



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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП/ОПОП: Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
«Организационно-техническое обеспечение оптимизации режимов транспорта нефти по нефтепроводам»

УДК 622.692.4-048.34

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Попович Софья Андреевна		07.06.2023

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н.		07.06.2023

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		01.06.2023

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		28.05.2023

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н.		07.06.2023

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению

Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов



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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:		06.06.2023 г.
Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
15.03.2023	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
18.03.2023	<i>Теоретические основы расчета методов увеличения пропускной способности</i>	5
27.03.2023	<i>Расчет гидравлического режима при существующей технологии</i>	10
07.04.2023	<i>Расчет гидравлических потерь при использовании технологий по повышению пропускной способности</i>	5
14.04.2023	<i>Моделирование гидравлического режима магистрального нефтепровода</i>	15
05.05.2023	<i>Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки нефти</i>	10
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
07.05.2023	<i>Заключение</i>	5
12.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		09.02.2023

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		09.02.2023



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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Чухарева Н.В.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б92	Попович Софья Андреевна

Тема работы:

«Организационно-техническое обеспечение оптимизации режимов транспорта нефти по нефтепроводам»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.02.2023 г. 40 – 7/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2023 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<p>Моделируемый участок магистрального нефтепровода по климатическим условиям привязанный к условиям Новосибирской области. Условный диаметр: 1000 мм и Протяженность: 376 км, Пропускная способность 60 млн. т/год. В трубопровод подкачивается нефть с промысла на 75 км в объеме 11,3 млн. т/год и на 330 км откачивается на НПЗ 15,2 млн.т/год.</p>
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор литературных источников по проблеме увеличения пропускной способности трубопроводов. 2. Сравнительный анализ методов по повышению гидравлической эффективности с целью выявления наиболее подходящего магистральных нефтепроводов. 3. Обзор основ гидравлического расчета трубопроводов с лупингами и вставками. 4. Анализ полученных результатов, выбор наиболее оптимального метода для объекта исследования. 5. Расчетно-графические работы по моделированию расчетного режима работы технологического участка 6. Обсуждение результатов работы. 7. Разработка разделов: финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность. 8. Заключение и выводы по работе
Перечень графического материала	<ul style="list-style-type: none"> – Расчетная схема технологического участка D_y1000 мм, $L=376$ км. – График гидравлического уклона режима работы модельного магистрального нефтепровода
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжанкина Т.Г., доцент (ОСГН, ШБИП)
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель (ООД, ШБИП)
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н.		09.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Попович С.А.		09.02.2023

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б92	Попович Софья Андреевна

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчёт стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: - Материально-технические ресурсы: 5575 руб. - Затраты на специальное оборудование: 31000 руб.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: -30 % премии к заработной плате -20 % надбавки за профессиональное мастерство -1,3 – районный коэффициент для расчета заработной платы.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Общая система налогообложения в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения работ по врезке отвода в магистральный газопровод с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Определение потенциальных потребителей. Анализ конкурентных технических решений. SWOT - анализ
<i>2. Планирование и формирование бюджета научного исследования</i>	Планирование и выделение этапов проекта. Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НИИ
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности научного исследования</i>	Проведение оценки ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	03.02.2023
---	------------

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

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		03.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Попович Софья Андреевна		03.02.2023

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б92	Попович Софья Андреевна

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение:

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

Объектом исследования: участок магистрального нефтепровода с ответвлениями
Область применения: магистральные нефтепроводы.
Рабочей зоной при производстве работ является ангарное помещение насосной станции.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
1. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От24.04.2020);
2. Федеральный закон № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда»;
3. ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправкой).
ГОСТ 12.0.004-2015. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения"
4. РД 13.100.00-КТН-225-06. Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте

2. Производственная безопасность:

- Анализ потенциальных вредных и опасных факторов;
- Обоснование мероприятий по снижению воздействия ОВПФ.

Вредные факторы:

- Повышенный уровень шума;
- Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;
- Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;
- Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Опасные факторы:

- Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой

	<p>материальных объектов производственной среды;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – Производственные факторы, связанные с электрическим током – Производственные факторы обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека – Пожаро- и взрывоопасность
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на биосферу: загрязнение почвы и водных объектов производственными отходами;</p> <p>Воздействие на литосферу: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и лесных массивов; загрязнение нефтепродуктами, химреагентами.;</p> <p>Воздействие на гидросферу: попадание загрязняющих веществ, таких как нефть, масла, растворители на поверхность водных источников и подземных вод. Нарушение гидрогеологического режима реки;</p> <p>Воздействие на атмосферу: выброс загрязняющих веществ по причине негерметичности технологического оборудования.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Пожар на территории НПС; – Пожар на технологических установках; – Пожар в отсеке двигателя; – Пожары, возникающие при прорыве технологического трубопровода, утечки нефти из резервуаров; <p>Наиболее типичная ЧС: разгерметизация трубопровода.</p>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	10.02.2023
--	------------

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.			10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Попович Софья Андреевна		10.02.2023

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 105 страниц, 24 рисунков, 33 таблиц, 56 источников литературы.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, перекачка нефти, гидравлическое сопротивление, диспетчеризация, оптимизация показателей энергоэффективности перекачки.

Объект исследования: магистральный нефтепровод протяженностью 376 км, с подкачкой нефти с промысла на 75 км и откачкой на НПЗ на 330 км.

Цель работы: выбор оптимального режима перекачки по заданному участку нефтепровода с учетом изменения гидравлических параметров и реологических характеристик нефти.

Методы проведения работы: При написании ВКР использованы аналитические методы сравнения технологических параметров гидравлических составляющих, определяющих условия перекачки нефти по выбранному модельному участку нефтепровода. Расчетная часть выполнена в соответствии с требованиями 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», на основании которой установлены энергоэффективные режимы транспорта высоковязкой нефти. Прочностные параметры трех различных эксплуатационных участков магистрального нефтепровода определены согласно требованиям на проектирования СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы

В процессе исследования проводили изучение участков магистральных нефтепроводов с различными технологическими особенностями, обусловленными геометрическими параметрами выбранных участков, характеристиками перекачиваемой жидкостной углеводородной среды и заданными расходами для обеспечения необходимых объемов перекачки конечному потребителю. Проводили сравнительный анализ современных методов с выбором наиболее эффективных гидравлических условий.

Область применения: магистральные нефтепроводы.

					Организационно-техническое обеспечение оптимизации режимов транспорта нефти по нефтепроводам			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Попович С.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					12	105
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.						

Определения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения:

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).

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.

Пропускная способность: расчетное количество нефти, которое может пропустить

нефтепровод в единицу времени при заданных параметрах нефти, с учетом установленного оборудования и несущей способности трубопровода.

Оператор Системы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов:

Субъект естественной монополии, являющийся стратегическим акционерным обществом, обеспечивающим управление Системой магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в целях оказания услуг по транспортировке нефти и нефтепродуктов потребителям

Станция нефтеперекачивающая: объект магистрального нефтепровода,

включающий в себя комплекс зданий, сооружений и устройств для приема, накопления, учета и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу.

Диспетчеризация: Централизация оперативного контроля и координация

управления технологическими процессами приема нефти от производителей, перекачки нефти по магистральным трубопроводам, слива, налива, перевалки и сдачи нефти в пунктах назначения, формирование оптимальных по количеству и качеству грузопотоков нефти;

					Организационно-техническое обеспечение оптимизации режимов транспорта нефти по нефтепроводам			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Попович С.А.			Определения сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					13	105
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		
<i>Рук-ль.ОПП</i>		Чухарева Н.В.						

обеспечение деятельности по реализации комплексных программ развития системы магистральных нефтепроводов, по определению приоритетности и координации работ по техническому обслуживанию и ремонту сооружений, систем, оборудования, по ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций на объектах магистральных нефтепроводов.

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.

Сокращения:

ЛЧ МН – линейная часть магистрального нефтепровода

МТ – магистральный трубопровод

МН – магистральный нефтепровод

НД – нормативная документация

ОР - отраслевой регламент

ДПР – долгосрочная программа развития

НПС – нефтеперекачивающая станция

ЕСДУ - единая система диспетчерского управления

ПТП – противотурбулентная присадка

НБ - нефтебаза;

ОСТ - организация системы «Транснефть»;

ПГДН - посуточный график движения нефти;

ПСП - приемо-сдаточный пункт;

РП - резервуарный парк;

САП - система аналитики и планирования;

САУ - система автоматического управления и автоматических защит;

СДК - система диспетчерского контроля и управления;

СИКН - система измерений количества и показателей качества нефти;

СИМ - система имитационного моделирования работы;

СКР - система контроля режима работы;

					Определения, обозначения и сокращения	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нормативные ссылки:

ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.

РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).

ГОСТ Р 55435-2013 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 Изменением N 1).

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 Изменением N 1).

ВНТП-3-90 Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов.

ГОСТ 17378-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция (с Изменением N 1).

ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.

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.

ГЭСН 81-02-01-2001 Государственные сметные нормативы. Государственные элементные сметные нормы на строительные и специальные строительные работы. Часть 1. Земляные работы (в редакции приказов Минстроя России от 30 января 2014 г. N 31/пр, от 17 октября 2014 г. N 634/пр, от 12 ноября 2014 г. N 703/пр).

СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

					Определения, обозначения и сокращения	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Введение.....	18
1. Технологические режимы перекачки нефти по трубопроводам	21
1.1 Характеристика и основные задачи предприятий трубопроводного транспорта нефтепродуктов	21
1.2 Общая характеристика реализуемых в системе МН режимов перекачки	24
1.3 Порядок диспетчерского управления установившимся режимом магистрального нефтепровода.....	28
2. Современные методы оптимизации режимов на магистральных нефтепроводах.....	31
2.1 Регулирование режимов работы нефтепроводов	31
2.2 Технология применения лупингов и вставок большего диаметра	35
2.3 Использование противотурбулентных присадок при транспортировке нефти для оптимизации режимов перекачки	38
3. Характеристика объекта исследования	43
3.1 Характеристика участка магистрального нефтепровода.....	43
3.2 Климатическая характеристика	43
3.3 Характеристика материала труб	43
3.4 Проектные данные	44
3.5 Характеристика нефти	45
4. Расчетная часть.....	47
4.1 Технологический расчет трубопровода на прочность.....	47
4.2 Расчет гидравлических потерь при существующей технологии транспортировки.....	49
4.3 Расчет гидравлических потерь при применении лупинга и вставки большего диаметра.....	55
4.4 Расчет концентрации противотурбулентной присадки	60
4.5 Выбор оптимальной технологии оптимизации гидравлического режима магистрального нефтепровода.....	62
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	64
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	65

					Организационно-техническое обеспечение оптимизации режимов транспорта нефти по нефтепроводам				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Оглавление				
<i>Разраб.</i>		<i>Попович С.А.</i>			Лит.	Лист	Листов		
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					16	105	
<i>Консульт.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92				
<i>Рук-ль.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>							

5.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования.....	65
5.1.2	Анализ конкурентных технических решений	66
5.1.3	SWOT-анализ.....	67
5.2	Планирование научно-исследовательских работ	70
5.2.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	70
5.2.2	Определение трудоемкости выполняемых работ.....	71
5.2.3	Разработка графика проведения научного исследования.....	72
5.3	Бюджет научно–технической разработки	75
5.3.1	Расчет материальных затрат НТИ	75
5.3.2	Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ.....	76
5.3.3	Основная заработная плата исполнителей работы.....	76
5.3.4	Дополнительная заработная плата исполнителей работы.....	77
5.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды	77
5.3.6	Накладные расходы.....	78
5.3.7	Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта.....	78
5.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ	79
6.	Социальная ответственность.....	82
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	82
6.2	Производственная безопасность.....	83
6.3	Анализ вредных производственных факторов	84
6.3.1	Повышенный уровень шума на рабочем месте	84
6.3.2	Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;.....	85
6.3.3	Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	86
6.3.4	Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.....	87
6.4	Анализ опасных производственных факторов	87
6.4.1	Производственные факторы, связанные с электрическим током.....	87
6.4.2	Пожароопасность и взрывоопасность	89
6.4.3	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.....	90
6.4.4	Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов.	92
6.4.5	Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека	92
6.5	Экологическая безопасность	94
6.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	96
	Заключение	99

					Определения, обозначения и сокращения	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Введение

Актуальность.

На сегодняшний день, трубопроводный транспорт в России является наиболее экономичным и безопасным способом доставки углеводородного сырья от предприятий добычи к потребителю. Широкая география магистральных нефте- и продуктопроводов (МН и МНПП) обеспечивает транспорт углеводородного сырья не только на российский рынок, но и зарубежным потребителям[3].

В настоящее время геополитическая ситуация требует мобильной смены стратегических направлений перекачки, что говорит о требуемой оптимизации перекачки жидких углеводородов по системе магистральных трубопроводов. Цель мероприятий по оптимизации состоит в том, чтобы обеспечить требуемую производительность трубопроводных систем при сокращении капитальных и эксплуатационных затрат за счет повышения гидравлической эффективности. Это необходимо реализовать на ранних этапах существования проекта, когда высок уровень контроля и влияния на итоговые затраты при низких текущих затратах [19]. Характеристика этапов существования проекта представлена на рисунке 1.

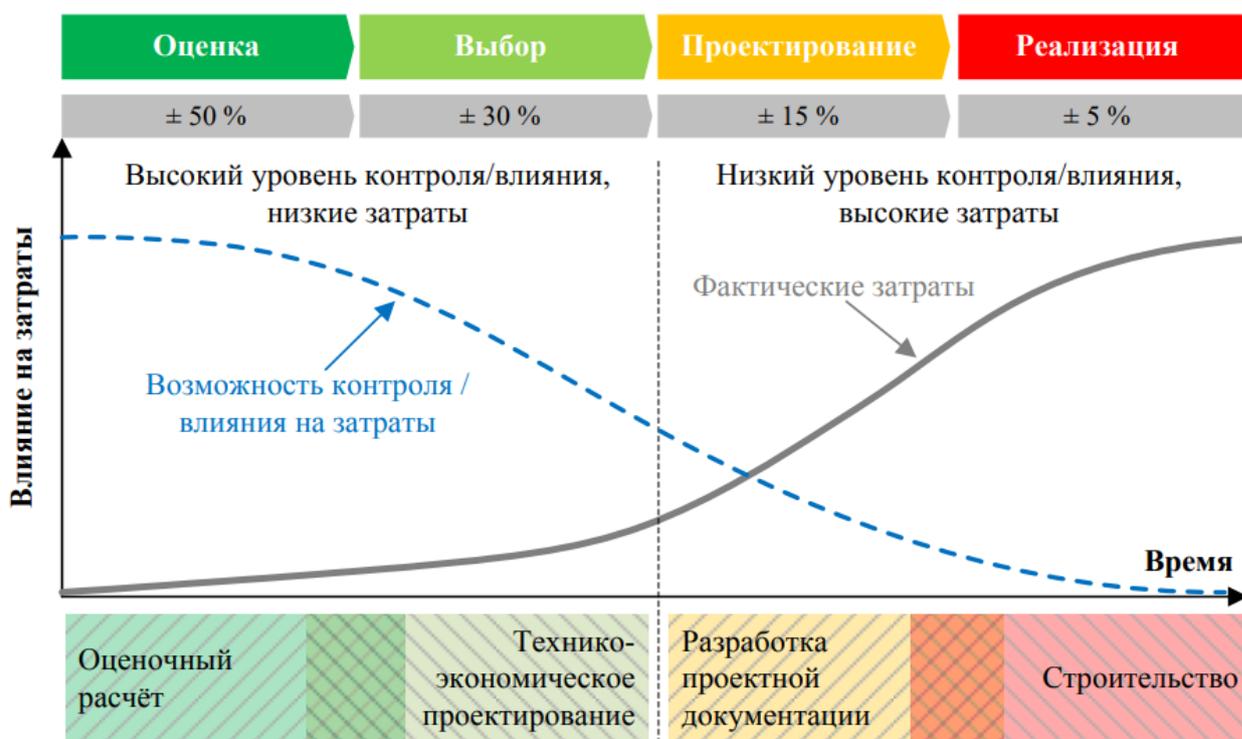


Рисунок 1 - Характеристика этапов существования проекта

					Организационно-техническое обеспечение оптимизации режимов транспорта нефти по нефтепроводам		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Попович С.А.				18	105
Руковод.		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		
Консульт.							
Рук-ль ОПП		Чухарева Н.В.					

Оценочный расчёт вариантов оптимизации может включать следующие этапы:

- Анализ требований к пропускной способности;
- Определение возможных вариантов технических решений по обеспечению пропускной способности;
- Оценка капитальных затрат на каждый вариант обеспечения пропускной способности;
- Оценка эксплуатационных затрат на каждый вариант обеспечения пропускной способности;
- Выбор оптимального варианта обеспечения пропускной способности по критерию минимальных затрат[19].

Важно отметить, что оценочный расчёт вариантов не должен заменять детальное технико-экономическое проектирование, а служит лишь для предварительной оценки возможных вариантов с точки зрения экономических затрат.

Перекачка нефти по технологическому участку осуществляется по средствам установившегося режима. Режим перекачки представляет из себя набор гидравлических параметров, описывающих перекачку, а также насосное оборудование и порядок их включения и выключения по плану графику. Основным критерием допустимости для режима перекачки является давление во всех сечениях нефтепровода, которое должно не превышать ограничений по несущей способности и обеспечивать условия бескавитационной работы насосов НПС.

Годовой план режимов перекачки зависит от многочисленных внешних факторов, сезонности и свойств перекачиваемого продукта. Для согласования напорных характеристик нефтеперекачивающих агрегатов с характеристикой нефтепровода на НПС устанавливаются разнотипные агрегаты. На каждой НПС установлено до четырех магистральных насосных агрегатов мощностью 2500–10 000 кВт. В среднем объем перекачки нефти на одном участке МН протяженностью 500 км составляет до 50 млн т в год, при этом среднее потребление электроэнергии за год составляет 100–200·106 кВт·ч, из которых около 98% приходится на потребление насосными агрегатами []. В этих условиях актуализируется задача оптимизации режимов работы агрегатов.

Целью работы является выбор оптимального режима перекачки по заданному участку нефтепровода с учетом изменения гидравлических параметров и реологических характеристик нефти..

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Для реализации указанной цели, в ВКР необходимо выполнить следующие задачи:

1. провести обзор современных технологий перекачки, формирующих текущие технологические режимы работы магистрального нефтепровода;
2. определить основные факторы влияния на изменение условий транспортировки высоковязкой нефти;
3. провести прочностные технологические расчеты и определить условия выбора оптимальных гидравлических параметров для разных участков нефтепровода с воздействием на реологические характеристики углеводородной среды.
4. Смоделировать оптимальный гидравлический режим магистрального нефтепровода с учетом методов повышения гидравлической эффективности.
5. построить график гидравлических уклонов по каждому исследованному участку при комбинировании технологических методов повышения пропускной способности.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

1. Технологические режимы перекачки нефти по трубопроводам

1.1 Характеристика и основные задачи предприятий трубопроводного транспорта нефтепродуктов

Система магистральных трубопроводов является неотъемлемой частью нефтегазового комплекса. Она позволяет наиболее экономично транспортировать углеводородное сырье от предприятий добычи к потребителю. Предприятия ТТ являются крупнейшими налогоплательщиками РФ. На рисунке 2 представлена карта магистральных трубопроводов.



