

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль

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

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Способы очистки внутренней полости нефтепроводов с участками разного диаметра»

УДК 622.691.4.07

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б14	Цой Алина Алексеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шмурыгин В.А.	доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Рудаченко А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б14	Цой Алина Алексеевна

Тема работы:

«Способы очистки внутренней полости нефтепроводов с участками разного диаметра»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Поиск более эффективных и экономичных методов очистки нефтепроводов с участками разного диаметра.

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>	В процессе выполнения работы были исследованы методы очистки: механические, химические, гелевые. В результате исследований был выявлен более эффективный – химический, применяемый на практике метод.
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»	Белозерцева О.В. к.э.н., доцент
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В. к.т.н., доцент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Реферат	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шмурыгин В.А.	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б14	Цой А.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б14	Цой Алина Алексеевна

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат (бакалавр)	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов, переработки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)</i>	Рабочее место находится на севере Томской обл. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный При пуске очистных устройств в нефтепровод могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия нефтепроводного транспорта нефти. Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.
<i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i>	СНиП 2.05.06-85* «Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования». СНиП III-42-80* «Магистральные нефте – проводы. Правила производства и приёмки работ». ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы». СНиП 3-42-80 «Технологии ремонта» ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность» ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность».
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды</i>	Вредные факторы 1. Климатические условия 2. Превышение уровня шума 3. Превышение уровня вибрации 4. Превышение уровней ионизирующих излучений 5. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны 6. Недостаточная освещенность рабочей зоны 7. Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды	Опасные факторы 1. Механизмы производственного оборудования, очистные устройства 2. Электрическая дуга и искры при сварке 3. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов 4. Взрывоопасность и пожароопасность 5. Электрический ток
3. Охрана окружающей среды:	При очистке очистных устройств от нефтешлама воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Очистка очистных устройств сопровождается: загрязнением атмосферного воздуха; загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; повреждением почвенно-растительного покрова; изъятием земель.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации на нефтепроводе могут возникать в случае, парафинообразования на внутренней полости, что может привести к порыву нефтепровода и к разливу продукта.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Стандарт ОАО "Томскнефть" ВНК «Управление отходами» №ПЗ-05 С-0084 ЮЛ-098(актуальная версия); Инструкция ОРГАНИЗАЦИИ «Организация безопасного проведения газоопасных работ» № ПЗ-05 И-0014 ЮЛ-098.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б14	Цой Алина Алексеевна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-
СБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б14	Цой Алине Алексеевне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов, переработки

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.03.2016 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б14	Цой Алина Алексеевна		04.03.2016 г.

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10.06.2016

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2016	<i>Диагностика состояния внутренней полости нефтепроводов</i>	...
28.03.2016	<i>Виды отложений механических примесей</i>	...
15.04.2016	<i>Способы очистки внутренней полости нефтепроводов</i>	
29.04.2016	<i>Гидравлический расчет сложного нефтепровода</i>	
05.05.2016	<i>Финансовый менеджмент</i>	
12.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	
19.05.2016	<i>Заключение</i>	
25.05.2016	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шмурыгин В.А.	доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 80 страниц, 14 рисунков, 10 таблиц, 164 источника.

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

Объектом исследования является нефтепровод с участками разного диаметра.

Цель работы – рассмотрение различных технических средств для очистки нефтепроводов с участками различных диаметров.

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

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

					Выпускная квалификационная работа		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Цой А.А.				Реферат	Лит.	Лист
Руковод.	Шмирыгин В.А.						Листов
Консульт.							
Зав. Каф.	Ридаченко А.В.					8	80
						ТПУ гр. з-2514	

Экономическая эффективность/значимость работы трудозатраты при проведении очистных мероприятий химическим способом на 20% ниже чем при механическом способе. Общие затраты на проведение очистки химическим способом составили 88,3 тыс. руб.; на проведение очистки механическим способом 244,9 тыс. руб.

					Реферат	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ANNOTATION

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

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

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

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

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

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

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

					Annotation	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

В данной работе, при исследовании методов очистки нефтепроводов с участками разного диаметра, были использованы такие литературные источники таких авторов, как А.В. Коптева, Н.В. Чухарева, И.М. Комлев, И.Е. Чаплин, П.И. Тугинова, М.В. Лурье. Так же были использованы необходимые ГОСТы, РД, инструкции.

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

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

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

					Выпускная квалификационная работа					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Цой А.А.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Шмирыгин В.А.						11	80	
Консульт.						ТПУ гр. з-2514				
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.								

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	15
1. Диагностика состояния внутренней полости нефтепроводов....	16
2. Виды отложений механических примесей.....	19
2.1. Причины отложений механических примесей.....	20
2.2. Причины отложений парафина на стенках нефтепровода.....	22
2.3. Мероприятия по предупреждению отложений парафина.....	22
3. Способы очистки внутренней полости нефтепроводов с участками разного диаметра.....	24
3.1. Виды очистки внутренней полости нефтепроводов.....	26
3.2. Периодичность очистки.....	26
3.3. Технология проведения работ по запуску очистного устройства...	28
3.3.1. Подготовка участка нефтепровода к запуску очистного устройства.....	28
3.3.2. Подготовительные работы на камере приема очистного устройства.....	29
3.3.3. Запасовка очистного устройства в камеру пуска.....	30
3.3.4. Запуск и контроль прохождения очистного устройства по трассе нефтепровода.....	31
3.3.5. Прием и извлечение очистного устройства.....	32
3.4. Механическая очистка.....	32
3.4.1. Виды очистных устройств.....	33
3.5. Очистка гелевыми системами.....	35
3.5.1. Гели- разделители.....	35

					Содержание		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Цой А.А.</i>					
<i>Руковод.</i>		<i>Шмирыгин В.А.</i>			<i>Лит.</i> <i>Лист</i> <i>Листов</i>		
<i>Консульт.</i>							
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Ридаченко А.В.</i>			ТПУ гр. з-2Б14		

3.5.2. Гелевые поршни для очистки.....	36
3.5.3. Углеводородные гели.....	36
3.5.4. Осушающие гели.....	36
3.6. Химическая очистка.....	36
3.6.1. Требования к установкам по вводу реагента в нефтепровод...	38
3.7. Обоснование выбора способа очистки.....	42
4. Гидравлический расчет сложного нефтепровода с переменным сечением.....	43
5. Социальная ответственность.....	46
5.1. Производственная безопасность.....	47
5.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	49
5.2.1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны.....	49
5.2.2. Превышение уровней шума.....	50
5.2.3. Превышение уровней вибрации.....	51
5.2.4. Превышение уровней ионизированного излучения.....	51
5.2.5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	52
5.2.6. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны...	52
5.2.7. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.....	53
5.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	53
5.3.1. Производственные механизмы.....	53
5.3.2. Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке.....	53
5.3.3. Оборудование и нефтепроводы работающие под давлением...	54
5.3.4. Пожаровзрывоопасность на рабочем месте.....	55

5.4. Оценка факторов, определяющих величину ущерба ОПС при авариях на нефтепроводах.....	56
5.5. Экономическая безопасность.....	60
5.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	61
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	63
6.1. Расчеты затрат по статье «Материалы».....	64
6.2. Расчеты затрат по статье «Оплата труда».....	65
6.3. Расчет отчислений на социальные нужды.....	65
6.4. Расчет затрат на амортизацию.....	66
6.5. Заключительный сравнительный анализ по методам очистки нефтепроводов.....	67
Заключение.....	68
Список литературы.....	69

ВВЕДЕНИЕ

В процессе эксплуатации нефтепроводов происходит постепенное уменьшение пропускной способности в связи: с накоплением отложений парафина, с повышением шероховатости стенок труб в результате их внутренней коррозии и накопления продуктов коррозии и механических примесей, а также скопления в низких местах нефтепроводов воды, а в верхних точках нефтепроводов воздушных пробок. Уменьшение пропускной способности приводит к резкому снижению эффективности работы нефтепроводов, существенному увеличению затрат на прокачку нефтесодержащей жидкости. Накопление отложений в нефтепроводах, кроме того приводит к ухудшению качества перекачиваемых продуктов из-за загрязнения их механическими примесями.

