 Поражение электрическим током

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках с разностью потенциалов. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Значение напряжения в электрической цепи должно быть не более 50 мА [44].

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

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

6.2 Экологическая безопасность

В настоящее время большинство объектов нефтегазового профиля эксплуатируются более 20 – 25 лет и являются загрязнителями окружающей среды.

С целью предотвращения негативного воздействия на атмосферу в месте производства работ должен постоянно производиться анализ газовоздушной среды специальными приборами газоанализаторами. Работы по очистке очистных устройств от нефтесодержащих шламов необходимо производить на специально отведенной территории, для предотвращения попадания нефтесодержащей жидкости на грунт. Места проведения работ должны быть оснащены автоматическими системами контроля за загрязнением

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

атмосферного воздуха, стационарные источники выброса вредных веществ в воздух оснащены приборами контроля.

6.2.1 Защита атмосферы

Загрязняющие вещества могут попадать в атмосферу при нарушениях в работе оборудования, износе уплотнений, ремонтных работах, связанных с разгерметизацией трубопровода.

Таким образом, в атмосферу могут попасть такие вещества, как легкие газообразные углеводороды (метан, этан, пропан, бутан), относящиеся к четвертому классу опасности, сероводород относящийся ко второму классу опасности, этилмеркаптан относящийся ко второму классу опасности по ГОСТ 12.1.005-88.

Мероприятия по защите атмосферы:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность.
2. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.
3. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры.
4. Использование системы контроля загазованности.

6.2.2 Защита гидросферы

Основные источники загрязнения рек и водоемов нефтью и нефтепродуктами при транспортировке их по магистральным трубопроводам аварийные утечки при отказах подводных переходов. Наиболее распространенные причины аварии подводных трубопроводов: деформации вследствие потери устойчивости, механических ударов, резонансные явления на размытых участках переходов, нарушения гидроизоляционного покрытия и коррозия.

По степени загрязненности воды и ожидаемым последствиям различают четыре категории загрязнения. Влияние нефти и нефтепродуктов на водоем проявляется в ухудшении физических свойств воды (замутнение, изменение цвета, вкуса, запаха), отравлении воды токсическими веществами,

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

образовании поверхностной пленки нефти и осадка на дне водоема, понижающей содержание кислорода.

В настоящее время методы очистки воды подразделяются на:

- Механический метод (специальными устройствами);
- Химический метод (использование химических реагентов);
- Физико-химический метод. При данном методе очистки воды от нефти из воды удаляются тонко дисперсные и растворенные примеси и разрушаются органические и плохо окисляемые вещества нефти.

6.2.3 Защита литосферы

Строительство трубопроводов в северных районах оказывает влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растекает многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры. При растеплении, происходит процесс эрозии. Эрозия наносит ущерб окружающей среде втрое: разрушает естественные или созданные в сооружениях геометрические формы, следствием чего обычно становится утрата устойчивости и эстетические дефекты; перемещает грунтовые частицы во взвешенном состоянии в водных потоках, создавая отложения частиц в местах сноса вследствие смыва грунта с обочин, образование промоин, загрязняя земли, ухудшая плодородие почвы. Эрозии сильно подвергаются мелкозернистые пылеватые пески, пылеватые суглинки, глины лессы, лессовидные суглинки.

6.3.1 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

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

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.

При работе на камере приема пуска средств очистки и диагностики могут произойти следующие чрезвычайные ситуации: разгерметизация камеры с аварийным выбросом вредных веществ в атмосферу, вследствие чего может произойти пожар, взрыв.

Нефтепродукты являются пожароопасными и взрывоопасными веществами. При неправильной организации технологического процесса или несоблюдении определенных требований возникают пожары и взрывы, которые приводят к авариям, термическим ожогам и травмированию работников. Аварии сопровождаются выбросом некоторого количества нефтепродуктов. Аварии наносят значительный ущерб экономике, окружающей среде и здоровью человека из-за высокой токсичности нефти и нефтепродуктов.

Действия при пожаре и взрыве:

При обнаружении возгорания необходимо реагировать на пожар быстро, использовать все доступные способы для тушения огня (песок, воду, огнетушители и т.д.). Если потушить огонь в кратчайшее время невозможно, нужно вызвать пожарную охрану предприятия (при ее наличии) или города (по телефону 01).

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

При эвакуации горящие помещения и задымленные места необходимо проходить быстро, задержав дыхание, защитив нос и рот влажной плотной тканью. В сильно задымленном помещении необходимо передвигаться ползком или пригнувшись – в прилегающем к полу пространстве чистый воздух сохраняется дольше.