Рисунок 2 - Схема магистральных трубопроводов ПАО «Транснефть»

Основными объектами системы МН являются: насосные станции, резервуарный парк и линейной части - собственно трубопровода. Основная терминология трубопроводного транспорта нефти (ТТН) определяется рядом нормативно-технической документации, основной из которой являются следующие документы:

1. Нормативно-технический документ [1], который определяет характеристику трубопроводного транспорта – это СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменением N1);
2. Более подробное определение для трубопроводного нефти и нефтепродуктов представлено в более позднем документе [2] — это ГОСТ Р 57512-2017. Магистральный

					Организационно-техническое обеспечение оптимизации режимов транспорта нефти по нефтепроводам					
								Лит.	Лист	Листов
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологические режимы перекачки нефти по трубопроводам					
Разраб.		Попович С.А.							21	105
Руковод.		Чухарева Н.В.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		
Консульт.										
Рук-ль ОПП		Чухарева Н.В.								

трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.

В таблице 1 приводятся определения по [1] и [2], описывающие ТТН как сложный многокритериальный технологический комплекс. При этом, система ТТН конструктивно-технологического назначения на разных объектах ПАО «Транснефть» типовая, с включение индивидуальных особенностей устройства конкретного технологического оборудования, задействованного в системе транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов.

Таблица 1 – Терминология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов

НТД	Дата введения	Разработчик	Термин
СП 36.13330.2012	07.01.2013	ОАО ВНИИСТ ОАО «АК «Транснефть» ООО «Газпром ВНИИГАЗ» ООО «НИИ ТНН» ОАО «Гипротрубопровод»	Трубопровод магистральный: Единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя здания, сооружения, его линейную часть, в том числе объекты, используемые для обеспечения транспортирования, хранения и (или) перевалки на автомобильный, железнодорожный и водный виды транспорта жидких или газообразных углеводородов, измерения жидких (нефть, нефтепродукты, сжиженные углеводородные газы, газовый конденсат, широкая фракция легких углеводородов, их смеси) или газообразных (газ) углеводородов, соответствующих требованиям законодательства Российской Федерации
ГОСТ Р 57512-2017	01.04.2018, переиздание август 2018.	ООО «НИИ Транснефть»	Магистральный трубопровод (для транспортировки нефти и нефтепродуктов): Единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортировки подготовленной нефти и нефтепродуктов от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалки их на автомобильный, железнодорожный или водный виды транспорта, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения и здания, используемые для целей обслуживания и управления объектами магистрального трубопровода.

ПАО «Транснефть» является оператором системы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. За последние 15 лет, которые стали периодом наиболее динамичного развития компании построено 24,5 тыс. км новых магистралей, из них 10,5

тыс. км - крупные проекты: трубопроводные системы ВСТО-1 (80 млн т/год, из них 30 млн т/год в Китай), ВСТО-2 (50 млн т/год), Балтийская трубопроводная система-2, МНП Куюмба - Тайшет, Заполярье - Пурпе - Самотлор, расширение МНПП на Приморск на 25 млн т/год нефтепродуктов. Во всех филиалах общества, для повышения производительности, проведена модернизация

Цели и ключевые показатели эффективности развития ПАО «Транснефть» на период 2022-2026 годы обозначены в стратегии развития и Долгосрочной программы развития ПАО «Транснефть» [5].

Стратегическая цель ПАО «Транснефть» — полное обеспечение потребностей нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих компаний в транспортировке нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке и экспортных направлениях посредством эффективной эксплуатации, развития и модернизации системы магистрального трубопроводного транспорта России, согласно основным направлениям представленным на рисунке 3.



Рисунок 3 – Основные направления стратегического развития ПАО «Транснефть»

Согласно Долгосрочной программе развития предполагается оптимизировать перекачку нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам за счет:

- Увеличение мощности системы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов для обеспечения транспортировки нефти в соответствии с планируемыми объемами добычи нефти на эксплуатируемых и новых месторождениях нефтяных компаний и объемами переработки нефтепродуктов на существующих и новых НПЗ.

					Технологические режимы перекачки нефти по трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

- Повышение энергоэффективности за счет мероприятий по экономии энергетических ресурсов.
- Реализация программы сокращения затрат при строительстве и эксплуатации трубопроводов.

По ДПР уже имеются следующие результаты. В 2020 году доля отечественного оборудования в закупках Компании доведена до 96,4 %. В рамках реализации плана импортозамещения отечественные предприятия по инициативе ПАО «Транснефть» освоили производство 25 из 26 единиц необходимых типов оборудования на территории Российской Федерации [6].

Являясь одним из крупнейших потребителей электроэнергии в России (порядка 1,3 % от всего потребления в стране), Группа Транснефть реализует широкий комплекс организационных, технологических и научно-исследовательских мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности своих производственных объектов и процессов.

Удельное потребление электроэнергии, согласно данным [6], на транспортировку нефти в 2020 году снизилось на 1,96 %, а нефтепродуктов — на 6,25 %

Потребление энергетических ресурсов снизилось на 1,38 %, что позволило сэкономить 584 млн рублей. Ведется создание тепло энергетического оборудования нового поколения с исключительно высоким – до 95 % – КПД, сниженным уровнем выбросов и системами регулирования, которые позволяют экономить до 20 % тепловой энергии за сезон.

Развивается производство энергетических ресурсов с использованием возобновляемых источников энергии. В Группе «Транснефть» действуют 3 фотоэлектрические станции и станция гелиоподогрева воды.

Теоретические разработки и практические результаты, достигнутые Группой Транснефть в вопросах энергоэффективности и энергосбережения, вызывают интерес и находят применение у зарубежных отраслевых предприятий, занимая одно из центральных мест в рабочей повестке сотрудничества в рамках Международной ассоциации транспортировщиков нефти.

1.2 Общая характеристика реализуемых в системе МН режимов перекачки

При планировании режимов перекачки для МН требуется сократить стоимость израсходованной электроэнергии при обязательном выполнении плана приема и сдачи нефти или нефтепродуктов. Для этого требуется подобрать комбинации одновременно

					Технологические режимы перекачки нефти по трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

включенных насосных агрегатов всех НПС и распределить по времени работы каждого режима в течении планируемого периода. Факторы влияющие на выбор режимов для планирования работы МН представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Причины изменения режимов на МН нефтепроводе

Для обеспечения бесперебойного транспорта нефти и нефтепродуктов в зависимости от данных факторов, используются следующие режимы перекачки (рисунок 5).

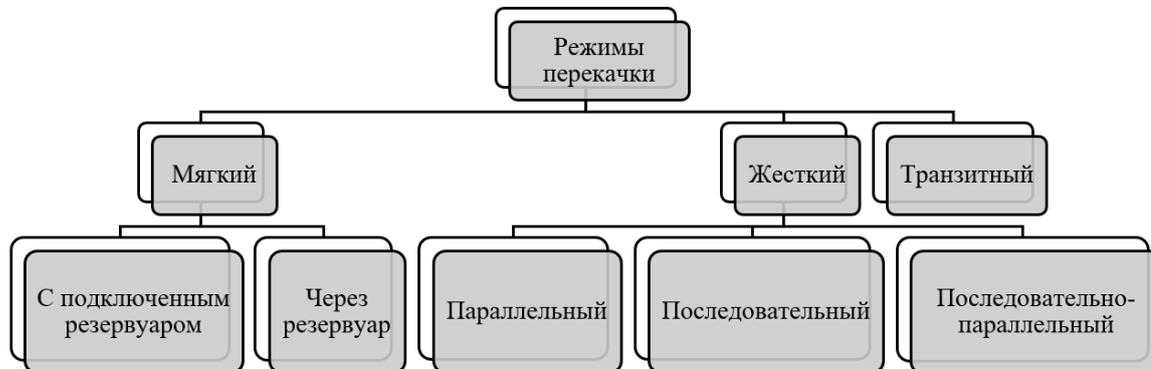


Рисунок 5– режимы подключения насосов при перекачке нефти и нефтепродуктов

Транзитный режим. Применяется в случаях, когда на НПС производятся ремонтные работы или нет необходимости повышать давление из-за небольшого расхода в трубе. В данном режиме перекачки используется напор предыдущей станции. Нефть продолжает движение, по магистральному трубопроводу не заходя на станцию (рисунок 6).

Жесткий режим. При этом режиме перекачка осуществляется, из насоса в насос не используя емкость. Необходимое давление для бескавитационной работы на входе насосов промежуточных ПС обеспечивается за счет остаточного давления, развиваемого предыдущей ПС.

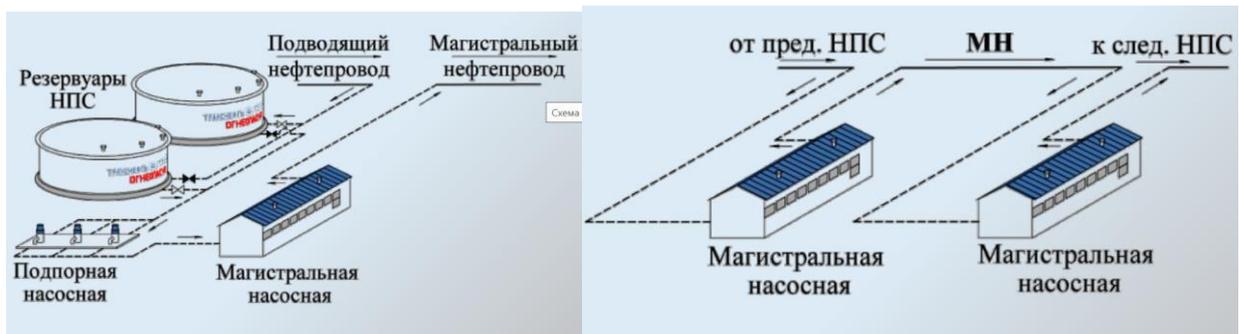


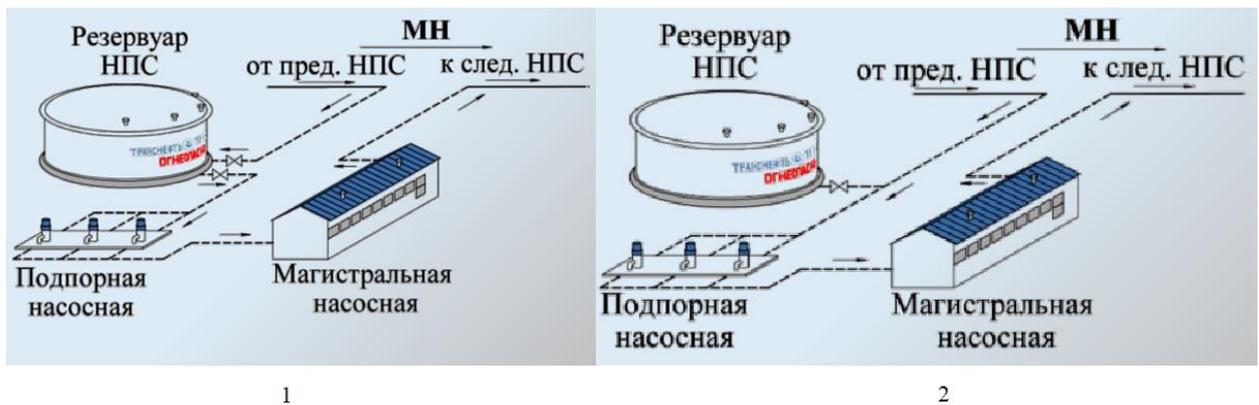
Рисунок 6 – Схемы постанционной перекачки и перекачки «из насоса в насос» [11]

Перекачка «из насоса в насос» осуществляется тремя возможными режимами:

- Параллельный режим применяется для увеличения производительности нефтепровода.
- Последовательный режим применяется когда необходимо повысить давление в трубопроводе и преодолеть большие потери напора.
- Последовательно-параллельный режим используется для одновременного увеличения напора и производительности нефтепровода.

Мягкий режим. При этом режиме перекачиваемый продукт поступает в резервуар, а затем непосредственно в блок основных насосов. Имеет два варианта реализации по рисунку 7.

- «с подключенным резервуаром» за счет приема и откачки нефти (нефтепродуктов), когда технология проводится через один и тот же резервуар или группу резервуаров - применяется для компенсации неравномерности перекачки на смежных участках МН (МНПП). Транзитный режим
- «через резервуары», когда нефть (нефтепродукты) принимаются в одну группу резервуаров, откачка нефти(нефтепродуктов) ведется из другой группы резервуаров – применяется для перехвата воздушных "пробок" после производства плановых и аварийно-восстановительных работ, накопления нефти (нефтепродуктов), ведения учетных операций нефти (нефтепродуктов)



1- через резервуар; 2 – с подключенным резервуаром

Рисунок 7– Схемы перекачки [11]:

Выбор режима перекачки зависит от объема перекачки. При небольшой производительности рекомендуется жесткий режим, при большом объеме, мягкий режим перекачки. Общие достоинства и недостатки указанных режимов, представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Сравнение реализуемых схем перекачки ПАО «Транснефть»

Схема перекачки	Достоинства	Недостатки
«Из насоса в насос»	<ul style="list-style-type: none"> исключены промежуточные технологические операции и неизбежно связанные с ними потери нефти; значительно удешевляет технологию, поскольку схема исключает сооружение дорогостоящих резервуарных парков. 	<ul style="list-style-type: none"> «жесткая» гидравлическая связь всех участков, работающих в этом режиме, поскольку любое изменение на одном из них вызывает изменение на всех остальных. В частности, аварийная остановка одного участка ведет к остановке всех участков, связанных с ним режимом перекачки.
Схема перекачки «С подключенными резервуарами»	<ul style="list-style-type: none"> отдельные участки нефтепровода оказываются не связанными жесткой гидравлической зависимостью нефтепровод имеет большую степень надежности и способности к бесперебойной поставке нефти потребителю. 	<ul style="list-style-type: none"> высокая стоимость сооружения и эксплуатации резервуарных парков, потери нефти при больших дыханиях резервуаров, связанных с выбросами паров нефти в атмосферу при заполнении резервуаров.

Продолжение таблицы 2

Схема перекачки	Достоинства	Недостатки
«Через резервуары»	<ul style="list-style-type: none"> • Соединение участков нефтепровода более «мягкое» в гидравлическом отношении. • В резервуаре происходит гашение волн давления, связанных с изменениями режима перекачки. 	<ul style="list-style-type: none"> • Высокая стоимость сооружения и эксплуатации резервуарных парков; • Потери нефти при больших дыханиях резервуаров, связанных с выбросами паров нефти - в атмосферу при заполнении резервуаров.

1.3 Порядок диспетчерского управления установившимся режимом магистрального нефтепровода

Система диспетчерского контроля и управления функционирует как иерархичная структура, в которой четко связаны все структуры управления перекачкой: от Центрального диспетчерского пункта до оперативного персонала НПС. Это позволяет принимать оперативные технологические решения по режимам перекачки на всех уровнях предприятия.

Основными функциями ДП являются:

- Координация и управление транспортом нефти по системе МН, включая транспортировку за пределы таможенной территории Российской Федерации;
- Диспетчеризация транспорта нефти с мониторингом её количества и качества по всему маршруту перекачки — от пунктов приема до пунктов сдачи — нефти, в том числе находящимися за пределами таможенной территории Российской Федерации;
- Оперативный контроль и управление технологическими процессами транспортировки нефти;
- Оперативное корректирующее управление грузопотоками в соответствии с изменениями производственной ситуации и распоряжениями ОАО «АК «Транснефть»; оперативное корректирующее управление наличием нефти и производственными ресурсами;
- Оперативное управление качеством нефти с целью доведения показателей качества до нормируемых значений;

					Технологические режимы перекачки нефти по трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

- Оперативный контроль работы и мониторинг технического состояния основных технологических объектов МН и обеспечения технологического резерва основного оборудования;
- Оперативный анализ отказов оборудования и нештатных ситуаций при транспортировке нефти; формирование корректирующих воздействий на управление системой МН при отказах оборудования и нештатных ситуациях;
- Оперативное взаимодействие со структурными подразделениями ОСТ и с ДП нефтегазодобывающих, нефтеперерабатывающих предприятий в вопросах транспортировки нефти при штатной работе МН и при возникновении аварийных ситуаций;
- Взаимодействие по вопросам — транспорта нефти © трубопроводными предприятиями Российской Федерации и других государств, транспортирующими нефть по утвержденным — маршрутам транспортировки, — В том числе В соответствии с межправительственными соглашениями.
- Основным средством диспетчерского управления является многофункциональный программно-технический комплекс единой системы диспетчерского управления (ЕСДУ) на рисунке 8.



Рисунок 8 - Состав многофункционального программно-технического комплекса единой системы диспетчерского управления (ЕСДУ)

Отдел главного диспетчера организации системы «Транснефть» руководствуясь графиком транспортировки нефти, планом остановок и работы МН сниженным режимом и планом очистки и диагностики МН формирует посуточный график движения нефти.

					Технологические режимы перекачки нефти по трубопроводам	Лист 29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На основании согласованного ПГДН, карт технологических режимов МН, текущих заявок технических отделов и служб ОСТ на производство ТОР технологических объектов МН ОГТ ОСТ формирует почасовой план-график режимов работы МН ОСТ.

В процессе транспортировки нефти ОГД ОСТ осуществляет управление и контроль за размещением нефти в РП, формирование и оперативный контроль качества нефти в грузопотоках (компаундирование), оперативный контроль количества и баланса транспортируемой нефти.

Посуточная корректировка и согласование ПГДН с ДУ производится ОГД ОСТ:

- При отклонении фактических показателей транспортировки нефти (объемов приема, перекачки, перевалки и сдачи нефти по участкам МН, качества нефти в потоках) от плановых;
- При изменении в графике транспортировки нефти;
- При корректировке плана остановок и работы МН сниженным режимом;
- При корректировке плана диагностики МН.

Диспетчерский персонал ТТО филиала ОСТ осуществляет взаимодействие с оперативным и техническим персоналом технологических объектов при выполнении технологических операций по размещению нефти в РП, компаундированию и формированию качества нефти в грузопотоках.

Вывод по разделу: литературный обзор показал, что проблема регулирования режимов МН – это сложная технологическая задача, требующая комплексного подхода. Необходимо воздействовать как на реологические параметры перекачиваемой среды, так и на технические параметры перекачивающего оборудования в сложной системе трубопроводного транспорта.

					Технологические режимы перекачки нефти по трубопроводам	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Современные методы оптимизации режимов на магистральных нефтепроводах

2.1 Регулирование режимов работы нефтепроводов

Для описания характеристик установившегося режима при трубопроводном транспорте нефти используется *уравнение баланса напора* [10], которое описывает закон сохранения энергии в трубопроводном транспорте нефти.

$$N_T h_{\text{п}} + n H_{\text{ст}} = 1,02 Q^{2-m} L_p + \Delta z + N_T h_{\text{ост}} \quad (1)$$

где n – число перекачивающих станций;

N_T , – число технологических участков;

$h_{\text{п}}$, $H_{\text{ст}}$, $h_{\text{ост}}$, – напоры создаваемые подпорной насосной, магистральными насосами и остаточный напор соответственно;

Q – проектный расход;

Δz – разность высотных отметок; L_p – длина трубопровода.

Расход в трубопроводе устанавливается сам собой (автоматически) таким образом, чтобы суммарный напор, развиваемый всеми работающими насосами, был равен напору, необходимому для ведения перекачки.

Из уравнения баланса напоров следует, что все методы регулирования можно условно разделить на две группы как на рисунке 9.