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

В выпускной квалификационной работе рассматриваются различные способы очистки нефтепроводов с участками разного диаметра, являющиеся наиболее эффективными и наиболее экономичными при эксплуатации.

					Выпускная квалификационная работа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Цой А.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шмирыгин В.А.						
Консульт.							15	80
Зав. Каф.		Рыдаченко А.В.				ТПУ гр. з-2Б14		

1. ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ НЕФТЕПРОВОДОВ

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

Одним из наиболее распространенных видов загрязнения внутри нефтепроводов являются парафиновые отложения. Они уменьшают проходное сечение трубы и способны вызвать полную закупорку нефтепровода. Возникновение парафиновых отложений связано с охлаждением перекачиваемой нефти, ее физико-химическими свойствами, изменениями давления в процессе перекачки и физическим процессом выпадения осадка парафина из нефтепродуктов. Обычно парафин распределяется по внутренним стенкам нефтепровода неравномерно, скапливаясь, в основном, в их верхней части. Это обусловлено тем, что данные участки имеют более низкую температуру, а нижние участки освобождаются от парафиновых отложений механическими примесями, буквально сдирающими загрязнения на своем пути.

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

					Выпускная квалификационная работа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Диагностика состояния внутренней полости нефтепроводов	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Цой А.А.						
Руковод.		Шмирыгин В.А.					16	80
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б14		
Зав. Каф.		Рцдаченко А.В.						

На основе радиоизотопной измерительной системы (РИИС) нефтяных потоков А.В. Коптевой [4] была разработана система автоматического бесконтактного контроля уровня парафиновых отложений на стенках нефтепровода. С помощью радиоизотопной измерительной системы можно контролировать толщину слоя отложений на стенках нефтепровода, получать информацию о характере и составе транспортируемого потока, и, на основе полученных результатов, совершенствовать добычной и транспортный процессы. На рисунке 1 представлена схема устройства измерения толщины слоя парафина на стенках нефтепровода.

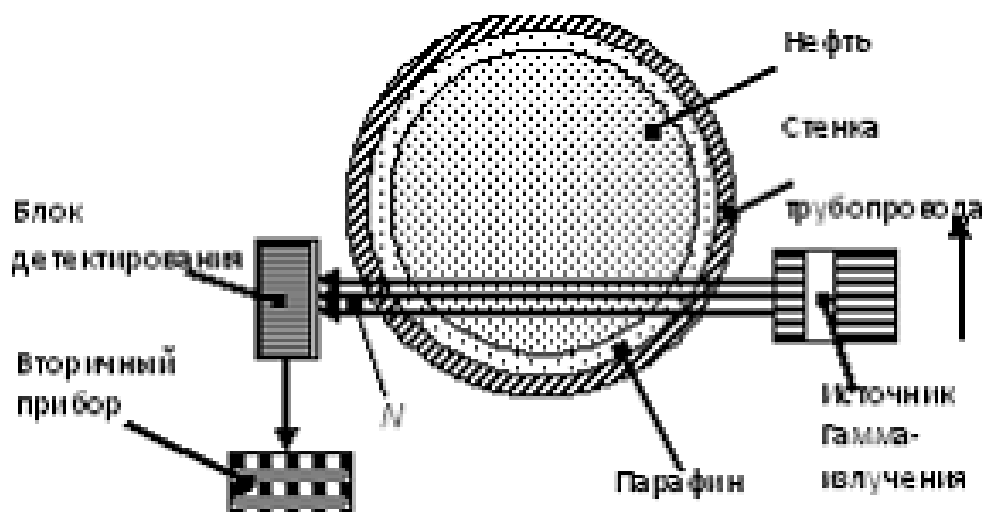


Рисунок 1 – Устройство для измерения толщины слоя парафина на стенках нефтепровода

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

Анализ РИИС с использованием эффектов комптоновского рассеяния и фотоэлектрического поглощения гамма-излучения материалом стенок нефтепровода и контролируемые веществами при измерении многофазных потоков позволяет повысить достоверность получаемых результатов и, как следствие, повысить уровень производства на нефтяных предприятиях РФ; обеспечить надежность, долговечность, отсутствие контакта с измеряемым потоком и дешевизну по сравнению с существующей методикой и инструментальными средствами измерений, применяемых на территории РФ.

					Диагностика состояния внутренней полости нефтепроводов	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. ВИДЫ ОТЛОЖЕНИЙ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

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

- посторонние предметы, грунт, камни;
- вода;
- попутные газы;
- парафины, смолы, битумы.

2.1. Причины отложений механических примесей

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

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

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

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

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

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

					Выпускная квалификационная работа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Виды отложений механических примесей	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Цой А.А.						
Руковод.		Шмирыгин В.А.					19	80
Консульт.						ТПУ гр.-з-2514		
Зав. Каф.		Ридаченко А.В.						

2.2. Причины и закономерности образования отложений парафина

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

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

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

- с повышением содержания в нефти тугоплавких углеводородов интенсивность парафинизации возрастает;
- с увеличением скорости перекачки толщина отложений сначала несколько возрастает, а затем уменьшается;
- чем ниже температура нефти по отношению к температуре начала кристаллизации, тем интенсивность отложения парафинов выше;
- с увеличением разности температур потока и стенки или с понижением температуры потока при неизменной температуре стенки скорость роста отложений повышается;
- при высоких температурах откладываются наиболее тугоплавкие углеводороды, и наоборот, при низких температурах в отложениях содержатся наименее тугоплавкие парафины;

					Виды отложений механических примесей	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- влияние качества обработки стальных поверхностей на их парафинизацию сказывается только на начальной стадии процесса;
- по длине нефтепровода отложения размещаются неравномерно: сначала их толщина в направлении потока увеличивается, достигает максимума, а затем уменьшается;
- зона максимума отложений соответствует температуре начала массовой кристаллизации парафинов;
- фракционный состав отложений по длине нефтепровода неодинаков: ближе к началу нефтепровода в них много тугоплавких парафинов, а ближе к концу – менее тугоплавких;
- наибольшее снижение производительности нефтепровода вследствие парафинизации происходит летом, в связи с повышением температуры воздуха.

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

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

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

					Виды отложений механических примесей	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Причина этого, по-видимому, заключается в том, что чем меньше скорость скольжения одних слоев жидкости относительно других, тем больше времени необходимо для доставки молекул твердых углеводородов к центрам кристаллизации.

Состав и характер распределения отложений по длине нефтепроводов полностью соответствуют дифференциальной кривой кристаллизации парафинов. Сначала при более высокой температуре потока выделяются наиболее тугоплавкие углеводороды. Количество их невелико, поэтому и толщина отложений мала. По мере снижения температуры потока начинается кристаллизация и менее тугоплавких парафинов, что приводит к росту толщины отложений. Максимум она достигает при температуре начала массовой кристаллизации углеводородов. В дальнейшем из нефти (нефтепродукта) выделяются преимущественно легкоплавкие парафины, количество которых невелико. Соответственно, толщина отложений уменьшается.

