

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»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ методов увеличения пропускной способности магистральных нефтепроводов»

УДК 622.692.4.053:665.6-045.23-044.53

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Якунина Н.С.		01.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		01.06.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		01.06.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			01.06.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		01.06.2019

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

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»
 Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Якуниной Н.С.

Тема работы:

«Анализ методов увеличения пропускной способности магистральных нефтепроводов»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.02.2019 г. № 930/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Магистральный нефтепровод «Х» условным диаметром 530x12 мм и протяженностью 173 км, с одной перекачивающей станцией, на котором необходимо обеспечить пропускную способность 20760 т/сут.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Аналитический обзор литературных источников по проблеме увеличения пропускной способности трубопроводов.</p> <p>Сравнительный анализ методов увеличения пропускной способности с целью выявления наиболее подходящего для объекта «Х».</p> <p>Обзор основ гидравлического расчета трубопроводов с лупингами и вставками.</p> <p>Анализ полученных результатов, выбор наиболее оптимального метода для объекта «Х».</p> <p>Обсуждение результатов работы.</p> <p>Разработка разделов: финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность.</p> <p>Заключение и выводы по работе.</p>
--	--

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Н.В., доцент
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	17.12.2018
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н.		17.12.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Якунина Н.С.		17.12.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Якуниной Н. С.

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.04.01 «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>	Информационные ресурсы: научные журналы, монографии, учебники по теме исследований; Человеческие ресурсы: 2 человека, 90433 руб.; Материальные ресурсы: компьютер, программное обеспечение, 31500 руб.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Коэффициент доп. заработной платы 12%; Районный коэффициент 30%.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	На основании п. 1 ст. 58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году вводится пониженная ставка для расчета отчислений во внебюджетные фонды – 27,1% от фонда оплаты труда.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	1. Оценка потенциальных потребителей результатов исследования; 2. Анализ конкурентных технических решений; 3. SWOT-анализ.
<i>4. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	1. Расчет затрат на основную и дополнительную заработную плату; 2. Расчет внебюджетных отчислений; 3. Расчет материальных затрат; 4. Расчет накладных затрат.
<i>5. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Определение эффективности на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	17.12.2018
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н. В.	д.и.н, профессор		17.12.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Якунина Н. С.		17.12.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Якуниной Н.С.

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</u>

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

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

1. Объектом исследования является участок линейной части магистрального нефтепровода. Область применения выполненных работ – магистральные или промысловые нефтепроводы.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

3. Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
4. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»; СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Организация строительства»

2. Производственная безопасность:

- 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов
- 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Выявлены следующие вредные факторы:

- повышенная запыленность и загазованность воздуха;
- повышенный уровень шума и вибраций;
- недостаточная освещенность;
- токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ;
- отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;

Выявлены следующие опасные факторы:

- движущиеся машины и механизмы;
- пожаробезопасность;
- электробезопасность.

3. Экологическая безопасность:

Рассмотрены следующие вопросы:

- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

Рассмотрены следующие вопросы:

- анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;
- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;

	– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	17.12.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	-		17.12.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Якунина Н.С.		17.12.2018

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 2018/2019 года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
17.12.2018	<i>Введение</i>	8
27.12.2018	<i>Обзор литературы</i>	12
21.02.2019	<i>Анализ методов увеличения пропускной способности нефтепровода</i>	15
01.03.2019	<i>Выбор оптимального решения для исследуемого объекта</i>	12
01.04.2019	<i>Расчетная часть</i>	15
07.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
13.05.2019	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
17.05.2019	<i>Выводы</i>	8
19.05.2019	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		17.12.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		17.12.2018

Определения, сокращения, нормативные ссылки

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.

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

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

Сокращения:

ЛЧ МН – линейная часть магистрального нефтепровода

МТ – магистральный трубопровод

МН – магистральный нефтепровод

НД – нормативная документация

СОД – средство очистки и диагностики

НПС – нефтеперекачивающая станция

ПТП – противотурбулентная присадка

ПАВ – поверхностно-активные вещества

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

СИЗ – средства индивидуальной защиты

ЧС – чрезвычайная ситуация

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.

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

ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).

ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).

ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением N 1).

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 80 страниц, 5 рисунков, 55 источников литературы.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, пропускная способность, лупинг, вставка, противотурбулентная присадка, экономическая эффективность.

Объект исследования: участок магистрального нефтепровода «Х» длиной 173 км.

Цель работы: выбор оптимального способа увеличения пропускной способности магистрального нефтепровода.

Методы и методики проведения работ: Расчетная часть выполнена в соответствии с 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».

В процессе исследования проводились: изучение магистрального нефтепровода «Х», рассмотрены причины уменьшения пропускной способности трубопровода, произведен обзор методов по увеличению пропускной способности нефтепровода, оценка их применимости и эффективности.

В результате исследования: проведен анализ рассмотренных методов по увеличению пропускной способности МН, проведен расчет длины лупинга и вставки большего диаметра, а так же концентрации противотурбулентной присадки.

Область применения: магистральные нефтепроводы.