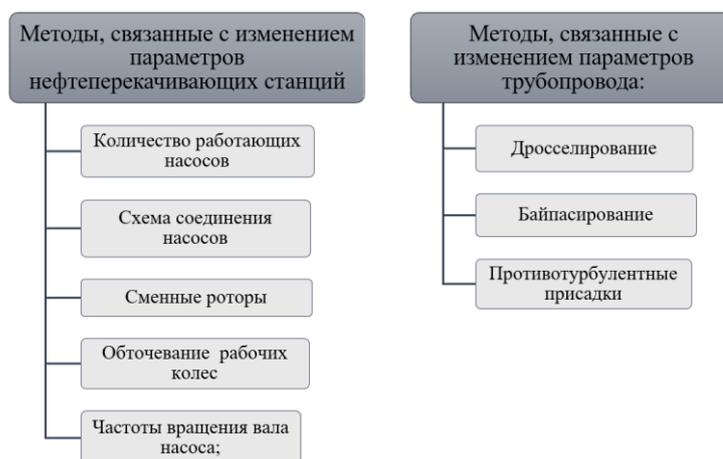


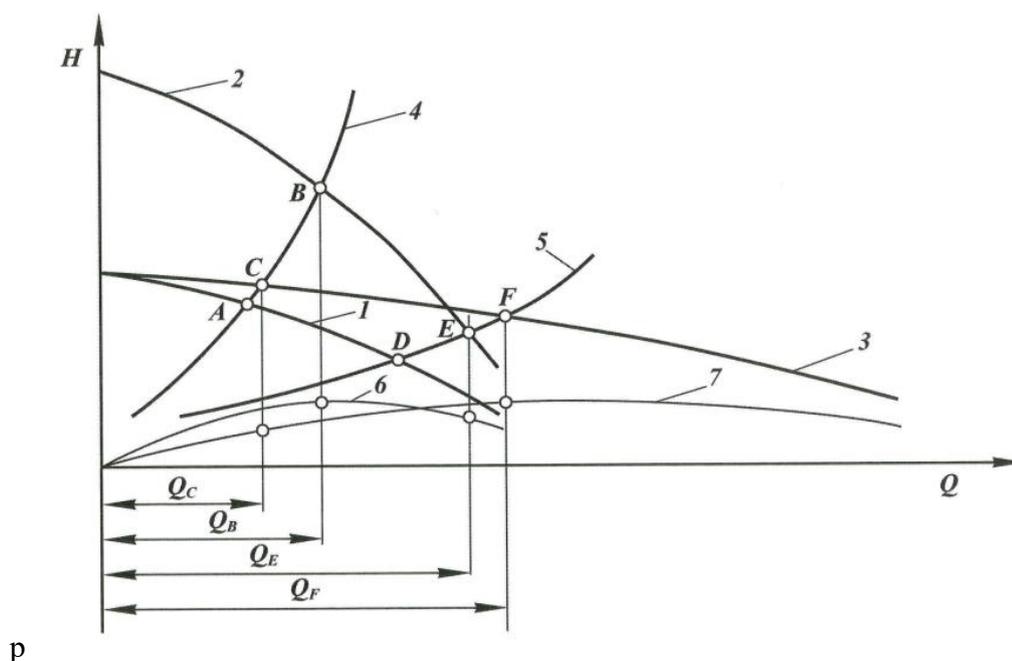
Рисунок 9 – Методы регулирования режима работы нефтепровода

Организационно-техническое обеспечение оптимизации режимов транспорта нефти по нефтепроводам							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Попович С.А.					
Руковод.		Чухарева Н.В.					
Консульт.							
Рук-ль ОПП		Чухарева Н.В.					
Современные методы оптимизации режимов на магистральных нефтепроводах					Лит.	Лист	Листов
						31	105
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

Изменение количества работающих насосов. При использовании этого метода достигаемый результат зависит не только от схемы соединения насосов, но и от крутизны характеристики трубопровода (рисунок.10).

Рассмотрим в качестве примера параллельное и последовательное соединение двух одинаковых центробежных насосов при работе их на трубопровод с различным гидравлическим сопротивлением.

Как видно из графических построений на рисунке 10, последовательное соединение насосов целесообразно при работе на трубопровод с крутой характеристикой. При этом насосы работают с большей, чем при параллельном соединении, подачей ($Q_B \gg Q_C$), а также с более высоким суммарным напором и коэффициентом полезного действия. Параллельное соединение насосов более предпочтительно при работе на трубопровод с пологой характеристикой ($Q_F > Q_E, H_F > H_E, \eta_F > \eta_E$).



1 — характеристика насоса; 2 — напорная характеристика НПС при последовательном соединении насосов; 3 — напорная характеристика НПС при параллельном соединении насосов; 4, 5 — характеристика трубопровода; 6 — $(\eta - Q)$ - характеристика насоса при последовательном соединении; 7 — $(\eta - Q)$ -характеристика насоса при параллельном соединении

Рисунок 10 - Совмещенная характеристика трубопровода и ПС при регулировании изменением числа и схемы включения насосов

Регулирование с помощью сменных роторов. Большая часть современных магистральных насосов укомплектована сменными роторами на подачу $0,50Q_H$, $0,70Q_H$, и $1,250Q_H$, которые имеют различные характеристики (рисунок 9). Применение сменных роторов наиболее эффективно на начальной стадии эксплуатации нефтепровода, когда не

все перекачивающие станции построены, и трубопровод не выведен на проектную мощность (поэтапный ввод нефтепровода в эксплуатацию). Эффект от установки сменных роторов можно получить и при длительном уменьшении объема перекачки. В настоящее время на одной НПС нередко установлены насосы одного типа, но с разными диаметрами роторов, что обеспечивает возможность более тонкого регулирования производительности нефтепровода при различных сочетаниях их включения.

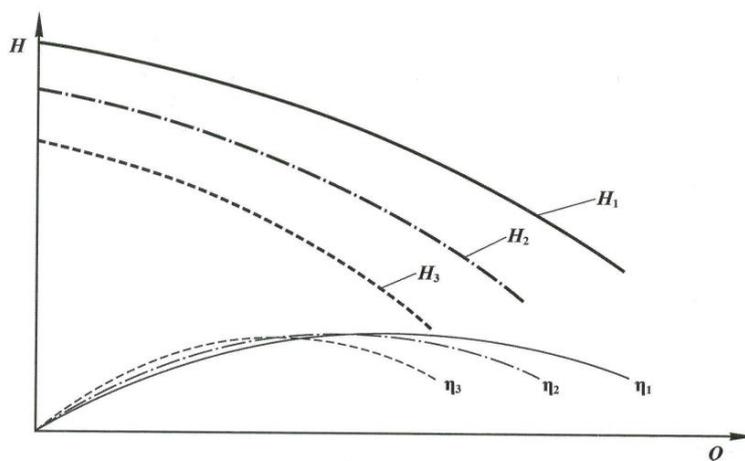


Рисунок 11. Характеристики центробежного насоса со сменными роторами

Обточка рабочих колес магистральных насосов по наружному диаметру. Метод применяется применяется в трубопроводном транспорте нефти достаточно часто. В зависимости от величины коэффициента быстроходности n_s , обточку колес можно выполнять в следующих пределах: при $60 < n_s < 120$ допускается обточка колес до 20 % наружного диаметра; при $120 < n_s < 200$ - до 15 %; при $n_s = 200 \div 300$ — до 10 %.

Способ регулирования за счет обточки рабочего колеса может быть эффективно использован при установившемся на длительное время режиме перекачки. Следует отметить, что уменьшение диаметра рабочего колеса сверх допустимых пределов приводит к нарушению нормальной гидродинамики потока в рабочих органах насоса и значительному снижению коэффициента полезного действия.

Изменение частоты вращения вала насоса — прогрессивный и экономичный метод регулирования. Применение плавного регулирования частоты вращения роторов насосов на НПС магистральных нефтепроводов облегчает синхронизацию работы станций, позволяет полностью исключить обточку рабочих колес, применение сменных роторов, а также избежать гидравлических ударов в нефтепроводе. При этом сокращается время запуска и остановки насосных агрегатов. Однако, в силу технических причин, этот способ регулирования пока не нашел широкого распространения.

Метод изменения частоты вращения основан на теории подобия [8]. Необходимое число оборотов вала для обеспечения напора:

$$n_2 = n_1 \sqrt{\frac{h_{M2} + b \cdot Q^2}{a}} \quad (2)$$

где n_1, n_2 – частота вращения рабочего колеса;

h_{M2} – напор, соответствующий частоте вращения рабочего колеса n_2 .

Изменение частоты вращения вала насоса возможно в следующих случаях:

- Применение двигателей с изменяемой частотой вращения;
- Установка на валу насосов муфт с регулируемым коэффициентом проскальзывания (гидравлических или электромагнитных);
- Применение преобразователей частоты тока при одновременном изменении напряжения питания электродвигателей. Следует отметить, что изменять частоту вращения в широких пределах нельзя, так как при этом существенно уменьшается КПД насосов.

Дросселирование на практике применяется сравнительно часто, хотя и не является экономичным. Метод основан на частичном перекрытии потока нефти на выходе из насосной станции, т.е. на создании дополнительного гидравлического сопротивления. При этом рабочая точка из положения A_1 , смещается в точку A_2 , и расход уменьшается (рисунок 12).

Целесообразность применения метода можно характеризовать величиной КПД дросселирования $\eta_{др}$:

$$\eta_{др} = \frac{H_2}{H_1^*} = \frac{H_2}{H_2 + h_{др}} = \frac{1}{1 - \frac{h_{др}}{H_2}} \quad (3)$$

где H_2 - напор, необходимый для ведения перекачки с расходом Q_2 ;

H_1^* - фактически затрачиваемый напор.

С увеличением величины дросселируемого напора $h_{др}$ значение $\eta_{др}$, уменьшается. Полный коэффициент полезного действия насоса (НПС) определяется выражением $\eta = \eta_2 \eta_{др}$ Метод дросселирования уместно применять для насосов, имеющих пологую напорную характеристику. При этом потери энергии на дросселирование не должны превышать 2 % энергозатрат на перекачку.

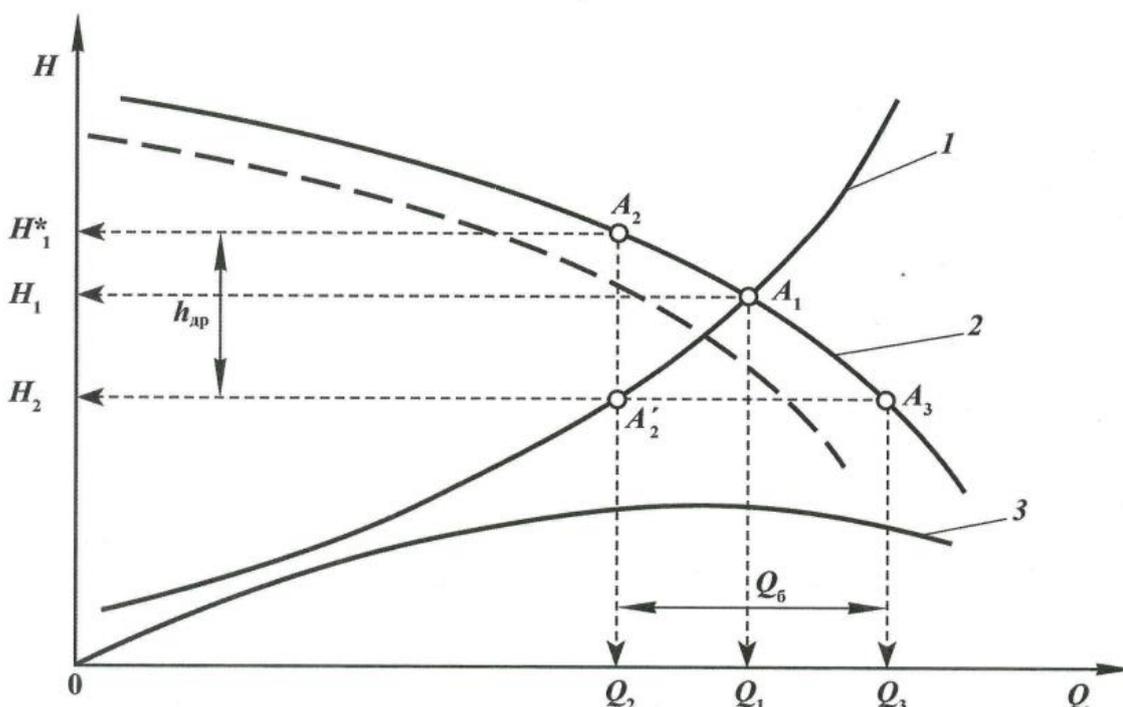
Байпасирование (перепуск части жидкости во всасывающую линию насосов) применяется в основном на головных станциях. При открытии задвижки на обводной линии (байпасе) напорный трубопровод соединяется с всасывающим, что приводит к уменьшению

сопротивления после насоса и рабочая точка перемещается из положения A_1 , в A_3 . Совмещенная характеристика представлена на рисунке 12. Расход $Q_6 = Q_3 - Q_2$ идет через байпас, а в магистраль поступает расход Q_2 .

Коэффициент полезного действия байпасирования:

$$\eta_6 = \frac{Q_2}{Q_3} = \frac{Q_2}{Q_2 + Q_6} \quad (4)$$

Метод регулирования байпасированием следует применять в случае, если $\eta_6 > \eta_{др}$. Байпасирование экономичнее дросселирования при крутопадающих характеристиках насосов.



1 — характеристика трубопровода; 2 суммарная напорная характеристика НПС;
3 - $(\eta - Q)$ - характеристика магистрального насоса.

Рисунок 12 - Совмещенная характеристика НПС и трубопровода при регулировании дросселированием и байпасированием

2.2 Технология применения лупингов и вставок большего диаметра

При эксплуатации магистральных трубопроводов часто возникает необходимость увеличения пропускной способности путем прокладки лупинга.

Лупинг - это трубопровод, соединенный параллельно с основным трубопроводом, который помогает уменьшить потери давления в процессе транспортировки продукта и повысить производительность основной линии (рисунок 13). При этом лупинг может быть

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

более дешевым решением в сравнении с полноценным строительством нового трубопровода [8].

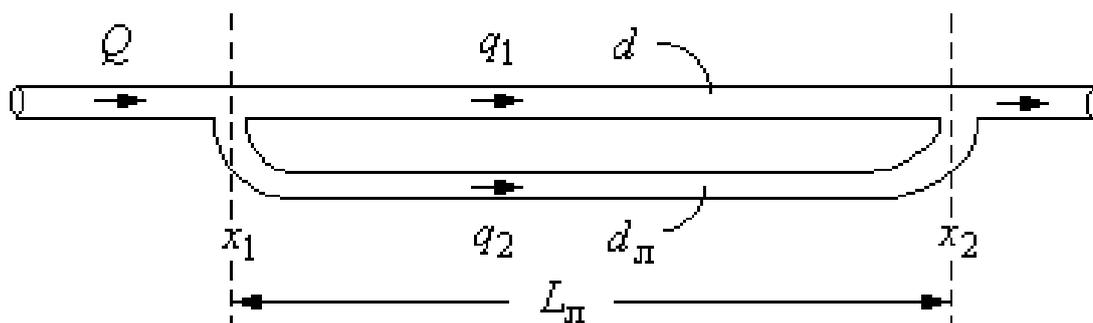


Рисунок 13 – Расчетная схема прокладки лупинга

При расчете лупинга исходят из условия, что расход жидкости в трубопроводе (расстояние x_1-x_2 , рисунок 13) равен сумме расходов в трубопроводе q_1 и в параллельной трубе-лупинге q_2 , т.е. $Q = q_1 + q_2$, потеря напора на участке x_1x_2 в трубопроводе равна потере напора в лупинге $h_1=h_2$ [9].

Для параллельно уложенного участка нефтепровода используется конструкция, практически идентичная основной линии, что позволяет использовать его в тех же условиях, что и главный нефтепровод. В соответствии с руководящими документами, на одном участке можно использовать несколько лупингов. Диаметр труб может быть разным, но если максимального диаметра не хватает для транспортировки продукта, то в разных ветках обычно используют трубы одинакового размера, что обеспечивает одинаковую скорость перемещения топлива.

После подключения параллельной нитки трубопровода, объемы топлива, транспортируемые по основной магистрали, уменьшаются, в результате чего гидравлическое сопротивление снижается. Также это приводит к значительному снижению потерь давления.

Если на трубопроводе есть замкнутый параллельный участок (лупинг), диаметром $d_л$, то его гидравлический уклон также определяется через гидравлический уклон i и диаметр d основного трубопровода:

$$i_л = \frac{i}{\left[1 + \left(\frac{d_л}{d}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}} \quad (5)$$

В этих формулах предполагается, что характер течения в основной трубе, во вставке и лупинге одинаков, то есть m – одинаково.

Если $d_л = d$, тогда при ламинарном течении ($m = 1$):

$$i_л = 0,5 \cdot i; \quad (6)$$

при турбулентном режиме, если $m = 0,25$:

$$i_{\text{л}} = 0,296 \cdot i; \quad (7)$$

если $m = 0$:

$$i_{\text{л}} = 0,25 \cdot i; \quad (8)$$

Если строительство лупинга рассматривается как альтернатива строительства насосной станции, то его длину лупинга по заданным значениям потерь напора и расчетного количества насосных станций определяют по формуле [14]:

$$x_{\text{луп}} = H_{\text{см}} \cdot \frac{n - n_2}{i - i_{\text{луп}}} \quad (9)$$

где $H_{\text{см}}$ – напор насосной станции;

n – расчетное количество насосных станций;

n_2 – принятое количество насосных станций.

Для увеличения пропускной способности трубопровода возможно использование вставок большего диаметра (рисунок 14). Однако использование вставок большего диаметра с технологической точки зрения нецелесообразно, поскольку очистка и диагностика систем на таких участках затруднены. А также при реализации проекта неизбежны остановки перекачки и потери нефтепродукта при врезке [9].

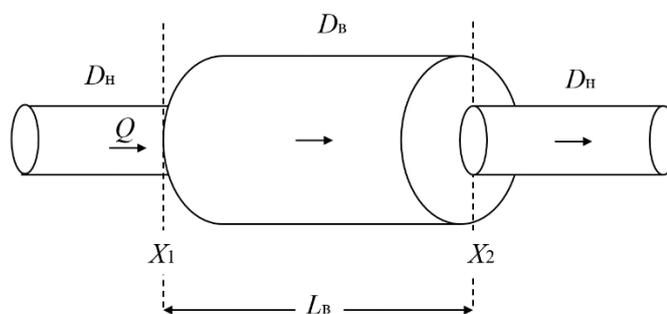


Рисунок 14 – Расчетная схема врезки вставки

При расчете вставки ее гидравлический уклон рассчитывается по формуле:

$$i_{\text{в}} = i \cdot \left(\frac{d}{d_{\text{в}}} \right)^{5-m}, \quad (10)$$

где i – гидравлический уклон основного трубопровода;

d – диаметр основного трубопровода;

$d_{\text{в}}$ – диаметр вставки.

Длину вставки по заданным значениям потерь напора определяют по формуле:

$$l_B = \frac{i \cdot L - h}{i \cdot \left(1 - \frac{d}{d_B}\right)^{5-m}}, \quad (11)$$

где L – длина основного трубопровода;

h – потеря напора в трубопроводе со вставкой.

2.3 Использование противотурбулентных присадок при транспортировке нефти для оптимизации режимов перекачки

Для магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов одной из важнейших проблем являются экономия энергии и энергоресурсов при эксплуатации трубопроводов с учетом увеличении доли высоковязких и тяжелых нефтей в структуре добываемых и транспортируемых нефтей, а также увеличения объемов перекачки. Для решения этих проблем необходимо повышать пропускную способность магистральных нефтепроводов.