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

2.3. Мероприятия по предупреждению отложений парафина

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

					Виды отложений механических примесей	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Работы проводимые для предупреждения отложений парафина:

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

					Виды отложений механических примесей	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. СПОСОБЫ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ НЕФТЕПРОВОДОВ С УЧАСТКАМИ РАЗНОГО ДИАМЕТРА

Для восстановления и поддержания пропускной способности нефтепроводов, необходимо выполнения комплекса работ по очистке внутренней полости нефтепроводов от отложений, загрязнений, посторонних предметов. Также при запасовке очистных устройств необходимо учитывать труднодоступные места и переменное сечение нефтепроводов, места сварных швов. Для проведения очистных мероприятий используются очистные устройства различных конструкций. Выбор очистного устройства проводится по их техническим характеристикам с учетом конструкции конкретного нефтепровода и в зависимости от вида отложений и загрязнений.

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

Вставкой называется сегмент, как правило, большего диаметра, чем основная магистраль, подключаемый к ней последовательно с целью снижения гидравлического сопротивления и увеличения тем самым пропускной способности (рис. 2).

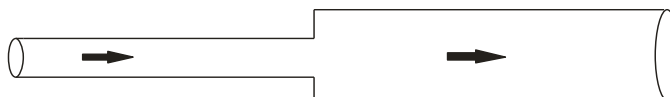


Рисунок 2 – Участок нефтепровода со ставкой

					Выпускная квалификационная работа		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Цой А.А.				Способы очистки внутренней полости нефтепроводов с участками разного диаметра.	Лит.	Лист
Руковод.	Шмирыгин В.А.						Листов
Консульт.							24
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.					ТПУ гр. з-2514	
							80

Лупингом (от англ. “loop” – петля) называется дополнительный нефтепровод, проложенный параллельно основной магистрали и соединенный с ней в двух сечениях: (рис. 3) начальном x1 и конечном x2.

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

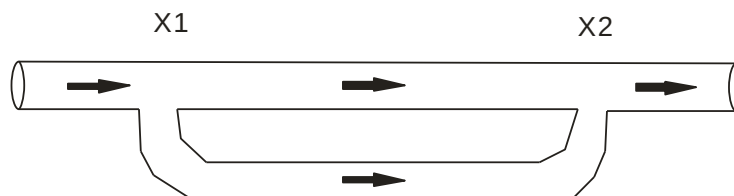


Рисунок 3 – Схема участка нефтепровода с лупингом

Перемышкой называется нефтепровод, соединяющий два параллельных нефтепровода (рис. 4). Применяется для регулирования пропускной способности и повышения надежности многониточных нефтепроводов.

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

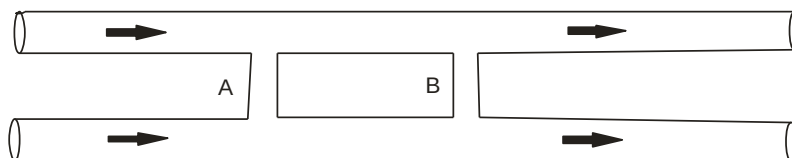


Рисунок 4 – Схема участка нефтепровода с перемышками

3.1. Виды очистки внутренней полости нефтепроводов

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

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

3.2. Периодичность очистки

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

- 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%.

					Способы очистки внутренней полости нефтепроводов с участками разного диаметра	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 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 1).

Таблица 1 – Группы нефтепроводов

Скорость потока нефти (м/сек)	Перепад темпера- туры по длине нефтепровода (град.С/100км)	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	-	-

Таблица 2 – Периодичность очистки нефтепровода

Группа нефтепровода	Периодичность очистки
1	не менее 1 раза в 90 суток
2	
3	не менее 1 раза в 60 суток
4	
5	не менее 1 раза в 45 суток
6	
7	не менее 1 раза в 30 суток

