

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
ООП «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
«Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода»

УДК 622.692.4.053-044.337

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Тоначев Кирилл Сергеевич		16.06.2023

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		16.06.2023

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		17.05.2023

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		27.04.2023

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Айкина Татьяна Юрьевна	к.филолог.н.		29.05.2023

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н., доцент		16.06.2023

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов

Код компетенции	Наименование компетенции
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности



Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
ООП «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ12	Тоначев Кирилл Сергеевич

Тема работы:

«Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 37-60/с от 06.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline	Доцент, к.филолог.н., Айкина Татьяна Юрьевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	06.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		06.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Тоначев Кирилл Сергеевич		06.02.2023

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»Уровень образования: магистратураОтделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года)

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ12	Тоначев Кирилл Сергеевич

Тема работы:

«Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода»
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

16.06.2023

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2023		10
25.02.2023		10
11.03.2023		10
29.03.2023		10
28.04.2023		25
07.05.2023		5
13.05.2023		5
19.05.2023		5
26.05.2023		10
31.05.2023		10
	Итого:	100

СОСТАВИЛ:**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		06.02.2023

СОГЛАСОВАНО:**Руководитель ООП**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		06.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Тоначев Кирилл Сергеевич		06.02.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 115 с., 23 рис., 20 табл., 74 источников, 2 прил.

					Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Тоначев К.С.			Реферат			Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.								7		115	
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12					
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.											

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Нормативные ссылки:

ГОСТ Р 57512-2017	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.
ГОСТ 17378-2001	Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой стали. Конструкция.
Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ	Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
ГОСТ 34182-2017	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2, 3).
РД 153-39.4-113-01	Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.
РД-25.160.00-КТН-037-14	Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов (с Изменениями N 1, 2, 3).
ВНТП-3-90	Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов.
ГОСТ 12.4.011-89	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
ГОСТ 12.0.003-2015	Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
ГОСТ 12.1.003-2014	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
РД 39-30-139-79	Методика теплового и гидравлического расчета магистрального нефтепровода при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях (актуализировано 01.01.2021).

					Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Тоначев К.С.				Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист
Руковод.	Шадрина А.В.						Листов
Консульт.							8
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12	
							115

ГОСТ 12.1.019-2017	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
ГЭСН 81-02-01-2020	Государственные сметные нормативы. Государственные элементные сметные нормы на строительные и специальные строительные работы. Часть 1. Земляные работы.
ГОСТ Р ИСО 6385-2016	Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
СП 52.13330.2016	Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
СанПиН 1.2.3685-21	Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

Определения:

Магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод): единый производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

Линейная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода): составная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), состоящая из трубопроводов (включая запорную и иную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия), установок электрохимической защиты от коррозии, вдольтрассовых линий электропередач, сооружений технологической связи и иных устройств и сооружений, предназначенная для транспортировки нефти (нефтепродуктов).

Пропускная способность: расчетное количество нефти, которое может пропустить нефтепровод в единицу времени при заданных параметрах нефти, с учетом установленного оборудования и несущей способности трубопровода.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

Лупинг: трубопровод, проложенный параллельно основному трубопроводу и соединенный с ним для увеличения его пропускной способности.

Противотурбулентная присадка: раствор либо суспензия полимера, имеющего длинные нитевидные молекулы с высокой молекулярной массой, предназначенная для уменьшения гидравлического сопротивления при течении потока жидкости.

Станция нефтеперекачивающая: объект магистрального нефтепровода, включающий в себя комплекс зданий, сооружений и устройств для приема, накопления, учета и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу.

Обозначения и сокращения:

ЛЧ МН – линейная часть магистрального нефтепровода;

МТ – магистральный трубопровод;

МН – магистральный нефтепровод;

НД – нормативная документация;

СОД – средство очистки и диагностики;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПТП – противотурбулентная присадка;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	13
1 Общие сведения о транспорте нефти по магистральному трубопроводу.....	15
1.1 Идея повышения пропускной способности	15
1.2 Методы снижения гидравлических нагрузок.....	17
1.3 Использование лупингов и вставок большего диаметра	19
1.4 Увеличение количества насосных станций.....	22
1.5 Противотурбулентные присадки.....	23
2 Характеристика объекта исследования.....	28
2.1 Характеристика участка магистрального нефтепровода	28
2.2 Климатическая характеристика.....	28
2.3 Характеристика трубопровода.....	29
2.4 Характеристика нефти.....	30
3 Расчетная часть.....	31

					Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Тоначев К.С.			Оглавление			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Шадрина А.В.								11	115	
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12				
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.										

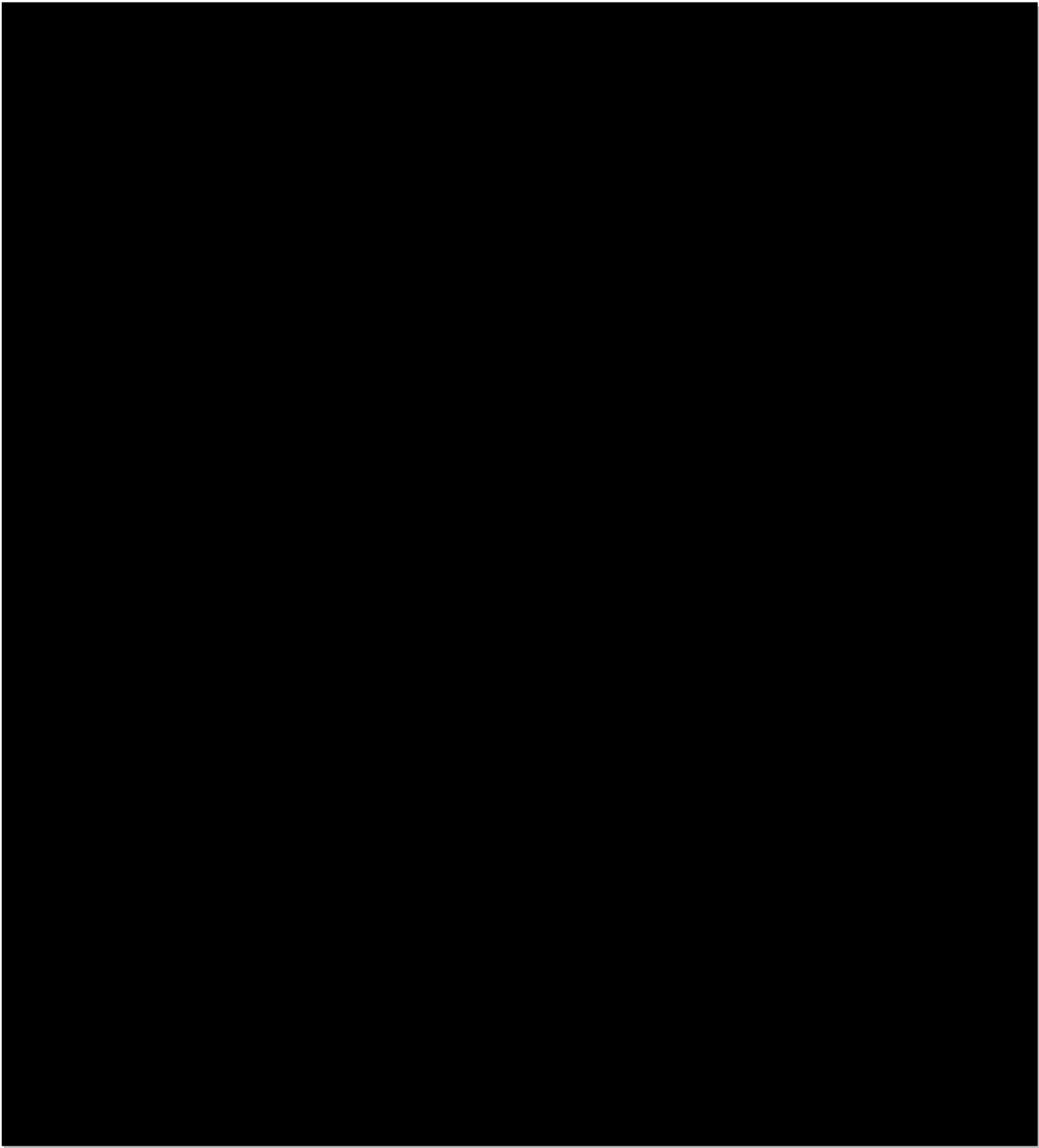
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	37
5.1	Расчет объемов и стоимости грунта, необходимого для засыпки	37
5.2	Расчет необходимой техники и затрат на топливо.....	38
5.3	Затраты на оплату труда.....	45
5.4	Затраты на страховые взносы	46
5.5	Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы	47
5.6	Оценка экономической эффективности проекта	48
6	Социальная ответственность	53
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации	53
6.2	Компоновка рабочей зоны	55
6.3	Производственная безопасность	56
6.4	Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов	59
6.5	Расчет электробезопасности	60
6.6	Экологическая безопасность.....	62
6.7	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	64
6.8	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	65
	Заключение	69
	Список публикаций студента.....	71
	Список литературы	72
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	80
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	115

Введение

При проектировании и эксплуатации нефтепроводов необходимо ставить задачу увеличения пропускной способности магистральных трубопроводов. Для трубопроводов определенной толщины и диаметра, а также для определенного насосного оборудования требуемая пропускная способность может быть ниже требуемой. Инженеры должны уметь решать проблемы, связанные с определением и повышением гидравлической эффективности. В конечном счете, текущая ситуация с учетом открытий месторождений и истощения уже существующих, строительства нефтеперерабатывающего завода поставила бы перед собой задачу повысить гидравлическую эффективность всей трубопроводной системы.

Кроме того, в настоящее время существует необходимость быстрого повышения производительности отдельных нефтепроводов в связи с изменениями и разнообразием грузовых потоков, а также изменениями в стратегическом направлении перекачки. В то же время необходимость сокращения и оптимизации капитальных и эксплуатационных расходов играет ключевую роль в выполнении задачи по обеспечению производительности трубопроводного транспорта. Основная задача МН – поддерживать сбалансированность запланированного количества, которое будет доставлено по трубопроводу получателям всей необходимой сырьевой продукции.

					Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Тоначев К.С.			Введение				Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.									13	115
Консульт.									Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.										



1 Общие сведения о транспорте нефти по магистральному трубопроводу

1.1 Идея повышения пропускной способности

При подготовке этой работы было использовано множество нормативных и технических документов из области эксплуатации нефтепроводов, а также научно-техническая литература. Большое количество работ некоторых авторов, таких как В.А. Бунчук, А.М. Нечваль, А.А. Коршак, Р.А. Алиев посвящены теме повышения пропускной способности трубопроводов. Они исследуют и анализируют те методы, которые существуют на сегодняшний день, а также всевозможные варианты решения этой проблемы. Не только отечественные авторы испытывали интерес к данной теме, и западные авторы поднимали вопрос о необходимости более пристального изучения этой темы и ее актуальности.

Почему пропускная способность уменьшается?! Автор статьи [1] задумался над этим. Его позиция очень ясна, это все из-за асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Он отметил, что существует разница в количестве отложений, которая зависит от срока службы трубопровода и химических и физических свойств транспортируемых продуктов.

В процессе эксплуатации в трубопроводе остается грязь, образовавшаяся после сварки, затвердевший металл, что способствует размножению бактерий и возникновению коррозии. В результате образуется сероводород, который активирует твердые частицы, служащие основанием глушения трубы и появлением пробок.

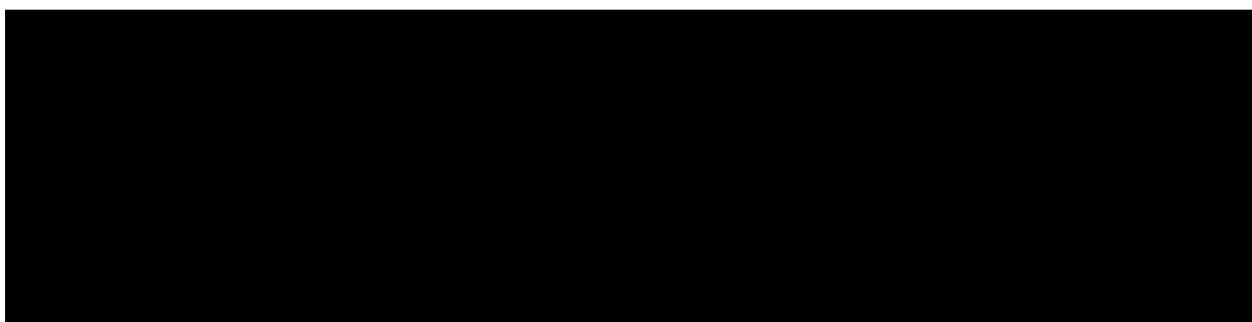
В статье [2] указывалось, что в состав отложений входят различные типы фаз, такие как жидкости и твердые вещества. Можно сказать, что эти фазы образуют многокомпонентную систему со сложными структурами.

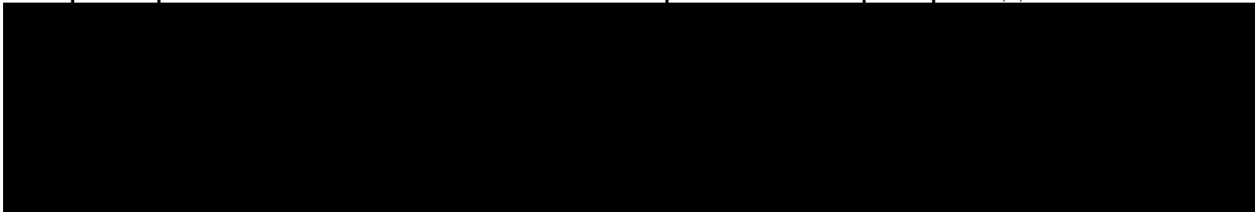
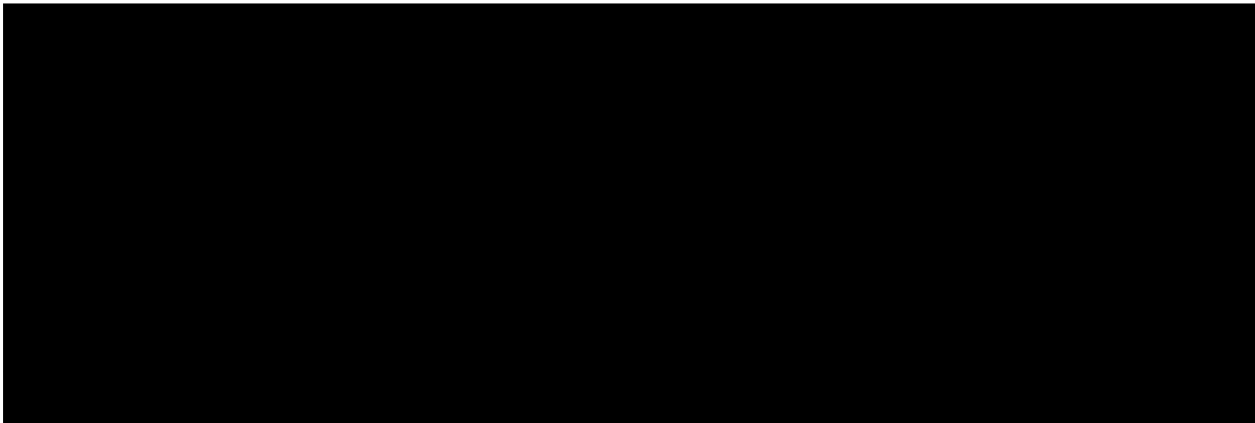
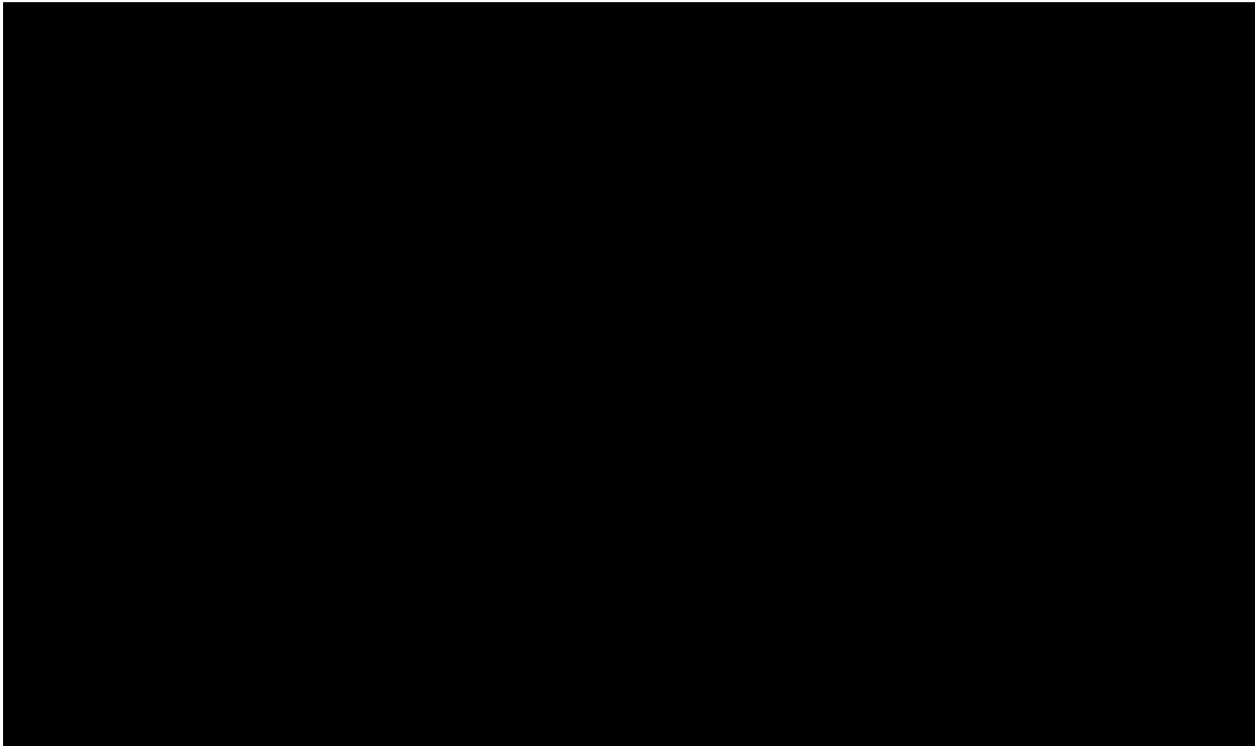
					Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Тоначев К.С.			Общие сведения о транспорте нефти по магистральному трубопроводу			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.								16	115
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.									

Как бороться с парафиновыми отложениями? Оказывается, существует немалое количество способов и видов борьбы:

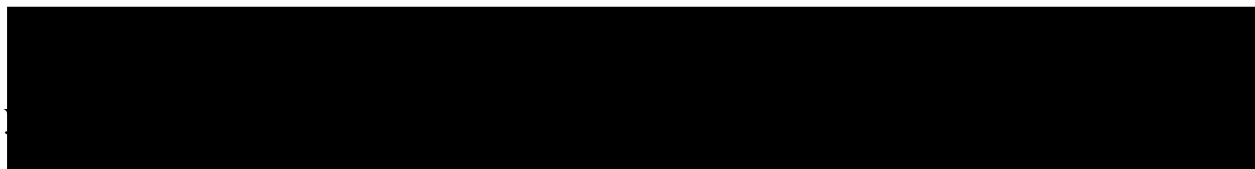
- 1) механический – означает использование оборудования для механической очистки, такого как скребки, сепараторные и чистящие поршни. Диаметр нефтепровода является одним из определяющих факторов при выборе очистного устройства;
- 2) тепловой, то есть происходит процесс промывания горячей жидкостью, называемой электрическим нагревателем. Суть этих термических процедур заключается в следующем: парафиновый воск плавится при температуре около 50 °С и начинает вытекать с поверхности нагрева;
- 3) химический – использование химических растворителей и ингибиторов и очистка с их помощью, а также при помощи поршней.

Представленный ниже автор анализирует методы повышения гидравлической эффективности. В статье [3] проводится сравнительный анализ технических решений современного происхождения, которые, в свою очередь, служат для обеспечения необходимого или возможного повышения производительности существующих магистральных участков. На основе результатов расчетов определяются следующие ситуации. Из-за особенности каждой детали между соседними нефтеперекачивающими станциями (НПС) могут существовать значительные различия в цене и эффективности различных технических решений. Таким образом, на основе результатов расчетов предлагается цикл для определения наилучшего выбора для обеспечения заданной гидравлической эффективности на основе критериев наименьшей расчетной стоимости мероприятий по внедрению с учетом технических ограничений.