Снижение гидравлического сопротивления магистрального нефтепровода с помощью противотурбулентных присадок является перспективным методом повышения гидравлической эффективности перекачки за счет преодоления потерь напора, связанных с трением при течении жидкости в трубопроводе.

Действие противотурбулентной присадки основано на эффекте Томса, проявляющегося при введении очень малых количеств высокомолекулярных полимеров в турбулентный поток жидкости. Введение полимера позволяет уменьшить трение жидкости о стенки трубопровода и снизить скорость потока, что позволит увеличить пропускную способность и эффективность работы МН [8].

Гидродинамика эффекта Томса и гипотезы относительно его механизма.

При малых скоростях течение жидкости в трубе является ламинарным, т.е. послойным. Ламинарный поток и характерный для него профиль скоростей представлен на рисунке 15.

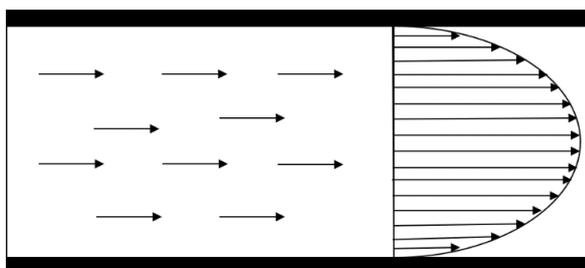


Рисунок 15 – Профиль скоростей ламинарного потока

					Современные методы оптимизации режимов на магистральных нефтепроводах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Важнейшей характеристикой потока является число Рейнольдса (Re), которое является отношением сил инерции, связанных с переносом количества движения посредством конвекции, к силам вязкости, связанным с переносом количества движения посредством молекулярных процессов:

$$Re = \frac{\vartheta \cdot d}{\nu}, \quad (12)$$

где ϑ – линейная скорость течения жидкости;

d – диаметр трубы;

ν – кинематическая вязкость жидкости.

При числах Re , больших некоторого критического значения $Re_{кр}$, ламинарный режим течения переходит в турбулентный. Значение $Re_{кр}$ зависит от многих факторов, прежде всего от условий входа в трубу. В гидравлических расчетах принимают $Re_{кр} = 2300$ [14].

Турбулентному течению свойственны беспорядочные пульсации действительной скорости около своего среднего значения, причем пульсируют не только скорости, но и все величины, характеризующие поток: температура, давление, плотность, концентрация примесей.

Однако у стенок, ограничивающих поток, создаются особые условия для движения жидкости. Считается, что скорости течения непосредственно на самой поверхности стенок вследствие прилипания к ним жидкости равны нулю; на весьма малом расстоянии от стенок скорости достигают значительной величины; в остальных, более удаленных от стенок точках поперечного сечения происходит дальнейшее, но уже гораздо более медленное, увеличение скорости (рисунок 16).

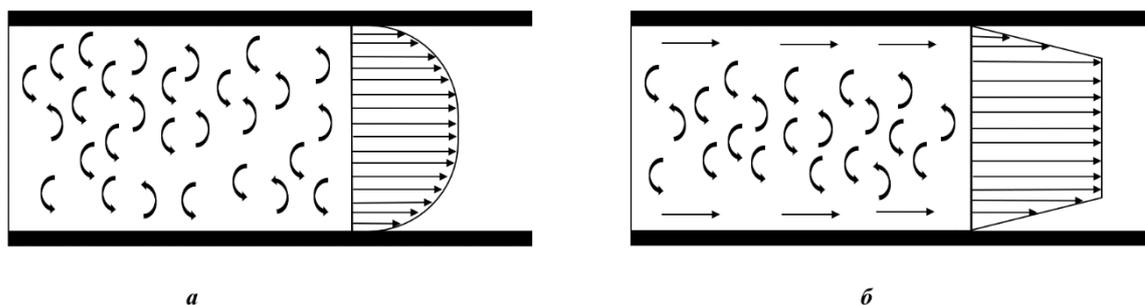


Рисунок 16 - Профили скоростей турбулентного потока чистой жидкости (**а**) и жидкости, содержащей полимерную добавку (**б**)

Согласно схеме на рисунке 16, у стенки образуется весьма тонкий слой, в котором скорость изменяется по законам ламинарного режима [16]. Эту зону потока называют вязким или ламинарным подслоем. Основная же центральная часть потока (ядро), связанная

с вязким подслоем короткой переходной зоной, движется турбулентно с почти одинаковой для всех частиц жидкости усредненной скоростью. Толщина вязкого подслоя весьма мала и составляет обычно доли миллиметра. Она уменьшается с ростом Re .

Присадка добавляется в трубу с помощью специальных устройств, которые равномерно распределяют ее по всему объему жидкости. Молекулы присадки формируют на поверхности трубки защитный слой, который позволяет уменьшить сопротивление при движении жидкости и создать условия для более плавного течения потока (рисунок 17).

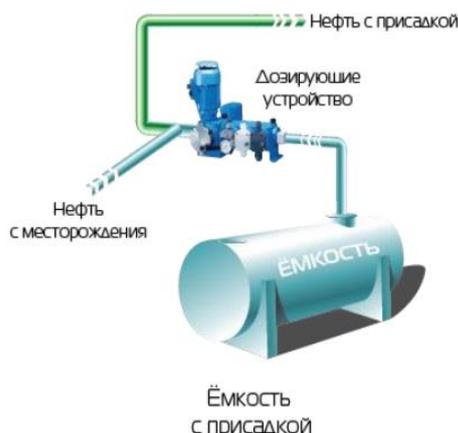


Рисунок 17 - Схема установки ввода присадок в транспортируемую среду [15]

Это снижает вероятность возникновения турбулентных потоков, которые могут привести к образованию вихрей и эрозии стенок трубы. Кроме того, присадка обладает антикоррозионными свойствами, что способствует продлению срока эксплуатации трубопровода и защищает его от коррозии.

Экономия при использовании ПТП заключается в снижении чистых дисконтированных капитальных затрат к которым относят строительство магистральных нефтепроводов (далее МН), строительные-монтажные работы и т.д. Данный показатель уменьшается за счет возможного исключения нефтеперекачивающей перекачивающей станции, которая ведет к снижению издержек на электроэнергию МН и затрат на эксплуатацию исключенной НПС. [15].

Для расчета потерь на трение с использованием присадки $h^п$, используется формула:

$$h^п = \frac{\lambda}{\lambda_0} \cdot \beta \frac{v^m Q^{2-m}}{d^{5-m}} L \quad (13)$$

где Q – расход перекачки, m^3 / c ; v – линейная скорость течения жидкости;

d – внутренний диаметр участка трубопровода, m ;

v – кинематическая вязкость продукта;

L – длина участка трубопровода, m ;

					Современные методы оптимизации режимов на магистральных нефтепроводах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

β, m – коэффициенты, принимаемые в зависимости от режима течения;
 λ – коэффициент гидравлического сопротивления потока с наличием присадки;
 λ_0 – коэффициент гидравлического сопротивления потока без присадки.

На этапе проектирования применение ПТП дает возможность уменьшения диаметра трубопровода и толщину, снижая металлоемкость и ее стоимость. Предполагается, что расходы, связанные с закупкой ПТП, в большей степени приходят на период пиковой работы месторождения при максимальной производительности МН [15].

Область экономической целесообразности применения присадок зависит от определения оптимальной концентрации присадок на конкретном участке для каждого режима и определяется ее стоимостью в зависимости от расхода среды, диаметра и протяженности трубопровода, КПД (η) насосов.

Относительное снижение сопротивления определяется по формуле 6:

$$DR = \left(1 - \frac{\lambda}{\lambda_0}\right) \cdot 100\% \quad (14)$$

Где λ – коэффициент гидравлического сопротивления потока с наличием присадки;
 λ_0 – коэффициент гидравлического сопротивления потока без присадки (базовый режим).

Эффективность ПТП описывается кривой эффективности, в зависимости от ее концентрации в среде [15] (рисунок 18) .

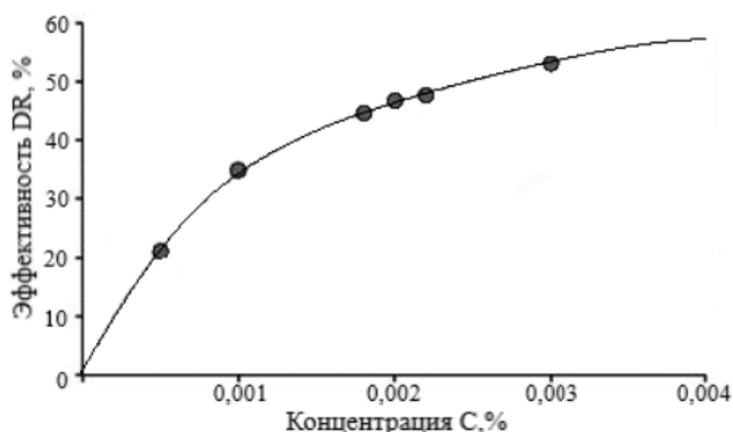


Рисунок 18 - Зависимость эффективности ПТП от ее концентрации

ПТП считается одним из самых эффективных методов снижения сопротивления, благодаря низким капитальным затратам и возможности оперативного управления пропускной способностью магистрального трубопровода. Например, ПТП позволяет увеличить пропускную способность в период пиковой нагрузки на требуемом направлении транспортировки. Еще одним преимуществом метода является отсутствие необходимости в строительстве.

Применение ПТП позволяет снизить энергозатраты на транспортировку нефти и повысить энергоэффективность работы трубопроводной системы. Это достигается не только за счет увеличения пропускной способности магистрального трубопровода, но и благодаря новым станциям и лупингам.

Вывод по разделу: в данном разделе описан опыт применения основных методов регулирования и оптимизации перекачки нефти по нефтепроводу.

Выбор метода оптимизации перекачки необходимо подбирать исходя из параметров конкретного участка трубопровода так как от этого зависят не только капитальные затраты на этапе строительства, но и будущие постоянные производственные затраты.

Регулирование режимов за счет методов изменения параметров работ насосной станции имеют ресурс, ограниченный параметрами насосного оборудования. Повышение гидравлической эффективности возможно в пределах технических характеристик перекачивающих агрегатов

Повышение гидравлической эффективности перекачки при помощи лупингов или вставок большого диаметра требует прочностных и гидравлических расчетов для обоснования рентабельности строительства и повышения металлоёмкости трубопровода

Использование противотурбулентных присадок эффективно и не требует капитальных затрат на строительство. Однако не рекомендуется применять ПТП при долгосрочном увеличении производительности трубопровода из-за их высокой стоимости.

					Современные методы оптимизации режимов на магистральных нефтепроводах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

3. Характеристика объекта исследования

3.1 Характеристика участка магистрального нефтепровода

Моделируемый участок магистрального нефтепровода с ответвлениями, по климатическим условиям привязанный к условиям Новосибирской области.

По информации, предоставленной Минприроды России [18], имеются подводные переходы через реки Обь, Каргат и Омь, особо охраняемых природных территорий федерального значения нет.

3.2 Климатическая характеристика

Климат рассматриваемой территории континентальный, характеризуется продолжительной зимой с устойчивым снежным покровом, сравнительно коротким теплым летом с большим количеством осадков. Переходные сезоны короткие и отличаются неустойчивостью: весенними возвратами холодов, ранними осенними заморозками.

Климатические параметры холодного периода года [1]. Температура воздуха наиболее холодных суток минус 44 °С. Средняя температура воздуха минус 25 °С. Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль Юго-Западное. Средняя скорость ветра 6,3 м/с.

Климатические параметры теплого периода года [1]. Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца 25,1 °С. Абсолютная максимальная температура воздуха 36 °С. Преобладающее направление ветра за июнь-август Северное. Средняя скорость ветра 2,8 м/с.

Согласно СП 131.13330.2012 [1] участок работ относится к I (В) климатическому району для строительства.

Температура грунта. Температура грунта зависит от температурой воздуха и влияет на реологические параметры перекачиваемого продукта. Среднемесячные показатели представлены в таблице 4.[5].

3.3 Характеристика материала труб

Для трубоукладочных работ на магистральном нефтепроводе привлекаются компании-подрядчики. Планирование и организация работ выполняется в соответствии с

					Организационно-техническое обеспечение оптимизации режимов транспорта нефти по нефтепроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Попович С.А.			Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					43	105
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		
Рук-ль.		Чухарева Н.В.						

СП 131.13330.2012 [1]. Принимаем для проектирования сварные прямошовные трубы из

стали марки 17Г1С наружным диаметром █████ мм. Допустимая номинальная толщина стенки по ГОСТ [3] находится в диапазоне 9,5 - 12 мм и определяется расчетом трубопровода на прочность.

Предел временного сопротивления растяжению $\sigma_{вр} = \text{█████}$ МПа, Предел текучести $\sigma_{тек} = \text{█████}$ МПа, коэффициент надежности по материалу $K_1 = \text{█████}$; Внутренняя поверхность труб имеет эпоксидное антифрикционное покрытие. Для защиты от коррозии предусмотрено внешнее покрытие.

3.4 Проектные данные

Исходные данные для гидравлического расчета магистрального нефтепровода представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Исходные данные для гидравлического расчета

Параметры	Обозначение	Единицы измерения	Значения
Диаметр трубопровода наружный	D_H	м	█████
Производительность	Q_z	млн.т/год	█████
Длина трубопровода	L	км	█████
Разность геодезических отметок	$\Delta z = z_2 - z_1$	м	█████
Средняя плотность	ρ	т/м ³	█████
Давление насосной станции	P_1	кгс/см ²	█████
Расчетное число рабочих дней [1]	N_z	дней	█████
Расстояние до подкачки	L_n	км	█████
Расстояние до НПЗ	$L_{нпз}$	км	█████
Прием нефти с промысла	Q_n	млн.т/год	█████
Расход при сбросе на НПЗ	$Q_{нпз}$	млн.т/год	█████
Толщина стенки трубы	δ	м	█████
Динамическая вязкость	μ	1 кг/(м с)	█████
Эквивалентная шероховатость [2]	Δ	мм	█████

Для расчета трубопровод был разделен на три технологических участка как на рисунке 19. Выбор участков объясняется изменением расхода после приема нефти с нефтепромысла и откачки на НПЗ.



Рисунок 19 – Схема модельного магистрального нефтепровода

На рисунке 20 представлена диаграмма значений расходов по технологическим участкам.

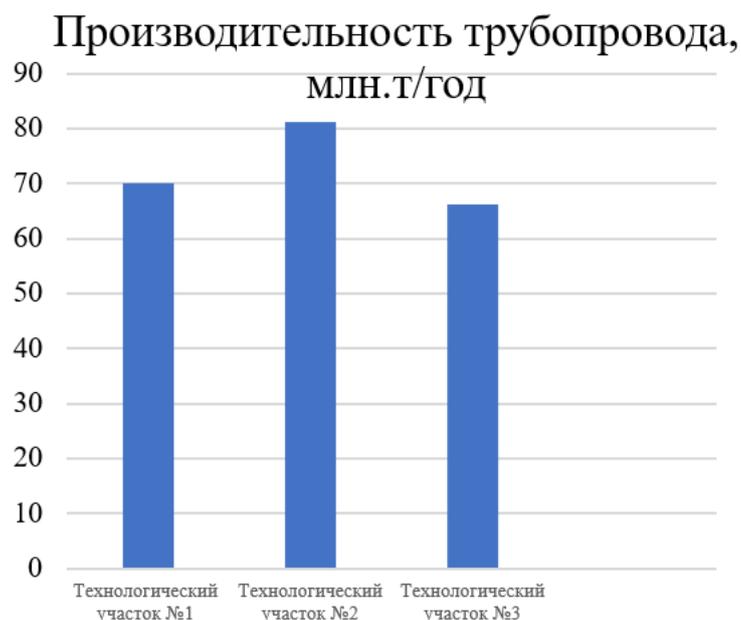


Рисунок 20 - Диаграмма производительности магистрального нефтепровода по участкам

3.5 Характеристика нефти

По участку магистрального нефтепровода транспортируется высоковязкая нефть с большим содержанием серы, солей, парафинов и других примесей. Изменения среднемесячных температур, вязкости и плотности приведено в таблице 4.

Таблица 4 - Среднемесячные температуры грунта, кинематическая вязкость и плотность нефти

Месяц	Среднемесячная температура грунта, К	Кинематическая вязкость, $\nu \cdot 10^{-4}, m^2/c$	Плотность ρ , кг/м ³
Январь	■	■	■
Февраль	■	■	■
Март	■	■	■

Продолжение таблицы 4

Месяц	Среднемесячная температура грунта, К	Кинематическая вязкость, $\nu \cdot 10^{-4}, m^2/c$	Плотность ρ , кг/м ³
Апрель	■	■	■
Май	■	■	■
Июнь	■	■	■
Июль	■	■	■
Август	■	■	■
Сентябрь	■	■	■
Октябрь	■	■	■
Ноябрь	■	■	■
Декабрь	■	■	■

Вывод по разделу: в данном разделе представлены основные параметры необходимые для гидравлического расчета модельного магистрального нефтепровода для повышения его гидравлической эффективности.

Исходя из проектных данных требуется разделить модельный МН на технологические участки по значению производительности трубопровода

При расчете режима перекачки требуется учесть реологические параметры перекачиваемого продукта. Требуется рассчитать число Рейнольдса для самого теплого и самого холодного периода года, когда значение кинематической вязкости наибольшее и наименьшее соответственно.

4. Расчетная часть

4.1 Технологический расчет трубопровода на прочность

Для принятия решения о безопасной эксплуатации трубопровода необходимо оценить возможные механические воздействия на его прочность и учесть запас надежности, заложенный на этапе проектирования

Цель расчета: рассчитать необходимую толщину стенки труб с диаметром, используемым на моделируемом нефтепроводе для обеспечения прочности трубопровода.

Методика расчета: согласно своду правил «Магистральные трубопроводы», СП 36.13330.2012 (Актуализированная редакция), СНиП 2.05.06-85* [1]

Исходные данные

Таблица 5 – Исходные данные для расчета трубопровода на прочность

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение параметра	Единицы измерения	Значение параметра	
				Исполнение 1	Исполнение 2
	Номинальный диаметр трубы	D_H	мм	■	■
2	Марка стали			■	■
3	Рабочее давление в трубопроводе	P	МПа	■	
4	Коэффициент надежности по нагрузке	n	-	■	
5	Нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений*	R_1^H	МПа	■	
6	Коэффициент надежности по материалу **	k_1	-	■	
7	Коэффициент надежности по ответственности трубопровода **	k_H	-	■	■
8	Коэффициент условий работы трубопровода**	m	-	■	
<p>Примечания</p> <p>* Нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр}$ согласно ТУ 14-3-1573-96 [13];</p> <p>** Значения коэффициентов определены согласно СП 36.13330.2012 [1].</p>					

					Организационно-техническое обеспечение оптимизации режимов транспорта нефти по нефтепроводам							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Попович С.А.			Расчетная часть			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Чухарева Н.В.							47	105		
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92				
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.										