3.3.Технология проведения работ по запуску очистного устройства

3.3.1. Подготовка участка нефтепровода к запуску очистного устройства

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

3.3.2. Подготовительные работы на камере приема очистного устройства

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

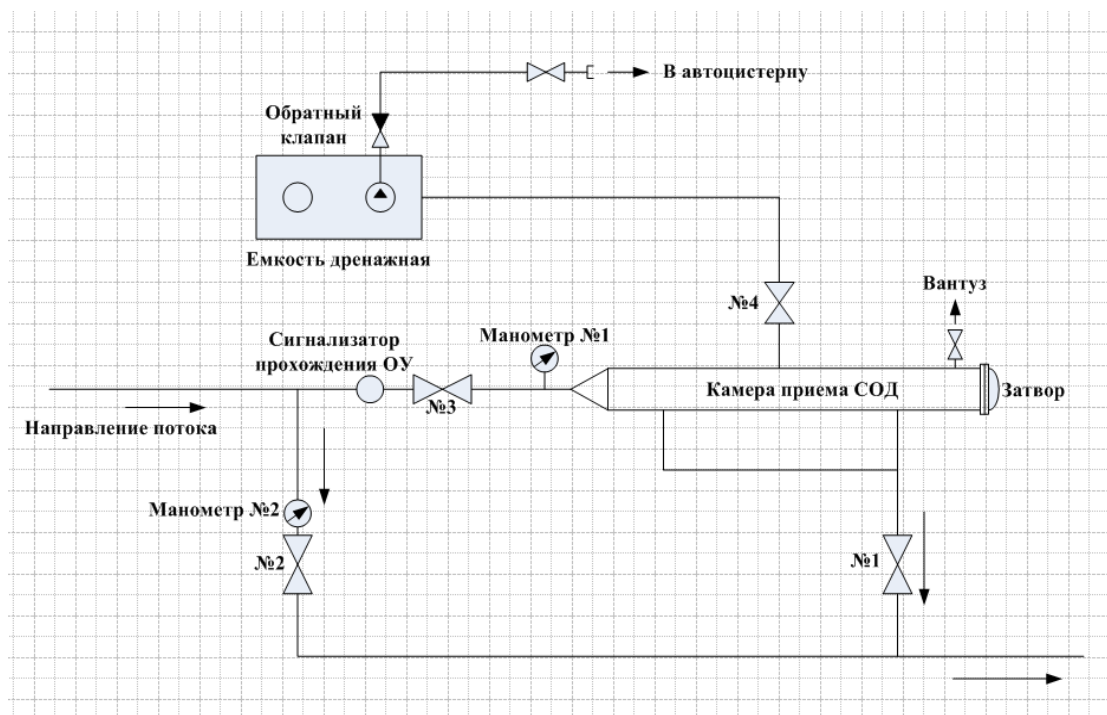


Рисунок 5 – Схема камеры приема средств очистки и диагностики

3.3.3. Запасовка очистного устройства в камеру пуска

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

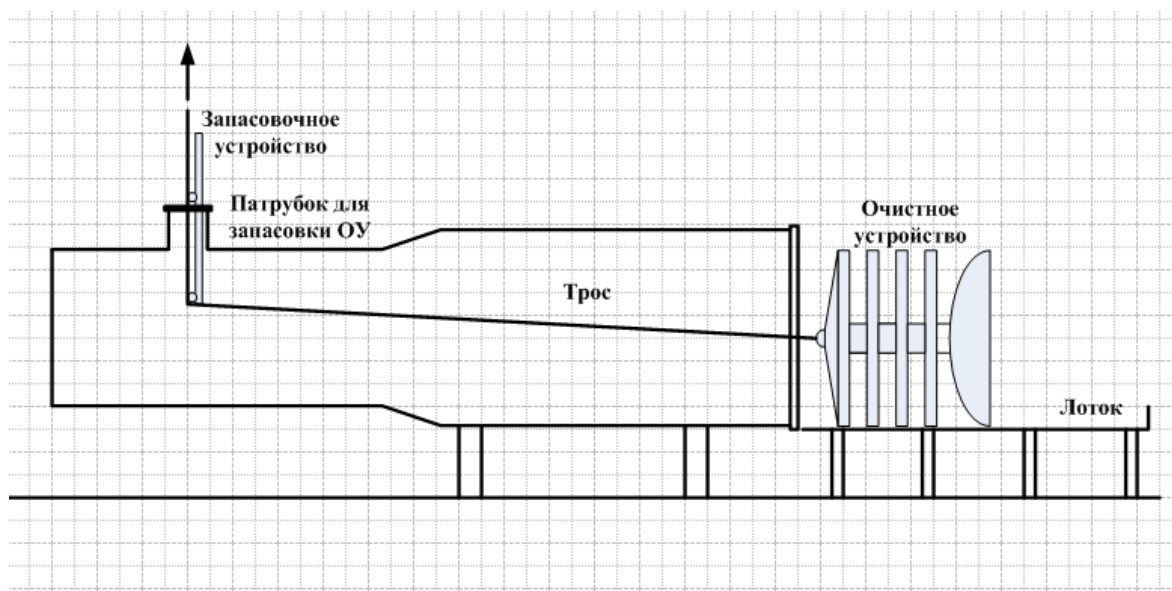


Рисунок 6 – Схема запасовки очистного устройства

3.3.4. Запуск и контроль прохождения очистного устройства по трассе нефтепровода

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

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

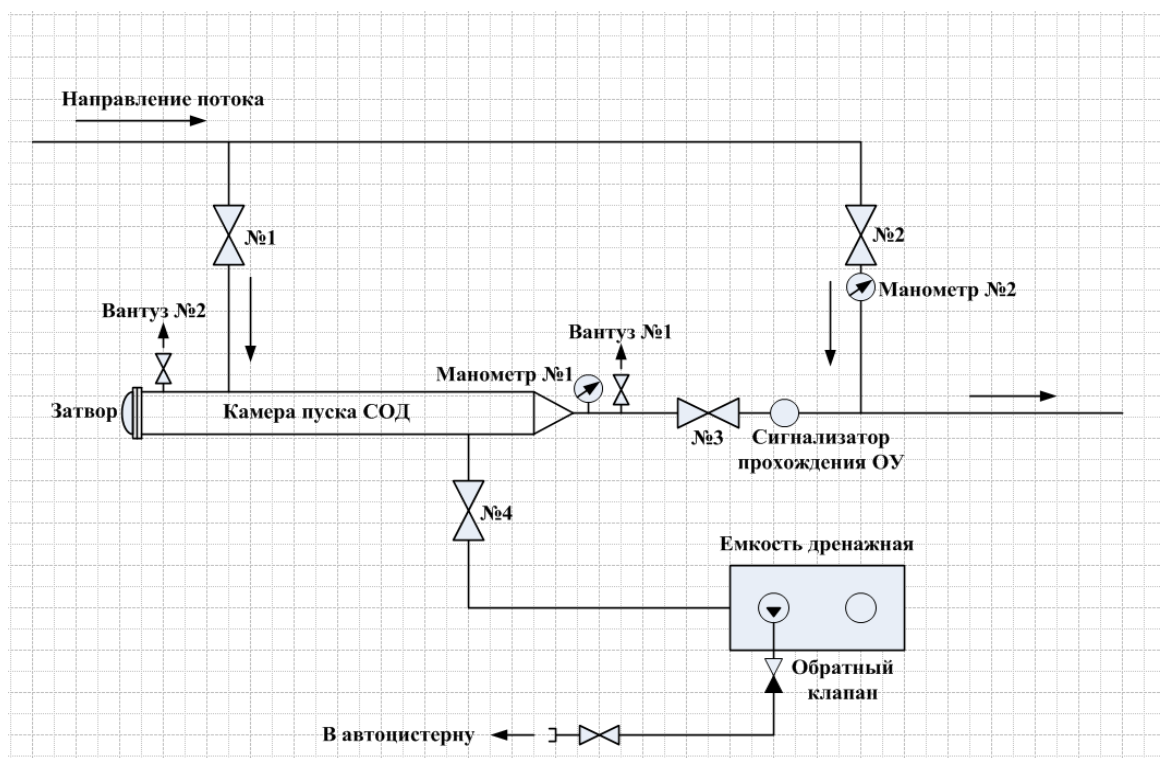


Рисунок 7 – Схема камеры приема средств очистки и диагностики

3.3.5. Прием и извлечение очистного устройства

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

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

В акте отражается следующая информация:

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

3.4. Механический способ очистки

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

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

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

					Способы очистки внутренней полости нефтепроводов с участками разного диаметра	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

3.4.1. Виды очистных устройств

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



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

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

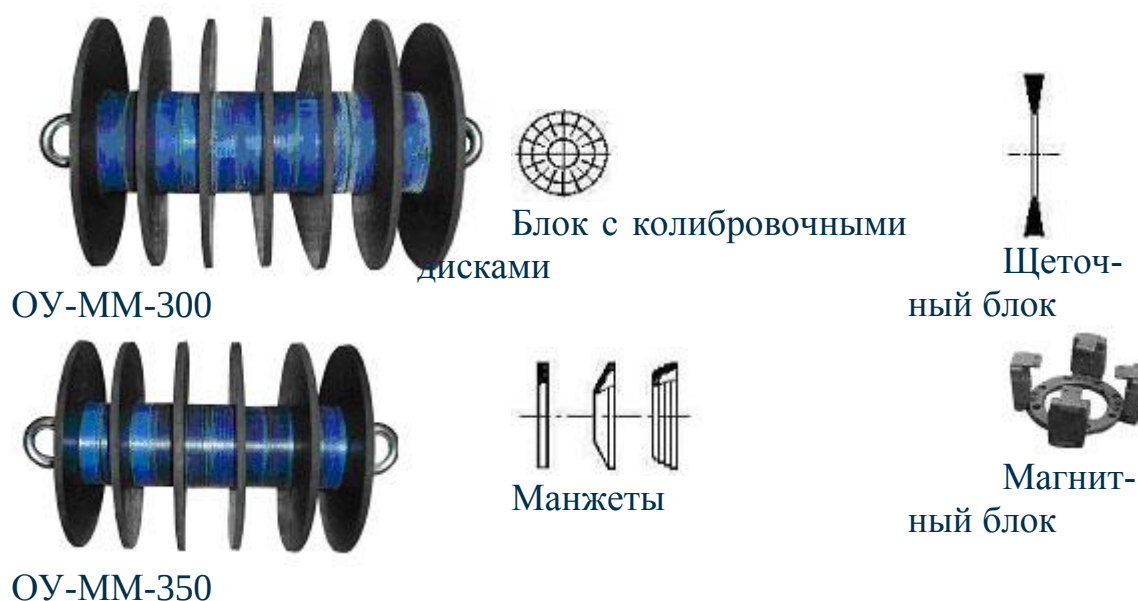


Рисунок 9 – Скребки, поршни (устройства очистные) многоманжетные "ОУ-ММ"

Скребки и поршни повышенной проходимости, отличаются тем, что каркас очистного устройства изготовлен из гибкого элемента (стального троса), на котором смонтированы чистящие манжеты. Устройство может изгибаться по оси устройства при прохождении поворотов и сужений нефтепровода и беспрепятственно проходить их. Отличается низким уровнем риска застревания в нефтепроводе, простотой и надёжностью конструкции, эффективностью очистки (проходит 90° отводы с $R=1,5$ номинального диаметра трубы). В качестве очистных элементов используются резиновые или полиуретановые (прямые или конусные) манжеты различной твердости.

При необходимости очистки внутренней полости нефтепровода от окалины и плотных асфальто-смолистых отложений возможна установка на устройство щётчного или магнитного блока.

Данный вид очистного устройства можно считать наиболее эффективным для очистки внутренней полости нефтепровода с участками различного диаметра.