Меры по ликвидации последствий:

Ликвидация аварий нефтепровода может быть выполнена методами постоянного или временного ремонта. К постоянным методам относится вырезка катушки или участка нефтепровода с повреждением и заварка новой катушки или секции трубы, заварка свищей с установкой "чопиков" (металлических пробок), приварка патрубков с заглушками.

В качестве временного метода аварийного ремонта могут быть применены на срок не более одного месяца установка необходимой приварной муфты, муфты с коническими переходами, галтельные муфты, с обязательной последующей заменой их с применением методов постоянного ремонта [48].

6.3.2 Пожаровзрывоопасность на рабочем месте

Объекты магистральных нефтепроводов отличаются высокой пожаровзрывоопасностью, относятся к категории «А» повышенной пожаровзрывоопасности. Причинами взрывов и пожаров могут быть не только халатное и небрежное обращение с открытым огнем, но и ошибки в проектировании, нарушение технологического процесса, неисправность, перегрузка или неправильное устройство электрических сетей, производственного оборудования, разряды статического электричества, неисправность установок и систем [43].

Возникновения горения возможно при наличии: горючего вещества, окислителя и импульса. Импульсом может быть: открытый огонь, искра (электрическая, статическая или от удара металлических предметов), молния. При содержании в воздухе от 4,4% (НКПВ) до 17% (ВКПВ) образуется смесь, которая взрывается от любой искры.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						75
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Пожарную защиту КПП СОД обеспечивает автоматическая система пенотушения, которая включает в себя средства обнаружения пожара, системы сигнализации, управления, пожаротушения. Срабатывание системы пенотушения происходит автоматически, дистанционно или вручную [36].

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

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

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

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

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

6.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Работы по подготовке, а также по запуску и приему ОУ должны выполняться под руководством ответственных лиц. Ответственными за

					<i>Социальная ответственность</i>	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

подготовку и проведение этих работ назначаются инженерно-технические работники линейно-эксплуатационной службы.

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

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

Во избежание несчастных случаев направляемый на работу персонал должен иметь соответствующую подготовку, пройти производственный инструктаж, ознакомиться с правилами внутреннего распорядка, общими правилами техники безопасности и с безопасными методами работы при обслуживании объектов КПП СОД, а также с методами оказания первой помощи.

Персонал должен быть обеспечен спецодеждой, изготовленной из материалов, не накапливающих статическое электричество, изолирующими шланговыми противогазами, спасательными поясами и канатами и другими средствами индивидуальной защиты, необходимыми инструментами, приспособлениями, приборами.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						77
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заключение

В ходе работы на основании научно-технической литературы и нормативно-технических документов были проанализированы современные методы очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов, виды очистки, их периодичность, описаны основные причины образования парафиновых отложений внутри нефтепроводов. Также был произведен гидравлический расчет нефтепровода, расчет толщины парафиноотложений, расчет счетной стоимости работ и расчет эффективности очистки с помощью механического метода и химического. Сделан вывод о том, что применение химического метода позволяет увеличить степень очистки и повысить производительность нефтепровода.

В работе были изучены основные типовые очистные устройства, применяемые на современных нефтепроводах. Приведены мероприятия по производственной, экологической безопасности и безопасности в ЧС. Проведен анализ вредных и опасных производственных факторов. Даны мероприятия по их устранению.

					<i>Повышение эффективности очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
азраб.		Ардышев А.М.			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Брусник О.В.					78	83
Консульт.						ТПУ гр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП.		Брусник О.В.						

Список используемых источников

1. Хасанова, К. И. Повышение эффективности применения средств и методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе транспорта нефти по магистральным трубопроводам / К. И. Хасанова, М. Е. Дмитриев, Б. Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. — 2013. — № 3. — С. 7-11.
2. Тугунов П. И., Новоселов В. Ф. и др. Транспорт и хранение нефти и газа. – М.: Недра, 1975. – 150 с.
3. Нечваль А. М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. – 165 с.
4. Вайншток, С. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. / С. А. Вайншток, В. Ф. Новосёлов. – М.: Недра, 2004г. – 336с.
5. Исследование отложений парафина в трубопроводах, подвергаемых сезонной чистке / Ван Вэньда [и др.] // Химия и технология топлив и масел. — 2014. — № 1. — С. 27-33.
6. Войтех Н. Д. Эффективная очистка трубопроводов в условиях Западной Сибири / Н. Д. Войтех, Ю. А. Журавлев, Д. Ю. Першин // Нефть и капитал. — 2015. — № 6. — С. 62-64.
7. АО «Транснефть – Диаскан» Продукция [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://diascan.transneft.ru/klientam/prodykciya>. – (Дата обращения: 12.03.2018).
8. Каргасокский район Томской области [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.kargasok.ru/>. – (Дата обращения 09.02.2018).
9. Ходжаева Г. К., Гребенюк Г. Н., Азизов Х.Ф. Практические рекомендации по оценке геоэкологических рисков возникновения аварийных ситуаций при транспортировке нефтепродуктов // Монография. Изд-во:

					<i>Повышение эффективности очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>азраб.</i>		<i>Ардышев А.М.</i>			Список используемых источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					79	83
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4Б		
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

"Нижневартовск: НГГУ" 2012г. – 80 с.

10. Batzel, D. Выбор скребков и щеток для оптимальной очистки трубопроводов / D. Batzel // Нефтегазовые технологии. — 2012. — № 8 .— С. 34-37 .

11. Русака, О. Н. Безопасность жизнедеятельности в техносфере: учеб. пособие / О. Н. Русака, Л. Н. Горбунова, В. Я. Кондрасенко, А. А. Калинин, К. Д. Никитин, А. И. Жуков; Ред О. Н. Русака, В. Я. Кондрасенко; Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2001. – 431 с.

12. Чугаев, Р. Р. Гидравлика: учебник для вузов / Р. Р. Чугаев. – Л.: Энергоиздат. Ленингр. отделение, 1982. – 672с.

13. Каменщиков, Ф. А. Тепловая депарафинизация скважин. / Ф. А. Каменщиков. – Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и характерная динамика», 2005. – 353с.

14. Бардик, Д. Л. Нефтехимия: научное издание / Д. Л. Бардик, У. Л. Леффер. – М.: Олимп-Бизнес, 2001 – 410с.

15. Зеленин, А. Н. Машины для земляных работ: учеб. пособие / А. Н. Зеленин; Ред. А. Н. Зеленин. – М.: Машиностроение, 1975 – 377с.

16. Лурье М. В. и др. Нефтепроводный транспорт нефтепродуктов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 89 с.

17. Новоселов В. Ф. Нефтепроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов: Учебное пособие. – Уфа: изд-во Уфим. нефт. ин-та, 1986. – 93 с.

18. Ишмухаметов И. Т., Исаев С. Л., Лурье М. В., Макаров С. П. Нефтепроводный транспорт нефтепродуктов. – М.: Нефть и газ, 1999.

19. Порайко И. Н., Галюк В. Х. Очистка нефтепроводов водорастворимыми полимерами // Нефтяное хозяйство. — 1979. — № 9. — С. 58.

20. А. А. Абрамзон, Л. П. Зайченко, С И. Файнгольд. Поверхностно-активные вещества. Синтез, анализ, свойства, применение: Учеб. пособие для вузов / Под ред. А. А. Абрамзона. — Л.: Химия, 1988. — 200 с.

					Список используемых источников	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

21. Коршак А. А., Шаммазов А. М. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. – 3-е изд., испр. и доп. – Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 528 с.
22. Лурье М. В. и др. Нефтепроводный транспорт нефтепродуктов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 89 с.
23. АО «Транснефть – Центральная Сибирь» Деятельность [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://centralsiberia.transneft.ru/about/deyatelnost/>. – (Дата обращения: 12.02.2018).
24. Очистные поршни для трубопроводов / Информационная брошюра. – Уфа: ЦТД «Диаскан», 2010. – 27 с.
25. Абузова, Ф. Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа / Ф. Ф. Абузова, Р. А. Алиев, В. Ф. Новосёлов. – М.: Недра, 1992. – 320 с.
26. Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р. А. Алиев, В. Б. Белоусов, А. Г. Немудров. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
27. ГОСТ 34182-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения
28. РД 153-39.4-041-99 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов»
29. ОР-75.180.00-КТН-143-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Порядок технического обслуживания, среднего и капитального ремонта внутритрубных очистных устройств»
30. ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01 «Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть" специальными очистными устройствами (скребками)»
31. ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»
32. ОР-75.180.00-КТН-018-10 «Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ)»

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

33. РД 39-30-718-82 «Методика гидравлического расчета при перекачке газонасыщенных нефтей»
34. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции
35. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
36. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.
37. СанПиН 2.2.4.1294-03 Гигиенические требования к аэроионному составу воздуха производственных и общественных помещений
38. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
39. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
40. ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок
41. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
42. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
43. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
44. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

					Список используемых источников	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		