1.2 Методы снижения гидравлических нагрузок



					Общие сведения о транспорте нефти по магистральному трубопроводу	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

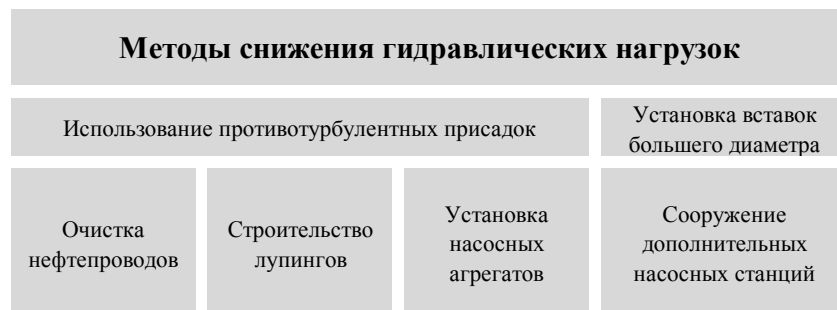
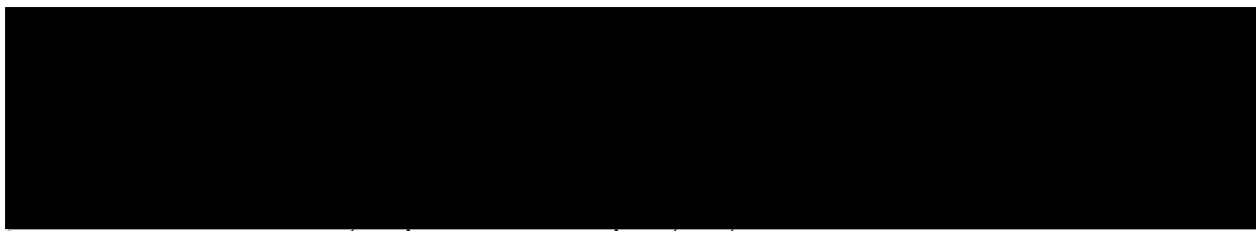
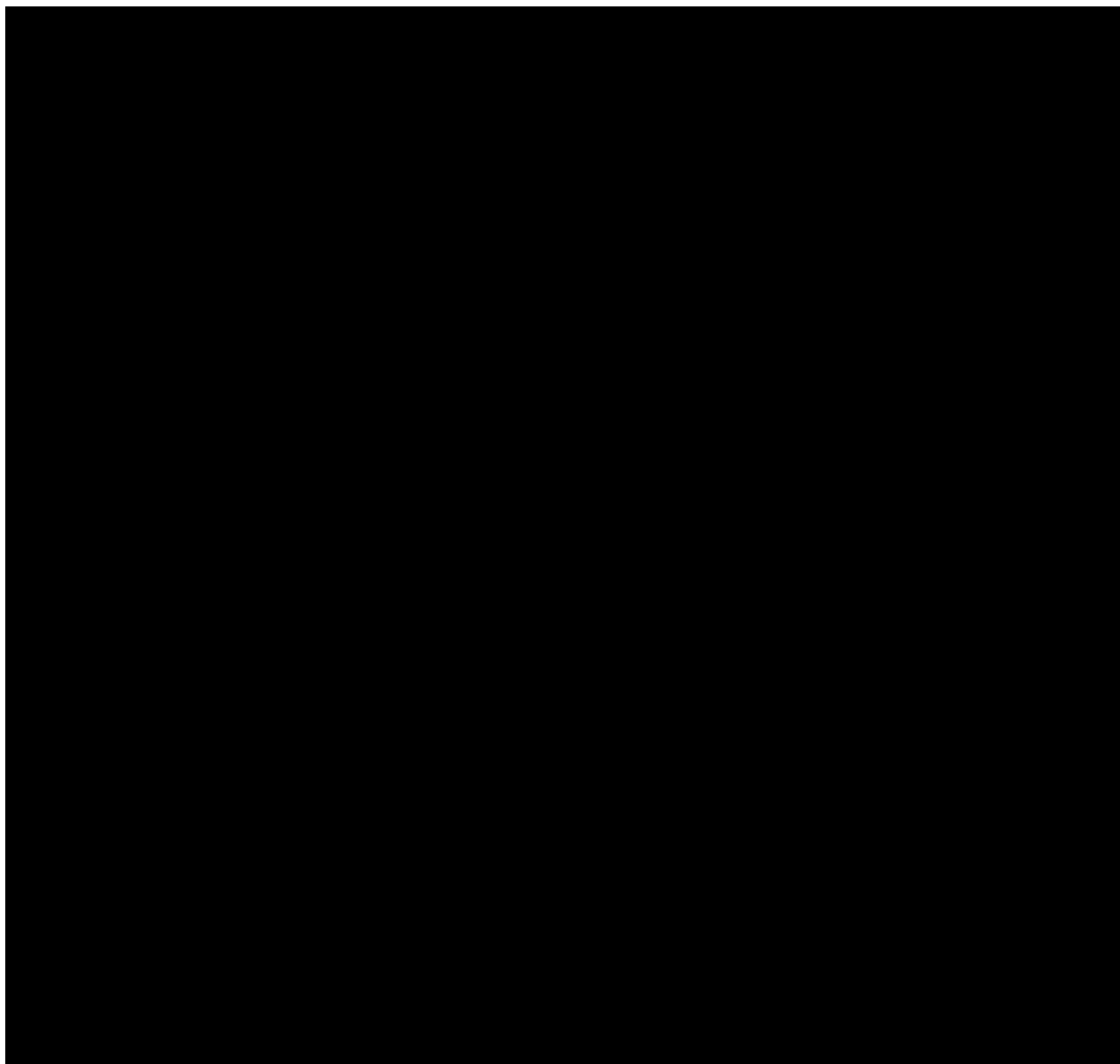
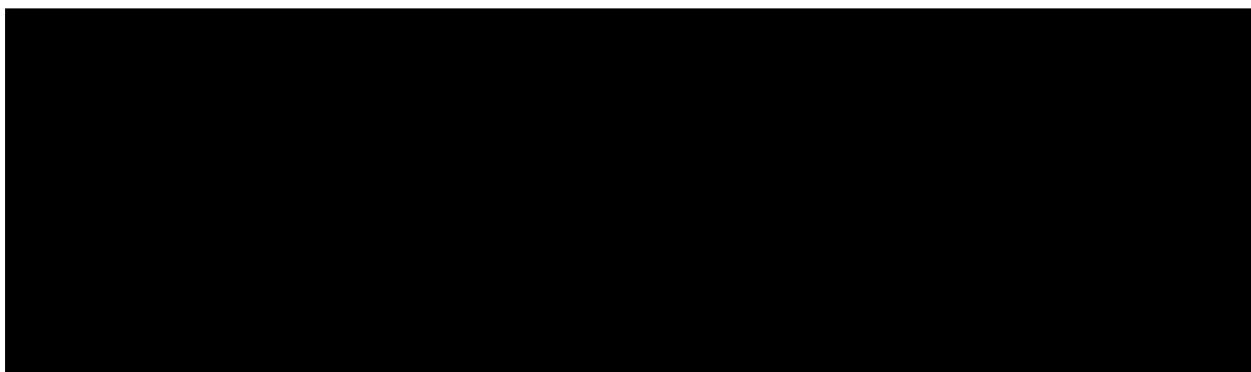
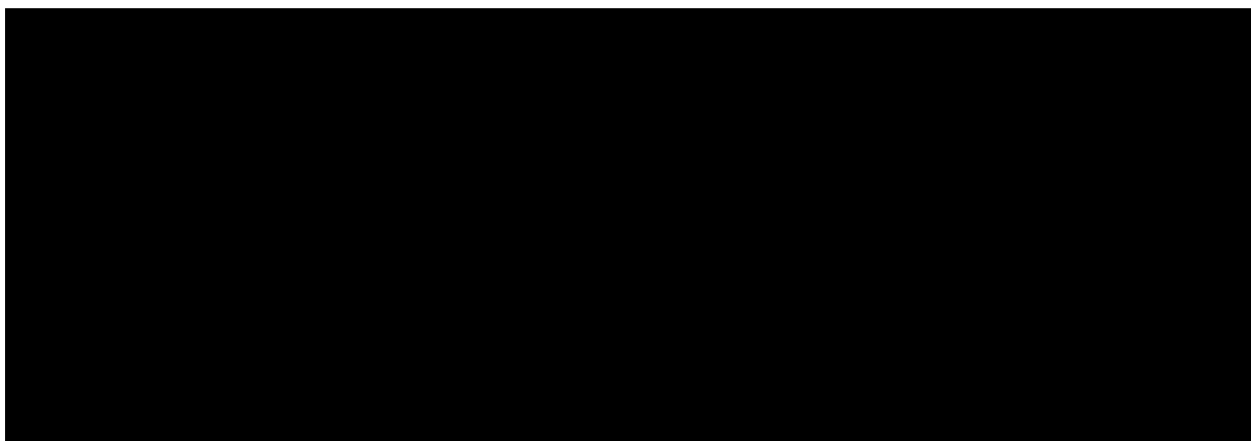
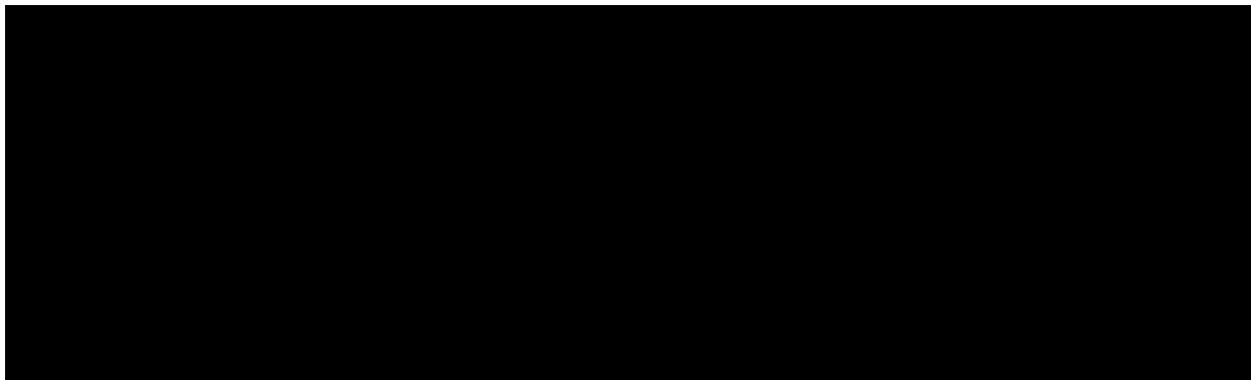


Рисунок 1 – Методы снижения гидравлических нагрузок





1.3 Использование лупингов и вставок большего диаметра

В процессе эксплуатации магистрального трубопровода часто возникает необходимость в прокладке лупингов. Лупинг – трубопровод, который прокладывается параллельно основному трубопроводу и соединяется с ним для увеличения его пропускной способности.

При расчете принимают величину расхода жидкости в трубопроводе (от точки А до точки В, рис. 2) равной сумме затрат (расходов) в трубопроводе Q_1 и параллельной ветке трубопровода (лупинге) Q_2 , то есть $Q_0 = Q_1 + Q_2$, а потеря давления (напора) на участке АВ по трубопроводу равна потере напора в лупинге $h_1 = h_2$ [14].

					Общие сведения о транспорте нефти по магистральному трубопроводу	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

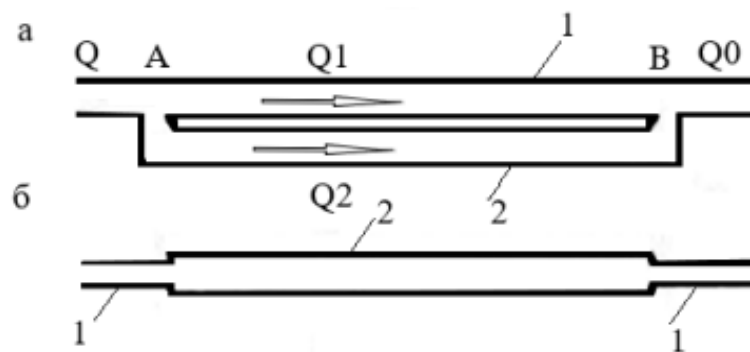


Рисунок 2 – Методы увеличения пропускной способности нефтепроводов:
а) лупинг; б) вставка трубы большего диаметра

В случае при разных диаметрах трубопровода (d_1) и лупинга (d_2) справедливо равенство:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^{(5-m)/(2-m)}, \quad (1)$$

где m – показатель режима течения в трубопроводе.

Соответствующие расходы определяют по формулам:

$$Q_1 = Q_2 \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^{(5-m)/(2-m)}, \quad (2)$$

$$Q_1 = \frac{Q_2}{1 + \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^{(5-m)/(2-m)}} = \omega \cdot Q_0, \quad (3)$$

где ω – скорость течения нефти по трубопроводу.

При равенстве диаметров магистрали и лупинга ($d_1 = d_2$), т.е. при $Q_1 = Q_2 = \frac{Q_0}{2}$ – гидравлический уклон в каждой ветви участка АВ составит:

$$i_{AB} = \omega^{(2-m)} \cdot i_0, \quad (4)$$

где i_0 – гидравлический уклон трубопровода до и после участка АВ.

Коэффициент повышения производительности – отношение производительности нефтепровода после установки лупинга к начальной.

Задаваясь величиной этого коэффициента, определяют длину лупинга по формуле:

$$x = L \cdot \frac{1 - \chi^{m-2}}{1 - \omega}, \quad (5)$$

где L – длина трубопровода;

χ – коэффициент увеличения пропускной способности.

Выразим коэффициент увеличения пропускной способности:

$$\chi_{\text{л}} \approx \frac{1}{1 - \left(\frac{x}{L} \cdot (1 - \omega)^{\frac{1}{2-m}} \right)}, \quad (6)$$

При расчете вставки ее гидравлический уклон рассчитывается по формуле:

$$i_{\text{в}} = i_0 \cdot \left(\frac{d_0}{d_{\text{в}}} \right)^{(5-m)}, \quad (7)$$

где i_0 – гидравлический уклон основного трубопровода;

d_0 – диаметр основного трубопровода;

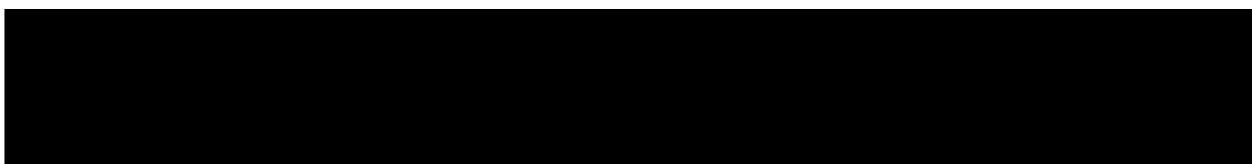
$d_{\text{в}}$ – диаметр вставки.

Длину вставки по заданным значениям потерь напора и расхода определяют по формуле:

$$l_{\text{в}} = \frac{i_0 \cdot L - h}{i_0 \cdot \left(1 - \frac{d_0}{d_{\text{в}}} \right)^{(5-m)}}, \quad (8)$$

где L – длина основного трубопровода;

h – потеря напора в трубопроводе со вставкой.



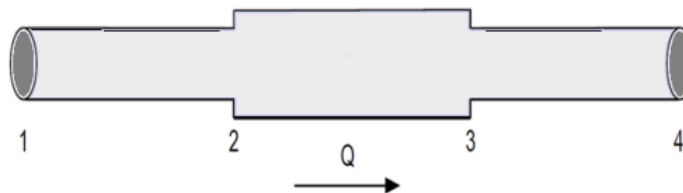


Рисунок 3 – Схема участка трубопровода со вставкой

1.4 Увеличение количества насосных станций

При поэтапном вводе в эксплуатацию нефтепровода, используемого на этапе проектирования, его производительность может быть увеличена за счет строительства промежуточных насосных станций и включением в работу насосов на существующих насосных станциях.

В случае если проект не обеспечивает повышение производительности, необходимо воспользоваться возможностью увеличить количество насосных станций, то есть, например, удвоить их (рис. 4).

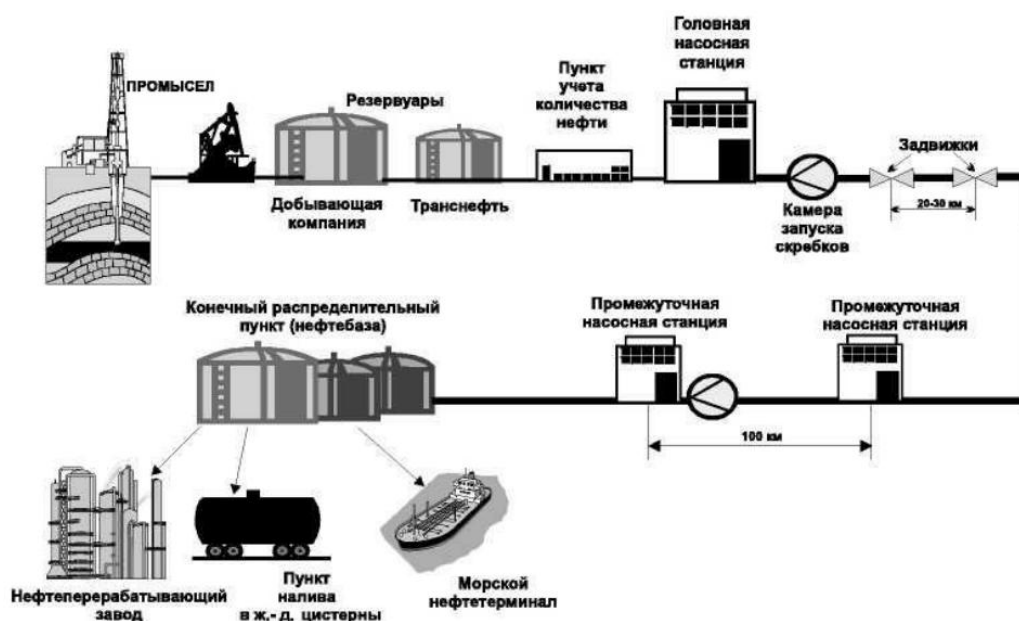


Рисунок 4 – Технологическая схема НПС

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Общие сведения о транспорте нефти по
магистральному трубопроводу

Лист

22

Этот вариант предполагает, что все станции будут работать в относительно равных условиях, а ступени между НПС будут примерно разделены пополам [15].

Целесообразность использования этого метода для повышения производительности нефтепроводов оценивается коэффициентом увеличения пропускной способности, который выражается следующей зависимостью:

$$\chi_d = 2^{\frac{1}{2-m}}. \quad (9)$$

Сделаем небольшое заключение из формулы (9), при гидравлически гладких трубах ($m = 0,23$) удвоение числа насосных станций ведет к увеличению пропускной способности трубопровода в 1,48 раза.

1.5 Противотурбулентные присадки

Противотурбулентные присадки (ПТП) представляют собой растворы или суспензии высокомолекулярных углеводородных полимеров в растворителях.

Одними из основных проблем, связанных с трубопроводным транспортом нефти и нефтепродуктов, являются:

- необходимость экономии энергоресурсов при эксплуатации магистральных трубопроводов;
- повышение пропускной способности магистральных нефтепроводов.

Принцип действия противотурбулентных присадок основан на действии эффекта Б.А. Томса [17]. Данное действие проявляется, когда в турбулентный поток жидкости вводится очень небольшое количество полимера (рис. 5).

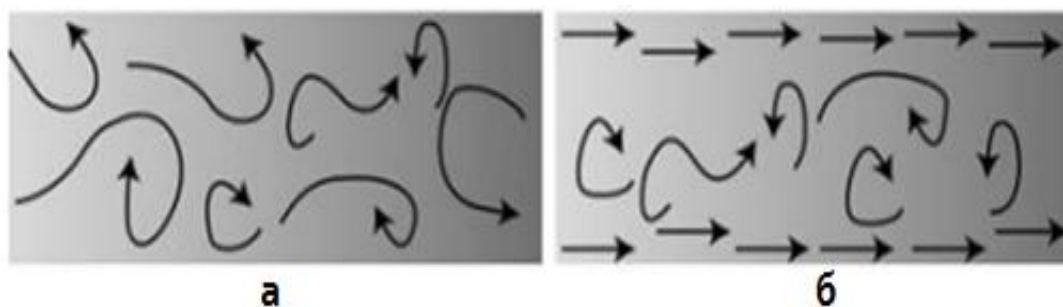


Рисунок 5 – Принцип действия ПТП:

а) без применения противотурбулентной присадки; б) с применением противотурбулентной присадки

Пропускная способность магистрального трубопровода иногда значительно снижается из-за турбулентности потока, что способствует значительному увеличению гидравлического сопротивления и увеличению энергопотребления.

Для уменьшения гидравлического сопротивления турбулентного потока используются два типа форм ПТП:

- гелеобразные;
- дисперсионные.

В присадках первого типа высокомолекулярный полимер растворен в углеводородном растворителе. Пример таких присадок приведен на рис. 6.