ОУ-ПП-400



ОУ-ПП-100



ОУ-ПП-100

с конусными манжетами

с прямыми манжетами

Рисунок 10 – Скребки, поршни (устройства очистные) повышенной проходимости "ОУ-ПП"

3.5. Очистка нефтепроводов гелевыми системами

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

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

Известны 4 вида геля:

- гели-разделители;
- гелевые поршни для очистки;
- углеводородные гели;
- осушающие гели.

3.5.1. Гели-разделители

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

3.5.2. Гелевые поршни для очистки

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

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

3.5.3. Углевodородные гели

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

3.5.4. Осушающие гели

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

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

3.6. Химический способ очистки

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

Пропуск химического реагента совместно с очистными устройствами позволяет добиться требуемой чистоты внутренней поверхности нефтепровода с переменным сечением.

Химический реагент эффективно удаляет сложные отложения, включающих в себя такие составляющие, как, механические примеси, продукты коррозии, асфальто-смоло-парафинистые отложения.

					Способы очистки внутренней полости нефтепроводов с участками разного диаметра	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

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



Рисунок 12 – Вид внутренней поверхности нефтепровода перед очисткой



Рисунок 13 – Вид внутренней поверхности нефтепровода после очистки

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

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

3.6.1. Требования к установкам по вводу реагента в нефтепровод

Изобретения относятся к технологии и технике ввода химического реагента в поток жидкости в нефтепроводе и могут быть использованы в нефтяной и других отраслях промышленности для интенсификации разделения жидкостей, например для отделения воды от нефти, для предотвращения отложений и коррозии в нефтепроводах. В способе ввода химического реагента в поток жидкости в нефтепроводе, при котором осуществляют перекачку жидкости по нефтепроводу и ввод химического реагента в поток, в нефтепроводе размещают зонд по диаметру нефтепровода, через который осуществляют ввод химического реагента в поток нефтепровода, при котором доля подаваемого химического реагента в нефтепровод увеличивается от периферии к центру. В устройстве для реализации способа, включающем емкость для хи-

мического реагента, насос прокачки, вспомогательный нефтепровод для прокачки химического реагента из емкости в нефтепровод при помощи насоса, согласно изобретению в нефтепроводе размещают зонд для ввода химического реагента в нефтепровод с одним или несколькими отверстиями, которые

					Способы очистки внутренней полости нефтепроводов с участками разного диаметра	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выполнены из условия, чтобы доля подаваемого химического реагента в нефтепровод увеличивалась от периферии к центру (рис. 14).

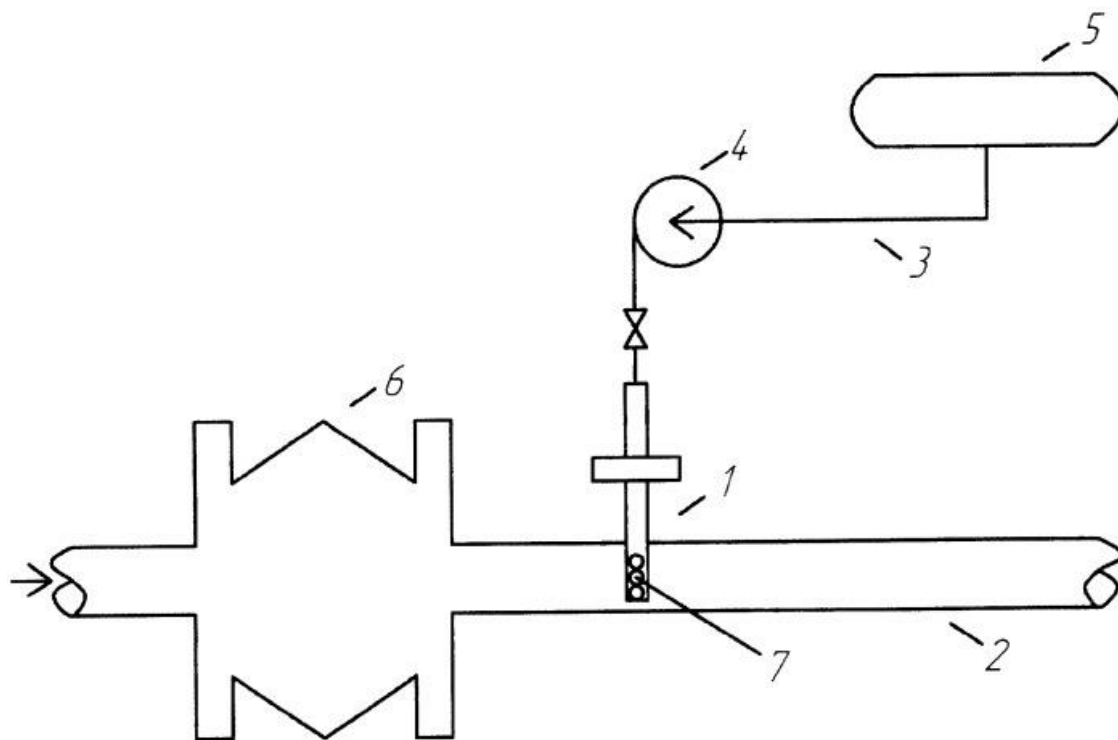


Рисунок 14 – Схема пуска химического реагента в нефтепровод

Устройство включает зонд 1 с заглушенным торцом, установленный на нефтепроводе 2 по диаметру нефтепровода 2, соединенным с нефтепроводом 2 при помощи вспомогательного нефтепровода 3, насос 4, установленный на вспомогательном нефтепроводе 3, емкость 5 для химического реагента, последовательно соединенную при помощи вспомогательного нефтепровода 3 с насосом 4 и зондом 1 на нефтепроводе 2, по ходу потока в нефтепроводе 2, смеситель 6. Зонд 1 имел на боковой поверхности отверстия 7 для ввода химического реагента в поток нефтепровода 2 пропорционально расходу потока на уровнях вывода химического реагента из зонда 1 и ориентированы с противоположной стороны набегающего на зонд 1 потока нефтепровода 2.

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

Установка по вводу реагента в нефтепровод должна быть оснащена системой оповещения о пожаре 1 типа согласно НПБ 104-03, сигнализатором

					Способы очистки внутренней полости нефтепроводов с участками разного диаметра	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

взрывоопасных концентраций реагентов-ингибиторов, первичными средствами пожаротушения.

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

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

- обеспечивать максимальное давление нагнетания до 10 МПа;
- обеспечивать контроль подачи ингибитора;
- диапазон регулирования подачи от 20 до 100%;
- расположение точки вывода из установки до нефтепровода от 15 до 40 метров;
- обеспечивать подогрев реагента (ингибитора парафиноотложения) не менее плюс 30°C;
- обеспечивать среднюю наработку на отказ не менее 3350 часов;
- иметь установленный ресурс до капитального ремонта не менее 25000 часов;
- напряжение питания 380 В;
- иметь степень защиты электрооборудования IP 54 согласно ГОСТ 14254-96;
- обеспечивать непрерывный режим работы;
- обеспечивать погрешность дозирования не более 3%;
- вибрационные характеристики дозировочных насосов не должны превышать предельно допустимых значений, указанных в СН 2.2.4/2.1.8.566-96;
- иметь технологическую емкость для реагента (ингибитора парафиноотложения).
- Установка по вводу реагента (ингибитора парафиноотложения) должна размещаться в контейнере, в состав которого должно входить:

					Способы очистки внутренней полости нефтепроводов с участками пазного диаметра	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- гидросистема (насос рециркуляционный, два подающих насосных агрегата, два дозировочных насосных агрегата, расходомер, манометры, клапана, рукава для соединения емкости с контейнером и с нефтепроводом);
- электрооборудование с системой управления и контроля;
- система вентиляции;
- система отопления;
- сигнализатор взрывоопасных концентраций;
- узел отбора проб воздуха;
- система контроля уровня реагента (ингибитора парафиноотложения) в емкостях;
- резервные подающий и дозировочный насосные агрегаты.