Алгоритм расчета

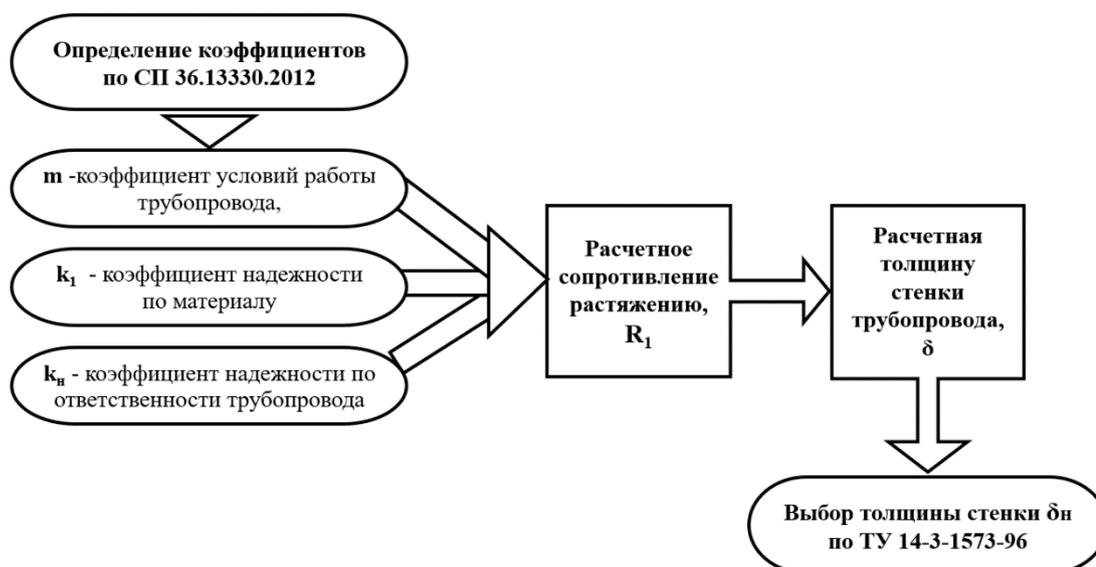


Рисунок 21 – Последовательный расчет трубопровода на прочность

Расчет

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , мм, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (15)$$

где n - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (табл. 14 [1]);

P , МПа - рабочее давление в трубопроводе;

D_n , мм — наружный диаметр трубы;

R_1 — расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n} \quad (16)$$

где, m - коэффициент условий работы трубопровода (табл. 1 [1]);

k_1 - коэффициент надежности по материалу (табл. 10 [1]);

k_n - коэффициент надежности по ответственности трубопровода (табл. 12 [1]);

R_1^H , МПа- нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных Соединений (принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр}$ [13])

Подставим значения в формулы (15-16):

					Расчетная часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Исполнение 1

$$R_1 = \blacksquare = \blacksquare \text{ МПа}$$

По найденным параметрам определяется расчетная толщина стенки трубопровода по формуле (15):

$$\delta = \blacksquare = \blacksquare$$

Исполнение 2

$$R_1 = \blacksquare = \blacksquare \text{ МПа}$$

По найденным параметрам определяется расчетная толщина стенки трубопровода по формуле (15):

$$\delta = \blacksquare = \blacksquare$$

Полученные расчетные значения толщины стенки трубы округляются до ближайшего большего значения δ_n , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями. При расчете толщины стенки трубы запас на коррозию не предусматривается [1].

Результаты расчета

Таблица 6 – результаты расчета толщин стенок труб

	D_n	δ	δ_n [13]
Исполнение 1	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
Исполнение 2	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare

Вывод по расчету: полученные расчетные значения толщин стенок труб δ соответствуют номинальным толщинам стенки δ_n по ТУ 14-3-1573-96 [13], следовательно прочность трубопровода обеспечивается с запасом надежности.

4.2 Расчет гидравлических потерь при существующей технологии транспортировки

Проектирование нефтепровода выполняется на основании проектного задания, в котором указываются:

- Начальный и конечный пункты трубопровода;
- Размещение промежуточных пунктов приема и сдачи нефти;
- Заданная годовая пропускная способность трубопровода в целом и по участкам его развития;
- Сведения о свойствах перекачиваемой нефти;
- Сроки ввода нефтепровода в эксплуатацию по очередям строительства.

На основе этих данных рассчитываются основные гидравлические параметры, выбирается насосное оборудование, производится расстановка перекачивающих станций и дальнейший расчет методов для повышения гидравлической эффективности.

Цель расчета: рассчитать гидравлический режим для каждого из технологических участков, выбрать насосное оборудование и определить количество насосных станций.

Методика расчета: согласно 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 [16].

Исходные данные

Таблица 7 – Исходные данные для расчета гидравлического режима трубопровода

Параметр	Обозначение	Единицы измерения	Значения		
			У1	У2	У3
Диаметр трубопровода наружный	D_n	мм	■		
Толщина стенки трубы ³	δ	мм	■		
Производительность	Q_T	млн.т/год	■	■	■
Расчетное число рабочих дней ¹	N_T	дней	■		
Длина участка	L	км	■	■	■
Разность отметок начала и конца участка	$\Delta z = z_2 - z_1$	м	■	■	■
Средняя плотность ²	ρ	т/м ³	■		
Давление первой насосной станции	P_n	кгс/см ²	■		
Динамическая вязкость	μ	1 кг/(м·с)	■		
Эквивалентная шероховатость ⁴	Δ	мм	■		

Примечания

¹Расчетное число рабочих дней для магистрального нефтепровода диаметром свыше 820 мм включительно и длиной свыше 500 км и менее 700 км согласно РД 39-30-139-79 [16];

²Средняя плотность рассчитана по данным таблицы 4 в пункте в 3.5;

³Толщина стенки определена расчетом на прочность в пункте 4.1;

⁴Значения эквивалентной шероховатости определены по [14] (таблица 16).

Алгоритм выполнения данной работы заключается в представлении сложного трубопровода состоящим из нескольких участков, различающихся по величине расходов.

Так как значение производительности по длине трубопровода не постоянно, было принято решение разделить МН на технологические участки:

- **Участок №1:** ■;

					Расчетная часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Участок №2: ██████████
- Участок №3: ██████████

Каждый участок рассчитывается отдельно как простой трубопровод. Общий перепад давления равен сумме потерь давления по участкам.

Алгоритм расчета



Рисунок 22 – Последовательность расчета гидравлического режима трубопровода по участкам

Расчет

Участок №1: ██████████

1. Внутренний диаметр, секундный расход и средняя скорость течения нефти в основной магистрали:

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = \text{██████████} = \text{██████} \text{ мм} = \text{██████} \text{ м} \quad (17)$$

где D – наружный диаметр трубопровода, м;

δ – толщина стенки, м.

Секундный расход нефти:

$$Q_c = \frac{Q_r}{N_r \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600} = \text{██████████} = \text{██████} \text{ м}^3/\text{с} \quad (18)$$

где Q_r – годовая производительность трубопровода, млн.т/год;

N_r – расчетное число рабочих дней;

ρ – средняя плотность, т/м³.

Средняя скорость течения нефти по трубопроводу при данном расходе:

$$\omega = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare \text{ м/с} \quad (19)$$

2. Проверка режима течения

Минимальное значение числа Рейнольдса при максимальной кинематической вязкости $0,93 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ (таблица 4):

$$Re_{\min} = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot \nu \cdot d} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare \quad (20)$$

где ν - кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{с}$.

Максимальное значение числа Рейнольдса при минимальной кинематической вязкости $0,28 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ (таблица 4):

$$Re_{\max} = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot \nu \cdot d} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare \quad (21)$$

Эквивалентная шероховатость новых труб $\Delta = 0,05 \text{ мм}$ (табл. 16 [14]).

Тогда относительная шероховатость:

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{d} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare \quad (22)$$

где Δ - эквивалентная шероховатость, мм.

Для установления режима течения найдем Re_I и Re_{II} :

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare \quad (23)$$

$$Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare \quad (24)$$

где Δ - относительная шероховатость.

Так как выполняются условия $Re_{\min} < Re_I$, $Re_{\max} < Re_I$, в течение всего года в трубопроводе будет турбулентный режим течения в зоне Блазиуса, т.е. $m = 0,25$ и $\beta = 0,0246 \text{ с}^2/\text{м}$.

3. Коэффициент гидравлического сопротивления для самого холодного времени года:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re_{\min}}} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare \quad (25)$$

4. Гидравлический уклон находим по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2g} = \frac{\blacksquare}{\blacksquare} = \blacksquare \quad (26)$$

Выбор насосного оборудования

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

5. Расчет полных потерь напора

Потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_{\text{тр}} = i \cdot L = \text{■■■■} = \text{■■■■} \text{ м} \quad (27)$$

Потери напора в местных сопротивлениях принимаем равными 2% от потерь на трение:

$$h_{\text{мс}} = 0,02 \cdot h_{\text{тр}} = \text{■■■■} \text{ м} \quad (28)$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{\text{тр}} + h_{\text{мс}} + \Delta z = \text{■■■■} = \text{■■■■} \text{ м} \quad (29)$$

где Δ - разность конца участка, м.

По пропускной способности для всех участков выбираем насос ■■■■ с номинальной подачей ■■■■ м³/с и развиваемым напором ■■■■ м. К установке принимаем четыре последовательно соединенных насоса (в том числе резервный).

В качестве подпорных используем насосы ■■■■ (номинальная подача ■■■■ м³/с, напор ■■■■ м). Характеристики и количество нефтеперекачивающих агрегатов представлены в таблице 8.

Таблица 8- Характеристика и количество выбранных нефтеперекачивающих агрегатов

Характеристики ■■■■		
Параметр	Единицы измерения	Значение
Развиваемый напор	м	■■■■
Номинальная подача	м ³ /с	■■■■
Кавитационный запас	м	■■■■
К.П.Д.	%	■■■■
Количество основных	шт	■■■■
Количество резервных	шт	■■■■
Соединение	Последовательное	
Характеристики НМП ■■■■		
Развиваемый напор	м	■■■■
Номинальная подача	м ³ /с	■■■■
Кавитационный запас	м	■■■■
К.П.Д.	%	■■■■
Количество основных	шт	■■■■
Количество резервных	шт	■■■■
Соединение:	Параллельное	
Давление насыщения	Мпа	■■■■

6. Расстановка насосных станций

Напор, развиваемый одной насосной станцией вычисляется как сумма напоров основных насосов (таблица 6) :

$$H_{cm} = \dots = \dots \text{ м} \quad (30)$$

Необходимое число насосных станций:

$$n = \frac{H}{H_{cm}} = \dots = \dots \quad (31)$$

Округляем число станций в большую сторону $n_1 = 2$.

7. Давления в конце участка

Потеря давления на участке с учетом разности геодезических отметок начала и конца трубопровода

$$\Delta P = H \cdot \rho + \Delta z \cdot \rho \cdot g = \dots = \dots \text{ Кпа} = \dots \text{ кгс/см}^2 \quad (32)$$

Давление в конце участка:

$$P_2 = P_1 - \Delta P = \dots = \dots \text{ кгс/см}^2 \quad (33)$$

Остальные участки трубопровода рассчитываются аналогично с учетом изменения расхода и потерь давления по длине трубопровода.

Результаты расчета

Таблица 9 – результаты расчета гидравлического режима трубопровода для каждого технологического участка

Параметры	Обозначение	Единицы измерения	У1	У2	У3
Внутренний диаметр трубопровода	d	м	...		
Секундный расход	Qс	м ³ /с
Средняя скорость течения нефти по трубопроводу	ω	м/с
Числа Рейнольдса	Re _{min}	-
	Re _{max}	-
Коэффициент гидравлического сопротивления	λ	-
Гидравлический уклон	i	
Потеря напора на трение	h _{тр}	м
Потеря напора на мест.сопр.	h _{м.с.}	м
Полные потери напора на участке	H	м

Продолжение таблицы 9

Параметры	Обозначение	Единицы измерения	У1	У2	У3
Давление в конце участка	P_n	кгс/см ²	■	■	■
Напор насосной станции	$H_{ст}$	м	■		
Расчетное число насосных станций	n	шт	■	■	■

Выводы по расчету

В результате проведенных расчетов рекомендованы следующие методы повышения гидравлической эффективности: Для полученных параметров гидравлического режима разработаны следующие рекомендации по оптимизации перекачки на каждом участке :

1. Для участка №1 (■) требуется провести замену 1 из 2 насосных станций лупингом или вставкой большего диаметра.
2. Для участка №2 (■) требуется провести замену 3 из 6 насосных станций лупингами или вставкой большего диаметра. Также рассмотреть использование противотурбулентной присадки как на участке наибольшей производительности и протяженности.
3. Для участка №3 (■) дополнительные мероприятия по повышению гидравлической эффективности не требуются, так как напора насосной станции в начале участка достаточно для перекачки по всему участку,

4.3 Расчет гидравлических потерь при применении лупинга и вставки большего диаметра

Увеличение пропускной способности на участке трубопровода возможно за счет строительства лупинга или врезки вставки большего диаметра. Для выбора наиболее эффективного метода необходимо определить гидравлического уклон для каждого способа повышения гидравлической эффективности: лучшим будет тот вариант, где i - минимально.

Цель расчета: нахождение гидравлического уклона при использовании лупинга и вставки большего диаметра, а также их длину для каждого из технологических участков.

Методика расчета: Методика гидравлического расчета представлена в учебном пособии [8] и заключается в нахождении параметров гидравлического сопротивления трубопровода при использовании лупингов и вставок большего диаметра, а также необходимой длины.

Исходные данные

Таблица 10 – Исходные данные для расчета трубопровода с лупингами и вставками большего диаметра

Параметры	Обозначение	Единицы измерения	У1	У2
Внутренний диаметр основного трубопровода	d	м	■	■
Длина участка	L	км	■	■
Внутренний диаметр лупинга D_N1020	$d_{л1}$	м	■	■
Внутренний диаметр лупинга D_N1220	$d_{л2}$	м	■	■
Внутренний диаметр вставки D_N1220	d_v	м	■	■
Секундный расход основного трубопровода	Q_c	м ³ /с	■	■
Средняя скорость течения нефти по трубопроводу	ω	м/с	■	■
Гидравлический режим основной нитки трубопровода			Турбулентный, зона Блазиуса	
			$m = 0,25; \beta = \frac{0,241}{g};$	
Динамическая вязкость ¹	ν	10 ⁻⁴ , м ² /с	■	■
Относительная шероховатость	ε	10 ⁻⁵	■	■
Гидравлический уклон Основной магистрали	i	-	■	■
Коэффициент гидравлического сопротивления основной нитки	λ	-	■	■
Динамическая вязкость ¹	ν	10 ⁻⁴ , м ² /с	■	■
Напор насосной станции	$H_{ст}$	м	■	■
Расчетное число насосных станций	n	шт	■	■
Рекомендуемое число насосных станций при использовании лупингов	n_2	шт	■	■
¹ Для расчета приняты максимальное значение динамической вязкости (таблица 4)				

Алгоритм расчета

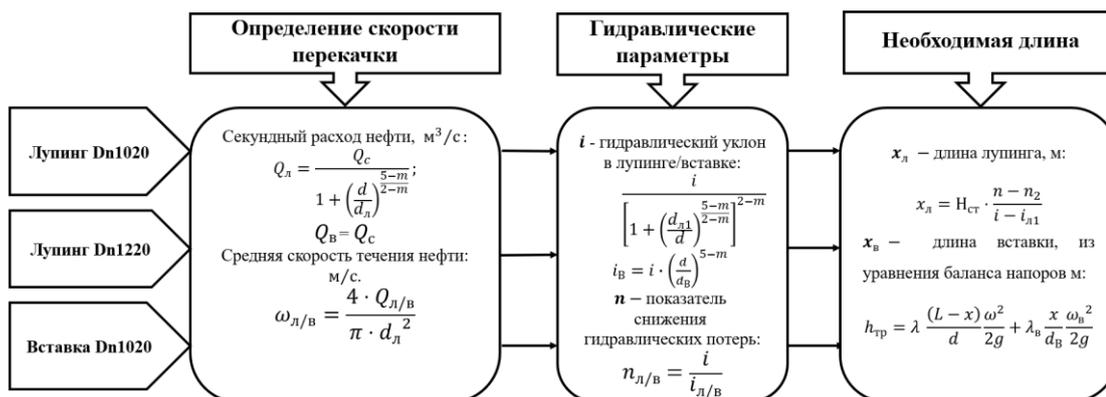


Рисунок 23 – Последовательность расчета длины и гидравлического уклона лупинга и вставки большего диаметра

Участок №1

Расчет трубопровода с лупингом

Расчет проводится для случая, когда $d = d_{л1}$ и $d < d_{л2}$.

1. Секундный расход через лупинги $d_{л1}$ и $d_{л2}$ мм

$$Q_{л1} = \frac{Q_c}{1 + \left(\frac{d}{d_{л1}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}} = \dots = \dots \text{ м}^3/\text{с} \quad (34)$$

$$Q_{л2} = \frac{Q_c}{1 + \left(\frac{d}{d_{л2}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}} = \dots = \dots \text{ м}^3/\text{с}$$

где d – внутренний диаметр основной нитки, м;

$d_{л1}, d_{л2}$ - внутренние диаметры лупингов, м;

Q_c - Секундный расход нефти в основном трубопроводе, м³/с;

m , — коэффициент, зависящий от режима течения.

2. Скорость в каждом из лупингов:

$$\omega_{л1} = \frac{4 \cdot Q_{л1}}{\pi \cdot d_{л1}^2} = \dots = \dots \text{ м/с} \quad (35)$$

$$\omega_{л2} = \frac{4 \cdot Q_{л2}}{\pi \cdot d_{л2}^2} = \dots = \dots \text{ м/с}$$

3. Число Рейнольдса для лупингов:

$$Re_{л1} = \frac{\omega_{л1} \cdot d_{л1}}{\nu} = \dots = \dots \quad (36)$$

$$Re_{л2} = \frac{\omega_{л2} \cdot d_{л2}}{\nu} = \dots = \dots$$

где ν - кинематическая вязкость, м²/с.

Для установления режима течения найдем Re_I и Re_{II} :

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon} = \blacksquare = \blacksquare \quad (37)$$

$$Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon} = \blacksquare = \blacksquare \quad (38)$$

где ε - относительная шероховатость.

Так как выполняются условия $Re < Re_I$, для обоих диаметров лупингов, будет наблюдаться турбулентный режим течения в зоне Блазиуса, как и в основной магистрали т.е. $m = 0,25$ и $\beta = 0,0246 \text{ c}^2/\text{м}$.

4. Гидравлический уклон в лупингах:

Режим движения в основном трубопроводе и в лупинге одинаковый, тогда гидравлический уклон лупингов:

$$i_{л1} = \frac{i}{\left[1 + \left(\frac{d_{л1}}{d}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}} = \blacksquare = \blacksquare \quad (39)$$

$$i_{л2} = \frac{i}{\left[1 + \left(\frac{d_{л2}}{d}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}} = \blacksquare = \blacksquare$$

где i - гидравлический уклон основной магистрали.

5. Найдем отношение гидравлических уклонов с использованием лупингов и без как показатель снижения гидравлических потерь:

$$n_{л1} = \frac{i}{i_{л1}} = \blacksquare = \blacksquare \quad (40)$$

$$n_{л2} = \frac{i}{i_{л2}} = \blacksquare = \blacksquare$$

6. Необходимая длина лупинга при рассчитанном количестве насосных станций:

$$x_{л1} = H_{ст} \cdot \frac{n - n_2}{i - i_{л1}} = \blacksquare = \blacksquare \text{ м} = \blacksquare \text{ км} \quad (41)$$

$$x_{л1} = H_{ст} \cdot \frac{n - n_2}{i - i_{л1}} = \blacksquare = \blacksquare \text{ м} = \blacksquare \text{ км}$$

где $H_{ст}$ - внутренние диаметр основной нитки, м;

n - расчетное число насосных станций, шт;

n_2 - рекомендуемое число насосных станций при использовании лупингов, шт.