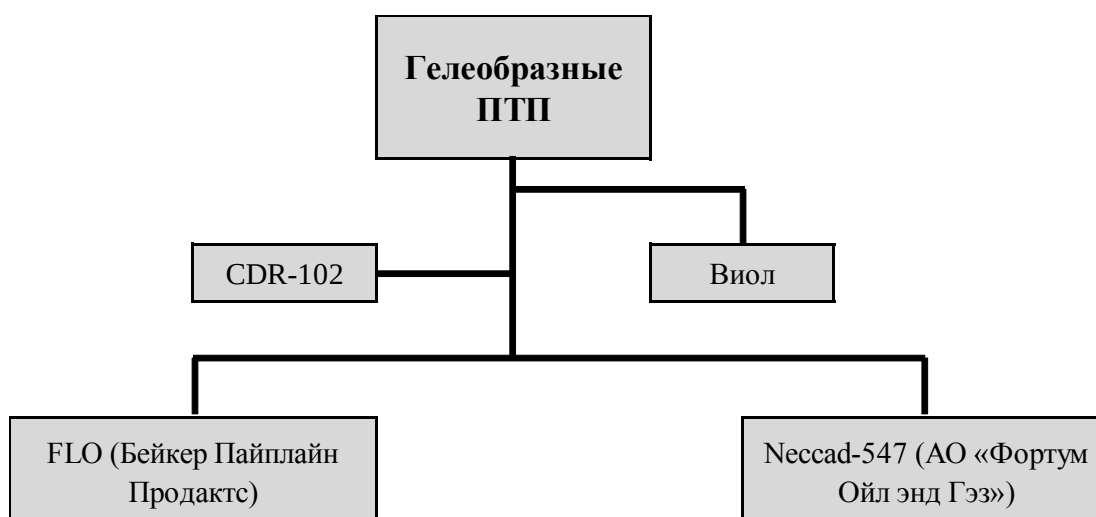


Рисунок 6 – Виды гелеобразных противотурбулентных присадок

В дисперсионных присадках гидравлически активная часть находится в виде суспензии на водной или углеводородной основе. Пример дисперсионных присадок приведен на рисунке 7.

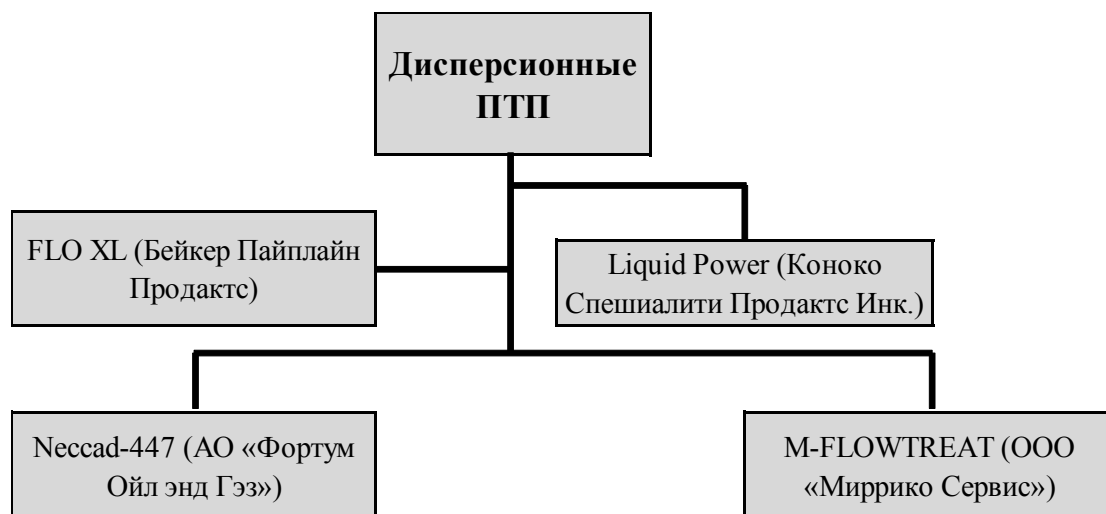
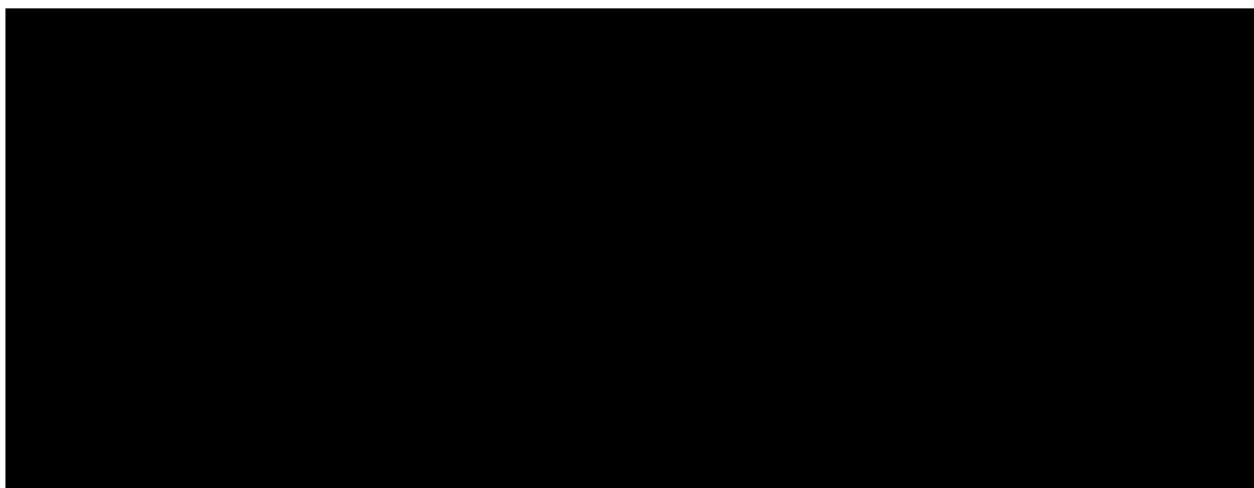


Рисунок 7 – Виды дисперсионных противотурбулентных присадок



Производитель гарантирует высокую эффективность присадок в области, ограниченной двумя кривыми, что, в свою очередь, соответствует самой высокой и самой низкой вязкости продукта. На рисунке 8 показан пример графической зависимости эффективности противотурбулентной присадки на расход перекачиваемой жидкости [18].

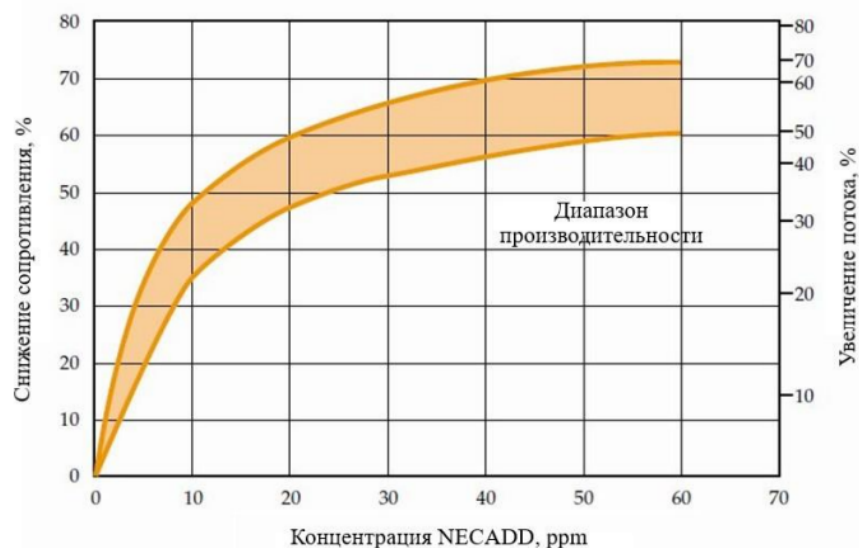


Рисунок 8 – График эффективности противотурбулентной присадки

ПТП характеризуют следующие параметры:

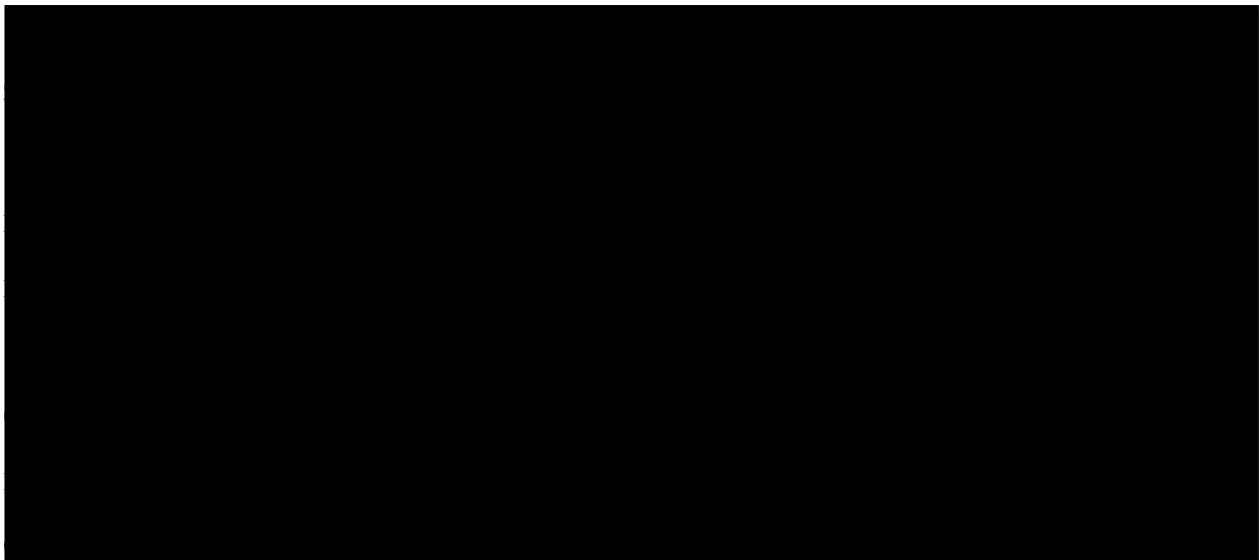
- эксплуатационные характеристики;
- химическая природа (молекулярные характеристики полимера).

Помимо характеристик ПТП, на величину снижения гидравлического сопротивления турбулентного потока и на технико-экономические показатели применения ПТП также влияют следующие факторы:

- конструктивные параметры нефтепровода (внутренний диаметр, шероховатость труб, местные сопротивления);
- реологические параметры перекачиваемой нефти [19].



Рисунок 9 – Эксплуатационные характеристики ПТП



2 Характеристика объекта исследования

2.1 Характеристика участка магистрального нефтепровода

В административном праве магистральный нефтепровод и площадки проектируемых сооружений расположены на территории Колпашевского района Томской области.

Ближайший населенный пункт – г. Колпашево – расположен в нескольких километрах от начала участка МН.

Технологический участок изысканий обслуживает районное нефтяное управление, расположенное на территории Томской области.

По информации, предоставленной Минприроды России [48], на участках работ под реконструкцию объекта магистрального нефтепровода условным диаметром 530х7 мм, на участке для резервной нитки, пересекающей р. Обь, особо охраняемых природных территорий федерального значения нет.

2.2 Климатическая характеристика

Климат рассматриваемой территории резко континентальный, характеризуется зимой, которой характерен весьма продолжительный период времени и практическое отсутствие снега; а также весной, которой не характерна влажность и продолжительность. О двух других сезонах можно сказать следующее: лето, которому присуще короткая и прохладная сезонность; короткой осенью с возвратами тепла повышенной частотой.

Согласно СП 131.13330.2018 [27], участок работ относится к I (В) климатическому району для строительства.

Атмосферная циркуляция. В этом районе поток воздушных масс происходит в направлении с юга на север, временами наблюдаются вихри циклонов с востока, обуславливающие нередко обильные осадки.

					Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Тоначев К.С.				Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист
Руковод.	Шадрина А.В.						29
Консульт.							Листов
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						115
						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12	

Абсолютный минимум температуры воздуха характерен для января (минус 48 °С), а абсолютный максимум – в июле (плюс 26 °С). Продолжительность холодного и теплого периода составляет по 7 и 5 месяцев, соответственно.

Температура почвы. Температура воздуха связана с температурой почвы. Принимая во внимание данный факт, средняя годовая температура поверхности почвы равна 0 °С.

С глубиной температура почвы в зимние месяцы увеличивается, в летние, напротив, температура почвы с глубиной меньше, так как не охлаждается ее поверхность, чего не сказать про зимние месяцы, где охлаждение идет сначала поверхности, а затем и других нижних частей. Температура средняя месячная почвы имеет только положительные значения, начиная с глубины 1,5 м.

2.3 Характеристика трубопровода

Для трубоукладочных работ на магистральном нефтепроводе привлекаются ведущие мировые компании. Особое внимание уделяется вопросам безопасности и защиты окружающей среды во время строительства. Трубы длиной 12 м производят на заводах в Германии. Наружный диаметр трубы $D_n = 530$ мм. Для этого проекта были использованы стальные трубы 09Г2С. Внутренняя поверхность труб имеет эпоксидное антифрикционное покрытие. Для защиты от коррозии предусмотрено внешнее покрытие. Кроме того, на каждую трубу наносится утяжеляющее бетонное покрытие для обеспечения устойчивости.

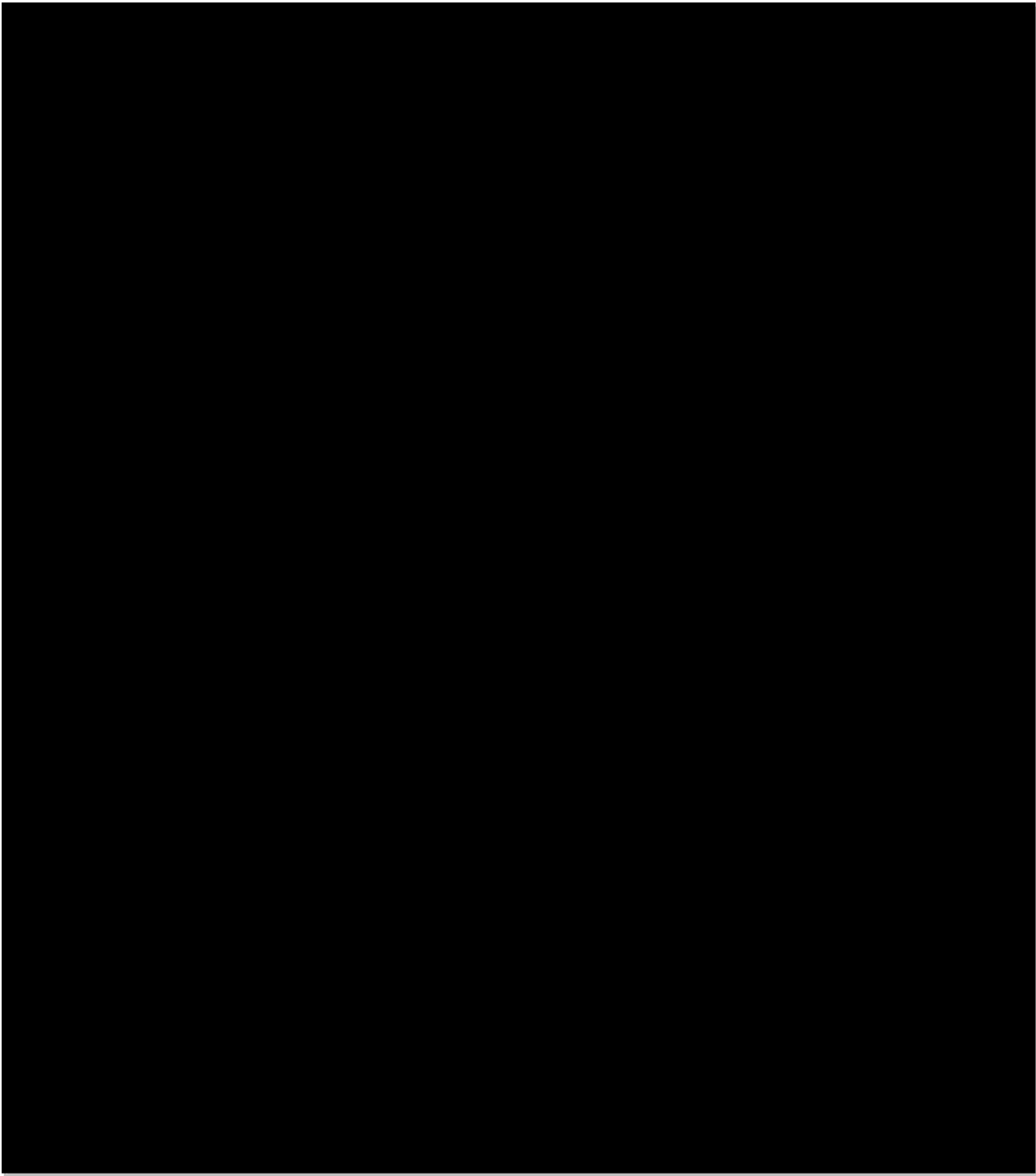
На участке МН трубы сваривают в единую плеть нефтепровода и укладывают в траншею. Сварные стыки проходят ультразвуковой контроль и другие виды контролей, результаты которых оценивают независимое сертификационное агентство.

					Характеристика объекта исследования	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