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

					Способы очистки внутренней полости нефтепроводов с участками разного диаметра	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.7. Обоснование выбора способа очистки

Обоснованием для выбора очистного устройства – эффективность и экономичность способа очистки внутренней полости нефтепровода, которая периодически должна очищаться от различных отложений. А перед сдачей в эксплуатацию, обычно перед испытанием на прочность, нефтепровод должен быть полностью очищен не только от крупных посторонних предметов, но и от грязи и пыли. Только в этом случае качество очистки можно считать хорошим, а внутреннюю полость подготовленной к перекачке продукта. Для переменного сечения нефтепровода характерно различное давление на каждом участке трубы, изменение температуры перекачки, сужения на участках трассы. Выбранный метод должен удовлетворять следующим требованиям:

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

В ходе проведенных исследований, было выявлено, что химический способ очистки внутренней полости нефтепроводов более эффективный и менее затратный. При проведении периодических очисток химическим способом, ингибитор коррозии отлично очищает внутреннюю полость нефтепровода и защищает стенки трубы от коррозии. Данный метод эффективен для нефтепроводов с переменным сечением, так как реагент проходит в потоке жидкости по сужениям, гнутым участкам, задвижкам. В экономической части проекта, где проведены сметные расчеты затрат, было выявлено, что химический метод очистки более экономичен в сравнении с механическим способом.

					Способы очистки внутренней полости нефтепроводов с участками разного диаметра	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СЛОЖНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ПЕРЕМЕННЫМ СЕЧЕНИЕМ

Гидравлический расчет нефтепровода охватывает решение нескольких задач:

- определение диаметра нефтепровода;
- определение начального давления (P_1), при известном конечном давлении (P_2);
- оценка пропускной способности.

Различают IV категории сложных нефтепроводов:

- I. Коллектор постоянного диаметра с распределенным по длине отбором продукции (раздаточный коллектор в резервуарах, отстойниках, сепараторах);
- II. Сборный коллектор переменного диаметра с распределенным по длине поступлением продукции (система сбора скважиной продукции);
- III. Коллектор с параллельными участками нефтепровода (байпас на водоводах);
- IV. Замкнутый коллектор (кольцевой водовод).

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

1. Последовательное соединение труб разного диаметра. В этом случае расход жидкости остается постоянным по все длине нефтепровода $Q = \text{const}$, а потери напора в трубе равны сумме потерь напора на участках:

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

					Выпускная квалификационная работа		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Цой А.А.			Гидравлический расчет	Лит.	Лист
Руковод.		Шмирыгин В.А.					Листов
Консульт.							
Зав. Каф.		Ридаченко А.В.					
						ТПУ гр. з-2514	

2. Переменный диаметр нефтепровода и переменный по длине расход.

Для гидравлического расчета был выбран сложный нефтепровод II категории с последовательным соединением труб разного диаметра. Исходные данные для расчета представлены в таблице 3.

Таблица 3

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

1. Находим скорость по формуле:

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

где $S = 0,785 \times d^2$.

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

Аналогично находим скорость потока для каждого диаметра трубы:

$$\omega_2 = 0,17 \text{ м/с}$$

$$\omega_3 = 0,11 \text{ м/с}$$

$$\omega_4 = 0,09 \text{ м/с}$$

$$\omega_5 = 0,07 \text{ м/с}$$

2. Находим параметры число Рейнольдса по формуле:

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

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

Аналогично находим число Рейнольдса для каждого диаметра и скорости потока:

					Гидравлический расчет	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Re_2 = 601,92 \text{ МПа}$$

$$Re_3 = 498,73 \text{ МПа}$$

$$Re_4 = 436,39 \text{ МПа}$$

$$Re_5 = 387,90 \text{ МПа}$$

3. Определяем коэффициент гидравлического сопротивления по формуле:

$$\lambda_1 = 64/Re,$$

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

Так же находим коэффициент для каждого числа Рейнольдса:

$$\lambda_2 = 0,1063$$

$$\lambda_3 = 0,1283$$

$$\lambda_4 = 0,1467$$

$$\lambda_5 = 0,1650$$

4. Определяем перепад давления по формуле:

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

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

Аналогично находим перепад давления для каждого участка трубы:

$$\Delta P_2 = 0,0572 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_3 = 0,0269 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_4 = 0,0158 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_5 = 0,0099 \text{ МПа}$$

					Гидравлический расчет	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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

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

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

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

					Выпускная квалификационная работа					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Цой А.А.			Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шмирыгин В.А.								
Консульт.									46	80
Зав. Каф.		Рыдаченко А.В.						ТПУ гр. 3-2Б14		

В процессе эксплуатации внутренняя полость нефтепровода постепенно засоряется водой, парафиновыми отложениями и механическими примесями. В некоторых случаях в повышенных участках могут скапливаться пары нефти. Наличие скоплений приводит к повышению гидравлического сопротивления и как следствие – к снижению экономичности работы нефтепровода. Кроме того, это отразится на точности прогнозных расчетов режима работы нефтепровода. Поэтому в процессе эксплуатации внутренняя полость нефтепровода периодически должна очищаться от различных отложений, для этого существуют специальные очистные устройства или высоковязкие желе- и студнеобразные полимеры.

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

5.1. Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении очистных мероприятий внутренней полости нефтепровода в таблице 4.

					Социальная ответственность	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении очистных мероприятий внутренней полости нефтепровода

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88.)		Нормативные документы
	вредные	опасные	
1	2	3	4
1. Подготовка участка нефтепровода к пропуску ОУ 2. Подготовительные работы на камере приема СОД 3. Запасовка ОУ в камеру пуска СОД 4. Запуск и контроль прохождения ОУ по трассе нефтепровода 5. Прием и извлечение ОУ	<i>Физические</i>		
		Механизмы производственного оборудования, очистные устройства	ГОСТ 12.1.003 - 74* ССБТ
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
		Повышенное значение напряжения	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
		Оборудование и нефтепроводы, работающие под давлением	ПБ 03-576-2003 32ПБ 10-115-96РД 03-29-93РД 10-290-99ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ
		Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ППБ 01-03 ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ ФЗ –от 22.07.2013г. №123
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 21.0.003-74 СНиП 2.04.05.86
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ СНиП II-12-77
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012-90 СБТ
	Превышение уровней ионизирующих излучений		НРБ-76\87
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.046-85
	<i>Химические</i>		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ
<i>Биологические</i>			
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ

5.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий 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.

5.2.1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

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

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

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С.

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

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

					Социальная ответственность	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Таблица 5 – Продолжительность пребывания на холоде

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

Примечание:

A – продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин;

Б – количество 10-минутных перерывов для обогрева за четырехчасовой период рабочей смены.

5.2.2. Превышение уровней шума

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

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

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

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

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

5.2.3. Превышение уровней вибрации

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

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

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

5.2.4. Превышение уровней ионизирующих излучений

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД). При облучении всего тела и для I группы критических органов установлено значение ПДД (для категории А) 50 мЭв (5 бэр) в год. Для II и III групп критических органов ПДД равна 150 и 300 мЭв (15 и 30 бэр) в год соответственно.

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

Работающие с радиоактивными веществами должны быть обеспечены СИЗ от ионизирующих излучений в соответствии с санитарными правилами при работе с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений.

					Социальная ответственность	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.2.5. Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

5.2.6. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³.

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

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

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

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

					Социальная ответственность	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.2.7. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

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

5.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий 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.

5.3.1. Производственные механизмы

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

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

5.3.2. Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке

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

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

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

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

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

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

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

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

5.3.3. Оборудование и нефтепроводы, работающие под давлением

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

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

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

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

					Социальная ответственность	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

5.3.4. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Все работы по запасовке и извлечению ОУ производить искрозащитным инструментом.