ABSTRACT

Final qualifying work consists of 80 pages, 17 tables , 55 sources.

Key words: trunk pipeline, through capacity, looping, insertion piece, turbulent viscosity reducing additives, economic efficiency.

The object of the study: the section of the main pipeline "X" with a length of 173 km.

Work purpose: the choice of the optimal way to increase the capacity of the main pipeline.

In the course of the research were carried out: the study of the “X” trunk pipeline, the reasons for reducing the pipeline’s through capacity were reviewed, methods for increasing the pipeline’s through capacity were reviewed, their applicability and effectiveness were evaluated.

As a result of the research: the analysis of the considered methods was carried out to increase the throughput of the MN, the calculation of the looping length and the insertion of a larger diameter, as well as the concentration of the anti-turbulent additive.

Application field: trunk pipelines.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	28
1. Литературный обзор	30
2. Общая часть	31
2.1. Виды загрязнений внутренней поверхности нефтепровода	31
2.2. Асфальтосмолопарафинистые отложения как причина снижения пропускной способности нефтепровода	32
2.3. Очистка нефтепроводов от отложений	35
2.4. Обзор способов увеличения пропускной способности трубопровода	39
2.4.1. Строительство лупинга и вставок большего диаметра	41
2.4.2. Увеличение количества насосных станций	45
2.4.3. Применение противотурбулентных присадок	46
3. Расчетная часть	55
3.1. Расчет длины лупинга	56
3.2. Расчет длины вставки	58
3.3. Удвоение числа перекачивающих станций	61
3.4. Увеличение числа перекачивающих станций с прокладкой лупинга	62
3.5. Расчет концентрации противотурбулентной присадки	63
4. Социальная ответственность	65
4.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	65
4.2. Производственная безопасность	66
4.3. Анализ вредных производственных факторов	68
4.4. Анализ опасных производственных факторов	71
4.5. Экологическая безопасность	73
4.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	75
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	79
5.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	79

5.1.1.	Потенциальные потребители результатов исследования	79
5.1.2.	Анализ конкурентных технических решений.....	80
5.1.3.	SWOT-анализ	81
5.2.	Планирование научно-исследовательских работ	83
5.2.1.	Структура работ в рамках научного исследования.....	83
5.2.2.	Разработка графика проведения научного исследования.....	84
5.3.	Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	87
5.3.1.	Расчет материальных затрат НТИ.....	87
5.3.2.	Основная заработная плата исполнителей темы	87
5.3.3.	Дополнительная заработная плата.....	89
5.3.4.	Отчисления во внебюджетные фонды.....	89
5.3.5.	Накладные расходы	90
5.3.6.	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	90
5.4.	Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....		94

ВВЕДЕНИЕ

Для экономического развития России и топливно-энергетического комплекса важное значение имеет система трубопроводного транспорта нефтепродуктов. Использование системы магистральных трубопроводов позволяет экспортерам снизить транспортные издержки, что становится причиной увеличения загрузки МН. В этой связи использование технологий увеличения пропускной способности магистральных нефтепродуктопроводов является актуальной задачей, имеющей важное хозяйственное значение.

Также настоящее время динамично происходят процессы диверсификации грузопотоков и смены стратегических направлений перекачки, что требует оперативного увеличения пропускной способности отдельных трубопроводов. При этом, ключевую роль играет необходимость оптимизации и сокращения капитальных и эксплуатационных затрат при безусловном выполнении задач по обеспечению требуемой производительности трубопроводных систем.

С необходимостью увеличения пропускной способности магистральных нефтепроводов приходится встречаться при проектировании, сооружении и эксплуатации нефтепроводов. Для выбранного диаметра и толщины стенки трубы и конкретного насосного оборудования расчетная пропускная способность магистрального нефтепровода может оказаться ниже требуемой. Проектировщик должен решить задачу доведения пропускной способности до заданной. Магистральный нефтепровод сооружают и вводят в эксплуатацию очередями. Каждая последующая очередь дает определенную степень прироста пропускной способности нефтепровода. Технологические режимы эксплуатации нефтепровода на каждой стадии (очереди) необходимо закладывать в проект. Наконец, 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.

Целью работы является выбор оптимального способа увеличения пропускной способности магистрального нефтепровода.

В ходе работы были поставлены следующие задачи:

- ✓ изучить нормативную документацию и литературу по данной теме;
- ✓ выяснить причины снижения пропускной способности нефтепровода;
- ✓ рассмотреть применяемые методы повышения пропускной способности нефтепроводов;
- ✓ расчет анализируемых методов;
- ✓ выбор наиболее эффективной и экономически выгодной технологии.

1. Литературный обзор

Проблеме увеличения пропускной способности трубопровода посвящено большое количество работ отечественных и зарубежных авторов. Такие как Р.А. Алиев, А.А. Коршак, А.М. Нечваль, В.А. Бунчук рассматривают различные способы решения данной проблемы, основываясь на уже известных методах увеличения пропускной способности нефтепроводов [1]. Множество зарубежных авторов в своих работах также поднимают вопрос необходимости более детального рассмотрения проблемы в связи с ее актуальностью.