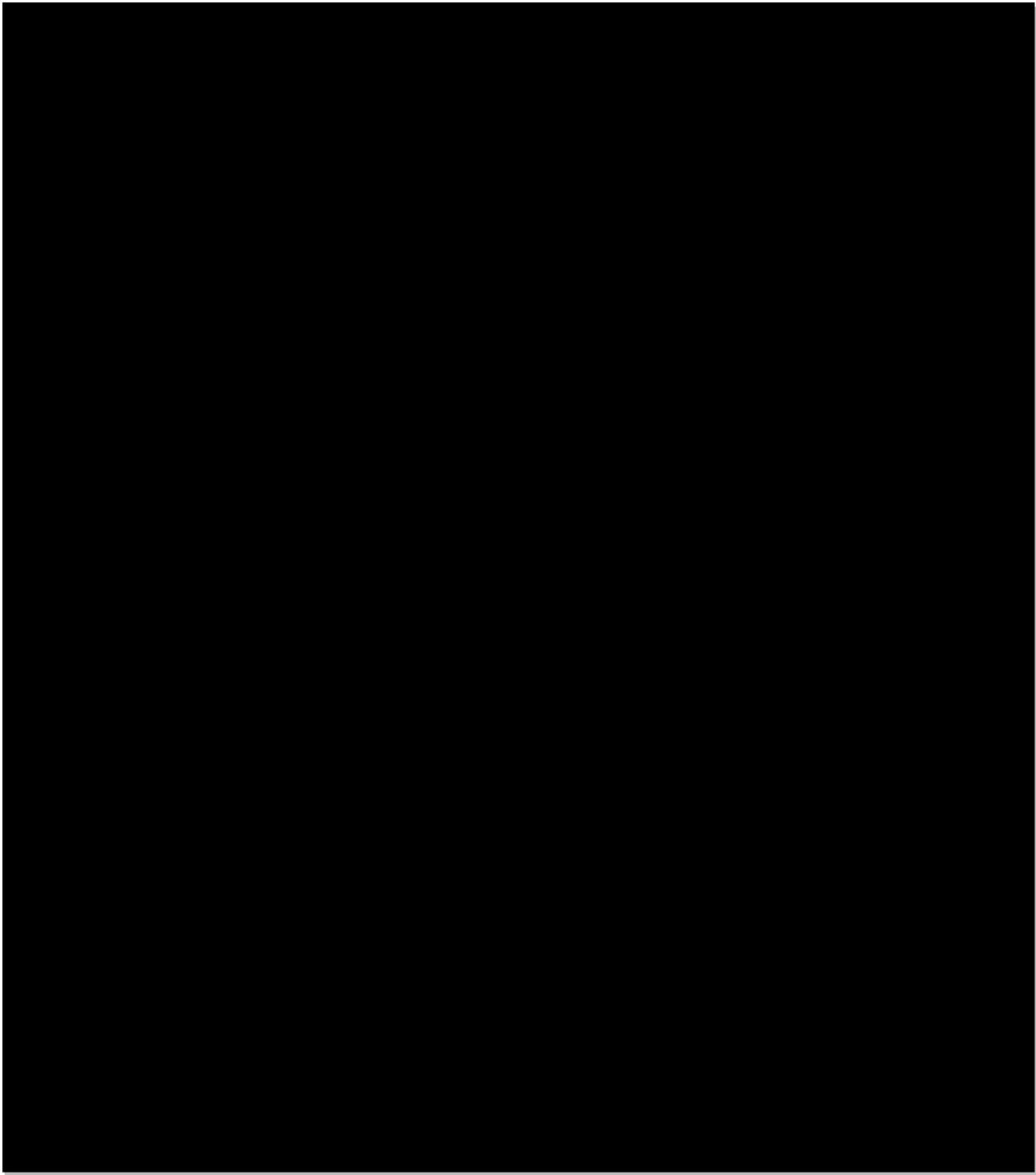
2.4 Характеристика нефти



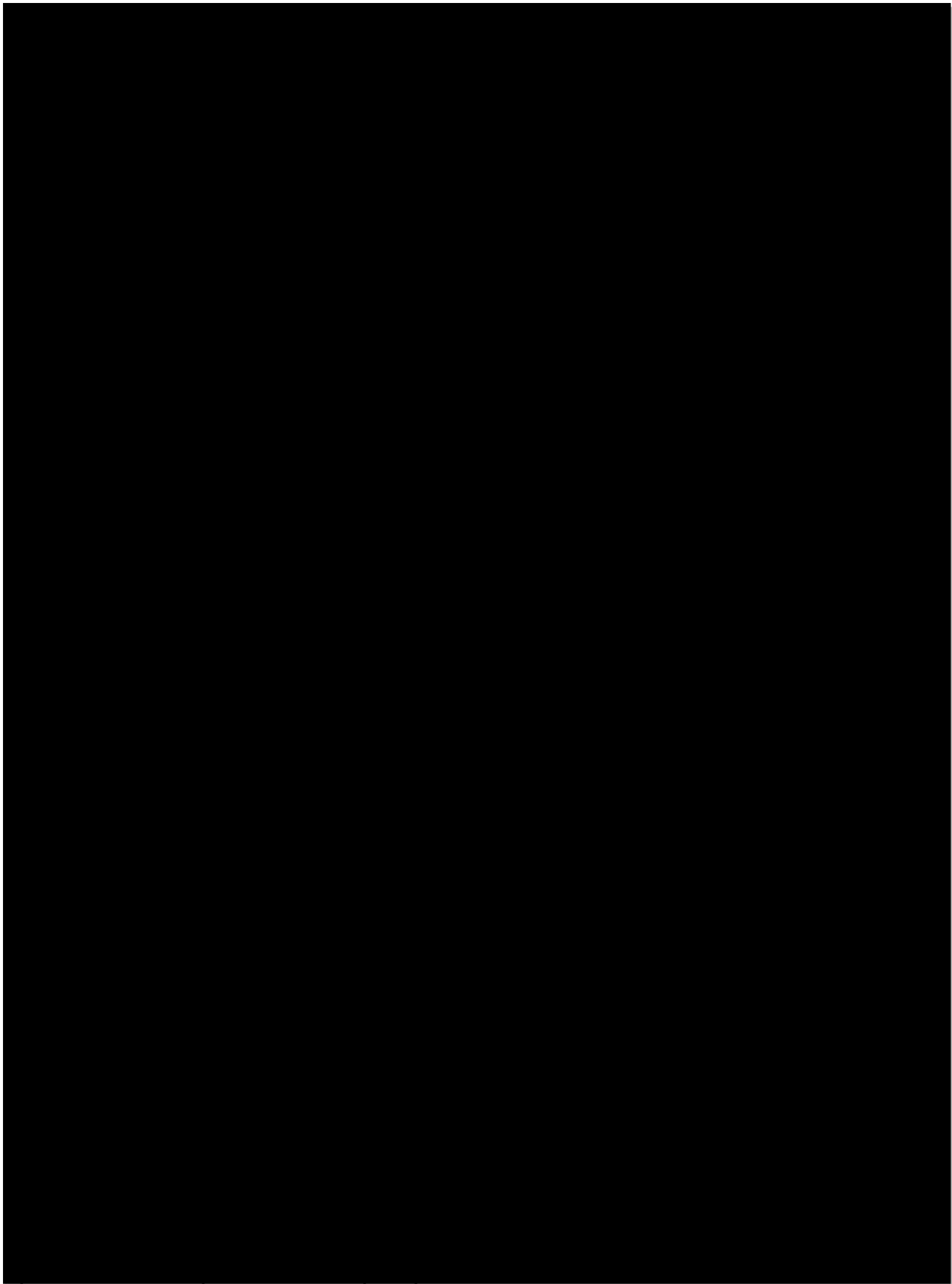
3 Расчетная часть



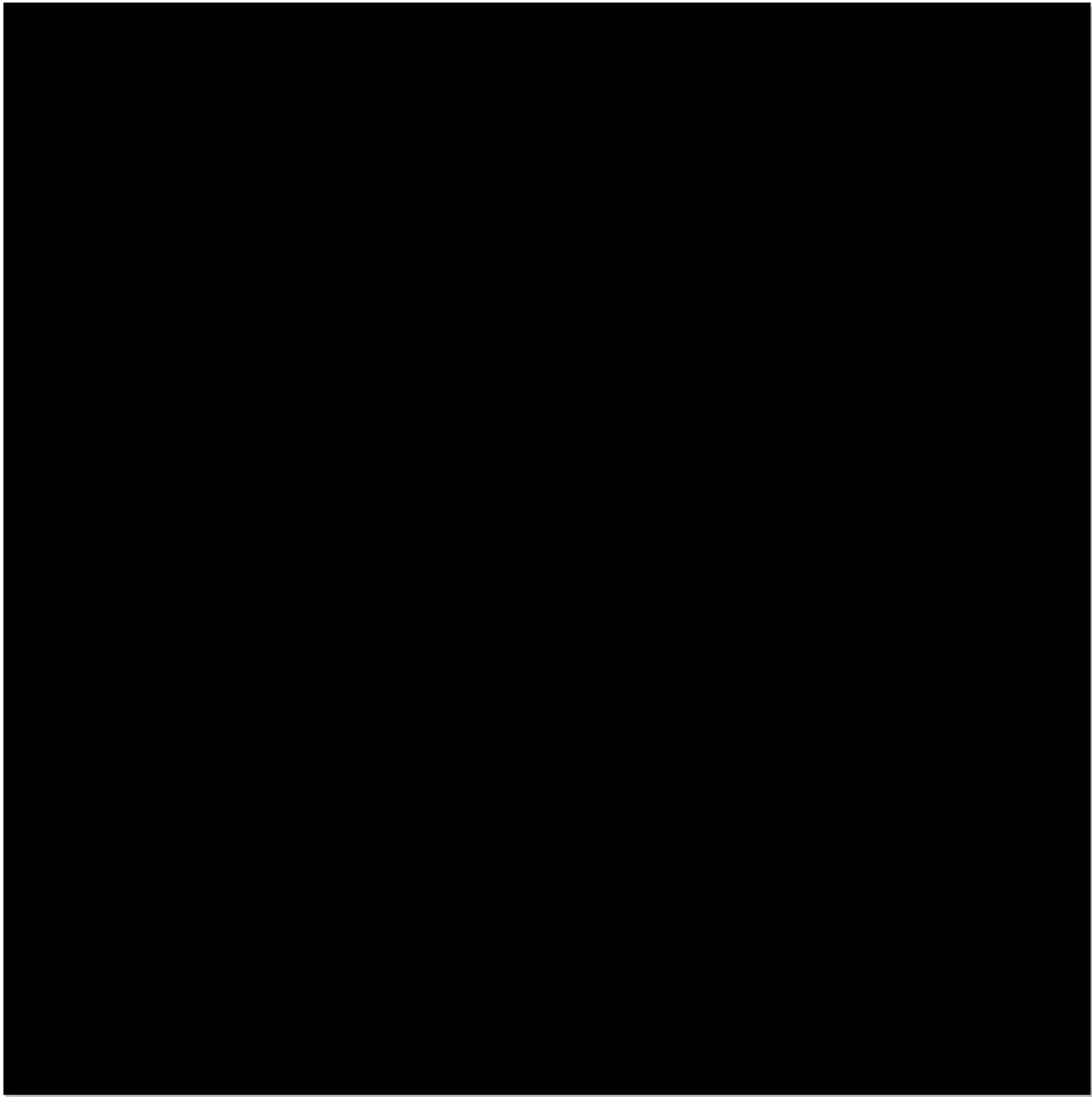
					Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Тоначев К.С.			Расчетная часть			Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.								32		115	
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12					
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.											



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



					Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Тоначев К.С.					
Руковод.		Шадрина А.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						47	115
					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		



						Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2БМ12	Тоначев Кирилл Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых ресурсов при выполнении работ по прокладке магистрального нефтепровода.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2, 3).
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации (1 часть) ФЗ №146 от 31.07.1998 в ред. от 28.03.2023 Налоговый кодекс Российской Федерации (2 часть) ФЗ №117 от 05.08.2000 в ред. от 28.04.2023

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование применения методов увеличения пропускной способности для магистрального нефтепровода.
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Оценка и расчет земляных и строительно-монтажных работ при прокладке магистрального трубопровода.
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет основных затрат, необходимых для проведения прокладки магистрального нефтепровода.

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком

06.02.2023

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		06.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Тоначев Кирилл Сергеевич		06.02.2023

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В рамках выполнения настоящей работы предлагается провести прокладку стального магистрального нефтепровода в Томской области, для чего необходимо провести расчет стоимости проведения операции.

5.1 Расчет объемов и стоимости грунта, необходимого для засыпки

Площадь поперечного сечения гравийной подложки:

Длина основания трапеции подложки (определяется аналогично длине основания трапеции всей траншеи):

Для расчета среднего значения трудоемкости воспользуемся формулой 1.

$$A_{\Pi} = 2 \cdot z_{\Pi} + B, \quad (1)$$

Составим пропорцию:

$$\frac{C}{z} = \frac{1}{0,5}; \quad \frac{200}{z} = \frac{1}{0,5};$$

$$z_n = 100 \text{ мм},$$

$$A_{\Pi} = 2 \cdot 100 + 625 = 825 \text{ мм}.$$

Площадь поперечного сечения гравийной подложки определим по формуле:

$$S_{\text{сечен.подл}} = \frac{B + A_n}{2} \cdot C, \quad (2)$$

$$S_{\text{сечен.подл}} = \frac{0,625 + 0,825}{2} \cdot 0,173 = 0,145 \text{ м}^2.$$

					Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Тоначев К.С.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.								52	115
Консульт.		Шарф И.В.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.									

Необходимый объем гравия для подложки:

$$V_{\text{гр}} = S_{\text{сечен.подл}} \cdot L, \quad (3)$$

где L – длина участка трубопровода, равная 166 км.

$$V_{\text{гр}} = 0,145 \cdot 16600 = 2900 \text{ м}^3.$$

Объем грунта в целике:

$$V_{\text{земли}} = S_{\text{сечен}} \cdot L, \quad (4)$$

$$V_{\text{земли}} = 1,34 \cdot 16600 = 26800 \text{ м}^3.$$

Фактический объем земляных работ на объекте:

$$V_{\text{фактич.работ}} = K_p \cdot V_{\text{земли}}, \quad (5)$$

где K_p – коэффициент разрыхления грунта принимаем $K_p = 1,3$ согласно исходным данным (таблица 9).

$$V_{\text{фактич.работ}} = 1,3 \cdot 26800 = 34840 \text{ м}^3 = 34,84 \text{ тыс. м}^3.$$

Стоимость необходимого привозного гравия для подложки:

Цена кубического метра гравия фракции 5-20 мм для устройства подложки под трубопровод без учета доставки составляет 1200 рублей.

Таким образом, стоимость 2900 м^3 гравия для отсыпки подложки 166 км трубопровода: $1200 \cdot 2900 = 3\,480\,000$ руб.

Для засыпки траншеи после укладки трубопровода используется ранее разработанный грунт из отвалов.

5.2 Расчет необходимой техники и затрат на топливо

Для расчета затрат на топливо, а также объёмов работ на объекте, необходимо рассчитать количество единиц техники.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Время, затраченное на копание траншеи, определим исходя из норм времени на земляные работы.

Норма времени на разработку грунта 100 м³ 3 категории при устройстве траншей гидравлическими одноковшовыми экскаваторами, оборудованными обратной лопатой с вместимостью ковша 1,1 м³ составляет 2,2 маш-ч.

Необходимое количество экскаваторов:

Техническая производительность одноковшовых экскаваторов определяется по формуле:

$$П_{ТХ} = \frac{3600 \cdot q \cdot K_n}{t_{ц} \cdot K_p}, \quad (6)$$

где q – вместимость ковша, м³ (таблица 1);

K_n – коэффициент наполнения ковша для влажной глины принимаем 1,5 (таблица 2);

$t_{ц}$ – продолжительность цикла, ч.

Таблица 1 – Технические характеристики экскаватора KOMATSU PC300-7.

Параметр	Значение
Вместимость ковша, м ³	1,1
Габариты:	
Длина, мм	6980
Ширина, мм	3190
Высота, мм	3400
Тип ходового устройства	гусеничный
Скорость передвижения, км/ч	5,5
Мощность двигателя, л.с.	245
Управление механизмами	гидравлическое
Глубина копания, мм	6355
Масса экскаватора, т	30,8
Давление на грунт, кгс/см ²	0,63
Продолжительность цикла	15

Таблица 2 – Максимальные значения коэффициента наполнения K_n .

Наименование грунтов	Коэффициент наполнения K_n для одноковшовых экскаваторов	
	Прямая и обратная лопата	Драглайн
Песок и гравий влажные	1,15 - 1,23	1,10 - 1,20
Суглинок сухой	1,05 - 1,12	0,80 - 1,00
Суглинок влажный	1,20 - 1,32	1,15 - 1,25
Глина средняя	1,08 - 1,18	0,98 - 1,06
Глина влажная	1,50	1,18 - 1,28
Глина тяжелая	1,00 - 1,10	0,95 - 1,00

Таким образом, техническая производительность экскаватора:

$$P_{\text{ТХ}} = \frac{3600 \cdot 1,1 \cdot 1,5}{15 \cdot 1,3} = 305 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Эксплуатационная производительность определяется по формуле:

$$P_{\text{Э}} = P_{\text{ТХ}} \cdot K_y \cdot K_B, \quad (7)$$

где K_y – коэффициент, зависящий от уровня квалификации машиниста экскаватора, принимаем 0,98;

K_B – коэффициент использования экскаватора в смену, принимаем 0,75 (при отгрузке в отвал).

Таким образом, эксплуатационная производительность:

$$P_{\text{Э}} = 305 \cdot 0,98 \cdot 0,75 = 224 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Количество часов работы экскаватора:

$$t = \frac{V_{\text{фактич. работ}}}{P_{\text{Э}}}, \quad (8)$$

$$t = \frac{34840}{224} = 156 \text{ ч.}$$

Исходя из нормы времени на разработку грунта 100 м^3 3 категории при устройстве траншей гидравлическими одноковшовыми экскаваторами,

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

оборудованными обратной лопатой с вместимостью ковша 1,1 м³ составляющей 2,2 маш-ч., количество часов работы экскаватора:

$$t_{\text{норм}} = \frac{V_{\text{фактич.работ}} \cdot 2,2}{100}, \quad (9)$$

$$t_{\text{норм}} = \frac{34840 \cdot 2,2}{100} = 767 \text{ ч.}$$

Так как количество часов работы при одном используемом экскаваторе KOMATSU PC300-7 уже меньше чем нормативное число часов, то для выполнения работ достаточно одного экскаватора.

Рассчитаем необходимое количество бульдозеров:

Таблица 3 – Технические характеристики бульдозера Komatsu D375A-5

Параметр	Значение
Мощность, кВт	391
Масса бульдозера, кг	49800
Объем отвала, м ³	18,5
Ширина отвала, мм	4695
Высота отвала, мм	2265
Подъём отвала, мм	1660
Угол резания, град	55,6

Найдем объем призмы волочения по формуле:

$$V = \frac{(H - h)^2 \cdot B \cdot K_{\text{пот}}}{2 \cdot tg \varphi_0 \cdot K_p}, \quad (10)$$

где $K_{\text{пот}}$ – коэффициент, учитывающий потери грунта в процессе перемещения призмы, определяется по формуле:

$$K_{\text{пот}} = 1 - 0,005 \cdot L_{\text{п}}, \quad (11)$$

$L_{\text{п}} = 25$ м – расстояние, на которое перемещается грунтовая призма;

φ_0 – угол естественного откоса грунта, для глины примем равным 50°;

B – ширина отвала, м;

h – средняя толщина стружки, определяется: $0,1 \cdot H$, где H – высота отвала.

$$K_{\text{пот}} = 1 - 0,005 \cdot 25 = 0,875,$$

$$V = \frac{(1,125 - 0,1125)^2 \cdot 4,695 \cdot 0,875}{2 \cdot 1,19 \cdot 1,3} = 1,36 \text{ м}^3.$$

Найдем длину пути резания грунта по следующей формуле:

$$L_p = \frac{0,5 \cdot H^2}{\tan \varphi_0 \cdot h}, \quad (12)$$

$$L_p = \frac{0,5 \cdot 1,125^2}{1,19 \cdot 0,1125} = 4,73 \text{ м.}$$

Продолжительность работы машины за один цикл t складывается из следующих отрезков времени:

$$t = \sum t_i = t_p + t_n + t_{\text{з.х.}} + t_{\text{м.}} + t_0, \quad (13)$$

где $t_{\text{м.}}$ – время переключения передач (6 – 8 с.), примем равным 6 с.;

t_0 – время опускания отвала (2 – 4 с.), примем равным 2 с.;

t_p – время выполнения процессов резания;

t_n – время перемещения грунта;

$t_{\text{з.х.}}$ – время обратного хода.

Рассчитаем оставшиеся значения:

$$t_p = \frac{3,6 \cdot L_p}{V_p}; t_n = \frac{3,6 \cdot L_n}{V_n}; t_{\text{з.х.}} = \frac{3,6 \cdot (L_p + L_n)}{V_{\text{о.х.}}}. \quad (14)$$

где $V_p = 2-6$ км/ч - скорость движения при резании бульдозера, примем равным 6 км/ч;

$V_n = 4-8$ км/ч - скорость движения при перемещении бульдозера, примем равным 8 км/ч;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$V_{o.x.} = 5-10$ км/ч - скорость движения при обратном ходе бульдозера, примем равным 10 км/ч.

Значения скоростей выбраны наибольшими из предложенных, так как квалификация машиниста – высокая.

$$t_p = \frac{3,6 \cdot 9,52}{6} = 5,71 \text{ с,}$$

$$t_{\pi} = \frac{3,6 \cdot 24}{8} = 10,8 \text{ с,}$$

$$t_{o.x} = \frac{3,6 \cdot 33,52}{10} = 12,07 \text{ с,}$$

$$t = 5,04 + 10,8 + 11,66 + 6 + 2 = 36,58 \text{ с.}$$

Производительность бульдозера при резании и перемещении грунта:

$$П_{р.п.} = \frac{3600 \cdot V \cdot K_{и} \cdot K_y}{t \cdot K_p}, \quad (15)$$

где $K_{и}$ – коэффициент использования бульдозера по времени 0,85-0,9, примем равным $K_{и} = 0,85$;

K_y – коэффициент, учитывающий влияние уклона местности на производительность бульдозера, равен 0,5.

$$П_{р.п.} = \frac{3600 \cdot 5,52 \cdot 0,85 \cdot 0,5}{36,58 \cdot 1,3} = 178 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Производительность бульдозера при планировочных работах (разравнивании грунта):

$$П_{раз} = \frac{3600 \cdot L \cdot (B \cdot \sin \varphi - b_1) \cdot K_{и}}{n \cdot \left(\frac{L}{V_p} + t_{пов} \right)}, \quad (16)$$

где L – длина планируемого участка, равна 166 км;

b_1 – величина перекрытия прохода, составляет 0,5 м;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

n – число проходов по одному месту (1-2), примем равным 1;

V_p – рабочая скорость движения бульдозера при резании (1,67 м/с);

$t_{пов}$ – время поворота бульдозера (10 с).

$$P_{раз} = \frac{3600 \cdot 20000 \cdot (4,695 \cdot 1 - 0,5) \cdot 0,85}{1 \cdot (\frac{20000}{1,67} + 10)} = 21420 \text{ м}^2/\text{ч}.$$

Для определения количества единиц техники при выполнении процессов резания и перемещения грунта необходимо определить объем работ $V_{рез}$ и $V_{пл}$:

$$V_{рез} = L \cdot L_{п} \cdot h \cdot K_p, \quad (17)$$

$$V_{пл} = L \cdot B_{п}, \quad (18)$$

где $B_{п}$ – ширина строительной полосы, для земель несельскохозяйственного назначения, отводимых для одного трубопровода для $D_y = 530$ будет равным 25 м;

L – длина строительной полосы, $L = 166$ км;

h – толщина срезаемого слоя грунта (0,3...0,5 м), примем равным 0,3 м.

$$V_{рез} = 20000 \cdot 25 \cdot 0,3 \cdot 1,3 = 195000 \text{ м}^3,$$

$$V_{пл} = 20000 \cdot 25 = 500000 \text{ м}^2.$$

Нормы времени по разработке и перемещения 100 м³ грунта используемым бульдозером составляют 0,29 маш-ч.

Нормы времени по расчистке 1000 м² площади используемым бульдозером составляют 1,3 маш-ч.

Необходимое время для выполнения работ составит:

$$t_{необх.рез} = \frac{195000}{100} \cdot 0,29 = 565,5 \text{ часов}, \quad (19)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$t_{\text{необх.пл}} = \frac{500000}{1000} \cdot 1,3 = 650 \text{ часов.} \quad (20)$$

Необходимая производительность:

$$P_{\text{рез}} = \frac{V_{\text{рез}}}{t_{\text{необх.рез}}} = \frac{195000}{565,5} = 345 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}, \quad (21)$$

$$P_{\text{пл}} = \frac{V_{\text{пл}}}{t_{\text{необх.пл}}} = \frac{500000}{650} = 769 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}. \quad (22)$$

Необходимое количество бульдозеров:

$$n_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{рез}}}{P_{\text{р.п.}}} = \frac{345}{178} = 1,94 \rightarrow 2, \quad (23)$$

$$n_{\text{пл}} = \frac{P_{\text{пл}}}{P_{\text{раз}}} = \frac{769}{21420} = 0,04 \rightarrow 1. \quad (24)$$

Таким образом, для выполнения работ необходимо 2 бульдозера.