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

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

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

					Социальная ответственность	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

5.4. Оценка факторов, определяющих величину ущерба ОПС при авариях на нефтепроводах

Основными факторами ущерба, наносимого ОПС при авариях на нефтепроводах, являются:

- количество вылившейся из нефтепровода нефти и распространение ее по компонентам окружающей среды;
- площадь и степень загрязнения земель;
- площадь и степень загрязнения водных объектов;
- количество вредных веществ, выделившихся в атмосферный воздух.

Рассмотрим подземный нефтепровод диаметром 1020 мм с толщиной стенки 16,0 мм, длиной 152 км между двумя насосными станциями, глубина заложения 2 м. Нефтеперекачивающая станция находится на 152 км. В результате аварии на 132 км произошел порыв на полное сечение. Площадь загрязнения пахотной земли составила 1620 м². Время возникновения аварии - 10,01,2008 в 14-00. Время остановки перекачки 30 мин. Время закрытия задвижек 9 минут. Температура окружающего воздуха равна -15°C, температура верхнего слоя земли -10°C.. Регион Томская область. Расстояние от НПС до задвижки 1 составляет 130 км; расстояние от НПС до задвижки 2 составляет 140,5 км; геодезическая отметка начала аварийного участка $Z_1=46.4$; геодезическая отметка конца аварийного участка $Z_2=163.5$; глубина пропитки грунта нефтью $h_{cp}=0,06$ м; удельная масса пленочной нефти на 1 м² после ликвидации аварии $m_{пл,ост}=0,4$ г/м²; продолжительность испарения свободной нефти с

					Социальная ответственность	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

поверхности земли $T_{н.п}=46$ ч; удельная величина выбросов углеводородов с 1 м² поверхности нефти, разлившейся на земле $q_{н.п}=658$ г/м²; удельные затраты на размещение токсичных отходов IV класса $Y_{iv}=80$ руб/т; класс токсичности нефти $K_{т.н}=4$; расход нефти в исправном нефтепроводе при работающих насосных станциях $Q_0=2,33$ м³/с; расход нефти в повреждённом нефтепроводе $Q'=2,58$ м³/с; плотность нефти $\rho=850$ кг/м³; толщина стенки $\delta=16$ мм; диаметр трубы $D=1020$ мм; показатель режима движения нефти по нефтепроводу $m_0=0,25$; кинематическая вязкость нефти $\nu=0,076 \cdot 10^{-4}$ м²/с; напор, создаваемый атмосферным давлением $h_a=10$ м вод. столба; элементарный интервал времени $\tau_i=0,1$ ч.

Объем нефти V_1 вытекшей на первой стадии в напорном режиме, определяется:

$$V_1 = Q_1 T_1 = Q_1 (T_0 - T_a)$$

где Q_1 – расход нефти через место повреждения с момента возникновения аварии до остановки перекачки, м³/ч; T_1 – продолжительность истечения нефти из поврежденного нефтепровода при работающих насосных станциях, ч; T_0 – время остановки насосов после повреждения, ч; T_a – время повреждения нефтепровода, ч.

$$V_1 = Q_1 T_1 = 2,58 \cdot (14 \text{ ч } 00 \text{ м} - 14 \text{ ч } 30 \text{ м}) = 4644 \text{ м}^3$$

Общий объем нефти, вытекший из НП за время $T_2 = (T_0 - T_3)$, определяется как сумма объемов V_i нефти, вытекшие за элементарные промежутки времени τ_i :

$$V_2 = \Sigma V_i = \Sigma (Q_i \cdot \tau_i)$$

Для выполнения расчетов продолжительность T_2 истечения нефти с момента остановки перекачки T_0 до закрытия задвижек T_3 разбивается на элементарные интервалы τ_i , внутри которых режим истечения (напор и расход) принимается неизменным. Для практического применения τ_i принимают равным 0,25 ч, для более точных расчетов значения τ_i можно уменьшить до 0,01...0,1 ч. Наш случай $\tau_i=0,1$. Для каждого i -го

					Социальная ответственность	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

элементарного интервала времени определяется соответствующий расход Q_i нефти через дефектное отверстие:

$$Q_i = \mu \cdot \omega \sqrt{2g \cdot h_i}.$$

Напор в отверстии, соответствующий i -му элементарному интервалу времени, рассчитывается по формуле

$$h_i = Z_i - Z_M - h_T - h_a,$$

где Z_i – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка НП, заполненного нефтью на i -й момент времени, м; Z_M – геодезическая отметка места повреждения, м; h_T – глубина заложения НП, м; h_a – напор, создаваемый атмосферным давлением, м.

За элементарный промежуток времени τ_i освобождается V_i объем НП, что соответствует освобождению l_i участка НП:

$$l_i = \frac{4V_i}{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}$$

где $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр нефтепровода, м. Освобожденному участку l_i соответствуют значения x_i и Z_i , определяющие статический напор в НП в следующий расчетный интервал времени τ_{i+1} . Значение Z_i подставляется в формулу 8 и далее расчет повторяется полностью для интервала времени τ_{i+1} .

Операция расчета повторяется до истечения времени $T_2 = (T_0 - T_3)$. Через 0 ч 0 мин 0 сек после отключения напорных станций:

Напор в отверстии, соответствующий 1 элементу интервалу времени

$$h_1 = 166,2 - 149,3 - 2 - 10 = 4,9 \text{ м}$$

Расход нефти:

$$Q_1 = 3600 \cdot 0,595 \cdot 0,77 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 4,9} = 16171,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Объем нефти, вытекшей за элементарный интервал:

$$V_1 = 16171,7 \cdot 0,1 = 1617,17 \text{ м}^3$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Длина освободившегося участка:

$$\ell_1 = \frac{4 \cdot 1617,17}{3,14 \cdot 0,988^2} = 2110,46 \text{ м}$$

Через 0 ч 6 мин 0 сек после отключения напорных станций напор в от-
верстии, соответствующий 1 элементу интервалу времени:

$$h_2 = 162,4 - 149,3 - 2 - 10 = 1,1 \text{ м}$$

Расход нефти:

$$Q_2 = 3600 \cdot 0,595 \cdot 0,77 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1} = 7662,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Объем нефти, вытекшей за элементарный интервал:

$$V_2 = 766,22 \cdot 0,1 = 766,2 \text{ м}^3$$

Длина освободившегося участка :

$$\ell_2 = \frac{4 \cdot 766,2}{3,14 \cdot 0,988} = 999,93 \text{ м}$$

Объём нефти, вытекшей из нефтепровода с момента остановки пере-
качки до момента закрытия задвижек:

$$V_2 = 1617,17 + 766,2 = 2617,11 \text{ м}^3.$$

Основной объем нефти, вытекающей после закрытия задвижек до пре-
ращения самопроизвольного истечения нефти через место повреждения, м³,
определяется по формуле:

$$V'_3 = \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot l'}{4}$$

где l' – суммарная длина участков НП между двумя перевальными точками
или двумя смежными с местом повреждения задвижками, возвышенных от-
носительно места повреждения и обращенных к месту повреждения, за ис-
ключением участков, геодезические от- метки которых ниже отметки повре-
ждения, м.

					Социальная ответственность	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В зависимости от положения нижней точки контура повреждения относительно поверхности трубы и профиля участков НП, примыкающих к месту повреждения, возможно и частичное их опорожнение.