8. Обозначим длину вставки – x , длину первого участка, тогда $(L - x)$ – длина участка без вставки. Составим уравнение баланса:

$$\lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2g} = \lambda \cdot \frac{(L - x)}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2g} + \lambda_B \cdot \frac{x}{d_B} \cdot \frac{\omega_B^2}{2g} \quad (47)$$

где L – длина основного трубопровода, м;

ω – скорость течения в трубопроводе без вставки.

Подставим имеющийся значения в уравнение (15) и решим относительно x :

$$\dots \quad (48)$$

Результаты расчета

Таблица 11 – результаты расчета гидравлического режима трубопровода для каждого технологического участка

Метод повышения эффективности	$n_n = \frac{i}{i_n}$	Гидравлический уклон		Длина, км	
		У1	У2	У1	У2
Использование лупинга 1020	■	■	■	■	■
Использование лупинга 1220	■	■	■	■	■
Использование вставки 1220	■	■	■	■	■

Вывод по расчету: применение лупинга диаметром ■ мм является наиболее эффективным методом снижения гидравлических потерь из рассмотренных по отношению гидравлического уклона до применения лупинга и после ($n_{л2} = \dots$). Также в сравнении с использованием лупинга диаметром ■ мм преимуществом применения лупинга большего диаметра является меньшая протяженность, что понижает металлоёмкость строительства лупинга как основного показателя экономической эффективности производства металлоконструкций.

Использование вставки не рекомендуется из-за наибольшей протяженности и наименьшего показателя снижения гидравлических потерь ($n_n = \dots$).

4.4 Расчет концентрации противотурбулентной присадки

На магистральных нефтепроводах использование противотурбулентных присадок возможно для увеличения производительности магистрального нефтепровода в качестве

альтернативы строительству дополнительных насосных станций, лупингов или вставок. Рассмотрим применение ПТП на самом из технологических участков проектируемого трубопровода.

Цель расчета: нахождение необходимой концентрации противотурбулентной присадки для участка с повышенным расходом (**Участок №2** [REDACTED])

Методика расчета: Методика гидравлического расчета представлена в учебном пособии [18] и заключается в нахождении необходимой эффективности ПТП при заданном повышении производительности

Исходные данные

Таблица 12 – Исходные данные для расчета трубопровода с лупингами и вставками большего диаметра

Параметры	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Коэффициент гидравлического сопротивления основной нитки	λ	-	[REDACTED]
Секундный расход нефти до применения противотурбулентной присадки	Q	м ³ /с	[REDACTED]
Секундный расход нефти после применения ПТП	Q ₁	м ³ /с	[REDACTED]

Алгоритм расчета

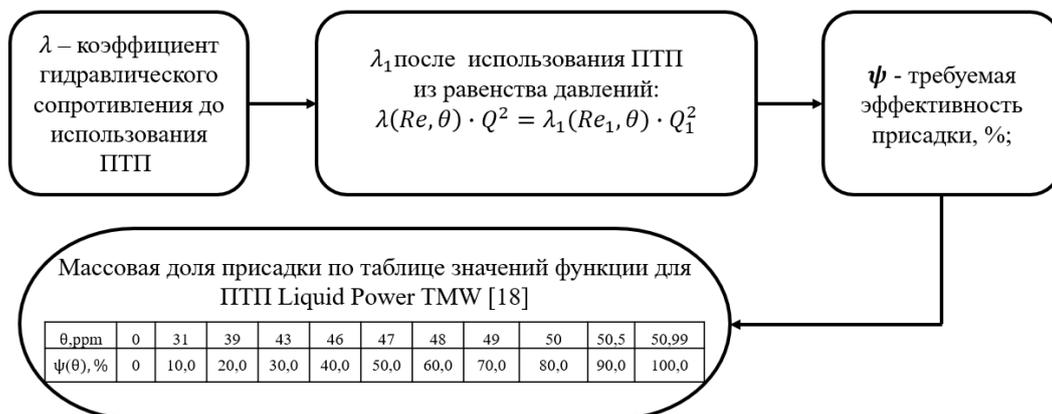


Рисунок 24 – Последовательность расчета концентрации противотурбулентной присадки

1. Коэффициент гидравлического сопротивления до использования ПТП в самый холодный месяц года при расходе [REDACTED] млн.т/год:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = [REDACTED] = [REDACTED] \quad (49)$$

2. Вследствие неизменности ресурса давлений должно выполняться равенство:

$$\lambda(Re, \theta) \cdot Q^2 = \lambda_1(Re_1, \theta) \cdot Q_1^2 \quad (50)$$

где λ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления при требуемой производительности;

Re_1 - число Рейнольдса при требуемой производительности;

Q_1 - требуемая производительность нефтепровода, м³/с;

3. Коэффициент гидравлического сопротивления до использования ПТП в самый холодный месяц года при расходе [] млн.т/год:

$$\lambda_1 = \lambda \cdot \left(\frac{Q}{Q_1}\right)^2 = [] = [] \quad (51)$$

4. Требуемая эффективность присадки:

$$\psi = \frac{\lambda - \lambda_1}{\lambda} \cdot 100 \% = [] = [] \% \quad (52)$$

5. По таблице 12 определим массовую долю присадки, требуемую для обеспечения полученной эффективности:

Таблица 13 - значения функции $\psi(\theta)$ для ПТП Liquid Power TMW [18]

θ, ppm	[]	[]	[]	[]	[]	[]	[]	[]	[]	[]	[]
$\psi(\theta), \%$	[]	[]	[]	[]	[]	[]	[]	[]	[]	[]	[]

Результаты расчета

При необходимости повышения производительности магистрального нефтепровода на [] млн.т/год массовая доля присадки ПТП Liquid Power TMW составит [] .

Вывод по расчету

Применение противоурбулентной присадки эффективно в случае возможности проведения испытаний на конкретном трубопроводе для наиболее точного определения концентрации при нужной эффективности присадки. Также использование присадки может быть обосновано при необходимости краткосрочного увеличения пропускной способности, когда строительство лупингов, вставок большего диаметра и дополнительных насосных станций нецелесообразно.

4.5 Выбор оптимальной технологии оптимизации гидравлического режима магистрального нефтепровода

В результате расчета режима магистрального нефтепровода по участкам:

- Выбрано насосное оборудование, необходимое для обеспечения необходимого напора насосных станций
- Определено необходимое количество насосных станций на каждом из участков с учетом

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

изменения производительности магистрального нефтепровода.

- Проведен расчет снижения гидравлических потерь и необходимой длины дупингов [REDACTED], [REDACTED] и вставки большего диаметра. Оптимальным по длине и показателю снижения гидравлических потерь оказался лупинг [REDACTED].
- Рассчитана необходимая концентрация противотурбулентной присадки для участка с наибольшей производительностью и протяженностью.
- Проведена расстановка насосных станций и лупингов и построен график гидравлического уклона расчетного режима (рисунок 25)

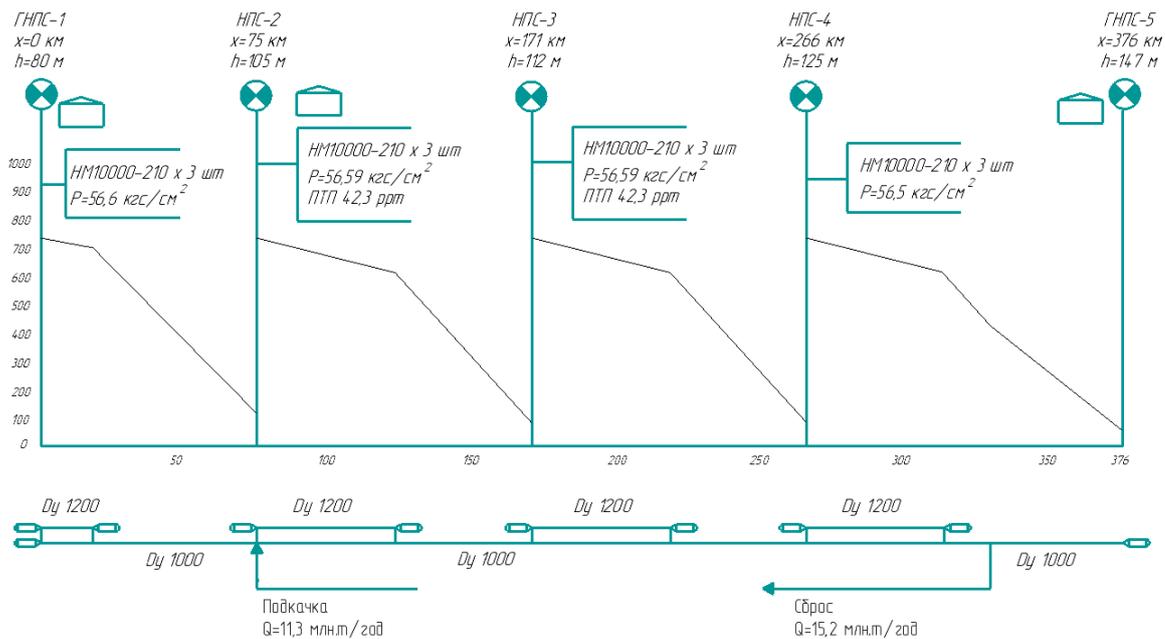


Рисунок 25 – Результат моделирования расчетного режима работы модельного нефтепровода

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Трубопроводный транспорт - вид производственной деятельности, направленной на доставку продукции к месту назначения по трубопроводам. Для транспортировки жидких и газообразных углеводородов этот вид транспорта является наиболее целесообразным, он занимает первое место по грузообороту и третье по объему перевозок.

На сегодняшний день большое внимание уделяется вопросам, связанным с повышением энергоэффективности и энергосбережения при транспортировке нефти и нефтепродуктов. Можно отметить, что актуальной тематикой большей части исследований является анализ эффективности использования существующих энергосберегающих технологий, а также разработка и внедрение новых, более современных. Это можно связать с тем, что использование энергетических ресурсов с каждым годом увеличивается, цена на них также непрерывно растет, поэтому закономерно повышается себестоимость продукции. Одним из способов, который способен решить сложившуюся ситуацию – проведение модернизации производственных процессов с использованием энергосберегающих технологий.

Способом решения данной проблемы в сфере трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов является разработка проекта по повышению гидравлической эффективности и увеличению пропускной способности магистрального нефтепровода, это является выгодным проектом с экономической точки зрения.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- Планирование научно-исследовательских работ;
- Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой,

					Организационно-техническое обеспечение оптимизации режимов транспорта нефти по нефтепроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Попович С.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					64	105
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

С необходимостью увеличения пропускной способности магистральных нефтепроводов приходится встречаться при проектировании, сооружении и эксплуатации нефтепроводов. Также открытие новых и истощение существующих месторождений, строительство новых нефтеперерабатывающих заводов предопределяет задачу увеличения пропускной способности в целом всего действующего магистрального нефтепровода или отдельных участков трубопроводной системы.

В связи с этим, технические решения, приведенные в проекте, могут заинтересовать большое количество компаний проектирующих и обслуживающих магистральные трубопроводы.

Сегментировать рынок можно по типу перекачиваемого продукта и метода повышения гидравлической эффективности, подходящего реализации по повышению гидравлической эффективности перекачки. (таблица 13).

Таблица 13 - Карта сегментирования рынка

		Метод повышения гидравлической эффективности				
		Высокомощное перекачивающее оборудование с топливной	Высокомощное перекачивающее оборудование с топливной	Строительство лупингов	Строительство вставок	Использование противотурбулентных присадок
Тип продукта	Газ	[шaded]				
	Нефть	[шaded]				
	Нефтепродукты	[шaded]				
[шaded] ПАО «Газпром»				[шaded] ПАО «Транснефть»		

Ввиду актуальности проблемы оптимизации трубопроводного транспорта жидких и газообразных углеводородов, исследования направленные в этой области будут

востребованы. По карте сегментирования рынка видно какие компании будут заинтересованы в конкретном методе повышения гидравлической эффективности.

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Оценка сравнительной эффективности научной разработки и определение направлений для ее будущего повышения возможны благодаря анализу конкурентных технических решений с учетом ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Показатели оцениваются по пятибальной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей в сумме составляют 1. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений представлена в таблице 14.

Наиболее целесообразно сравнивать повышение гидравлической эффективности перекачки нефти по трубопроводам с применением противотурбулентных присадок (К1) со строительством лупингов (К2) и повышением давления на НПС (К3) из-за их потому как данный вид оптимизации перекачки (К1) не требует капитальных затрат при проектировании и строительстве новых объектов системы трубопроводного транспорта нефти.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i B_i, \quad (53)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 14 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		$B_{к1}$	$B_{к2}$	$B_{к3}$	$K_{к1}$	$K_{к2}$	$K_{к3}$
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности труда пользователя	0,18	4	2	3	0,72	0,36	0,52
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,14	5	3	4	0,70	0,42	0,56
Энергоэкономичность	0,07	4	4	2	0,28	0,28	0,14
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,09	5	3	3	0,45	0,24	0,24

Продолжение таблицы 14

Уровень проникновения на рынок	0,06	3	5	5	0,18	0,30	0,30
Цена	0,07	5	3	4	0,35	0,21	0,28
Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
Финансирование научной разработки	0,04	4	4	5	0,16	0,16	0,20
Срок выхода на рынок	0,03	5	3	3	0,15	0,12	0,12
Финансирование научной разработки	0,05	4	3	5	0,20	0,15	0,25
Итого	1	58	47	51	4,46	3,38	3,75

Таким образом, конкурентоспособность разработки составила 4,46, в то время как двух других аналогов 3,38 и 3,75 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как удобство в эксплуатации, надежность, цена, предполагаемый срок эксплуатации.

5.1.3 SWOT-анализ

Для получения четкой картины инженерного проекта перед организацией или менеджером проекта используется SWOT-анализ. Он включает в себя комплексный анализ и лучшую возможную информацию и данные, которые позволяют понимать внешние силы, тенденции и подводные камни, в условиях которых можно реализовать научно-исследовательский проект.

На первом этапе проводится анализ сильных и слабых сторон проекта, а также возможностей и угроз для его реализации, которые могут возникнуть во внешней среде. Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Результаты SWOT-анализа исследования

Сильные стороны проекта:	Возможности во внешней среде
С1. Развернутый анализ технологий по увеличению пропускной способности магистрального нефтепровода	В1. Использование инновационной структуры ТПУ
С2. Разнообразие технологических решений по	В2. Сотрудничество с заинтересованными компаниям

Продолжение таблицы 15

увеличению пропускной способности МН. С3. Трубопроводный транспорт является основным способом поставки нефти и нефтепродуктов потребителям. С4. Применяемые методики соответствуют требованиям нормативных документов. С5. Возможность применения результатов исследования для сокращения капитальных затрат при строительстве и реконструкции трубопроводов	В3. Повышение уровня вовлеченности со стороны государства В4. Возможность применение технологии на большом количестве объектов
Слабые стороны проекта:	Угрозы внешней среды
Сл1. Большие капиталовложения при реализации проекта Сл2. Высокая стоимость испытаний эффективности ПТП. Сл3. Проблема импортозамещения оборудования и ПТП Сл4. Недостаточное количество современных источников	У1. Возможность отсутствия эффективности ПТП У2. Изменение плана поставок в связи с геополитической ситуацией. У3. Изменение нормативно-правовой базы У4. Высокая стоимость ПТП У5. Возможны проблемы при внедрении технологии на действующих МН.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT (таблицы 16-17).

Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 16 – Интерактивная матрица сильных и слабых сторон и возможностей

	Сильные стороны					Слабые стороны				
		С1	С2	С3	С4	С5	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности проекта	В1	+	+	-	+	+	-	+	-	+
	В2	+	+	+	+	+	+	+	+	-
	В3	0	+	+	+	+	-	-	+	-
	В4	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Таблица 17 - Интерактивная матрица сильных сторон и слабых сторон и угроз

	Сильные стороны					Слабые стороны				
		C1	C2	C3	C4	C5	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Угрозы проекта	У1	+	+	-	-	+	+	+	+	0
	У2	-	+	+	-	+	-	-	+	-
	У3	+	+	-	+	0	-	-	-	0
	У4	0	+	-	-	+	+	+	+	-
	У5	+	+	-	+	+	0	+	0	0

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, представленная в Таблице 18.

Результатам анализа внешней и внутренней среды проекта будут учитываться при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

Таблица 18 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Развернутый анализа технологий по увеличению пропускной способности магистрального нефтепровода С2. Разнообразные технологические решения по увеличению пропускной способности МН. С3. Трубопроводный транспорт является основным способом поставки нефти и нефтепродуктов потребителям. С4. Применяемые методики соответствуют требованиям нормативных документов. С5. Возможность применения результатов исследования для сокращения капитальных затрат при строительстве и реконструкции трубопроводов.</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Большие капиталовложения при реализации проекта Сл2. Высокая стоимость испытаний эффективности ПТП. Сл3. Проблема импортозамещения оборудования Сл4. Недостаточное количество современных источников</p>
--	--	---

Продолжение таблицы 18

<p>Возможности: В1. Использование инновационной структуры ТПУ В2. Сотрудничество с заинтересованными компаниями В3. Повышение уровня вовлеченности со стороны государства В4. Возможность применение технологии на большем количестве объектов</p>	<p>1. Использование научной базы ТПУ с целью повышения ресурсоэффективности проекта и увеличения экономической выгоды 2. Учет пожеланий заказчиков при соблюдении требований нормативных документов 3. Расширение кадрового состава</p>	<p>1. Применение опыта работы компаний-партнеров 2. Повышение уровня сотрудничества с компаниями другого профиля 3. Отбор высококвалифицированных специалистов</p>
<p>Угрозы: У1. Возможность отсутствия эффективности ПТП У2. Изменение плана поставок в связи с геополитической ситуацией. У3. Изменение нормативно-правовой базы У4. Высокая стоимость ПТП У5. Возможны проблемы при внедрении технологии на действующих МН.</p>	<p>1. Постоянное отслеживание изменений в законодательстве 2. Повышенная надежность используемого оборудования 3. Постоянное отслеживание появления новых научных разработок по теме исследования</p>	<p>Создание универсального алгоритма подбора технологического оборудования 2. Переквалификация сотрудников предприятия 3. Развитие исследования для возможности применения новых технических решений</p>

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 19

Таблица 19 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр
	2	Постановка цели и задач исследования	Руководитель, бакалавр
	3	Литературный обзор	Бакалавр
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель

Продолжение таблицы 19

Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Бакалавр
	6	Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр

5.2.2 Определение трудоемкости выполняемых работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Расчет трудоемкости выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоёмкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{minі} + 2t_{maxі}}{5} \quad (54)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

$t_{minі}$ – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;

$t_{maxі}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} \quad (55)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (56)$$

где: T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дней;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} \quad (57)$$

где: $T_{кал}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22 \quad (58)$$

Временные показатели проведения научного исследования представлены в Таблице 20

На основе таблицы временных показателей проведения научного исследования был построен календарный план-график проведения НИОКР по теме (Таблица 21). Для удобства месяца в диаграмме были разбиты на декады (10 дней).

На основе таблицы 20 составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Таблица 20 - Временные показатели проведения научного исследования.

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , человек а дни	t_{max} , человек а дни	$t_{ожи}$, человек а дни			
Календарное планирование работ по теме	4	8	5,6	Руководитель, бакалавр	3	4
Постановка цели и задач исследования	4	8	5,6	Руководитель, бакалавр	3	4
Литературный обзор	13	19	15,4	Бакалавр	15	23
Составление и утверждение технического задания	8	13	10	Руководитель	10	15
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	10	15	12	Бакалавр	12	18
Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	18	24	20,4	Бакалавр	20	30
Оценка результатов исследования	6	9	7,2	Руководитель, Бакалавр	4	5
Составление пояснительной записки	10	15	12	Руководитель, Бакалавр	6	9

Таблица 21 - Календарный план-график проведения НИОКР.