В статье [1] был проведен сравнительный анализ современных технических решений, применяемых для обеспечения требуемой (увеличения) пропускной способности существующих магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов. По результатам расчетов определено, что ввиду уникальности каждого участка между соседними перекачивающими станциями, стоимость и достигаемый эффект от различных технических решений могут существенно отличаться. По итогам исследования предложен алгоритм выбора оптимального варианта обеспечения заданной производительности по критериям наименьшей оценочной стоимости реализации мероприятий, с учетом технологических ограничений.

Автор статьи [2] утверждает, что традиционные методы увеличения пропускной способности (строительство лупингов и вставок большего диаметра, увеличение количества перекачивающих станций) дороги и продолжительны по времени их реализации. В настоящее время стоит задача оперативного увеличения производительности трубопроводов решается применением противотурбулентных присадок, однако недостатком применения присадок является их высокая стоимость.

В литературе уделяется достаточное внимание расчетам по увеличению пропускной способности методами прокладки лупинга, укладки вставки, увеличения числа перекачивающих станций, ввода противотурбулентных присадок.

2. Общая часть

2.1. Виды загрязнений внутренней поверхности нефтепровода

Состав отложений, образующихся внутри нефтепровода, отличается в зависимости от физико-химических свойств транспортируемого продукта и срока эксплуатации трубопровода. В основном отложения состоят из парафино - смолистых веществ, масел и механических примесей (продукты коррозионных процессов, частицы глины и песка, известковые включения). Также внутренние скопления могут включать естественные поверхностно-активные вещества (ПАВ), в том числе нафтенаты, низкомолекулярные смолы и другие полярные соединения нефти а также ПАВ-деэмульгаторы, перешедшие в нефтяную фазу при подготовке нефти, которые вызывают (при наличии воды) эмульгирование внешнего слоя отложений.

С течением времени в трубопроводе накапливаются окалины, частицы грязи, застывший металл (после проведения сварочных работ), а также вода. Скопления воды способствуют коррозии и приводят к развитию бактерий. Продуктами жизнедеятельности бактерий являются слизь, сероводород, который активизирует коррозионные процессы, а так же твердые частицы, образующие основу трубопроводных пробок.

Кроме того, в нефтепровод могут попасть посторонние предметы при строительстве (грунт, камни, электроды), скопления газа и воды из-за неполного удаления их в процессе испытания и пуска в эксплуатацию. Так же вода и растворенные газы могут выделяться из потока транспортируемой нефти. Скопления воды наблюдаются в пониженных участках трассы, а газа – в повышенных. Необходимо отметить, что скопления газа и воды в трубопроводе могут образовываться лишь при определенных гидродинамических условиях, когда скорости перекачки не велики [3].

2.2. Асфальтосмолопарафинистые отложения как причина снижения пропускной способности нефтепровода

В нефти, перекачиваемой по трубопроводу, присутствуют кристаллический или растворенный парафин, асфальто-смолистые вещества, церезины, механические примеси. В определенных условиях вышеперечисленные вещества образуют плотные отложения ($\rho=0,92...1,14$ т/м³), осаждаясь на внутренней поверхности стенки трубы, они уменьшают живое сечение трубопровода, приводят к значительному снижению пропускной способности, и как следствие, росту энергозатрат на перекачку (рисунок 1).

Отложения состоят из двух слоев: первый - пристенный слой (имеет равномерную толщину и высокую плотность) и второй слой, который осаждается на первом и включает в себя шлам и рыхлые взвеси, он имеет переменную толщину.

В состав отложений входит твердая и жидкая фазы, тем самым они представляют собой сложную многокомпонентную структуру. Массовое содержание различных компонентов в составе отложений следующее:

- парафин и церезины 10...60%;
- асфальтены 1...20%;
- смолы 5...35%;
- механические примеси до 5%;
- вода до 20%.



Рисунок 1 – Отложения АСПО на внутренней поверхности трубы

Всякое накопление твердой фазы на границе раздела твердое тело – жидкость, в том числе и образование парафиновых отложений, в принципе может происходить путем:

- 1) прилипания к поверхности отдельных частиц твердой фазы и их комплексов;
- 2) возникновения и роста отдельных кристаллов непосредственно на границе раздела фаз;
- 3) смешанным путем, имеющим все особенности первых двух. При этом состояние поверхности и ее природа существенным образом влияют на течение процесса образования парафиновых отложений.

Существуют факторы, выполнение которых необходимо для образования парафинов [4]:

1) *Снижение температуры потока нефти* до значений, при которых возможно выделение их нефти твердых парафинов. Необходимые температурные условия возникают прежде всего на внутренней стенке трубы. При охлаждении парафины выделяются постепенно и в довольно широком температурном интервале, начиная с высокоплавких.

2) *Прочное сцепление парафиновых отложений и с поверхностью трубопровода.*

3) *Перепад температур.* С увеличением разницы между температурами окружающей среды и потока нефти количество отлагающегося парафина пропорционально возрастает.