Необходимое количество техники и затраты на нее:

Таблица 4 – Необходимое количество техники и затрат на неё

	Бульдозер Komatsu D375A-5	Экскаватор Komatsu PC300-7
Время работы, ч	565,5	156
Количество машин	2	1
Расход топлива, л/час.	79,5	23,1
Цена 1л ДТ в Томской области, руб.	54,79	
Необходимо топлива, л.	89914,5	3603,6
Затраты на ДТ, руб.	9 926 415	1 756 185
Итого, руб.	11 682 600	

5.3 Затраты на оплату труда

Техническое обслуживание трубопровода ведется на севере Томской области. Надбавки к заработной плате представлены в таблице 5:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5 – Надбавки к заработной плате работника

Надбавка	Коэффициент
Районный коэффициент	1,7
Северная надбавка	1,5

Рассчитаем количество работников, необходимых для технического перевооружения промыслового трубопровода и затраты на их заработную плату.

Работа ведется в три смены по 8 часов. Состав бригады каждой из смен следующий: 3 монтажника, экскаваторщик, 2 бульдозериста, 2 водителя, мастер.

Таким образом, состав всех работников, задействованных на объекте, следующий: 9 монтажников, 3 экскаваторщика, 6 бульдозеристов, 6 водителей, 3 мастера.

Время работы каждой смены составляет 188,5 часов (52 для экскаваторщиков). Общее время работы же указано в таблице 4.

Таблица 6 – Расчет затрат на ЗП работников

Профессия	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+70%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер	3	165	188,5	93307,5	111969	205277
Монтажник	9	102	188,5	173043	207652	380694,6
Экскаваторщик	3	84	52	13104	15724,8	28828,8
Бульдозерист	6	84	188,5	95004	114005	209008,8
Водитель	6	74	188,5	83694	100433	184126,8
Итого	27			458152,5	549783	916 740

5.4 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 7.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс I с тарифом 0,4% для транспортирования по трубопроводам нефти и нефтепродуктов (код по ОКВЭД - 60.30.1).

Таблица 7 – Расчет страховых взносов в государственные внебюджетные фонды

Показатель	Мастер	Монтажник	Экскаваторщик	Бульдозерист	Водитель
Количество работников	3	9	3	6	6
ЗП, руб.	205276,50	380694,60	28828,8	209008,80	184126,80
Страховые взносы 30%	61582,95	114208,38	8648,64	62702,64	55238,04
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,4%)	821,11	1522,78	115,315	836,04	736,51
Всего страховых взносов, руб.	62404,06	115731,16	8763,99	63538,68	55974,55
Общая сумма страховых взносов, руб.	306412,4				

5.5 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Экскаваторы одноковшовые и бульдозеры относят к четвертой группе амортизации (имущество со сроком полезного использования свыше 5 лет до 7 лет включительно). Исходя из этого, для них выбрана соответствующая норма амортизации.

Расчет амортизационных отчислений представлен в таблице 8.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 8 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость (руб.)	Норма амортизации (%)	Норма амортизации в год (руб.)	Норма амортизации в час (руб.)	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Экскаватор	40 000 000	4	20 000 200	228,54	1	156	15 232 000
Бульдозер	120 000 000	4	68 640 000	783,56	2	565,5	41 207 000
Итого	56 440 000						

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда: $916\,740 \cdot 0,1 = 91\,674$ руб.

5.6 Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности является ключевым этапом в расчете, при котором определяются индекс доходности капитальных вложений, срок окупаемости, чистый дисконтированный доход.

Таблица 10 – Эксплуатационные показатели

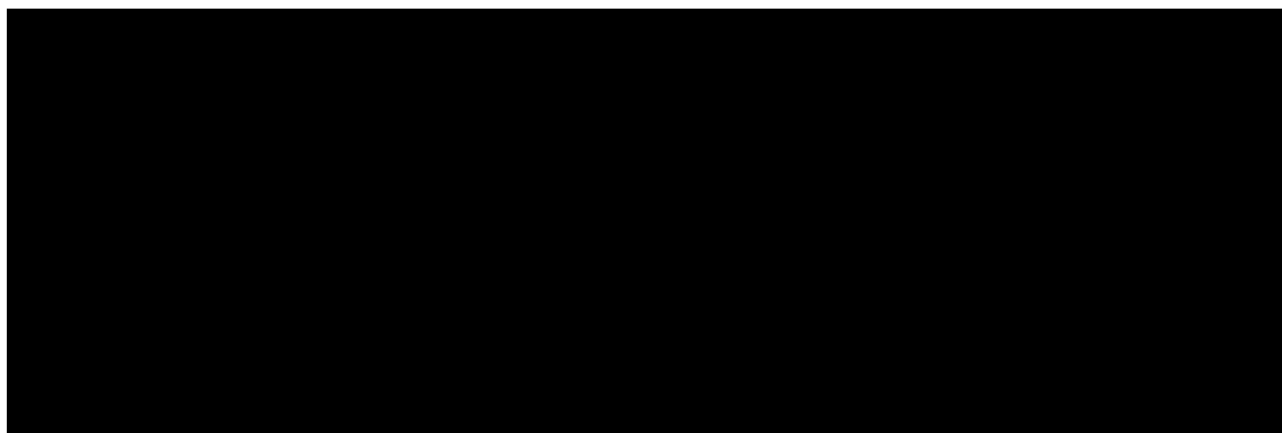
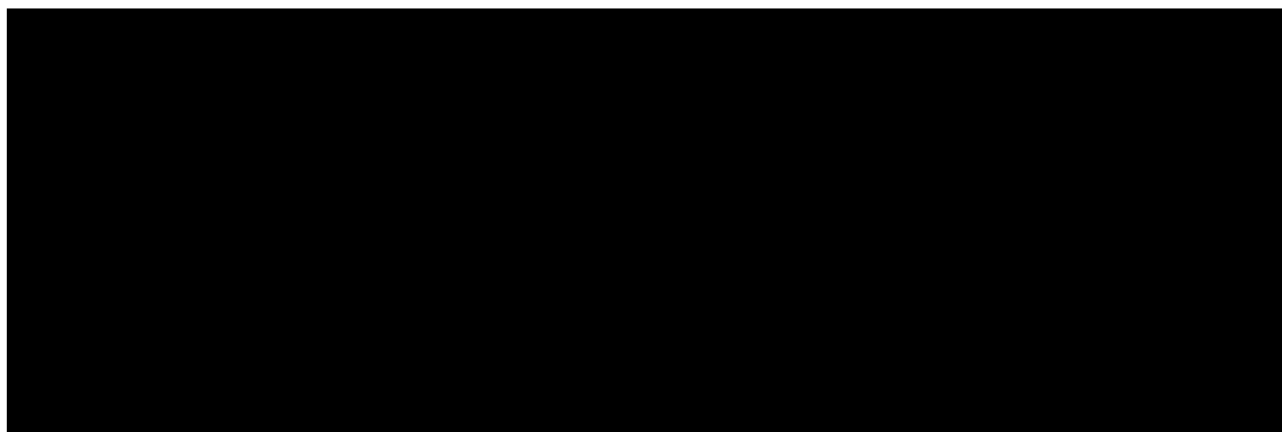
Показатели	Единица измерения	2023	2024	2025	2026
Среднегодовая транспортировка нефти	млн. т	16,6	16,6	16,6	16,6
Накопленная транспортировка нефти	млн. т	16,6	33,2	49,8	66,4
Эксплуатационные затраты без налогов	млн. руб.	336,95	335,71	334,47	333,23
Капитальные вложения в проект	млн. руб.	1410,996	–	–	–
Тариф на транспортировку нефти	руб./тыс. т км	778	778	778	778
Амортизация	млн. руб.	56,4	56,4	56,4	56,4

Выручка от применяемой технологии за 3,5 года составит 6 985 млн. руб., при этом отчисления в федеральный бюджет составят 1 281 млн. руб., а чистая прибыль достигнет 4 782 млн. руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 11 – Экономические показатели

Показатели	Единица измерения	Сумма	2023	2024	2025	2026
Выручка	млн. руб.	6 985,44	0	2328,48	2328,48	2328,48
Текущие затраты	млн. руб.	1 007,13	0	336,95	335,71	334,47
Валовая прибыль	млн. руб.	5 978,29	0	1991,52	1992,76	1994,01
Налог на имущество организаций	млн. руб.	85,68	0	29,80	28,56	27,32
Налог на прибыль	млн. руб.	1 195,65	0	398,30	398,55	398,8
Сумма налогов	млн. руб.	1 281,33	0	428,10	427,11	426,12
Чистая прибыль	млн. руб.	4 782,63	0	1593,22	1594,21	1595,20
Денежный поток	млн. руб.	3 540,95	-1410,996	1649,66	1650,65	1651,64
Накопленный денежный поток	млн. руб.	4 257,93	-1410,996	238,66	1889,31	3540,96
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	млн. руб.	2 241,71	-1410,996	23,49	1271,62	2357,60
Суммарный дисконтированный доход			млн. руб.	6 475,14		
Внутренняя норма доходности (ВНД)			%	116,86		
Индекс доходности			доли ед.	4,59		
Срок окупаемости (простой)			лет	0,8		
Срок окупаемости (дисконтированный)			лет	0,9		





					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

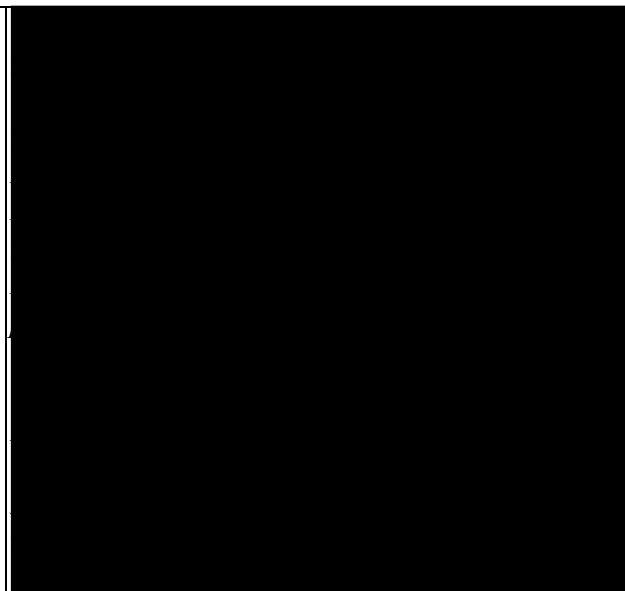
Группа	ФИО
2БМ12	Тоначев Кирилл Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение:

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации.



Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018); – Федеральный закон № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997; – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования; - ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения: – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов	– <i>Вредные факторы:</i> отклонение показателей микроклимата рабочей зоны; повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне; превышение

– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	уровня шума; – <i>Опасные факторы:</i> движущиеся машины и механизмы; наличие оборудования, работающего под высоким напряжением; взрывоопасность и пожароопасность; – <i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i> защитные ограждения, специальная одежда и обувь, рукавицы, перчатки, каска, противозумные наушники, защитные очки, респираторы, противогазы; – <i>Расчет электробезопасности.</i>
3. Экологическая безопасность <u>при разработке проектного решения:</u>	<i>Воздействие на селитебную зону:</i> снятие плодородного почвенного слоя при разработке траншеи прокладываемого трубопровода, при сооружении площадных объектов; <i>Воздействие на литосферу:</i> нарушение сплошности грунта, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов; <i>Воздействие на гидросферу:</i> разрушение берегов и русла, загрязнение водных объектов отходами производства; <i>Воздействие на атмосферу:</i> выбросы от работы двигателей техники, испарения нефти и выброс нефтепродуктов вследствие разгерметизации трубопроводов.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u>	<i>Возможные ЧС:</i> пожар, наводнение, выброс нефтепродуктов вследствие разгерметизации трубопровода; <i>Наиболее типичная ЧС:</i> аварийные разливы нефти и нефтепродуктов.

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	06.02.2023
---	------------

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		06.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Тоначев Кирилл Сергеевич		06.02.2023

6 Социальная ответственность

В магистерской диссертации рассматриваются вопросы, связанные с применением технологий, обеспечивающих повышение эффективности транспорта и надежности оборудования линейной части нефтепровода. При внедрении технологий возможно применение специализированной техники, такой как бульдозеры и экскаваторы. Также могут производиться различные работы по спуску и подъему необходимого оборудования и материалов с помощью автокранов и другого оборудования. При производстве ремонтных работ на нефтепроводах важнейшей задачей является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности. Соответственно, целью данного раздела является анализ вредных и опасных производственных факторов, которые возникают при эксплуатации нефтепровода.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации

Правовые нормы трудового законодательства

При выполнении комплекса работ по прокладке нефтепровода необходимо использовать современные средства техники безопасности и соблюдать правила охраны труда. Работающих необходимо обеспечить санитарно-гигиеническими и безопасными условиями труда с целью устранения производственного травматизма и профессиональных заболеваний.

В соответствии с законодательством, на работах с вредными или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым

					Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Тоначев К.С.			Социальная ответственность	Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.						68	115		
Консульт.		Сечин А.А.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12					
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.									

отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором.

Для выполнения работ допускается только аттестованный персонал, имеющий удостоверения аттестации и допуск к данным видам работ. Обучение персонала производится в соответствии с централизованным графиком повышения квалификации и профессиональной переподготовкой руководителей и специалистов.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для них предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. Приведу некоторые из них: увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Рабочее место и его оборудование, применяемое в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала. Взаимное расположение и компоновка рабочих мест должны обеспечивать безопасный доступ на рабочее место и возможность быстрой эвакуации в аварийной ситуации.

Организация и состояние рабочих мест, а также расстояния между рабочими местами должны обеспечивать безопасное передвижение

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

работников и транспортных средств, удобные и безопасные действия с материалами, а также техническое обслуживание и ремонт производственного оборудования.

На рабочих местах безопасность оборудования и производственных процессов должна обеспечиваться в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации, а условия труда должны соответствовать государственным нормативным требованиям охраны труда.

6.2 Компоновка рабочей зоны

Размещение на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должно располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов, устанавливаются защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Находясь на территории производственной площадки, в производственных и бытовых помещениях, на участках работ и рабочих местах, работники, а также представители других организаций обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, принятые в данной организации. Территориально обособленные помещения, площадки, участки работ, рабочие места обеспечены телефонной связью или радиосвязью.

В санитарно-бытовых помещениях необходимо наличие аптечки, носилок, фиксирующих шин и других средств оказания пострадавшим первой медицинской помощи. В соответствии с законодательством, работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279. По результатам расследования разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний. При обнаружении

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

нарушений норм и правил охраны труда работники обязаны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо.

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место. Лица, виновные в нарушении настоящих правил, несут ответственность (дисциплинарную, административную или иную) в порядке, установленном действующим законодательством.

6.3 Производственная безопасность

Перечень опасных и вредных производственных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации линейной части магистрального нефтепровода, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Погрузочно- разгрузочные работы	Сварочно- монтажные работы	Работы по использованию ПТП	
Опасные производственные факторы				
Взрыво- пожароопасность	–	+	–	ГОСТ 12.1.004-91; ГОСТ 12.1.010-76
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	–	ГОСТ 12.4.125-83; ГОСТ 12.2.062-81
Вредные производственные факторы				
Превышение уровня шума рабочей зоны	+	+	–	ГОСТ 12.1.003-2014; ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ

Превышение уровня вибрации	+	+	–	ГОСТ 12.1.012-04 ССБТ
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96

Превышение уровня шума

Различная техника (бульдозеры, экскаваторы, тягачи) при своем передвижении и работе издает большое количество шума, которое негативно влияет на работающий персонал. Также издает значительное количества шума остальное оборудование: режущее оборудование, сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки.

Воздействие шума на человеческий организм определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, включая нервную систему.

При физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями, громкость ниже 80 дБ не влияет на органы слуха. В соответствии с нормативными документами при длительном воздействии шума больше 85 дБ происходит постоянное повышение порога слуха и кровяного давления.

Превышение уровня вибрации

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации является и движущийся транспорт.

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

Действие вибраций на человека определяется угнетением центральной нервной системы, вызывая чувство тревоги и страха. Происходят изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Это проявляется в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Коллективная виброзащита включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов. СИЗ считаются специальные платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность обеспечивается не менее 2 лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов обеспечивается освещенность места работы не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах, которые приравнены к районам крайнего севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуры 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.

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

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица.

К СИЗ относятся: специальная одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица и глаз. СИЗ должны подбираться с учетом профессии, условий труда в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты.

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи. При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 2.

Таблица 2 – Работы на открытом воздухе, которые приостанавливаются работодателями при определенных погодных условиях

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15	-15
15,1–20,0	-5
Более 20,0	0

6.4 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов

Метеоусловия

Профилактика перегревания и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом. Для предотвращения воздействия метеорологических условий для рабочих

предусматривается специальная одежда, головные уборы и средства индивидуальной защиты.

Высокий уровень шума

К основным методам борьбы с шумом относят:

- снижение уровня шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на пути распространения звука;
- разумное размещение оборудования;
- использование средств индивидуальной защиты;
- соблюдение режима труда и отдыха.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Подходы и проезды к строительной площадке, рабочие места, участки проведения работ в темное время суток должны быть достаточно освещены. Освещенность должна быть равномерной, без ослепляющего действия осветительных приборов на рабочих. При проведении сварочно-монтажных работ на рабочих местах в темное время суток необходимо применять стационарные светильники напряжением 220 В во взрывозащищенном исполнении, подвешенные на высоте не менее 2,5 м. Напряжение переносных светильников не должно превышать 12 В.

6.5 Расчет электробезопасности

Согласно требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ), сопротивление защитного заземления в любое время года не должно превышать:

- в установках напряжением до 1000 В, если мощность источника тока (генератора или трансформатора) более 100 кВ·А – 4 Ом;
- в установках напряжением до 1000 В, если мощность источника тока 100 кВ·А и менее – 10 Ом;
- в установках напряжением выше 1000 В с эффективно заземленной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю $I_3 < 500$ А) – 0,5 Ом;

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

- в установках напряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью – $250/I_3$, но не более 10 Ом;
- в установках выше 1000 В с изолированной нейтралью, если заземляющее устройство одновременно используют для электроустановок напряжением до 1000 В, – $125/I_3$, но не более 10 Ом (или 4 Ом, если это требуется для установок до 1000 В).

В помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках защитное заземление является обязательным при номинальном напряжении электроустановки выше 42 В переменного и выше 110 В постоянного тока. В помещениях без повышенной опасности – при напряжении 380 В и выше переменного и 440 В и выше постоянного тока. Во взрывоопасных помещениях заземление выполняется независимо от значения напряжения установки.

Рассмотрим схему действия защитного заземления на примере трехфазной сети с изолированной нейтралью.

1) Прикосновение человека к корпусу незаземленного оборудования равносильно прикосновению к фазе:

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ф}}}{R_{\text{ч}} + \frac{R_{\text{из}}}{3}}, \quad (1)$$

где $U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение, В;

$R_{\text{ч}}$ – сопротивление тела человека, Ом;

$R_{\text{из}}$ – сопротивление изоляции, Ом.

$$I_{\text{ч}} = \frac{380}{1000 + \frac{4500}{3}} = 0,15 \text{ A} = 150 \text{ mA}.$$

Такой ток для человека смертельно опасен.

2) Если человек прикоснется к заземленной электроустановке, находящийся под напряжением, то ток, протекающий через человека, определяется по формуле:

					Социальная ответственность	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\phi}}{R_{\text{ч}} + \frac{R_{\text{из}}}{3} \cdot \left(\frac{R_{\text{ч}} + R_3}{R_3} \right)} \quad (2)$$

При малом значении R_3 ($R_3 = 4$ Ом в установках $U < 1000$ В) формула для расчета $I_{\text{ч}}$ выглядит так:

$$I_{\text{ч}} = \frac{3U_{\phi}}{R_{\text{ч}} \cdot R_{\text{из}}} R_3$$

Тогда при тех же исходных параметрах:

$$I_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 380}{1000 \cdot 4500} \cdot 4 = 0,001 \text{ А} = 1 \text{ мА.}$$

Такой ток безопасен для человека.

6.6 Экологическая безопасность

Технологические процессы строительства и эксплуатации проектируемого магистрального нефтепровода выполняются в соответствии с требованиями руководящих документов и законов в части охраны окружающей среды с сохранением ее устойчивого экологического равновесия.

Воздействие на атмосферу

Загрязняющие атмосферный воздух вещества могут образовываться при проведении нижеперечисленных работ на нефтепроводе:

- при монтаже или ремонте магистрального нефтепровода, связанного с электродуговой сваркой, очисткой металлической поверхности нефтепровода под нанесение защитного антикоррозионного покрытия;
- при окраске поверхности эмалевыми красками;
- при работе двигателей транспортной, строительной-монтажной техники;
- при испарении остатков нефтепродуктов.

					Социальная ответственность	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наибольшее воздействие на атмосферу представляют различные машины, используемые при строительстве магистрального нефтепровода. Второстепенное воздействие оказывают сварочные работы, работы по резке металла, покрытия от коррозии, испарения остатков нефтепродуктов. При работе различных частей машин и механизмов выделяются оксиды углерода, оксиды азота, диоксиды серы, керосин, углерод. При сварочных работах выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: оксид железа, марганец и его соединения, пыль неорганическая: 70-20 % двуокиси кремния, фтористые газообразные соединения, оксид азота (IV), оксид углерода.