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ													
				Фев.			Март			Апрель			Май				
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр	4	■													
2	Постановка цели и задач исследования	Руководитель, бакалавр	4	■													
3	Литературный обзор	Бакалавр	23		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	15				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Бакалавр	18					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
6	Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	Бакалавр	30							■	■	■	■	■	■	■	■
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр	5													■	■
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр	9													■	■

■ - Руководитель

■ - Бакалавр

5.3 Бюджет научно–технической разработки

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- Материальные затраты НТИ;
- Основная заработная плата исполнителей темы;
- Дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- Накладные расходы НИР.

5.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат НТР включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта (таблица 22).

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i} \quad (59)$$

где k_M – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

C_i – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{\text{расх } i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, m^2 и т.д.).

Таблица 22 - Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, Z^M , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Программы Microsoft Office	шт.	3	3	3	1500	1500	1500	4500	4500	4500
Бумага для принтера	шт.	350	280	300	0,5	0,5	0,5	175	140	150
Электроэнергия	кВт/ч	200	230	270	4,5	4,5	4,5	900	1035	1215
Итого:								5575	5675	5865

5.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

В этот раздел включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене (таблица 23).

Таблица 23 – Расчет затрат на оборудование

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З ^м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Компьютер	шт.	1	1	1	26000	32000	34000	26000	32000	34000
Принтер	шт.	1	1	1	5000	5500	5500	5000	5500	5500
Итого:								31000	37500	39500

5.3.3 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления (таблица 24).

Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (60)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (61)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 рабочих дней $M=11,2$ месяцев, 5 – дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (k_p + k_{\text{пр}} + k_d) + Z_{\text{тс}}$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент ($k_{\text{пр}} = 0,3$, т. е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

k_d - коэффициент доплат и надбавок ($k_d = 0,2$, т. е. 20% от $Z_{тс}$);

k_p - районный коэффициент (для Томска $k_p = 0,3$, т. е. 30%).

Таблица 24 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$, %	k_d , %	k_p , %	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Научный руководитель	38000	30	20	30	68400	8512	9,25	78736
Студент	1400	30	20	30	2520	313,6	27,5	8624
Итого, $Z_{осн}$:								87736

5.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (таблица 25).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (62)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Таблица 25 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{доп}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Научный руководитель	0,15	78736	11810
Студент	0,15	8624	1294
Итого:			13104

5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (63)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды ($k_{внеб} = 0,3$).

Отчисления во внебюджетные фонды представим в таблице 26

Таблица 26 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	78736	11810
Студент	8624	1294
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого:	30139	

5.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в предыдущих пунктах.

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (64)$$

где $k_{\text{нр}}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным $k_{\text{нр}} = 16\%$.

$$Z_{\text{накл1}} = (5575 + 31000 + 87736 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 26809 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл2}} = (5675 + 37500 + 87736 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 27849 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл3}} = (5865 + 39500 + 87736 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 28169 \text{ руб.}$$

5.3.7 Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Заключительный анализ технического решения представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Итоговые затраты на демонтаж СМП.

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НТИ	5575	5675	5865	Пункт 3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	31000	37500	39500	Пункт 3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	87736			Пункт 3.3

Продолжение таблицы 27

4. Затраты по дополнительно заработной плате исполнителей темы	13104			Пункт 3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	30139			Пункт 3.5
6. Накладные расходы	26809	27849	28169	16% от суммы ст.1-5
7. Бюджет затрат НТИ	194363	202003	204513	Сумма ст. 1-6

Таким образом, общий бюджет затрат НТИ составил 204513 руб.

5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ

Определение эффективности происходит на основе сравнения значений интегральных финансовых показателей, интегральных показателей ресурсоэффективности и интегрального показателя эффективности разработки, которые получают в ходе оценки бюджета затрат и сравнительной оценки характеристик двух (и более) вариантов разработок.

Ранее было отмечено (раздел 4.3), что техническое решение является уникальным в своем роде и других разработок по данной проблеме нет. В связи с чем проведение сравнительной оценки значений интегральных финансовых показателей, интегральных показателей ресурсоэффективности и интегрального показателя эффективности разработки не представляется возможным.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают входе оценки бюджета затрат вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (65)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{194363}{204513} = 0,95$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{финр}^{исп2} = \frac{202003}{204513} = 0,99$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{финр}^{исп3} = \frac{204513}{204513} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки (таблица 28).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (66)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 28 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Способствует росту производительности	0,1	5	4	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	4	4
3. Помехоустойчивость	0,15	5	3	3
4. Энергосбережение	0,20	4	3	2
5. Надежность	0,25	5	4	2
6. Материалоемкость	0,15	5	3	4
Итого	1	4,8	3,5	3,05

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп1}} = \frac{I_{\text{р-исп1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{4,8}{0,95} = 5,05; \quad (67)$$

$$I_{\text{исп2}} = \frac{I_{\text{р-исп2}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{3,5}{0,99} = 3,54;$$

$$I_{\text{исп3}} = \frac{I_{\text{р-исп1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{3,05}{1} = 3,05$$

Из расчетов видно, что наиболее целесообразный вариант проекта разработки НТИ произведен во втором исполнении (таблица 29)

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{срi}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{срi}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}} \quad (68)$$

Таблица 29 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,95	0,99	1,00
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	3,5	3,05
3	Интегральный показатель эффективности	5,05	3,54	3,05
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,43	1,16	0,60

Как видно из таблицы 30, первый вариант исполнения научно-исследовательского проекта выгоднее остальных двух как с финансовой стороны, так и со стороны ресурсоэффективности.

Вывод по разделу

Работа над данным разделом позволила выявить наиболее конкурентоспособный материал, оценить его сильные и слабые стороны и подвести общий итог по исследуемым материалам. Согласно проведенным исследованиям, бюджет включает в себя учет всех ранее рассчитанных необходимых затрат, для проведения научных исследований. Согласно данным из таблицы 28 бюджетный фонд, сформированный для проведения научно-исследовательской работы, составил 204513 руб.

6. Социальная ответственность

Трубопроводному транспорту углеводородов (нефти, нефтепродуктов, природного и сжиженного газа) уделяется большое внимание, так как данный вид транспортировки является наиболее безопасным, выгодным и эффективным при транспортировке на дальние расстояния.

Обеспечение стабильного функционирования, надежности и безопасности магистральных нефтепроводов входит в ряд первоочередных задач при их строительстве и эксплуатации. В связи с этим на данных производствах необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда по РД 13.100.00-КТН-225-06 [56], главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих [56].

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При выполнении комплекса работ по прокладке нефтепровода необходимо использовать современные средства техники безопасности и соблюдать правила охраны труда [56]. Работающих необходимо обеспечить санитарно-гигиеническими и безопасными условиями труда с целью устранения производственного травматизма и профессиональных заболеваний. В зависимости от выполняемых работ рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и защитными средствами [31].

Для выполнения работ допускается только аттестованный персонал, имеющие удостоверения аттестации и допуск к данным видам работам. Обучение персонала производится: в соответствии с централизованным графиком повышения квалификации и профессиональной переподготовки руководителей и специалистов в соответствии с ГОСТ 12.0.004-2015 [58].

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [32]. 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. [32].

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья

					Организационно-техническое обеспечение оптимизации режимов транспорта нефти по нефтепроводам			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Попович С.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					82	105
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.						

трудящихся, поэтому для них предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год. [52].

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые 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 по федеральному закону № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда» [58].

Организация и состояние рабочих мест, а также расстояния между рабочими местами должны обеспечивать безопасное передвижение работников и транспортных средств, удобные и безопасные действия с материалами, а также техническое обслуживание и ремонт производственного оборудования [58].

6.2 Производственная безопасность

Выполнение технологических операций не должно причинять вреда работнику предприятия. Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены, или же уменьшены масштабы их воздействия. Для оценки этих факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [34]. В таблице 30 приведены опасные и вредные факторы, связанные с запроектированными видами работ.

Таблица 30 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Погрузочно-разгрузочные работы	Сварочно-монтажные работы	Работы по использованию ПТП	
Опасные производственные факторы				
Производственные факторы, связанные с электрическим током		+		ГОСТ 12.1.045-84 [32]; ГОСТ Р 12.1.019-2009 [33].
Пожаро- и взрывоопасность		+		ГОСТ 12.1.004-91 [34]; ГОСТ 12.1.010-76 [35].

Продолжение таблицы 30

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;	+	+		ГОСТ 12.4.125-83 [36]; ГОСТ 12.2.062-81 [37].
Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов.		+		Приказ Минтруда России № 884н от 11 декабря 2020 г. [71]
Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека			+	ГОСТ 12.1.005-88 [64] ГН 2.2.5.1313-03 [65]
Вредные производственные факторы				
Повышенный уровень шума;	+	+		ГОСТ 12.1.003-2014 [38]; ГОСТ 24346-80 [39].
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;	+	+		ВСН34-82 [60]; СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278– 03 [61].
Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [40] ГОСТ 30494-96 [63]
Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	+			СанПиН 3.2.3215-14 [41]

6.3 Анализ вредных производственных факторов

6.3.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Длительное воздействие шумов отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха. В соответствии с ГОСТ 12.1.003 – 2014 [38] допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Измерения уровня шума является частью специальной оценки условий труда, которую проводят эксперты сторонней компании [58].

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

Шум может создаваться работающим оборудованием: машинами (ЗИЛ, КАМАЗ, КраЗ), бульдозерами и трубоукладчиками, полевыми машинами для изоляции трубопровода.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся: использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения [38].

В качестве СИЗ Государственным стандартом [38] предусмотрены заглушки, заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину.

Вывод: условия труда по уровню шума соответствуют допустимым по ГОСТ 12.1.003 – 2014 [38] и федеральному закону № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда» [57];

6.3.2 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;

Для электрического освещения строительной площадки и участков используется рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное освещение.

В соответствии с ГЭСН 81-02-01-2001 [62] работы при наступлении темноты участки работ [62], рабочие места, проезды и проходы к ним должны быть освещены:

- не менее 10 люкс при выполнении земляных работ;
- не менее 100 люкс на рабочем месте при выполнении монтажных и изоляционных работ;
- не менее 2 люкс на проездах в пределах рабочей площадки;
- не менее 5 люкс в проходах к месту производства работ.

Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих [61]. При выполнении газоопасных работ для освещения рабочих мест должны использоваться светильники во взрывозащищенном исполнении [60].

При недостаточной освещенности и напряженной зрительной работе происходит повышенная утомляемость, возникновение головных болей и ухудшение зрения.

Передвижные инвентарные осветительные установки должны размещаться на строительной площадке в местах производства работ, и в зоне транспортных путей и др. Строительные машины должны быть оборудованы осветительными установками наружного освещения по СП 52.13330.2016 [36].

Вывод: условия труда световому оформлению соответствуют допустимым по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [61] и федеральному закону № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда» [57].

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.3.3 Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Микроклимат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления по ГОСТ 30494-96 [63].

Высокая температура способствует ускоренному утомлению работника, может стать причиной перегрева, теплового удара. Низкая температура может также негативно влиять на организм человека, она может вызвать охлаждение организма, простудное заболевание или даже обморожение. Подвижность воздуха увеличивает теплоотдачу организма, она имеет положительное значение при высоких температурах и отрицательное – при низких. Низкая влажность может стать причиной пересыхания слизистых оболочек дыхательных путей [40] (таблица 31).

Таблица 31. Оптимальные и допустимые параметры микроклимата в производственных помещениях в зависимости от степени тяжести выполняемой работы ГОСТ 30494-96 [63].

	Оптимальные параметры микроклимата		Допустимые параметры микроклимата	
	Холодный период	Теплый период	Холодный период	Теплый период
Легкая работа	21-24°C 40-60% 0,1м/с	22-25°C 40-60% 0,1-0,2м/с	17-26°C До 75% 0,1-0,2м/с	19-30°C До 75% 0,1-0,3м/с
Работа средней тяжести	17-21°C 40-60% 0,2м/с	20-23°C 40-60% 0,3м/с	13-23°C До 75% 0,3-0,4м/с	15-29°C До 75% 0,2-0,5м/с
Тяжелая работа	16-18°C 40-60% 0,3м/с	18-20°C 40-60% 0,4м/с	13-20°C До 75% До 0,5м/с	13-28°C До 75% 0,5-0,6м/с

При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются [36].

Вывод: условия труда по параметрам микроклимата соответствуют допустимым по ГОСТ 30494-96 [63], СанПиН 2.2.4.548-96 [40], и федеральному закону № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда» [57].

6.3.4 Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Работа на открытой местности, а тем более в заболоченных районах лесотундры связана с постоянным воздействием со стороны кровососущих насекомых-вредителей, которые могут переносить различные болезни, передаваемые при контакте с кожей или кровеносной системой человека. Согласно СанПиН 3.2.3215-14 [41], на предприятиях должны осуществляться непрерывное наблюдение за паразитарными болезнями, проводиться надзор за эпидемическим процессом, а также разрабатываться и корректироваться профилактические мероприятия с целью их предотвращения.

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща. Поэтому нужно уделять особое внимание профилактике энцефалита. Основное профилактическое мероприятие – против энцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу [41].

Во избежание этого негативного фактора работники должны правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты, использовать при работе репеленты.

Вывод: условия труда по защите от повреждений в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися соответствуют допустимым по СанПиН 3.2.3215-14 [41] и федеральному закону № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда» [57];

6.4 Анализ опасных производственных факторов

6.4.1 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано, поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением.

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода, от сварочного аппарата, или дизельного электродвигателя. В электрической цепи значение параметра напряжения должно удовлетворять ГОСТ 12.1.019 – 2009 [42] и быть в свою очередь не более 50 мА.

Категории помещений с точки зрения опасности поражения электрическим током

Помещения по опасности поражения электрическим током разделяются на три категории (п. 1.1.13 Правил устройства электроустановок, утв. Приказом Минэнерго России от 08.07.2002 N 204 (далее - ПУЭ) [67]); :

1) особо опасные помещения;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

2) помещения с повышенной опасностью;

3) помещения без повышенной опасности.

Классификация помещений зависит от наличия в них опасных факторов.

Основным источником электротравматизма на технологических объектах магистрального нефтепровода являются:

– Установки низкого напряжения; при этом до широкого внедрения электрифицированных оборудования большинство пострадавших составляли лица неэлектротехнического персонала.

– Ухудшение состояния изоляции. В результате этого нормально не обтекаемые током части оборудования оказываются под напряжением. Это приводит к поражению человека, прикоснувшегося к оболочке или к металлическим частям электромеханического оборудования.

– появление напряжения там, где его в нормальных условиях быть не должно (на корпусах оборудования, на металлических конструкциях сооружений и т.д.); чаще всего это происходит вследствие повреждения изоляции;

– возможность прикосновения к неизолированным токоведущим частям при отсутствии соответствующих ограждений;

– Воздействие электрической дуги, возникающей между токоведущей частью и человеком в сетях напряжением выше 1000в, если человек окажется в непосредственной близости от токоведущих частей;

– Прочие причины; к ним относятся: несогласованные и ошибочные действия персонала, подача напряжения на установку, где работают люди, оставление установки под напряжением без надзора, допуск к работам на отключенном электрооборудовании без проверки отсутствия напряжения и т.д.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [42].

Согласно Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок [68], работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе.

Электротехнический персонал кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок.

Вывод: условия труда по защите от производственных факторов, связанных с электрическим током, соответствуют допустимым по ГОСТ 12.1.045-84 [32], ГОСТ Р 12.1.019-2009 [33]. и федеральному закону № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда» [57].

6.4.2 Пожароопасность и взрывоопасность

Источниками возникновения пожара при сооружении магистрального нефтепровода могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – баллоны с горючими газами, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 [34], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал.

Установки пожаротушения - совокупность стационарных технических средств тушения пожара путем выпуска огнетушащего вещества. Установки пожаротушения должны обеспечивать локализацию или ликвидацию пожара по РД-13.220.00-КТН-148-15 [69].

На объектах МН (МНПП) наибольшее применение нашли следующие установки пожаротушения:

- автоматические системы пенного пожаротушения (используются для тушения пожаров в помещениях с технологическим и вспомогательным оборудованием, а также в резервуарах);
- системы подслоного пожаротушения резервуаров
- системы орошения резервуаров;
- автоматические системы газового пожаротушения (используются в ЗРУ и других распределительных устройствах электрохозяйства)

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

– внутренний и наружный пожарные водопроводы, и пожарные гидранты.

В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара по ГОСТ 12.1.004-91 [34]. Отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающих газов в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах [34].

Средства пожарной автоматики предназначены для автоматического обнаружения пожара, оповещения о нем людей и управления их эвакуацией, автоматического пожаротушения и включения исполнительных устройств систем противодымной защиты, управления инженерным и технологическим оборудованием зданий и объектов. Средства пожарной автоматики подразделяются на [69]:

- 1) извещатели пожарные;
- 2) приборы приемно-контрольные пожарные;
- 3) приборы управления пожарные;
- 4) технические средства оповещения и управления эвакуацией пожарные;
- 5) системы передачи извещений о пожаре;
- 6) другие приборы и оборудование для построения систем пожарной автоматики.

Вывод: условия труда по пожароопасности и взрывоопасности соответствуют допустимым по ГОСТ 12.1.004-91 [34], ГОСТ 12.1.010-76 [35] и федеральному закону № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда» [57].

6.4.3 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При сооружении магистрального трубопровода движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности [37]. Основными грузоподъемными машинами при сооружении являются экскаваторы, краны, краны трубоукладчики. Скорость движения транспортных средств вблизи мест производства работ не должна превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах по ГОСТ 12.4.125-83 [36];

Движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование [43].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Согласно ГОСТ 12.4.011-89 [43] к коллективным средствам защиты от воздействия механических факторов относятся устройства: оградительные; автоматического контроля и сигнализации; предохранительные; дистанционного управления; тормозные знаки безопасности.

Персонал, допускаемый к работе с подъемными механизмами, должен соответствовать следующим требованиям [70].

- Знание принципов работы подъемного оборудования, используемого на предприятии
- Наличие документа, подтверждающего квалификацию
- Владение информацией об источниках потенциальной опасности
- Умение использовать защитные средства, предусмотренные должностной инструкцией
- Знание способов проверки исправности техники перед началом эксплуатации
- Умение выявлять дефекты металлических конструкций, выполняющих несущую и поддерживающую функцию
- Знание принципов дефектовки электрического и пневматического оборудования
- Умение работы с регистраторами, указателями и ограничителями, участвующими в технологическом процессе
- Знание принципов проведения наладочных работ. Содействие в выполнении подобных операций
- Владение информацией о правилах ремонта и восстановления узлов
- Умение работать с такелажными и монтажными приспособлениями. Эффективное взаимодействие со стропами, если они предусмотрены конструкцией подъемного оборудования
- Соблюдение ограничений, связанных с грузоподъемностью устройств. Предотвращение ситуаций, в которых техника работает с перегрузкой
- Знание и применение методики обмена условными сигналами, установленной на предприятии.

Вывод: условия труда по работе с движущимися машинами и механизмами производственного оборудования соответствуют допустимым по ГОСТ 12.4.125-83 [36], ГОСТ 12.2.062-81 [37], и федеральному закону № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда» [57].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

6.4.4 Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов.