4) *Давление и газовый фактор.* При давлениях выше давления насыщения температура начала выпадения парафинов возрастает с увеличением давления. Если давление ниже давления насыщения, то при снижении давления наблюдается рост температуры начала кристаллизации, что объясняется увеличением объема выделяющегося газа, который существенно влияет на растворимость парафина в нефти и понижение температуры нефтегазового потока.

5) *Скорость течения.* С увеличением скорости потока нефти интенсивность накопления отложений сначала растет, вследствие увеличения массопереноса, достигает максимума и при определенной скорости начинает убывать, так как с ростом скорости нефть лучше удерживает кристаллы парафина во взвешенном состоянии и возрастает возможность смыва отложившегося парафина из-за превосходства сил касательных напряжений над силами сцепления между частицами парафина и поверхностью трубы.

6) *Свойства поверхности.* От характеристик поверхности зависит прочность сцепления парафиновых отложений с поверхностью. При прочих равных условиях интенсивность парафинизации поверхности различных материалов зависит от степени их полярности. Слабой сцепляемостью с парафинами обладают материалы с высокой полярностью.

7) *Обводненность продукции.* С увеличением доли воды в потоке интенсивность отложения парафина снижается по причинам:

- Из-за увеличения суммарной теплоемкости (теплоемкость воды выше, чем теплоемкость нефти) температура потока повышается, что приводит к уменьшению отложений парафина;
- Из-за изменения характера смачиваемости поверхности, увеличения площади контакта стенки трубопровода с водой.

8) *Компонентный состав нефти.* От компонентного состава зависит растворяющая способность нефти по отношению к парафину: чем больше выход светлых фракций (выкипающих до 350), тем больше выпадет парафина. Установлено, что нефти с высоким содержанием углеводородов нафтенового и ароматического рядов менее склонны к формированию прочных парафиновых отложений, чем нефти, в составе которых преобладают соединения метанового нормального или парафинового рядов и которые даже при малом содержании высокомолекулярных соединений образуют плотные отложения парафина.

9) *Плотность, вязкость нефти.* Легкие маловязкие нефти с большим содержанием легких фракций, выкипающих до 300, способствуют менее быстрому накоплению отложений парафина по сравнению с нефтями большей плотности и вязкости. Это объясняется тем, что хотя растворяющая способность нефтей, содержащих более легкие фракции при одинаковых температурных условиях, выше, чем у тяжелых нефтей, она влияет в основном на температуру массовой кристаллизации парафина, понижая ее. В остальном же на процесс формирования и накопления отложений, структурообразование парафина и его агрегативную устойчивость в основном влияет содержание смол и асфальтенов.

2.3. Очистка нефтепроводов от отложений

Процесс очистки внутренней полости производится с целью восстановления пропускной способности трубопровода путем удаления парафина, песка, водяных и газовых скоплений и различных механических примесей, а также с целью снижения скорости коррозии труб.

В настоящее время существует множество способов борьбы с АСПО [5]:

- 1) *механические* (подразумевают использование механических очистных устройств);

Механические методы очистки нефтепроводов от отложений основываются на использовании очистных устройств, таких как скребки, поршни-разделители, очистные поршни. Реализация и организация процедуры

очистки механическим методом должны проводиться на основе учета характеристик трубопровода и установленной арматуры, а также требований к устройствам для их запуска и приема. Одним из определяющих факторов при выборе ОУ является диаметр трубопровода.

Установлены следующие виды очистки МН:

- периодическая – выполняется при текущей эксплуатации, с целью удаления отложений для обеспечения плановых показателей пропускной способности нефтепровода и энергозатрат на перекачку нефти, удаления скоплений воды, с целью предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;
- целевая – выполняется для удаления остатков герметизаторов после проведения ремонтных работ на линейно части МН;;
- преддиагностическая – выполняется для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода для проведения внутритрубной диагностики.

Участки трубопровода, подвергшиеся механическим методам очистки должны удовлетворять следующим требованиям:

- участок трубопровода должен быть сварен из труб одного диаметра с учетом возможности пропуска очистного устройства на всем его протяжении;
- величины овальности труб, вмятин и гофр должны находиться в допустимых пределах;
- участок не должен иметь подкладных колец, устройств, выступающих во внутреннюю полость трубопровода;
- радиусы кривых вставок на участке должны быть не менее пяти диаметров трубопровода;
- участок трубопровода должен быть оснащен полнопроходной запорной арматурой;
- участок должен выдерживать нагрузки от пропуска очистных устройств.

Комплекс оборудования должен содержать: камеры пуска и приема очистного устройства; оборудование для запаски в камеру пуска и извлечения из камеры приема очистного устройства; технологическую обвязку камер пуска и приема с запорной арматурой; средства контроля и сигнализации за прохождением очистного устройства; сооружения для сбора и утилизации выносимых из полости трубопровода загрязнений.

2) *тепловые* (промывка горячим теплоносителем, электроподогрев);

Тепловые методы основываются на свойстве парафина плавиться при температуре выше 50 °С и стекать с нагретой поверхности. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений. В настоящее время используют технологии с применением: горячей нефти или воды в качестве теплоносителя, острого пара, электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей), электропечи и т.д.