Объем стока нефти из нефтепровода с момента закрытия задвижек равен:

$$V_3 = V'_3 + \Delta V$$

Сумма длин участков нефтепровода между перевальными точками или 2-мя смежными с местом повреждения задвижками, возвышенных относительно места повреждения и обращённых к месту повреждения, за исключением участков, геодезические отметки которых ниже отметки места повреждения $nLv=3500$ м; внутренний диаметр нефтепровода $D_{вн}=0,802$ м²

$$V_3 = \frac{3,14 \cdot 0,988^2 \cdot 10500}{4} = 8049,95 \text{ м}^3$$

Общая масса вылившейся при аварии нефти:

$$M = (V_1 + V_2 + V_3) \cdot \rho,$$

$$M = (4644 + 2617,1 + 8050) \cdot 0,85 = 13014,4 \text{ т.}$$

5.5. Экологическая безопасность

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

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

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

С целью минимизации и предупреждения загрязнения окружающей природной среды, должно быть выполнено следующее: проведены ин-

					Социальная ответственность	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

структажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохранных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов.

5.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Таблица 6 – План ликвидации аварии на магистральном нефтепроводе

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

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

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.

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

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

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

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

Эксплуатационные затраты состоят из следующих элементов:

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

					Выпускная квалификационная работа				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Цой А.А.			Финансовый менеджмент, ресурс- созффективность и ресурсосбере- жение	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шмирыгин В.А.							
Консульт.							63	80	
Зав. Каф.		Ридаченко А.В.				ТПУ гр.-з-2514			

6.1. Расчет затрат по статье материалы

Таблица 7 – Статья материалы в рублях

п/п	Наименование материалов	Метод химической очистки			Метод механической очистки		
		кол-во	цена	сумма	кол-во	цена	сумма
1	Ингибитор	18 л	58,1 р.	1 046,00 р.	18 л	58,1 р.	1 046,00 р.
2	Реагент	32 л	1 255,00 р.	4 016,00 р.			
3	Очистное устройство				6,7 кг	1 200,00 р.	8 040,00 р.
	Итого:			5 062,00 р.			9 086,00 р.

Итого: затраты на химический метод очистки составили 5 062,00 руб.;
затраты на механический метод очистки составили 9 086,00 руб. Экономия
составила 4 024,00 руб.

6.2. Расчет затрат по статье «Оплата труда»

Таблица 8 – Статья оплата труда в тыс. руб.

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

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

Экономия составила 42.4 тыс.руб.

6.3 Расчет отчислений на социальные нужды

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

Отчисления на социальные нужды составят:

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

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

6.4. Расчет затрат на амортизацию

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

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

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

Экономия составила 10.98 тыс.руб.

6.5. Заключительный сравнительный анализ по методам очистки нефтепровода

Таблица 10 – Расчет всех затрат на проведение очистных мероприятий в тыс.руб.

№ п/п	Наименование статей	Механический метод очистки (тыс. руб)	Химический метод очистки (тыс. руб)
1	Материалы	7.8	8,7
2	Оплата труда	68.3	25,9
3	Отчисления на соц. нужды	25	10
4	Амортизация	14.2	3,2
	Итого:	214.4	76.3
	Всего затрат:	214.4	76.3

Итог: затраты на проведение очистки механическим методом составят 244.9 тыс.руб. Затраты на проведение очистки химическим методом составят 88.3 тыс. руб.

Прибыль валовая составит: $P_B (XM) = 156,6$ тыс. руб.

Прибыль чистая составит: $P_{\text{ч}} = P_B - 20\% = 156.6 - 20\% = 119,016$ тыс. руб.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе дан анализ состояния нефтепроводов и выявлено, что большинство нефтепроводов имеют большой срок службы, а также большой объем занимают сложные нефтепроводы. Описаны виды очистки, их периодичность, проанализированы основные причины отложений в нефтепроводах на основе анализа нормативно-технических документов и научно-технической литературы, выявлены и охарактеризованы основные методы очистки нефтепроводов. Большое внимание уделено очистке нефтепроводов специальными устройствами (механическими), приведены рекомендации по применению гелей для очистки нефтепроводов переменного сечения. Описан химический способ очистки нефтепроводов.

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

В ходе работы было определено, что для проведения очистки нефтепроводов с переменным сечением более эффективным и экономичным является химический способ.

					Выпускная квалификационная работа						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Цой А.А.			Заключение			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шмирыгин								68	80
Консульт.								ТПУ гр. з-2514			
Зав. Каф.		Ридаченко А.В.									

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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

					Выпускная квалификационная работа					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список литературы			Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Цой А.А.								
Руковод.		Шмирыгин							69	80
Консульт.								ТПУ гр.-з-2Б14		
Зав. Каф.		Ридаченко А.В.								

11. Комлев И.М., Чаплин И.Е., Чухарева Н.В.. Очистка нефтепроводов гелевыми системами.
12. Коршак А.А., Блинов И.Г., Веремеенко С.А. . Ресурсосберегающие методы эксплуатации нефтепроводов. – Уфа: Башкнигоиздат, 1991. – 136 с.
13. Очистка нефтепроводов и резервуаров от остатков нефти для работы с нефтепродуктами // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов.— 1969.- №11 – 36 с..
14. Повышение пропускной способности нефтепровода благодаря применению жидкого полимера // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом.— 1985.— №7.
15. Порайко И. Н. О стабилизации производительности нефтепроводов с помощью полимеров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов.— 1979.- № П.- С. 8.
16. Порайко И. Н., Галюк В. Х. Очистка нефтепроводов водорастворимыми полимерами // Нефтяное хозяйство.— 1979.— № 9.— С. 58.
17. Порайко И. Н., Порайко Д. Н. Механизм действия гидрофильных полимеров в нефтяном потоке // Нефтяное хозяйство. — 1984. — № 5. — С. 56.
18. Порайко И. Н., Порайко Д. Н. Полимерные легкоподвижные разделители для нефтепродуктопроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. — 1982.— № 1.— С. 17.
19. А. А. Абрамзон, Л. П. Зайченко, С И. Файнгольд. Поверхностно-активные вещества. Синтез, анализ, свойства, применение: Учеб. пособие для вузов / Под ред. А. А. Абрамзона. — Л.: Химия, 1988.— 200 с.
20. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. Руководящий документ.- 2-е изд., испр.- М.: ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002.- 120 с.

					Список литературы	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

21. ГОСТ 12.0.003.-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
22. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
23. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности.
24. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.
25. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
26. Официальный сайт ООО Научно-техническая фирма ВОСТОКнефтегаз [Электронный ресурс].- Электрон. дан. (1 файл), [2006]. – Режим доступа: <http://www.vostokoil.ru> свободный. – Загл. с экрана.
27. Официальный сайт Girard Industries [Электронный ресурс].- Электрон. дан. (1 файл), [2006]. – Режим доступа: <http://www.girardind.com> свободный. – Загл. с экрана.
28. Официальный сайт Inspection Technologies [Электронный ресурс].- Электрон. дан. (1 файл), [2006]. – Режим доступа: <http://www.roseninspection.net> свободный. – Загл. с экрана.
29. Официальный сайт НПООО "Техногаз-89" [Электронный ресурс] : саморазрушающиеся поршни.- Электрон. дан. (1 файл). – Украина, г. Донецк, [2006]. – Режим доступа: <http://www.tekhnogaz89.com.ua> свободный. – Загл. с экрана.
30. Инструкция ОАО «Томскнефть» ВНК «Организация безопасного проведения газоопасных работ» №ПЗ-05 И-0014ЮЛ-098
31. Минтопэнерго РФ от 01.11.95г.
32. РД 153-39.4-056-00
33. Стандарт ОАО "Томскнефть" ВНК «Управление отходами» №ПЗ-05 С-0084 ЮЛ-098.
34. ВСН 011-88. «Строительство магистральных и промысловых нефтепроводов. Очистка полости и испытание». Миннефтегазстрой;

					Список литературы	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

					Список литературы	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

					Список литературы	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

					Список литературы	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

					Список литературы	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

					Список литературы	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

					Список литературы	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

					Список литературы	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

					Список литературы	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		