Воздействие на литосферу

При выполнении строительных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования. На всех этапах строительства магистрального нефтепровода необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

- появление неблагоприятных эрозионных процессов;
- загрязнение территории различными отходами;
- загорание торфяников и естественной растительности.

В таблице 3 представлены ПДК некоторых веществ, входящих в состав нефти ее паров и веществ, участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в почве.

Таблица 3 – Предельно-допустимая концентрация в почве

Наименование вещества	ПДК, мг/кг
Бензин	0,1
Бензол	0,3
Ртуть	2,1
Серная кислота	160,0
Толуол	0,3
Сероводород	0,4

Воздействие на гидросферу

При строительстве и эксплуатации трубопроводов по естественным водостокам в водные объекты могут попасть загрязняющие вещества с

					Социальная ответственность	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

работающей техники. Необходимо исключить слив отработанного масла, разлив горюче-смазочных материалов, мойку механизмов и автотранспорта в неустановленных для этого местах.

В таблице 4 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ, входящих в состав нефти ее паров и веществ, участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в воде.

Таблица 4 – Предельно-допустимая концентрация в воде и классы опасности

Наименование вещества	ПДК, мг/кг	Класс опасности
Нефть	0,3	4
Бензин	0,1	3
Керосин окисленный	0,01	4
Метанол	3	2
Ацетон	2,2	3
Метилмеркаптан	0,0002	4
Ртуть	0,0005	1
Тетраэтилсвинец	–	1

6.7 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Воздействие на атмосферу

Для снижения уровня загрязнения необходимо: использование экологически безопасных источников энергии; использование безотходной технологии производства; борьба с выхлопными газами автомобилей; осуществление отвода паров нефтепродуктов в специальные емкости.

Воздействие на литосферу

На период проведения работ по строительству или ремонту магистрального нефтепровода проезд к дефектным участкам предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов в местах пересечения действующих подземных нефтепроводов.

Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо устраивать с учетом требований для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий.

По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) и восстановить нарушенный рельеф местности.

Природовосстановительные мероприятия считаются завершенными, если отсутствуют места, загрязненные горюче-смазочными, бытовыми и строительными отходами, а на всех участках восстановлен растительный слой. Рекультивации подлежат нарушенные земли, передаваемые во временное пользование на период производства работ по ремонту дефектных участков нефтепровода.

Воздействие на гидросферу

Для восстановления существовавшей до начала выполнения работ системы местного водостока следует обеспечить расчистку ложбин временного стока, русел водотоков от грунта, попадавшего в них во время проведения земляных работ. Запрещается сталкивать грунт в русло реки при планировке береговых откосов. При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

6.8 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС

При эксплуатации магистрального нефтепровода могут произойти различные чрезвычайные ситуации:

- взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов;
- разрушение нефтепровода.

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

Рассмотрим ЧС, возникшую вследствие аварийного разлива нефти и нефтепродуктов, так как это один из наиболее чаще встречающихся видов ЧС. Основными причинами аварийного разлива нефти могут служить разрывы и проколы трубопровода, образовавшиеся вследствие несанкционированных врезок, превышения давления нефти в трубопроводе над допустимым, а также разрушения металла трубы под действием коррозии. Для предотвращения возникновения ЧС необходимо осуществлять периодический контроль над состоянием нефтепровода путем проведения технического обслуживания, а также проводить диагностирование коррозионного состояния труб и сварных стыков и проверку целостности изоляционного покрытия.

В случае обнаружения разлива нефти работник обязан сообщить диспетчеру районного нефтепроводного управления (РНУ) точное место аварии; обстановку на местности; характер разлива нефти; наличие вблизи населенных пунктов, водоемов, шоссейных дорог; состояние подъездных дорог и проездов к месту аварии; погодные условия.

До приезда бригады линейно-эксплуатационной службы (ЛЭС) необходимо: оградить предупредительными знаками место выхода и разлива нефти, предупредить доступ посторонних лиц и транспортных средств в зону аварии, принять меры по предотвращению или сокращению растекания нефти путем создания земляных валиков с использованием каких-либо подручных средств.

Аварией на магистральном нефтепроводе считается внезапный вылив или истечение нефти (утечка) в результате полного разрушения или повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- смертельным травматизмом людей;
- воспламенением нефти или взрывом ее паров;
- загрязнением рек, водоемов и водотоков сверх пределов, установленных стандартом на качество воды;

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

- утечками нефти объемом 10 м³ и более.

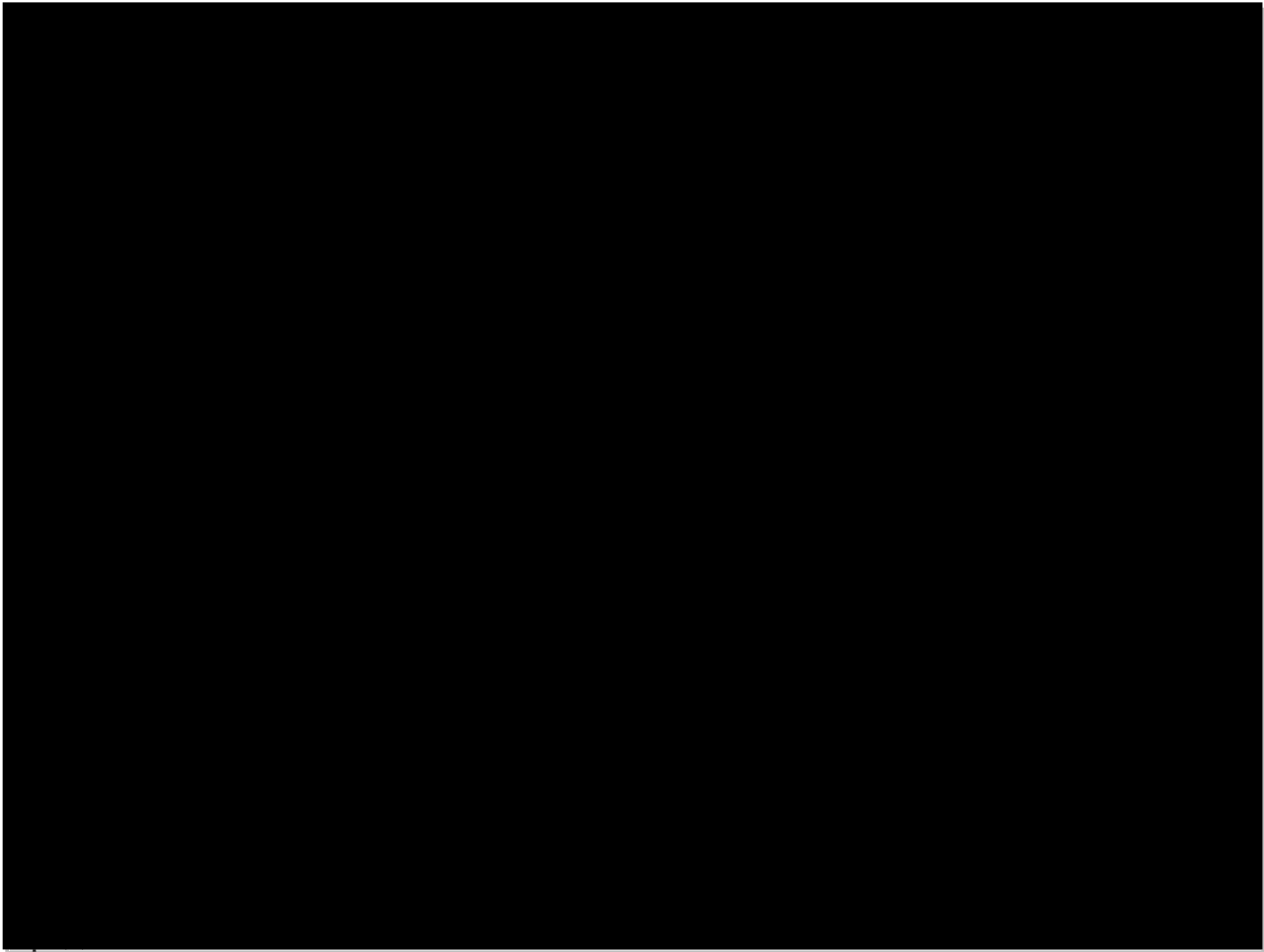
Категории чрезвычайных ситуаций зависят от объема и площади разлива нефтепродуктов:

- локального значения (разливы достигают 500 т от нижнего уровня разлива);
- регионального значения (разливы, которые находятся от 500 до 5000 т);
- федерального значения (свыше 5000 т).

Для предупреждения возникновения аварий на магистральных нефтепроводах и снижения их последствий предприятиям необходимо проведение следующих мероприятий:

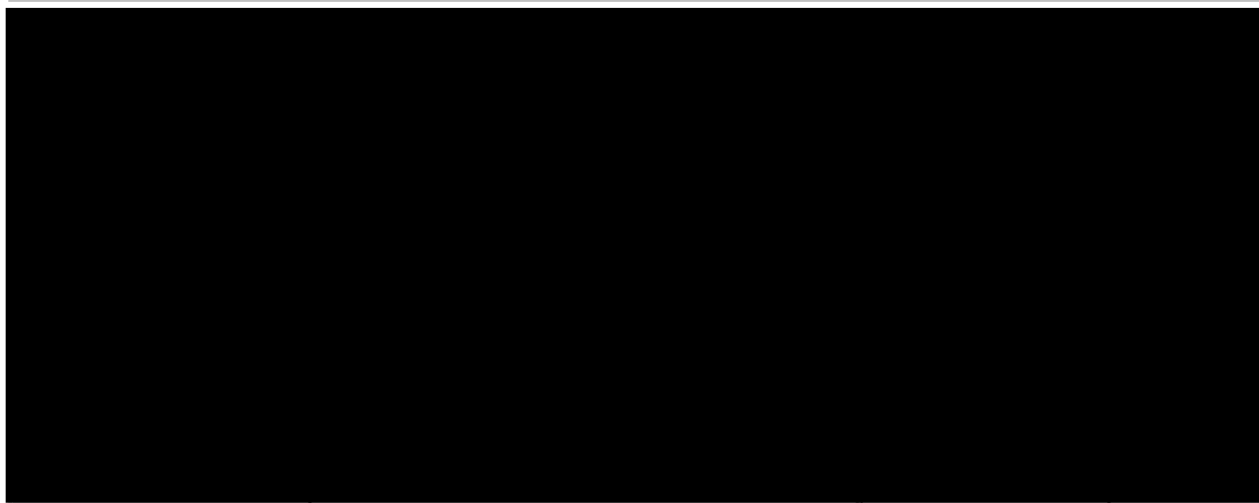
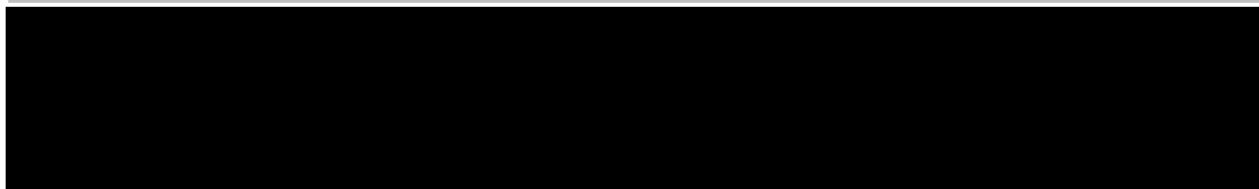
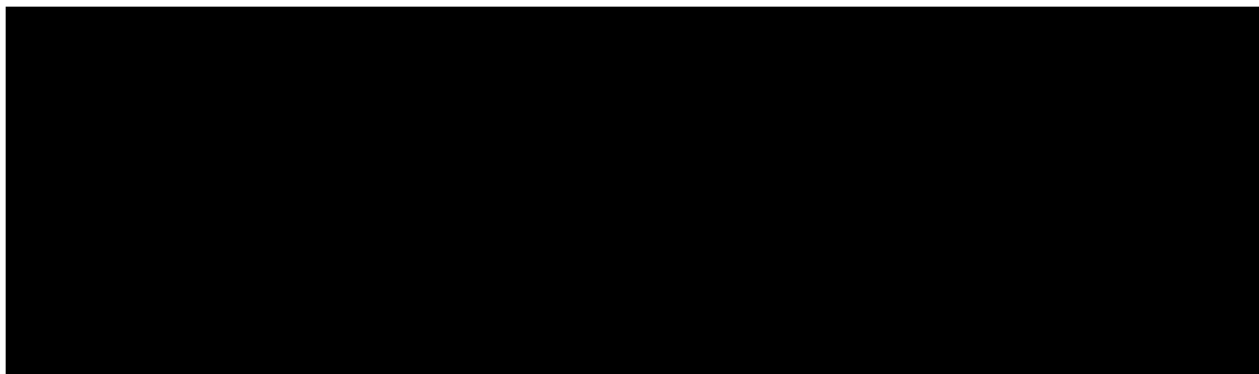
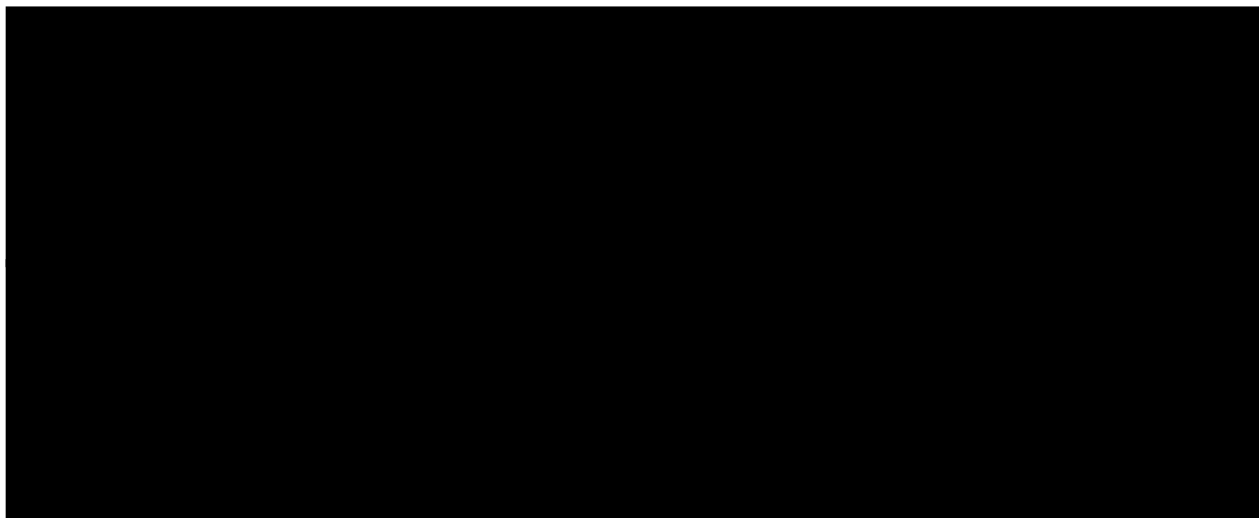
- строго следить за выполнением приказа Ростехнадзора от 25.01.2016 № 19 «О разграничении полномочий по организации и осуществлению надзорной деятельности в отношении организаций, осуществляющих строительство, реконструкцию, эксплуатацию, капитальный ремонт, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию объектов магистрального трубопроводного транспорта и подземных хранилищ газа»;
- уделять особое внимание качеству построенных объектов;
- своевременно проводить профилактические и плановые работы по выявлению различных видов дефектов оборудования, их ремонт или замену;
- своевременно выполнять аварийно-ремонтные и восстановительные работы;
- соблюдать требования техники безопасности и охраны труда и проводить на регулярной основе обучение, тестирование и тренировки персонала по специальной программе обучения действиям по локализации и ликвидации аварий, а также способам защиты от поражающих факторов.

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



Заключение

В выпускной квалификационной работе:

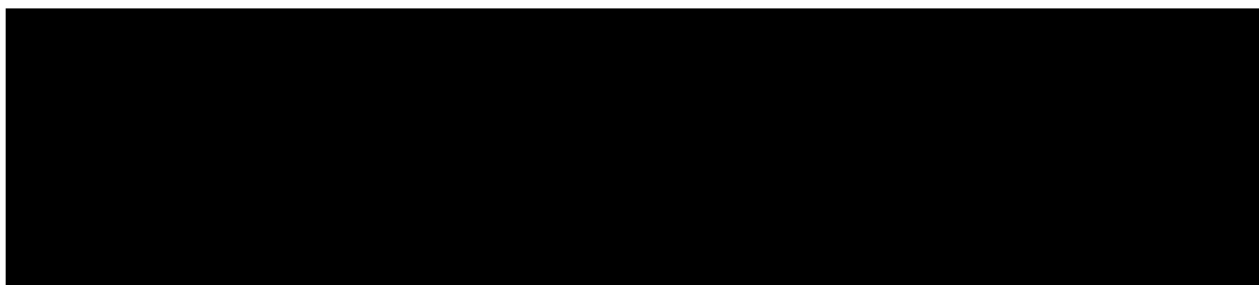


					Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Тоначев К.С.			Заключение			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.								84	115
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.									



					Заключение	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА



1. Тоначев К.С. Повышение эффективности транспортировки нефти по магистральному трубопроводу с использованием противотурбулентных присадок // К.С. Тоначев, А.В. Шадрина // Международная конференция «Рассохинские чтения», Ухта, 2-3 февраля 2023. – Ухта: УГТУ, 2023. – С. 362-368;

2. Тоначев К.С. Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXVII Международного молодежного научного симпозиума имени академика М.А. Усова, посвященного 160-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 140-летию академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, Томск, 3-7 апреля 2023. – Томск: ТПУ, 2023 (в публикации).

					Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Тоначев К.С.			Список публикаций студента			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.								86	115
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.									

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сергаев А.А. Оптимизация выбора технических решений для обеспечения требуемой производительности нефте- и нефтепродуктопроводов // 2-я Всероссийская научно-практическая конференция «Трубопроводный транспорт углеводородов». – 2018. – С. 32-41. – ISBN 978-5-8149-2724-8.
2. Бархатов А.Ф. Противотурбулентная присадка как один из способов снижения капитальных и эксплуатационных затрат / Бархатов А.Ф., Настепанин П.Е. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – №3 (15). – С. 18-26. – ISSN: 2221-2701.
3. Макаров С.П. Методы очистки внутренней поверхности магистральных нефтепродуктопроводов // С. П. Макаров, А. Д. Прохоров, С. Н. Челинцев // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2004. – №3. – ISSN: 2072-0297.
4. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения [Электронный ресурс] // Л. В. Ивуанова, В. Н. Кошелев, Е. А. Буров // Нефтегазовое дело. – 2011. – №1.
5. РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов: дата введения 2002-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200032108> (дата обращения: 14.04.2023). – Текст: электронный.
6. РД-23.040.00-КТН-254-10. Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 47 с.

					Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Тоначев К.С.			Список литературы	Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.					87
Консульт.							115
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12	

7. Федеральный закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями на 28 апреля 2023 года): – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902186281> (дата обращения: 18.05.2023). – Текст: электронный.

8. Патент №2505918 Российская Федерация, МПК H02P 27/06 (2006.01). Высоковольтный частотно-регулируемый электропривод: № 2011130307/07: заявл. 20.07.2011: опубл. 27.01.2014 / Иванов А.Г.; заявитель Иванов А.Г.

9. Чухарева Н.В. Транспорт скважиной продукции: учебное пособие [Электронный ресурс] // Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с.

10. Чухарева Н.В., Быков Р.С. Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода, 2018.

11. Девяткин И. Н. Использование гелевых разделительных поршней для вытеснения нефтепродукта и очистки внутренней полости МНПП // И. Н. Девяткин // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2004. – №1. – 143 с.

12. Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты). – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.

13. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы: дата введения 2013-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 24.02.2023). – Текст: электронный.

14. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Справочное пособие: в 2 т. // под общ. ред. Ю.В. Лисина. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. – Т. 1. – 494 с.

15. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов // А.А Коршак, А.М. Нечваль. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2008. – 485 с.

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

16. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудов А.Г., Юфин В.А., Яковлев Е.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. для вузов. – М.: Недра, 2008. – 368 с. – ISBN: 5-247-00064-1.

17. Гареев М.М. Противотурбулентные присадки для снижения гидравлического сопротивления трубопровода // М.М. Гареев, Ю.В. Лисин, В.Н. Манжай, А.М. Шаммазов – СПб.: Недра, 2013. – 228 с. – ISBN 978-5-905153-40-X.

18. Белоусов Ю.П. Противотурбулентные присадки для углеводородных жидкостей. – Новосибирск: Наука, 1986. – 143 с.

19. Иваненков В.В. Опыт использования противотурбулентных присадок на магистральных нефтепродуктопроводах // В.В. Иваненков, О.В. Пименов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2006. – №2. – С. 3–7.

20. Тарасов М.Ю. Промысловые исследования антитурбулентных присадок для повышения пропускной способности нефтепроводов, транспортирующих нефти // М.Ю. Тарасов, И.С. Южаков, В.В. Классен // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №10. – С. 117–119.

21. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия (с изменениями N 1, 2): дата введения 2002-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200028839> (дата обращения: 17.02.2023). – Текст: электронный.

22. ГОСТ 305-2013. Топливо дизельное. Технические условия: дата введения 2015-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107826> (дата обращения: 02.05.2023). – Текст: электронный.

23. ГОСТ Р 52368-2005. Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия (с изменениями N 1): дата введения 2006-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200041173> (дата обращения: 07.05.2023). – Текст: электронный.

24. ГОСТ 2084-77. Бензины автомобильные. Технические условия: дата введения 1979-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001366> (дата обращения: 09.05.2023). – Текст: электронный.

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

25. ГОСТ Р 51105-2020. Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Бензин неэтилированный. Технические условия: дата введения 2021-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003570> (дата обращения: 16.05.2023). – Текст: электронный.

26. ГОСТ 10227-2013. Топливо для реактивных двигателей: дата введения 2015-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/566320361> (дата обращения: 25.04.2023). – Текст: электронный.

27. СП 131.13330.2018. Строительная климатология: дата введения 2019-05-29. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/554402860> (дата обращения: 19.04.2023). – Текст: электронный.

28. РД 39-30-139-79. Методика теплового и гидравлического расчета магистрального нефтепровода при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях: дата введения 1979-02-22. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293831/4293831373.htm> (дата обращения: 03.03.2023). – Текст: электронный.

29. Тугунов П.И. Транспорт и хранение нефти и газа. Учебное пособие для студентов. М.: Недра, 1975. – 248 с.

30. Лурье М.В., Арбузов Н.С., Оксенгендлер С.М. Расчет параметров перекачки жидкостей с противотурбулентными присадками // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2012. №2. – С. 56-60.

31. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация: дата введения 1990-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000277> (дата обращения: 07.04.2023). – Текст: электронный.

32. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем: дата введения 2017-12-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200140609> (дата обращения: 13.04.2023). – Текст: электронный.

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

33. ТК РФ. Статья 146. Оплата труда в особых условиях: дата введения 2001-12-21. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664> (дата обращения: 17.04.2023). – Текст: электронный.

34. ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация: дата введения 2017-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения: 22.04.2023). – Текст: электронный.

35. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 26.04.2023). – Текст: электронный.

36. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*: дата введения 2017-05-08. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения: 19.04.2023). – Текст: электронный.

37. ГОСТ 12.1.019-2017. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты: дата введения 2019-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения: 22.04.2023). – Текст: электронный.

38. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1): дата введения 1992-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст: электронный.

39. ГОСТ 12.2.062-81. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1): дата введения 1982-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051598> (дата обращения: 07.04.2023). – Текст: электронный.

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

40. СанПиН 1.2.3685-21. "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания": дата введения 2021-01-28. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> (дата обращения: 10.06.2023). – Текст: электронный.

41. СанПиН 3.2.3215-14. "Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации" (с изменениями на 29 декабря 2015 года): дата введения 2014-08-22. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/420233490> (дата обращения: 13.06.2023). – Текст: электронный.

42. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация: дата введения 1990-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000277> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст: электронный.

43. Калыгин В.Г. Промышленная экология. Курс лекций. – М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева, 2000. – 240 с.

44. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод: дата введения 1983-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004387> (дата обращения: 17.04.2023). – Текст: электронный.

45. ГОСТ Р 59057-2020. Охрана окружающей среды. Земли. Общие требования по рекультивации нарушенных земель: дата введения 2021-04-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/566277874> (дата обращения: 19.04.2023). – Текст: электронный.

46. РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий: дата введения 2000-06-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200007590> (дата обращения: 22.04.2023). – Текст: электронный.

47. ГЭСН 81-02-01-2020. Государственные сметные нормативы. Государственные элементные сметные нормы на строительные и

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

специальные строительные работы. Часть 1. Земляные работы: дата введения 2020-03-31. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/564214984> (дата обращения: 25.04.2023). – Текст: электронный.

48. Постановление Правительства Российской Федерации от 31.12.2020 № 2451 «Об утверждении Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»: дата введения 2020-12-31. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573319208> (дата обращения: 27.05.2023). – Текст: электронный.

49. Чухаренов Н.Р. Анализ развития аварийных ситуация при строительстве и эксплуатации трубопроводных систем в условиях Западной Сибири // Р.В. Савинский, Блохина О.Л. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), 2011. – №12.

50. ГОСТ Р 57512-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения: дата введения 2018-04-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200146219> (дата обращения: 10.04.2023). – Текст: электронный.

51. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022, с изм. от 11.04.2023): дата введения 2001-12-21. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664> (дата обращения: 22.04.2023). – Текст: электронный.

52. ГОСТ 34182-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения: дата введения 2018-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200146117> (дата обращения: 15.03.2023). – Текст: электронный.

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

53. РД 25.160.00-КТН-037-14. Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов (с Изменением N 1, 2, 3): дата введения 2014-04-01.

54. ВНТП-3-90. Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов: дата введения 1990-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200027406> (дата обращения: 07.06.2023). – Текст: электронный.

55. ГОСТ 17378-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция (с Изменением N 1): дата введения 2003-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200030179> (дата обращения: 09.06.2023). – Текст: электронный.

					Список литературы	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Literature Review

Обучающийся

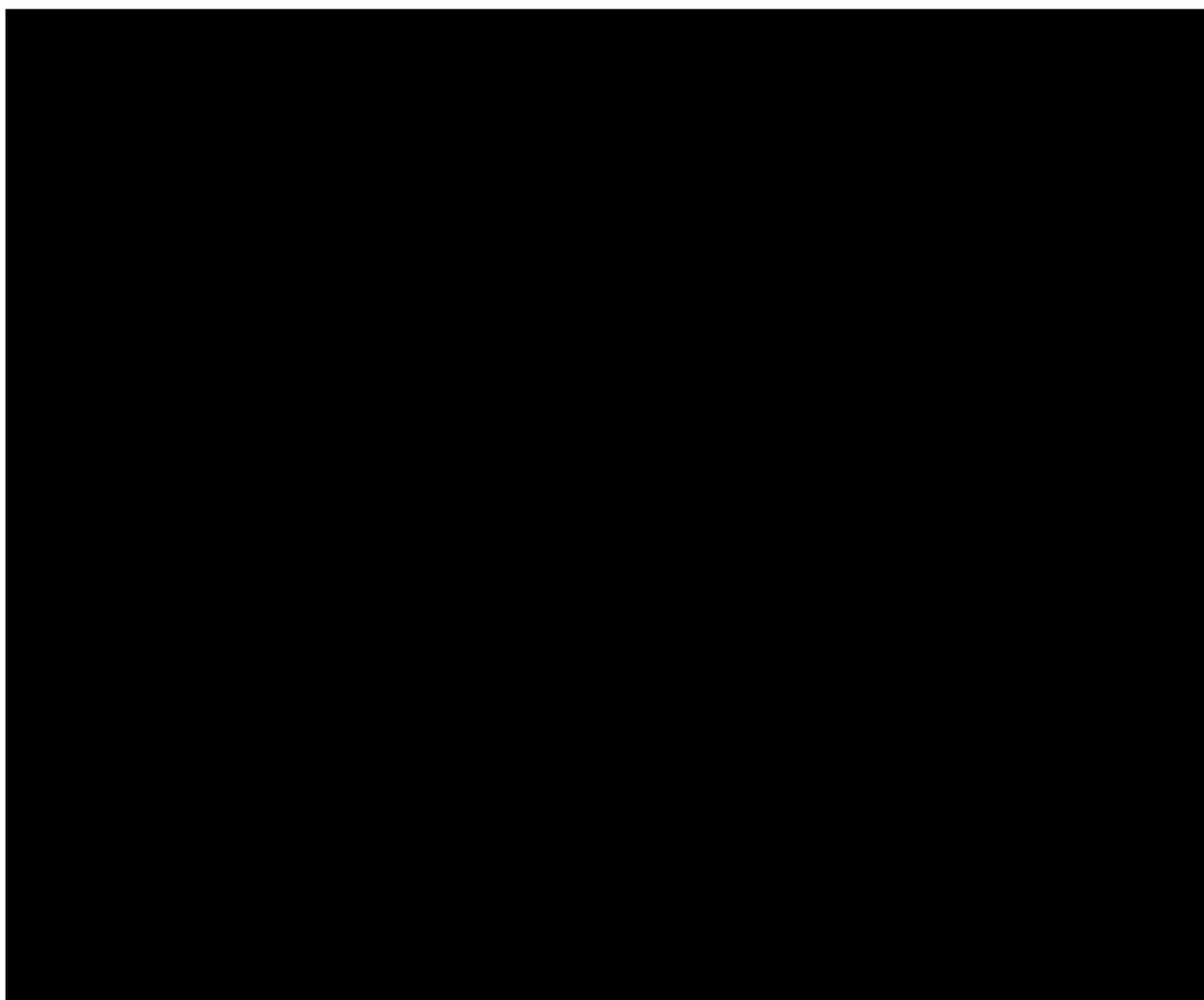
Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Тоначев Кирилл Сергеевич		

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	к.филолог.н.		

					Разработка и оценка мероприятий, направленных на повышение эффективности магистрального нефтепровода									
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата										
Разраб.	Тоначев К.С.				Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline	Лит.			Лист			Листов		
Руковод.	Шадрина А.В.								95			115		
Консульт.	Айкина Т.Ю.					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12								
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.													

Introduction



1 Overview of crude oil

Crude oil and its derivatives are essential to humans. It serves as a fuel source and also a raw material in the manufacture of important industrial and domestic petrochemicals.

The paper written by Anisuzzaman S.M. et al. [1] reports that crude oil occupies an important place in our daily lives as it is currently the world's major source of energy. Many modern industries, such as the agro-allied, refining, plastics, textile, agro, food, petrochemical industries, utilize and depend on crude oil and its bye-products for their daily production activities.

Popoola C.A. et al. [2] consider that there is a steady increase in the global demand for crude oil as a result of its role as the number one energy source and raw material for the manufacture of a wide variety of products for daily living. It

					Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

accounts for 37% of the world energy supply. Crude oil and its derivatives are among the most traded commodities on earth. Amongst the derivatives from crude oil are gasoline (Premium Motor Spirit), Automated Gas Oil (AGO), Aviation fuel, Dual Purpose kerosene (DPK), Bitumen and a host of other products that are beneficial to man. Fuels from crude oil greatly influence changes in the industrial and transportation sectors thereby increasing its consumption.

Crude oil is obtained from the earth's crust and transported to refineries. Oil and gas exploration fields are often a far off from production sites and are becoming less accessible. According to the author of the article [3], this is mostly due to the depletion of conventional oil reserves and so oil production has to be done in deep-water zones which have low temperatures. In such cases, there is need to transport the crude oil from the exploration site to the refining facility. The various means of transporting crude oil and petroleum products include: the use of oil liners, rail transport and pipeline transport.

The use of pipelines has proven to be better off than other modes of transportation. The advantages of transporting crude oil through pipelines include increased transport capacity, small amount of transport traffic, reduced energy consumption, low wear and tear and less vulnerability to climatic conditions [4]. It is also best suited for long distances and for inland transportation as it ensures supply even to remote places.

Johnson [5] states that the use of pipelines is the most reliable and safest mode of crude oil transportation as more than 95% of the fluid is transported effectively to their final destination. Aside these, the land where pipelines are buried can be used for further purposes. In the United States of America, crude oil and petroleum products are transferred majorly by pipelines as pipelines account for 58% of the transport mode while rail transport accounts for 31% [6].

The transportation of crude oil through pipelines is often faced by a familiar challenge – the formation and deposition of waxes. This arises due to the complex nature and constituents of crude oil, which range from simple gases to large molecules of paraffins and asphaltenes which have large molecular weight, the

					Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

operating conditions of the production field, climatic and environmental conditions amongst others. These waxes cause lots of financial and technical damages and increase the costs of production. It remains a critical operational challenge for the petroleum industry.

In light of the challenges above, this work therefore looks at the nature of crude oil, the causes, mechanisms and effects of wax formation and deposition on pipelines during transportation, and the remediating steps for this problem. The aim is to explore current and evolving trends made by researchers in this field while taking a look at what the future holds with regards to the mitigation of this problem.

1.1 Nature and rheology of crude oil as a fluid

1.1.1 Nature of crude oil

Crude oil is a viscous liquid obtained from the Earth's crust as a result of exploration. It is a naturally-occurring fluid that consists of thousands of hydrocarbons that are grouped into the four major classes of saturates (aliphatics e.g. paraffins), resins, asphaltenes and aromatics, and fractions of other organics. Aside hydrocarbons, crude oil also contains sulfur, nitrogen, and traces of metals.

Crude oil, extracted by exploration and drilling, comes out as a viscous fluid with mud and other unwanted purities. It may be gotten onshore or offshore. But most productions today are done offshore. It comes out with natural gas (lighter than crude oil and sits above) and saline water (which is denser and sinks below). Between 50% – 97% of the composition is hydrocarbons, 6% – 10% of it is oxygen, nitrogen and sulfur, while metals like nickel, vanadium, iron and copper accounts for less than 1%.

					Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Fig. 1 – Gradual shift in crude oil production from onshore to offshore in the late 20th century [7]

1.1.2 Classification of crude oil

Crude oil is often characterized by the hydrocarbons in it. Paraffins account for a greater percentage of hydrocarbons in crude oil. Because of the different hydrocarbon contents in them, crudes from different parts of the world often have varying colors and viscosities. Crude oil has been classified by the American Petroleum Institute (API) into heavy, medium and light oils based on their API gravity, a dimensionless constant [1]. Very heavy crudes have API gravities less than 100, heavy crudes have API gravities between 100 – 300, medium crudes have gravities between 300 – 400, while light crudes have gravity above 400 [8].

1.1.3 Rheology of crude oil

The flow of crude oil (especially through pipelines) experiences different flow regimes which may be laminar, turbulent or even transitional. But whichever flow regimes takes place, optimum throughput is always desired [2]. The three regimes are differentiated by the Reynold's number (Re), a dimensionless constant.

Laminar flows have Re lesser than 2,000. Here, flow is orderly and there is little or no lateral mixing. It takes place in low velocity profiles. However, it is not desirable in the transportation of crude oil and petroleum products because it would yield lesser throughput. Turbulent flows have Re above 4,000 and are

					Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

characterized by high velocity profiles. There is a high rate of lateral mixing and haphazard motion in this regime which often results in eddies, vortices, and drags. This is the kind of flow pattern used by pipeline operators as it guarantees good throughput. Transitional flow often occurs when Re is between 2,000 – 4,000. Fluid flow in this regime may show properties of laminar or turbulent flows.



Fig. 2 – Orientation of fluid molecules during (a) Turbulent flow and (b) Laminar flow [14]

1.2 Wax formation problem in crude oil transportation through pipelines

Wax formation and deposition remains one of the greatest problems faced in the petroleum and hydrocarbon industry. Among all flow assurance issues, the formation of waxes during the production and transportation of crude oil remains the greatest issue. It affects numerous oil companies across the world and can even cause production sites to shut down. According to the author of the article [9] at shutdown, the estimated cost of replacement and downtime is pegged at \$30,000,000.00 (thirty million dollars).

The problem of wax solution is amplified by the fact that most oil production sites are moving deeper and deeper offshore. This trend is sure to continue into the foreseeable future as the ocean seabeds have lots of deposits yet untapped. Since petroleum waxes pose numerous threats, they continue to receive attention from researchers who seek to find a lasting solution.

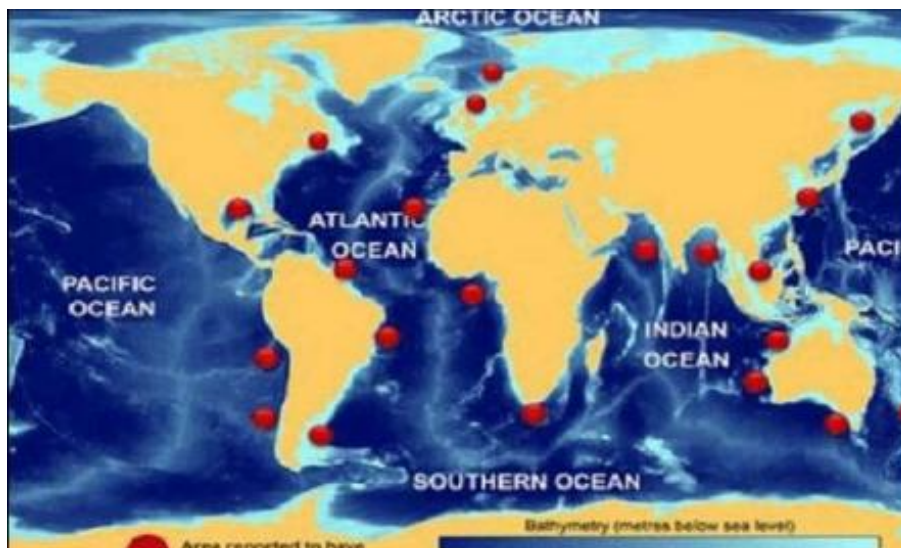


Fig. 3 – Areas where wax deposition has been reported to occur [7]

1.2.1 Nature of crude oil waxes

Wax formation process follows the two main steps: nucleation and crystal growth [1]. The first stage involves its precipitation from crude oil when environmental factors favor it. The first precipitate, often called wax nuclei, prepares the ground for crystallization and growth. Nucleation is further divided into primary and secondary nucleation. At the primary nucleation stage, homogeneous particles are formed spontaneously near the pipe walls in a three-dimensional (3-D) crystal lattice containing some oil. Secondary nucleation involves the coming together of units of precipitates formed in the primary nucleation stage [7]. On reaching a certain stage, the formed wax crystals begin interacting with each other and growing as time progresses until they become large enough to clog the pipe. Anisuzzaman et al. [1] list various methods of ascertaining the physical parameters of waxy crude oil as are given in the table below.

Table 1 – Crude oil properties and evaluation methods [1]

Property	Methods
Wax Appearance Temperature (WAT) (also known as Cloud Point)	ASTM Method, Differential scanning calorimeter (DSC) method

Wax Deposition	Cold spot, cold disk and cold finger tests
Wax Formation	X-ray diffraction
Pour Point	ASTM Method
Flow Ability	Viscometry, yield stress, flow loop test
Wax Morphology	Cross-polarized microscopy (CPM), Scanning Electron Microscope (SEM)

1.2.2 Mechanism of wax deposition

Molecular diffusion

Almost every researcher that has studied the mechanisms of wax deposition supports the claim that molecular diffusion is the most dominant of all [9]. This mechanism involves the transfer of molecules of the wax from a region of higher concentration to a region of lower concentration as a result of temperature, crude oil viscosity, and the size of the molecules [1]. Lonje and Liu [10] posit that the radial temperature gradient between the center and the walls of the pipes is the main causative factor for this mechanism. The principal driving force here is the concentration gradient formed at the pipe center and its walls due to this radial temperature gradient [9]. During crude oil transportation (especially in offshore regions), the temperature of the pipe wall is usually lower than that of the center due to contact with the seabed. A radial gradient of temperature is formed which leads to precipitation of wax molecules in the colder region further causing a radial concentration gradient. The molecules of the wax would subsequently migrate to the pipe walls with the aid of molecular diffusion since solubility decreases with temperature. Lonje and Liu [10] state that the rate of mass transfer to the pipe wall can be estimated by Fick's law as:

$$\frac{dM_w}{dt} = \rho_w D_w A_w \frac{dC}{dr}, \quad (1)$$

where M_w – mass of deposited wax on pipe wall, in kg; t – time, in seconds;

$\frac{dM_w}{dt}$ – rate of wax deposition on pipe wall, in kg/s;

					Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

ρ_w – density of the solid wax, in kg/m³;

D_w – diffusivity of liquid wax, in m²/s;

A_w – surface area for wax deposition, in m²;

$\frac{dC}{dr}$ – concentration gradient of wax over the radial symmetry of the pipe, in m⁻¹.

Gravity settling

According to Theyab [11], the precipitated wax molecules are denser than the surrounding crude oil liquid phase. When these molecules are not interacting, they would settle down at the bottom of the pipe under the influence of gravity causing deposition. However, this mechanism has been described by past researchers as insignificant to wax deposition especially in subsea conditions [3].

Brownian diffusion

The Brownian diffusion mechanism involves the haphazard movement of wax molecules as a result of their collision with thermally agitated molecules of the crude oil [3]. It occurs in regions where the crude oil flows below the cloud point [10]. There is a concentration gradient created by this which aids the net migration of wax molecules to the region of lower concentration – the pipe wall. Olajire [3] states that Fick's law can also be used to model transportation of the molecules towards the region of lower concentration thus:

$$\frac{dM_B}{dt} = \rho_w D_B A_w \frac{dC}{dr}, \quad (2)$$

where M_B – mass of deposited wax on pipe wall as a result of Brownian diffusion, in kg;

$\frac{dM_B}{dt}$ – rate of wax deposition on pipe wall as a result of Brownian diffusion, in kg/s;

D_B Brownian diffusion coefficient, in m²/s.