3) *физические* (основаны на физических воздействиях на транспортируемый продукт);

Использование физических методов подразумевает воздействие ультразвуковых или механических колебаний (вибрационные методы), электрических, электромагнитных и магнитных полей на транспортируемую среду. Вибрационные методы воздействуют на кристаллы парафина, создавая ультразвуковые колебания в области образования парафинов, и вызывают их микроперемещение, тем самым препятствуя осаждению парафина на стенках.

Магнитный метод основан на применение постоянных магнитов, за счет которых происходит активация потока жидкости и образуются временные домены (магнетики молекулярного размера) на поверхности твердых углеводородов нефти (парафинов), а также на поверхности кристаллов солей, песка и ржавчины, всегда присутствующих в объеме нефти. Хаотичное расположение доменов препятствует образованию рыхлых, легко смываемых потоком отложений. Эффективность магнитной обработки обусловлена оптимальной скоростью движения жидкости между полюсами постоянного

магнита, которая указывается в технических условиях. В последнее время интерес к использованию магнитного поля для воздействия на парафиновые отложения значительно возрос, что связано с появлением высокоэнергетических магнитов на основе редкоземельных материалов.

4) *химические* (применение растворителей и ингибиторов, очистка с помощью гелеобразных поршней);

Химические методы основываются на введение в транспортируемую среду химических соединений, уменьшающих и предотвращающих формирование АСПО.

Химические соединения и химреагенты, используемы в качестве ингибиторов парафиноотложений, по механизму действия можно разделить на группы:

- адсорбционного действия - в основе технологии лежит периодическая обработка оборудования водным раствором реагента с последующим осаждением его на трубах в течение определенного времени;
- модифицирующего действия – технология основана на понижении температуры застывания и улучшения реологических свойств нефти. Процесс осуществляется при условии непрерывной подачи реагента в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина;
- моющего действия – технология предусматривает диспергирование и отмыв зародышей кристаллов, образующихся как в объеме, так и на стенках оборудования при условии непрерывной подачи реагента в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина.

Так же одним из эффективных и перспективных средств повышения качества очистки нефтепровода от отложений является использование гелевых поршней. Особенно их применение целесообразно, как показывает зарубежный опыт, на морских трубопроводах, протяженность которых в России в последующие годы будет расти [6].

5) *микробиологические;*

Микробиологический метод основан на механическом разрушении микробами кристаллического каркаса из парафинов в отложениях и образование продуктов жизнедеятельности микробов, обладающих свойствами ПАВ. Это способствует разрушению отложений и их выносу потоком жидкости. Однако для нормальной жизнедеятельности микробам требуются специфичные условия, которые сильно ограничивают использование этого метода.

2.4. Обзор способов увеличения пропускной способности трубопровода

В практике эксплуатации магистральных нефтепродуктов наиболее распространенными способами увеличения пропускной способности являются: очистка трубопроводов, сооружение дополнительных насосных станций, установка насосных агрегатов, установка вставок большего диаметра, строительство лупингов и использование противотурбулентных присадок.

Применение какого-либо средства по увеличению пропускной способности от Q до Q_1 оценивается коэффициентом увеличения пропускной способности нефтепродуктопровода $\chi = \frac{Q_1}{Q} = \frac{Q+\Delta Q}{Q}$.

Метод увеличения мощности насосных станций ведет к росту давления в системе, что может привести к аварии, в том числе разрыву трубопровода.

Врезка вставки большего диаметра увеличивает пропускную способность нефтепровода, но обладает недостатком, заключающимся в том, что для установки секции необходима полная остановка и очистка трубопровода.

Технология прокладки лупингов лишена этого недостатка. Параллельную нитку можно монтировать во время работы основной линии, а время соединения сравнительно небольшое. Использование системы лупингов не ведет к повышению рабочего давления в трубопроводе, при этом удельные затраты на перекачку даже при установке дополнительных перекачивающих

станций не увеличатся (или увеличатся незначительно), так как увеличивается объем перекачиваемой нефти. [7]

Так же существуют другие способы увеличения пропускной способности, применение которых не требует перестройку трубопровода. Например, использование присадок, уменьшающих гидравлическое сопротивление, так же подогрев нефти с целью уменьшения ее вязкости. Кроме того, следует бороться с отложениями парафинов внутри нефтепровода, как механическими, так и химическими способами.

Согласно РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов» [8] для обеспечения заданной производительности магистрального нефтепровода должно предусматриваться развитие его по очередям за счет увеличения числа насосных станций. В отдельных случаях допускается сооружение лупингов или вставок при их технико-экономическом обосновании. Допускается проектирование магистрального нефтепровода с последующим строительством второй нитки в следующих случаях:

- заданная производительность не обеспечивается одной ниткой;
- увеличение производительности нефтепровода до пределов, указанных в задании на проектирование, намечается в сроки, превышающие 8 лет;
- упругость паров нефти, поступающей в резервуарные парки, при заданной производительности за счет тепловыделения в нефтепроводе превышает 66,5 кПа (500 мм рт. ст.).