Образующиеся при дуговой сварке брызги расплавленного металла имеют температуру до 1800 °С, при которой любая обычная одежда прожжется. Для защиты от таких брызг обычно используют спецодежду, специальнопредназначенную для сварщиков: брюки, куртка, рукавицы из брезентовой или специальной ткани. Также необходима сварочная маска. Как правило, куртка не должна быть заправлена в штаны, а ботинки должны иметь гладкий верх. Необходимо соблюдать такие условия, чтобы брызги расплавленного металла не попадали на тело рабочего. Для защиты от соприкосновения с влажной, холодной землей и снегом, а также с холодным металлом при наружных работах и в помещении сварщики должны обеспечиваться теплыми подстилками, матами, подколенниками и подлокотниками из огнестойких материалов с эластичной прослойкой согласно Правил по охране труда при выполнении электросварочных и газосварочных работ [71].

Обязательно проводится инструктаж в зависимости от конкретных обстоятельств.

Система инструктажей включает в себя: вводный инструктаж; первичный и повторный инструктажи на рабочем месте; внеплановый инструктаж; целевой инструктаж.

Вывод: условия труда связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов соответствуют допустимым по Правилам по охране труда при выполнении электросварочных и газосварочных работ утвержденным приказом Минтруда России от 11 декабря 2020 г. N 884н и федеральному закону № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда» [57].

6.4.5 Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека

Одним из способов увеличения пропускной способности нефтепровода является использование противотурбулентных присадок. Противотурбулентные присадки при попадании на кожные покровы и слизистые оболочки вызывают раздражение; имеют мутагенное действие. По параметрам острой токсичности относятся к умеренно опасным веществам. Пары, в концентрациях, превышающих ПДК по ГОСТ 12.1.005-88 [64] для воздуха рабочей зоны, оказывают воздействие на ЦНС, почки и печень; оказывают раздражающее действие на слизистые оболочки глаз и органов дыхания. ПДК основных веществ для нефтегазовой промышленности на линейной части МН должны соответствовать [64] представлены в таблице 32.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Таблица 32 - Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [64]

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Бензин (растворитель топливный)	100	IV
Бензол ⁺	5	II
Керосин (в пересчете на С)	300	IV
Лигроин (в пересчете на С)	300	IV
Масла минеральные нефтяные ⁺	5	III
Нефрас С 150/200 (в пересчете на С)	100	IV
Нефть ⁺	10	III
Сероводород	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами:		
С ₁ – С ₅	3	III
Тetraэтилсвинец ⁺	0,005	I
Толуол	50	III
Уайт-спирит (в пересчете на С)	300	IV
Хлор ⁺	1	II

Мероприятия по профилактике химических отравлений включают технические, санитарно-технические, санитарно-гигиенические и лечебно-профилактические мероприятия по ГОСТ 12.1.005-88 [64].

Технические мероприятия предусматривают гигиеническую рационализацию технологического процесса, его механизацию и герметизацию.

Весьма существенную роль в предупреждении отравлений играют санитарно-технические мероприятия. Производственные помещения должны оборудоваться эффективной естественной, а также местной вытяжной, общеобменной и при необходимости аварийной механической вентиляцией. Эффективно внедрение систем кондиционирования воздуха с использованием автоматической и контрольно-измерительной аппаратуры, сигнализирующей о загрязнении химическими веществами воздушной среды, замена ядовитых веществ безвредными или менее токсичными.

Важное значение в оздоровлении условий труда имеет гигиеническое нормирование, ограничивающее содержание вредных веществ путем установления и соблюдения предельно допустимых концентраций веществ в воздухе рабочей зоны и на коже.

Нередко причиной тяжелых острых и даже смертельных отравлений является неосведомленность персонала об опасности производственного процесса и основных мерах профилактики, поэтому необходимо проводить инструктаж и обучение рабочих безопасным методам работы.

Важное значение имеет применение средств индивидуальной защиты (спецодежда, респираторы, противогазы и др.) по ГОСТ EN 12942-2012 [66]. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Фильтрующие СИЗОД с принудительной подачей воздуха, используемые с масками, полумасками и четвертьмасками», соблюдение правил личной гигиены. Средство индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) обеспечивает защиту организма от ингаляционного воздействия опасных и вредных факторов. При правильном выборе СИЗОД его эффективность при применении сильно зависит от того, насколько правильно подобрана лицевая часть к лицу конкретного работника (при несоответствии по форме и размеру между маской и лицом возникают зазоры, через которые загрязнённый воздух может попасть в органы дыхания), и от того, насколько правильно используется СИЗОД. Сочетание выполнения требований к качеству СИЗОД, к их правильному выбору и организации правильного применения позволяет обеспечить достаточно надёжную защиту здоровья, и избежать появления профессиональных заболеваний и гибели рабочих. Всех работников необходимо обеспечить средствами индивидуальной защиты согласно отраслевых норм, с соблюдением сроков их использования [66].

6.5 Экологическая безопасность

Практически все технологические процессы строительства и эксплуатации проектируемого магистрального нефтепровода в той или иной степени оказывают техногенное воздействие как на отдельные компоненты окружающей природной среды (атмосферный воздух, акватории водоемов и грунтовых вод, растительный покров и т.д.), так и на целую группу природных компонентов одновременно.

Защита атмосферы. Наибольшее воздействие на атмосферу при строительстве нефтепровода представляют различные машины, используемые при строительстве. Второстепенное воздействие оказывают сварочные работы, работы по резке металла. При работе различных частей машин и механизмов выделяются углерод оксид, азот оксид, сера диоксид, керосин, углерод. При сварочных работах выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: железа оксид, марганец и его соединения, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор), азот (IV) оксид, углерод оксид. Для защиты нефтепровода от коррозии используются импортные

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

покрывные материалы. Чаще всего покрытие осуществляется методом распыления, что чревато выделением аэрозоля краски.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй за период двадцатиминутного измерения [43].

Для снижения уровня загрязнения необходимо: разработка и внедрение очистных фильтров на предприятиях; использование

экологически безопасных источников энергии; использование безотходной технологии производства; борьба с выхлопными газами автомобилей.

Защита гидросферы. В процессе строительства нефтепровода, появляется большое количество отходов производства. Утилизации таких отходов должна быть осуществлена только в специально предназначенные для этого места, не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водного ресурса. Для того, чтобы воздействие при строительстве нефтепровода было минимальным необходимо проводить следующие мероприятия: все горюче – смазочные материалы должны быть слиты в отведенные для этого места; промышленные и бытовые отходы должны быть утилизированы в отведенные для этого места; вывоз отходов строительства должен быть санкционированным и своевременным [52].

Защита литосферы. Строительное производство потребляет большое количество различного природного сырья: гравия, песка, щебня и прочего. Так же при непосредственном строительстве нефтепровода происходит серьезное нарушение ландшафта: расчистка земель, далее снятие плодородного слоя почвы и выполнение земляных работ [53].

Также земляные работы при строительстве трубопроводов меняют морфологию участков земной поверхности, на длительное время исключают из хозяйственного оборота территории, уничтожают растительность, способствуют эрозии, загрязняют окружающую среду.

Наиболее эффективным методом сохранения земельных ресурсов при строительстве нефтепроводов является рациональное использование ресурса. Этого можно добиться при соблюдении всех норм и правил, предусмотренных нормативными документами. Необходим рациональный подход к разработке планов и расчету, используемому по применению земель, а также его строгое соблюдение.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Основными методами сохранения земельных ресурсов являются: исправление ландшафта, изменённого во время работ; создание мелиоративных и гидротехнических сооружений; обработка почвы, путем

внесения удобрений. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83 [45].

6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например, паводковые наводнения, лесные пожары, террористические акты, по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Наиболее распространенными ЧС на магистральных нефтепроводах являются пожары, взрывы, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов.

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, превышение давления нефти в трубопроводе над допустимым, а также разрушение металла трубы под действием коррозии. Для предотвращения возникновения ЧС необходимо осуществлять периодический контроль за состоянием нефтепровода, путем проведения технического обслуживания [50], 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 (РПУ) 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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

предотвращению или сокращению растекания нефти путем создания земляных валиков с использованием каких-либо подручных средств.

Ликвидация аварийных разливов нефти осуществляется в следующей последовательности:

✓ Локализация разлива нефти. В случае разливов нефти на грунте используют насыпи, перехватывающие траншеи, подпорные стенки, а также заграждения из сорбирующих материалов; при разливах нефти на водной поверхности используют ограждения, диспергенты и сорбенты; разливы нефти в зимних условиях локализуются с помощью заграждений, дамб и снежных преград.

✓ Ликвидация разлива нефти. Осуществляется путем сбора разлитой нефти с помощью нефтесборных машин, судов-нефтесборщиков, ручным и механизированным способом, применением сорбентов. Для каждого случая разрабатывается план ликвидации аварийного разлива нефти, в котором указываются основные решения по организации работ [49,51].

Пожаром называется неконтролируемое горение. Опасные факторы пожара: высокая температура, выброс в воздух ядовитых продуктов горения, выгорание в зоне пожара кислорода, разрушение зданий и сооружений, разрушение технологического оборудования.

Взрывом является воспламенение газовой смеси, распространяющейся с огромной скоростью и сопровождающееся большим выбросом энергии.

До начала работ должны быть разработаны мероприятия пожарной безопасности, которые вносятся в план производства работ. Мероприятия по предотвращению пожара:

✓ работы должны производиться с соблюдением правил пожарной безопасности;

✓ персонал должен быть обучен безопасным методам ведения ремонтных работ на объектах магистрального трубопровода, и пройти внеочередной инструктаж по пожарной безопасности;

✓ проведение периодического контроля состояния воздушной среды в рабочей зоне;

✓ работники должны быть одеты в спецодежду, не накапливающую статическое электричество и иметь средства индивидуальной защиты;

✓ электрооборудование должно находиться в исправном состоянии и быть заземлено;

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

✓ рабочее место должно быть оснащено первичными средствами пожаротушения [54].

Аварией на магистральном нефтепроводе считается внезапный вылив или истечение нефти (утечки) в результате полного разрушения или повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий: смертельным травматизмом людей; травмированием людей с потерей трудоспособности; воспламенением нефти или взрывом её паров; загрязнением рек, водоемов и водотоков сверх пределов, установленных стандартом на качество воды; 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) [54].

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

- ✓ строго следить за выполнением приказа Ростехнадзора от 22.01.2009 № 883 «О распределении полномочий по организации надзорной деятельности за объектами магистрального трубопроводного транспорта»;
- ✓ своевременно проводить профилактические и плановые работы по выявлению различных видов дефектов оборудования, их ремонт или замену;
- ✓ осуществлять контроль выполнения правил технической эксплуатации, качественно и 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 в чрезвычайных ситуациях [55].

Вывод по разделу: в данном разделе проведены анализы возможных вредных и опасных факторов при транспортировке нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, вопросы по обеспечению экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Заключение

Результатам выпускной квалификационной работы отражают следующие выводы:

– литературный обзор показал, что проблема регулирования режимов МН – это сложная технологическая задача, которая требует комбинирования различных методов повышения гидравлической эффективности. Так как для регулирования режимов необходимо воздействовать как на реологические параметры нефти, так и на технические характеристики перекачивающего оборудования.

– по результатам прочностных расчетов получена толщины стенок труб с диаметрами необходимых для обеспечения необходимой пропускной способности трубопровода. Для $D_N=$ [] и $D_N=$ [] они составили $\delta_n =$ [] и $\delta_n =$ [] соответственно, что отвечает требованиям ТУ 14-3-1573-96 [13]

– был рассчитан гидравлический режим и построен график при комбинировании технологических методов повышения пропускной способности. с учетом особенностей каждого из трех участков модельного МН:

1. *Для участка №1* [] требуется провести замену 1 из 2 насосных станций лупингом D_N [] длиной [] км. Показатель повышения гидравлической эффективности лупинга данного диаметра $n_l =$ []. Использование лупинга D_N [] является оптимальным и по протяженности и по показателю гидравлической эффективности (Для лупинга $D_N=$ [] необходима длина [] км при показателе повышения гидравлической эффективности [])

2. *Для участка №2* []: требуется провести замену 3 из 6 насосных станций лупингами. D_N [] общей длиной [] км. Использование вставки D_N 1220 оказалось не эффективным: необходимая длина составила 219 км и показатель гидравлической эффективности $n_l =$ []. Так как второй участок, относительно других, имеет наибольшую производительность и протяженность, рассмотрено использование противотурбулентной присадки. Необходимая концентрация ПТП составила []

3. *Для участка №3* []: дополнительные мероприятия по повышению гидравлической эффективности не требуются, так как напора насосной станции в начале участка достаточно для перекачки по всему участку. Однако при

					Организационно-техническое обеспечение оптимизации режимов транспорта нефти по нефтепроводам						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Попович С.А.			Заключение			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Чухарева Н.В.								99	105
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92			
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.									

построении графика гидравлических уклонов, напора третьей насосной станции оказалось достаточно для обеспечения перекачки на последнем участке и дополнительная насосная станция при сбросе на НПЗ не потребовалась.

При необходимости долгосрочного увеличения пропускной способности и снижения гидравлических потерь МН наиболее рациональным методом является строительство лупингов, так как ежегодные эксплуатационные расходы, связанные с их обслуживанием, стремятся к нулю.

Противотурбулентная присадка выгодна при кратковременной необходимости повысить производительность трубопровода, но непрактична при длительном применении из-за ее высокой стоимости и необходимости введения после каждой насосной станции из-за деградации полимера. Также для достижения требуемого эффекта необходимо грамотное и точное определение ее концентрации по результатам опытно-промышленных испытаний.

Таким образом, выбор метода для увеличения пропускной способности и снижения гидравлических потерь в нефтепроводах зависит от конкретных условий эксплуатации объекта. Важно учитывать не только капитальные затраты на внедрение метода, но и длительность его эффективной работы, а также эксплуатационные расходы на обслуживание и энергопотребление.

					Заключение	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список используемых источников:

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> (20.02.2023). – Текст: электронный.
2. ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200146219> (20.02.2023). – Текст: электронный.
3. О работе Транснефти по обеспечению бесперебойной работы – neftegaz – URL: <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/734827-poka-vse-idet-v-plane-n-tokarev-dolozhil-v-putinu-o-rabote-transnefti-po-obespecheniyu-bespereboynou/> (дата обращения: 26.02.2023). – Текст: электронный.
4. Л. В. Эдер, И. В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса – Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – С. 41-49. – ISSN: 0869-3188
5. Долгосрочная программа развития ПАО «Транснефть» – transneft – URL: <https://www.transneft.ru/development/perspective/long-term-program/> (дата обращения: 13.03.2023) – Текст: электронный.
6. Отчет об устойчивом развитии ПАО «Транснефть» (Авангард в деталях) 2020. – transneft URL: <https://www.transneft.ru/development/management-systems/policies-docs/transneft.pdf> (дата обращения: 17.03.2023) – Текст: электронный.
7. Зайцев, Л.А. Регулирование режимов магистральных нефтепроводов. - Москва : Недра, 1980. - 187с. : ил.; 20 см.
8. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Текст : справочное пособие : в 2 т. / Б. Н. Мастобаев, А. М. Нечваль, М. М. Гареев и др. ; под общей редакцией Ю. В. Лисина Т. 1
9. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов [Текст] : справочное пособие : [в 2 т.] / [Б. Н. Мастобаев, А. М. Нечваль, М. М. Гареев и др.] ; под общей редакцией Ю. В. Лисина. - Москва : Недра, 2017. - 24 см. Т. 2. - 2017. - 519 с. : ил., табл.;

		10.			Организационно-техническое обеспечение оптимизации режимов транспорта нефти по нефтепроводам			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Попович С.А.			Список используемых источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					101	105
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.						

ISBN 978-5-8365-0490-8 .

13. Диспетчерское управление МН – ppt-online – URL: <https://ppt-online.org/479870> (дата обращения: 17.04.2023) – Текст: электронный.

12. Режимы перекачки – ppt-online – URL: <https://ppt-online.org/479870> (дата обращения: 19.04.2023) – Текст: электронный.

13. Противотурбулентные присадки для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов / М. М. Гареев, Ю. В. Лисин, В. Н. Манжай, А. М. Шаммазов. – СПб. : Недра, 2013. – 228 с. – Библиогр.: с. 213-227. – 500 экз. – ISBN 978-5-905153-40

14. Применение полимерных агентов снижения сопротивления в трубопроводном транспорте нефти / Г. В. Несын, В. В. Жолобов, Ф. С. Зверев и [и др.]; НИИ Транснефть. — Москва : Техносфера, 2022. — 309 с.: ил. — Библиография в конце глав. — ISBN 978-5-94836-654-8.

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

16. 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.

17. 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.

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

19. 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.

20. 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.

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

22. 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.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

23. 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.

24. РД-23.040.00-КТН-254-10. Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть».

25. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – URL: [https://docs.cntd.ru/document/1200000277\(20.02.2023\)](https://docs.cntd.ru/document/1200000277(20.02.2023)). – Текст: электронный.

26. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200066535> – Текст: электронный.

27. ТК РФ. Статья 146. Оплата труда в особых условиях. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/11d73f25a9b7ca4653b76942ca7dc807dfd6ecdc/–Текст: электронный.

28. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправкой) – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> – Текст: электронный.

29. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> – Текст: электронный.

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

31. ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200146219> – Текст: электронный.

32. Федеральный закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями на 26 июля 2019 года): – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902186281> (дата обращения: 18.02.2023). – Текст: электронный.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

33. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От24.04.2020)
34. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
35. РД 25.160.00-КТН-037-14 Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов (с Изменением N 1).
36. ВНТП-3-90 Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов.
37. ГОСТ 17378-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция (с Изменением N 1).
38. РД 13.100.00-КТН-225-06. Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте
39. Федеральный закон № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда»;
40. ГОСТ 12.0.004-2015. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения"
41. Приказ Минтруда России № 884н от 11 декабря 2020 г. «Об утверждении Правил по охране труда при выполнении электросварочных и газосварочных работ».
42. ВСН34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.
43. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
44. ГЭСН 81-02-01-2001 Государственные элементные сметные нормы на строительные и специальные строительные работы. Часть 1: Земляные работы.
45. ГОСТ 30494-96 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях»
46. ГОСТ 12.1.005-88 Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны" (утв. и введен в действие Постановлением Госстандарта СССР от 29.09.1988 N 3388) (ред. от 20.06.2000).
47. ГН 2.2.5.1313-03 «Химические факторы производственной среды. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы»
48. ГОСТ EN 12942-2012 «Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Фильтрующие СИЗОД с принудительной

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

подачей воздуха, используемые с масками, полумасками и четвертьмасками».

49. Приказ Минэнерго РФ от 08.07.2002 N 204 "Об утверждении глав Правил устройства электроустановок" (вместе с "Правилами устройства электроустановок. Издание седьмое. Раздел 1. Общие правила. Главы 1.1, 1.2, 1.7, 1.9. Раздел 7. Электрооборудование специальных установок. Главы 7.5, 7.6, 7.10")

50. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (в ред. Приказа Минтруда РФ от 29.04.2022 N 279н)

51. РД-13.220.00-КТН-148-15 «Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы «Транснефть».

52. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "правила безопасности на опасных производственных объектах, на которых используются подъемные сооружения Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.11.2020 N 461

53. Правила по охране труда при выполнении электросварочных и газосварочных работ утвержденные приказом Минтруда России от 11 декабря 2020 г. N 884н.

54. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

55. СанПиН 3.2.3215-14 "Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации" (с изменениями на 29 декабря 2015 года).

56. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105