1.2.3 Wax detection and estimation techniques

To be able to curb the effects of wax deposition in crude oil transportation through pipelines, there is need to estimate its buildup in pipelines. This is necessary to forestall sudden and/or total shutdown as a result of partial or total blockage of the pipeline flow area with wax. Methods for wax detection and estimation include the pressure drop method, the heat transfer method, and the pressure wave propagation technique. Theyab [12] also suggested the pigging technique, while Aiyejina et al. [13] suggested the use of a special caliper alongside a video camera on remotely-controlled submersible equipment for measuring the external diameter of the pipeline after it is pressurized.

The pressure drop method

The pressure drop method is based on the concept of increasing pressure drop along the pipeline resulting from a decrease in the hydraulic diameter caused by wax deposition. It can be used to estimate wax thickness without restart or depressurization the pipeline [12]. This method is the most commonly used wax buildup estimation technique not just in pipelines but also in wells.

The heat transfer technique

This method compares the coefficient of heat transfer in deposit layers before and after the wax appearance. A convective heat transfer takes place between the layer of the deposited wax and the crude oil fluid. This ultimately leads to the transfer of heat to the pipe wall. The total heat transfer includes the summation the resistance of the thermal resistance due to conduction through the wax layer and the heat transfer resistance from the crude oil to the surroundings through the pipe wall [12].

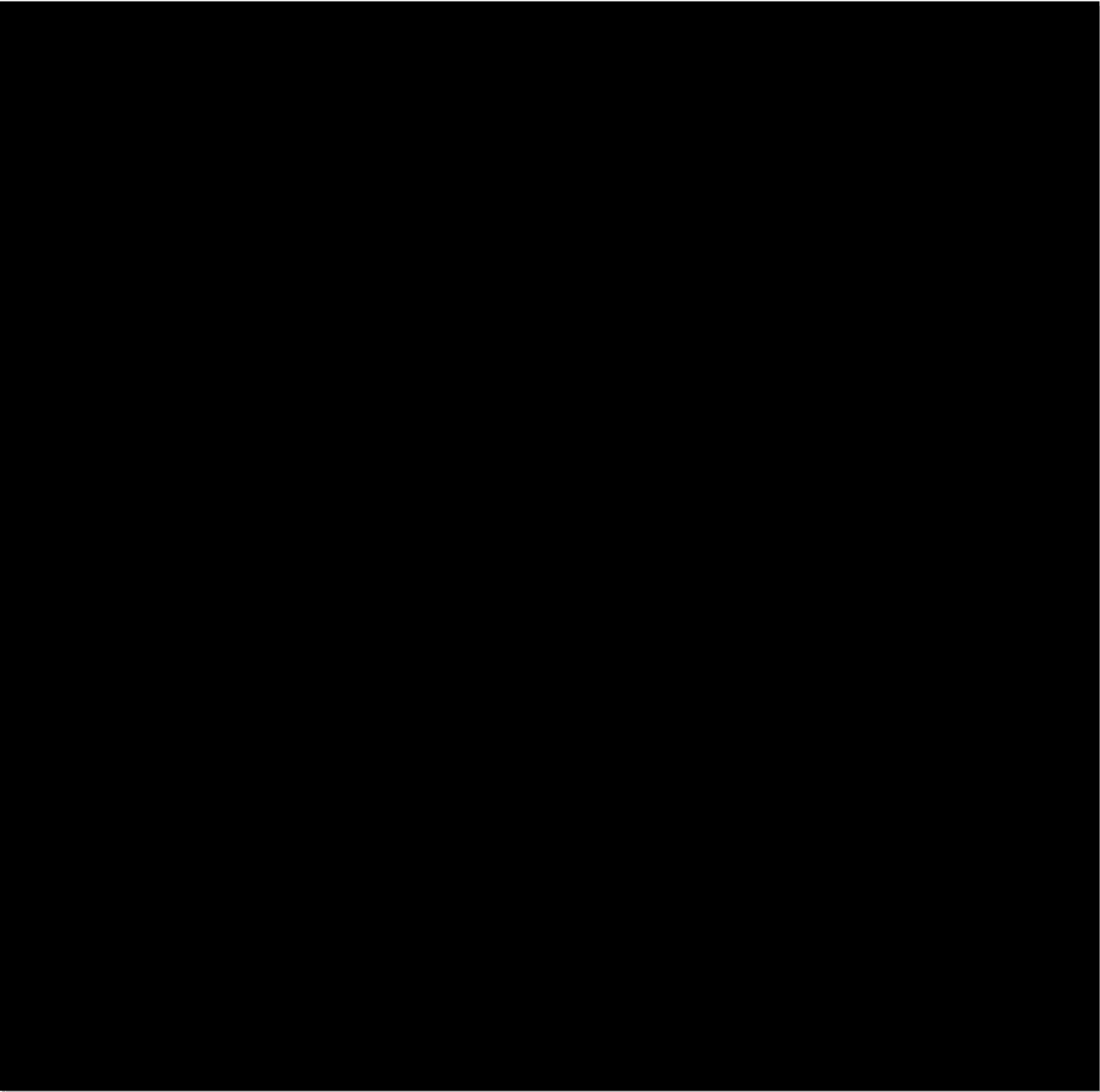
The pressure wave propagation technique

This technique utilizes pressure waves to detect blockages, and also predict the sizes, across the pipe cross-section. It involves the propagation of pressure waves through the pipeline and determination of the results using reflected wavelets.

The pigging (direct) technique

					Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Although not used widely in most subsea conditions, it is still used widely in single phase flow and low pressure conditions [12]. This technique involves passing a sphere through the pipe cross-section and measuring the volume of the wax removed. Metal spheres are mostly used in this technique.



Overall, wax formation leads to wastage of valuable resources that would have been used for other important ventures.



Fig. 4 – Cross-section of a pipe with deposited wax [7, 10]

2 Material and methods

2.1 Remediation of wax deposition in pipelines

There exist various methods for preventing and removing wax formation in crude oil transportation through pipelines. These are known as wax remediation methods. A variety of wax deposition control and remediation methods have been practiced by most oil production companies [1]. The frequently used methods are the thermal, mechanical (pigging), biological, and chemical methods.

2.1.1 Thermal methods

This method involves using heat to keep the temperature of the bulk fluid in the pipeline above the wax appearance temperature (WAT) [7]. The heating can be done at different stations along the pipeline route. The concept behind this method is to maintain temperature in the crude oil system for reducing wax buildup. The temperature should however be watched in other not to coke the crude oil [3]. The various thermal methods include: hot oiling, hot water treatment and direct heating.

Hot oiling

Hot oiling involves the heating the oil to higher temperatures during which the waxes melts and then pumping down the hot oil into the well tubing for it to further melt the waxes in its way [3]. This process may be followed by the addition of a wax dispersant to ensure the melted waxes are well dispersed with the crude oil [7]. Despite it being one of the most popular wax removal methods, it isn't

					Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

generally used in subsea conditions due to its expensive nature and the high risk of causing permeability damage if melted waxes enter the formation [14]. It is best suited for short distance transportation of crude oil.

Hot water treatment

The use of hot water or steam for melting waxes has been reported in many studies. Hot water has lots of advantages compared to the use of hot oil. Water is readily available thus the process is cost effective. Due to its higher heat capacity when compared to oil, the solvent arrives at the deposition site with a higher temperature [14]. Water also has little or no contaminants that may exist in the oil. However, there is need to add surfactants to the water to boost wax dispersion due to solvency effects. There is also the risk of corrosion and emulsion problems [3].

Direct heating

This method involves the passage of huge quantity of current along the walls of the pipe to generate heat thereby causing the wax in the bulk fluid to melt [3]. This method is the most suitable method for subsea conditions as it constantly keeps the temperature of the fluid above the WAT [7]. It can solve flow assurance problems because of the possibility of controlling the temperature of the formation zone. It however not cost effective due to the exorbitant cost of heating and high consumption of electricity.

Pipeline insulation

Ahmed et al. [15] also propose the use of good thermal insulators in pipelines to avoid heat loss and keep the temperature below cloud point. The insulating material is installed in direct contact with the oil in the pipeline. There are lots of insulating materials that can be used for this process. However, not many of them possess the required chemical resistance, mechanical strength and cost effectiveness. Alnaimat et al. [16] suggest the use of plastics as insulators to shield temperature drop in the bulk fluid. Although not quite popular, but its use has been reported and recommended by researchers [11]. Some of the commonly used plastics are isocyanurate, polyurethane and ethylene tetrafluoroethylene (ETFE) amongst others.

					Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.1.2 Mechanical (pigging) method

The mechanical or pigging method refers to the use pipe inspection gauges (commonly known as pigs) to scrape off the precipitated wax on the pipe wall. Pigs are used extensively in the petroleum industry in the cleaning of crude oil pipelines. It remains by far the most used wax removal technique. The pig, with a diameter smaller than the internal diameter of the pipeline, is launched from a device known as the pig launcher [11]. When launched, it is driven the oil pressure and knocks of wax buildup along the pipe wall. However, this method has some disadvantages. A huge wax deposit from scraped wax may accumulate and plug the pipe downstream [9]. There may also be a process breakdown when the wax becomes excessively thick or when there is a reduction in the needed pressure to push the pig. This can make it difficult to remove the pig thus leading to shutdown of the entire pipeline system. To help address these issues, bypass pigs were invented. Aiyejina et al. [13] state that the wax breaking force of these bypass pigs increases as the oil content decreases. While it increases with an increase in the wax thickness layer.

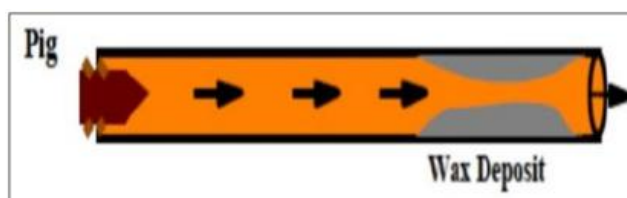


Fig. 5 – The pigging process [15]

2.1.3 Biological method

The removal of petroleum wax by biological method has been studied extensively by researchers in recent years. The goal is to discover and/or develop a strain of micro-organism (especially bacteria) that can utilize the wax as their carbon and energy source [3]. If this is successful, a large amount of the wax would be degraded thus reducing wax deposition in pipeline systems.

Rana et al. [17] showed the existence of bacterium capable of degrading crude oil wax and in developed systems with ample nutrients and carbon source, could serve as a better remediation method than pigging.

					Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Etoumi et al [18], in their work on the use of *Pseudomonas* bacteria for the mitigation of wax deposition in pipelines, discovered that the bacteria could serve as an emulsifier in the crude oil system. Their research also showed the bacteria worked well in reducing the concentration of long-chain hydrocarbons (especially those with carbon atoms above 22) and performed faster in the first 7 days. This was noticed because of the reduction in viscosity and the WAT.

Although the biological method is evolving, it however has its bottlenecks such as oxidation, souring and the occurrence of bio-corrosion.

2.1.4 Chemical method

This involves the use of chemical additives to remedy the situation of wax formation in pipeline systems. The concept is to add a material in definite quantity to help reduce the WAT or disperse the formed wax [15]. It does not require shut down of production facilities. The chemicals used are solvents, wax crystal modifiers, dispersants and surfactants. They are grouped into three namely pour-point depressants (PPDs), wax inhibitors (wax crystal modifiers) and wax dispersants. These materials have the same goal but operate in different ways.

Solvents

Solvents have the ability to dissolve the deposited wax at the pipe walls till it becomes saturated and loses its capacity to dissolve further [1]. The efficiency of solvents depends on the operating temperature, pressure and the molecular weight of the wax. Solvents come in handy when a combination of surfactants and water can't be applied [14]. Amongst the commonly used solvents are carbon disulphide (CS_2), carbon tetrachloride (CCl_4), benzene, toluene, perchloroethylene, white or unleaded gasoline and other chlorinated hydrocarbons.

However, the call for environmental protection has led to the use of Terpene, a biodegradable and less toxic chemical, with great ability to dissolve organics [3]. It can be used on its own or in combination with other solvents. The use of solvents has one disadvantage which is the occurrence of solvents with low specific gravity. Specific gravity is needed so that the solvents can penetrate to the

					Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

bottom of the flow section and dissolve the precipitated waxes [11]. Chlorinated hydrocarbons can help in this case and are relatively inexpensive but they can poison the downstream flow section.

Wax crystal modifiers

According to Anisuzzaman et al. [1], wax crystal modifiers are polymeric compounds having wax-like hydrocarbon chains (similar in structure to crude oil waxes) and also has a polar portion. The hydrocarbon chains form the non-polar portion of wax crystal modifiers. They function by bonding with the wax's hydrocarbon molecules to form an assemblage on the crystal lattice. Some portions of the crystal lattice are filled with molecules of the chemical alongside those of the wax by co-precipitation and co-crystallization. With this, they can effectively reduce the yield value, pour point and viscosity of the crude [11]. The alteration of the wax crystal structure would hinder its growth ultimately reducing the crude's cloud point. The success rate of wax crystal modifiers depends on the nature of the crude, the production process and conditions, and the chemical's chemistry. It has been discovered by researchers that wax crystal modifiers can reduce wax thickness to the tune of 60 – 90% depending on the concentration added [19].

Pour point depressants (PPDs)

Pour point depressants, also known as flow improvers or drag reducing agents, are polymeric chemicals that interact with the crude molecules and halts the potentiality of wax crystal formation. They act to stop waxes from forming the 3-D lattices while ensuring the flow ability of the crude. Their tail ends have n-alkyl chains which enable them to reduce the viscosity, yield stress and pour point [3]. The molecular weights of these chemicals exceed 5 million parts per million (ppm) in terms of concentration [2]. With the right amount of PPD, agglomeration down the pipe tube will be inhibited [12]. However, they do not totally stop wax formation but only delay its precipitation and hardening thereby allowing them to be swept in the pipeline flow.

Dispersants

					Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Wax dispersants are generally taken as a sub-class of surfactants, a class of chemicals used to clean pipelines where wax deposition occurs. Wax dispersants are agents that disperse wax crystals along the body of the fluid. They do this by forming a layer on the pipe wall where the waxes stick and can easily be sheared off by the flowing fluid. Their ability to break up waxes also helps reduce oil viscosity and reduce the emulsification ability of the wax [7]. Dispersants are often used in low concentrations and can be applied in batches or continuously [14]. They are better suited for cold climates than most other wax inhibitors as a result of their low pour point [3]. They are also relatively cheap (since they are used in small quantities) and easy to manufacture [11].

Conclusion

The transportation of crude oil from production sites to refineries is faced by the recurrent problem of wax precipitation and deposition. Wax precipitation is caused by a drop in temperature, the nature (composition and viscosity) of the crude, the flow rate, pipe roughness and production conditions.

The precipitated waxes crystallize and are deposited on the pipe wall leading to great changes in the properties of the crude thus converting it to a non-Newtonian fluid. This leads to reduced flow ability, increased stress on process equipment, increased energy consumption, low output, increased cost of production and low profits, and in extreme cases, the shutdown of production facilities.

This review has evaluated the nature of the two major types of crude oil waxes and the wax deposition mechanisms of which the molecular diffusion mechanism is generally accepted by researchers. It also looks at the various methods of wax remediation including the thermal, mechanical, biological, and chemical techniques.

					Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

References

1. Anisuzzaman S.M., Fong, Y.W., and Madsah, M. A review on various techniques and recent Advances in polymeric additives to mitigate wax problems in crude oil. Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences. 2018, 48(1): 53 – 64. ISSN: 2289-7879.
2. Popoola C.A, Ogundola, J., and Kolaru, S.A. Effect of flow improver blends on crude oil rheology. FUW Trends in Science and Technology Journal. 2017, 2(1): 114-117. e-ISSN: 24085162; p-ISSN: 20485170.
3. Olajire A.A. Review of wax deposition in subsea oil pipeline systems and mitigation technologies in the petroleum industry. Chemical Engineering Journal Advances. 2021, 6(100104): 1 – 23. ISSN: 2666-8211. Doi: 10.1016/j.ceja.2021.100104.
4. Hunan Standard Steel Co. Ltd (Hunanpipe). Advantages and disadvantages of pipeline transportation [internet]. Hunan, China; 2016. Available from: <https://www.hunanpipe.com/es/events/Advantages-and-Disadvantages-of-Pipeline-Transportation.html>
5. Johnson C. Pipeline safety – a global responsibility. Journal of Pipeline science and Technology. 2017, 1(2). ISSN: 2514-541X.
6. Nimana B., Verma A., Di Lullo G., Rahman, M., Canter C.E, Olateju, B., Zhang H., and Kumar, A. Life Cycle Analysis of Bitumen Transportation to Refineries by Rail and Pipeline. Environmental Science and Technology Journal. ACS publications. 2016, 51: 680 – 691. Doi:10.1021/acs.est.6b02889.
7. Elarbe B., Elganidi I., Ridzuan N., Abdullah N., and Yusoh K. Paraffin wax deposition and its remediation methods on crude oil pipelines: A systematic review. Maejo International Journal of Energy and Environmental Communication. 2021, 3(3): 6-34.
8. Al-Dahhan W.H. and Mahmood S.M.A. Classification of Crude Oils and its Fractions on the Basis of Paraffinic, Naphthenic and Aromatics. Al-Nahrain Journal of Science. 2019, 22(3): 35 – 42. Doi: 10.22401/ANJS.22.3.05.

					Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9. Huang Z., Hyun S.L., Senra M., and Fogler, H.S. A Fundamental Model of Wax Deposition in Subsea Oil Pipelines. AIChE Journal. 2011, 57(11): 2955 – 2964. Doi: 10.1002/aic.12517.
10. Lonje B.M. and Liu G. Review of wax sedimentations prediction models for crude-oil transportation pipelines. Petroleum Research. 2021, 7: 220 – 235. Doi: 10.1016/j.ptlrs.2021.09.005.
11. Theyab M.A. Wax deposition process: mechanisms, affecting factors and mitigation methods. Open Access Journal of Science. 2018; 2(2): 109 – 115. Doi: 10.15406/oajs.2018.02.00054.
12. Theyab M.A. Experimental Methodology Followed to Evaluate Wax Deposition Process. Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology. 2018, 9(1). ISSN: 2157-7463. Doi: 10.4172/2157-7463.1000357.
13. Aiyejina A., Chakrabarti D.P., Pilgrim A., and Sastry M.K.S. Wax formation in oil pipelines: A critical review. International Journal of Multiphase Flow. 2011, 37: 671-694. Doi: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2011.02.007.
14. Thota S. T. and Onyeonuna C. C. Mitigation of wax in oil pipelines. International journal of engineering research and reviews. 2016, 4(4): 39 – 47. Issn: 2348-697x.
15. Ahmed M.A.M., Ahmed O.M.G.K., and Ibrahim R.H.H. Study of the Effect of Flow Improvers on the operation of Heglig-Port Sudan Pipeline [Bachelor Thesis]. Khartoum: Sudan University of Science and Technology; 2014.
16. Alnaimat F., Ziauddin M., and Mathew B. Wax Deposition in Crude Oil Transport Lines and Wax Estimation Methods. Intelligent System and Computing. 2019, 1 – 17. Doi: 10.5772/intechopen.89459.
17. Rana D.P., Bateja S., Biswas S.K., Kumar A., Misra T.R., and Lal, B. Novel microbial process for mitigating wax deposition in down hole tubular and surface flow lines. In: SPE Oil and Gas India Conference. Mumbai, 2010. Society of Petroleum Engineers.

					Development and evaluation of measures aimed at improving the efficiency of the main oil pipeline	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

18. Etoumi A., El Musrati I., El Gammoudi B., and El Behlil M. The reduction of wax precipitation in waxy crude oils by Pseudomonas species. Journal of Industrial Microbiology and Biotechnology. 2008, 35(11): 1241–1245.
19. Wei B. Recent advances on mitigating wax problem using polymeric wax crystal modifier. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2014, 5: 391 – 401. Doi: 10.1007/s13202-014-0146-6.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Распределение эксплуатационных затрат в 2023 – 2026 гг.

Показатель	Год			
	2023	2024	2025	2026
Объём транспортировки, млн. т	0	16,6	16,6	16,6
Эксплуатационные расходы, млн. руб				
Материальные затраты, млн. руб, в том числе:	0	149,1180	149,1180	149,1180
– электроэнергия	0	124,6543	124,6543	124,6543
– топливо	0	11,6826	11,6826	11,6826
– прочие материальные затраты, в том числе:	0	12,7811	12,7811	12,7811
– затраты на ввод ПТП	0	0	0	0
– материалы РЭН (6,78 %)	0	10,0529	10,0529	10,0529
– другие прочие материалы (1,84 %)	0	2,7282	2,7282	2,7282
Фонд оплаты труда	0	9,1674	9,1674	9,1674
Отчисления от фонда оплаты труда (30,2 %)	0	2,7686	2,7686	2,7686
Амортизационные отчисления	0	56,4398	56,4398	56,4398
Прочие работы и затраты (60,47 %), из них:	0	119,4608	118,2192	116,9775
– налог на имущество организации	0	29,8002	28,5585	27,3169
– затраты на капитальный ремонт	0	0	0	0
Итого	0	336,9546	335,7130	334,4713