К сожалению, на увеличение пропускной способности нефтепроводов накладывается ряд ограничений. Так, нередко с целью снижения капиталовложений трубопроводы проектируют с уменьшающейся толщиной стенки (в соответствии с характером изменения давления между станциями). В этих условиях удвоение числа НПС, приводящее к увеличению давления в середине перегонов, может оказаться невозможным. Проблематично увеличение числа нефтеперекачивающих станций на трубопроводах, имеющих

значительный срок эксплуатации, так как их стенка ослаблена накопленными дефектами.

На применение методов увеличения производительности определенные ограничения накладывает и оборудование, установленное на НПС.

2.4.1. Строительство лупинга и вставок большего диаметра

В процессе эксплуатации магистральных трубопроводов часто возникает необходимость прокладки лупинга (обводной линии). «Лупинг - трубопровод, проложенный параллельно основному трубопроводу, и соединенный с ним для увеличения его пропускной способности» [9].

Лупинг трубопроводов служит для решения двух главных задач, среди которых увеличение имеющейся пропускной способности основной линии или снижение потерь давления во время транспортировки продукта.

В первую очередь это касается магистралей с высоким напором, так как именно в них создаются максимально нестабильные условия, приводящие к снижению эффективности. А, следовательно, к финансовым потерям. Важным преимуществом такой конструкции является возможность использовать ее в виде основной магистрали для транспортировки. Это помогает в кратчайшие сроки получить нужный результат, причем сэкономив средства на обустройстве нового трубопровода (лупинг может быть более дешевым вариантом, чем строительство полноценного нового трубопровода) [10].

Конструкция параллельно уложенного участка нефтепровода практически идентична основной линии, поэтому его можно использовать в тех же условиях, что и главный нефтепровод. Руководящие документы позволяют использовать несколько лупингов на одном участке. Диаметр труб может быть различным, но, если их максимального диаметра не хватит для транспортировки продукта, то в разных ветках обычно используют трубы одинакового размера, что обеспечивает одинаковую скорость перемещения топлива. Точный диаметр устанавливается только с помощью расчетов, по которым осуществляется проектирование согласно руководящим документам.

После начала использования параллельной нитки происходит сокращение транспортируемых объемов топлива по основной магистрали. В результате уменьшается гидравлическое сопротивление, которое необходимо преодолевать, что ведет к существенному уменьшению потерь давления.

Поэтому при одном и том же давлении транспортируемой среды возможно транспортировать большие объемы топлива. Такая дополнительная магистраль будет эффективной при любой ее длине. Но, чем она продолжительней, тем заметнее станет результат.

При расчете лупинга исходят из условия, что расход жидкости Q_0 в трубопроводе (от точки А до точки В, рис. 2, а) равен сумме расходов в трубопроводе Q_1 и в параллельной трубе-лупинге Q_2 т.е. $Q_0 = Q_1 + Q_2$ и что потеря напора на участке АВ в трубопроводе равна потере напора в лупинге $h_1 = h_2$ [11].

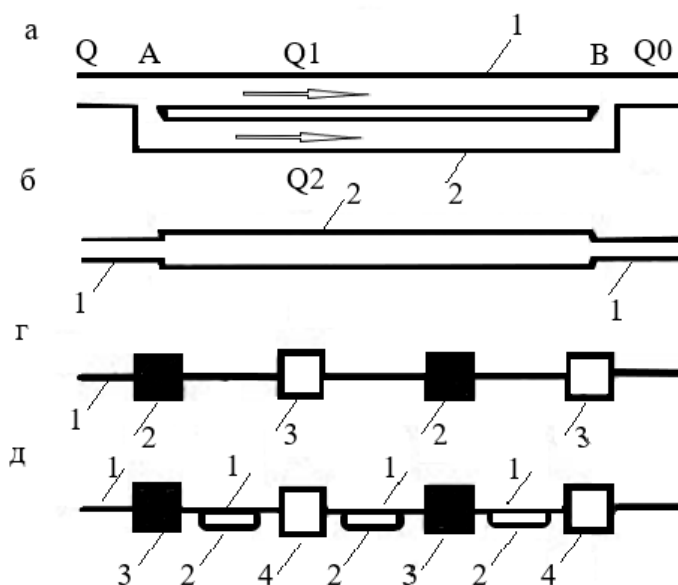


Рисунок 2 – Схемы методов увеличения пропускной способности нефте- и нефтепродуктопроводов

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

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

где m - показатель режима течения в трубопроводе.

А соответствующие расходы определяют по формулам:

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

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

где ω – скорость течения нефти по трубопроводу.

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

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

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

Отношение пропускной способности трубопровода после установки лупинга Q_0 к первоначальной пропускной способности до установки лупинга Q называется коэффициентом увеличения пропускной способности.

Задаваясь величиной этого коэффициента, определяют длину лупинга по формуле:

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

где l – длина трубопровода; χ – коэффициент увеличения пропускной способности.

Выразим коэффициент увеличения пропускной способности:

$$\chi_l \approx \frac{1}{\left(1 - \frac{x}{l} \cdot (1 - \omega)\right)^{\frac{1}{2-m}}}. \quad (6)$$

Видно, что увеличение производительности в этом случае зависит от того, какую долю от общей длины основной магистрали составляет лупинг, от соотношения диаметров лупинга и основного трубопровода, а также от режима перекачки [10].

В таблице 1 приведены расчетные величины χ_l для случая, когда диаметры основной магистрали и лупинга равны.

Таблица 1 – Увеличение производительности нефтепровода, достигаемое прокладкой лупинга того же диаметра

m	Величина χ_l при χ/l равном				
	0,05	0,25	0,5	0,75	1,0
1	1,03	1,14	1,33	1,60	2
0,25	1,02	1,12	1,28	1,53	2
0,1	1,02	1,11	1,27	1,52	2
0	1,02	1,11	1,26	1,51	2

Из таблицы видно, что прокладка лупинга, равного протяженности основного трубопровода, позволяет удвоить его пропускную способность независимо от режима течения. Очень важно, что такая величина χ_l достигается без строительства дополнительных нефтеперекачивающих станций и поэтому построенный лупинг не является просто новым нефтепроводом.

При расчете вставки гидравлический уклон ее определяют по формуле:

$$i_B = i_0 \cdot \left(\frac{d_0}{d_B}\right)^{5-m}, \quad (7)$$

где i_0 – гидравлический уклон основного трубопровода; d_0 – диаметр основного трубопровода; d_B – диаметр вставки.

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

$$l_B = \frac{i_0 \cdot l - h}{i_0 \cdot \left(1 - \frac{d_0}{d_B}\right)^{5-m}}, \quad (8)$$

где l — длина основного трубопровода; h — потеря напора в трубопроводе со вставкой.

Не рекомендуется применение вставок большего диаметра для повышения пропускной способности трубопровода, поскольку при реализации проекта неизбежны остановки перекачки, кроме того врезка вставок сопровождается потерями нефтепродуктов.

Следует отметить, что с технологической точки зрения применение вставок большего диаметра нецелесообразно, так как проход по таким участкам очистных и диагностических устройств затруднен.

2.4.2. Увеличение количества насосных станций

В случае, когда нефтепровод на этапе проектирования рассчитан на поэтапный ввод в эксплуатацию, то повысить его производительность можно строительством промежуточных НПС и включением в работу дополнительных насосов на уже существующих станциях.

Если же в проекте не предусмотрено повышение производительности, то в данном случае необходимо воспользоваться вариантом увеличения числа насосных станций, а именно их удвоением. Данный вариант подразумевает, что все станции будут работать примерно в одинаковых условиях и перегоны между ними будут разделены примерно пополам.

Поскольку изменение производительности нефтепровода при удвоении насосных станций относительно велико, то новая рабочая точка может оказаться за пределами рабочей зоны насосов (зоны оптимальных к.п.д.). Поэтому одновременно с удвоением числа насосных станций в общем случае необходимо заменить и устанавливаемое на них оборудование [12].

Насколько целесообразен такой метод увеличения производительности нефтепровода оценивают по коэффициенту увеличения пропускной способности, который выражается следующей зависимостью

$$\chi = 2^{\frac{1}{2-m}}; \quad (9)$$

Исходя из вышеуказанной формулы, можно сделать вывод, что при ламинарном режиме течения ($m=1$), когда $\chi = 2$, удвоение числа насосных станций ведет к удвоению пропускной способности трубопровода. Напор, развиваемый насосными станциями, остается постоянным, что до расширения трубопровода, что после. Для гидравлически гладких труб при турбулентном течении ($m=0,25$) увеличение числа НПС в два раза ведет к увеличению

пропускной способности трубопровода в 1,486 раза, в гидравлически шероховатых трубах ($m=0$) – в 1,414 раза.

Таким образом, удвоение числа насосных станций имеет смысл, когда заданное увеличение пропускной способности близко к числу $2^{\frac{1}{2-m}}$. Если это значение слишком мало ($\chi \ll 2^{\frac{1}{2-m}}$), то удвоение числа насосных станций нецелесообразно, поскольку они будут работать с недогрузкой. При слишком большом коэффициенте увеличения пропускной способности ($\chi \gg 2^{\frac{1}{2-m}}$) более рационально применение сложных схем, например комбинирование удвоения числа перекачивающих станций и прокладку лупинга.

2.4.3. Применение противотурбулентных присадок

Противотурбулентная присадка (ПТП) – это раствор или суспензия высокомолекулярного углеводородного полимера в растворителе.

Полимерные противотурбулентные присадки (ПТП) используют для снижения гидродинамического сопротивления течения жидких углеводородов в трубопроводах. Применение таких присадок особенно актуально в России в силу удаленности нефтяных и газоконденсатных месторождений от рынка потребления углеводородного сырья и нефтяных терминалов. Современная динамика цен на нефть стимулирует более гибкое использование трубопроводной сети. Рынок полимерных ПТП в России и СНГ динамично развивается как за счет нефтедобывающих компаний, так и компании «Транснефть» с ее разветвленной сетью магистральных нефтепроводов. Главными производителями на мировом рынке присадок выступают зарубежные компании LSPI и «Baker Hughes» [10].

Применение ПТП на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах.

Одними из основных проблем трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов являются:

- Необходимость экономии энергии и энергоресурсов при эксплуатации магистральных трубопроводов;

- Увеличение доли высоковязких и тяжелых нефтей в структуре добываемых и транспортируемых нефтей добыче;
- Повышение пропускной способности магистральных трубопроводов.

При транспортировке нефти и нефтепродуктов основные энергозатраты направлены на преодоление потерь напора на трение при течении жидкости в трубопроводе. Применение ПТП является перспективным направлением снижения гидравлического сопротивления магистрального нефтепровода. К достоинствам данного метода относятся низкие капитальные затраты, оперативность управления пропускной способностью магистрального трубопровода (например, ПТП позволяет увеличить пропускную способность в период пиковой нагрузки на требуемом направлении транспортировки), отсутствие необходимости строительства новых станций и лупингов. Помимо увеличения пропускной способности, применение ПТП также позволяет снизить энергозатраты на транспортировку нефти, что повышает энергоэффективность работы трубопроводной системы.

В настоящее время ПТП в ПАО «Транснефть» применяются как на магистральных нефтепроводах, так и на магистральных нефтепродуктопроводах.

Объем потребления ПТП в ПАО «Транснефть» находится в последние годы на уровне 500-700 т в год. При этом за последние 10 лет на магистральных трубопроводах применялись или проводились опытно-промышленные испытания свыше десятка различных марок ПТП.

Принцип действия противотурбулентных присадок основан на эффекте Б.А. Томса [13], проявляющегося при введении в турбулентный поток жидкости очень малых количеств высокомолекулярных полимеров.

Пропускная способность нефтепроводов и нефтепродуктопроводов может в ряде случаев значительно снижаться за счет турбулизации потока безводной нефти, вызывающей резкий рост гидравлического сопротивления и повышение энергозатрат. Применение специальных противотурбулентных

присадок (ПТП) позволяет увеличить объем прокачки и снизить рабочее давление на большинстве трубопроводов, транспортирующих нефть и в том числе газовый конденсат в турбулентном режиме.

Как правило, турбулизация потока жидкости в трубопроводе возникает при определенных условиях. В первую очередь это плотность и вязкость перекачиваемой жидкости. Чем ниже плотность и вязкость углеводородной фазы, тем проще потоку перейти из ламинарного в турбулентный режим, что и происходит при перекачке легких нефтей и нефтепродуктов.

Во-вторых, важную роль играют объем перекачиваемой жидкости и скорость движения потока. Чем выше объем и скорость потока, тем выше число Рейнольдса.

И, наконец, характеристики самого трубопровода. Основным фактором в данном случае — это диаметр трубопровода: чем он меньше, тем больше вероятность турбулизации потока.

При наличии условий турбулизации потока (например, при перекачке газового конденсата по трубам недостаточного диаметра с большим расходным коэффициентом) в пристеночной области возникают пульсации, направленные не вдоль потока, а преимущественно перпендикулярно ему. Когда ламинарное течение переходит в турбулентное, резко возрастает дополнительное гидравлическое сопротивление (до 80% от общего), что требует повышенных затрат энергии на перекачку.

При выборе противотурбулентной присадки необходимо принимать во внимание такие ее эксплуатационные характеристики как товарная форма, деструкция в турбулентном потоке, скорость растворения в нефтяных системах и ее эффективность.

Для снижения гидравлического сопротивления турбулентного потока нефти используются два типа товарных форм противотурбулентных присадок — гелеобразные и дисперсионные.

В присадках первого типа высокомолекулярный полимер растворен в углеводородном растворителе. Это такие присадки, как CDR-102, Виол, FLO (Бейкер Пайплайн Продактс) и Necadd-547 (АО «Фортум Ойл энд Гэз»).

В дисперсионных присадках Liquid Power (Коноко Спешиалити Продактс Инк.), M-FLOWTREAT (ООО «Миррико Сервис»), FLO XL (Бейкер Пайплайн Продактс) и Necadd-447 (АО «Фортум Ойл энд Гэз») гидравлически активная часть находится в виде суспензии на водной или углеводородной основе. Такая товарная форма позволяет получить добавки с большим содержанием полимера (до 25%). Однако в их состав входят стабилизаторы и другие химические добавки (10–15%).

В качестве ПТП применяют карбоцепные полимеры (полиметилметакрилаты, полиметоакрилаты, поли- α -олефины, полибутадиены, полистиролы) молекулярной массой более 106, которые при вводе в нефть в количестве 10–50 г/т уменьшают турбулентность потока, что снижает гидравлическое сопротивление нефтепровода. Эффективность присадки определяется природой молекулярной массы полимера эксплуатационными параметрами работы трубопровода (скоростью течения, диаметром трубопровода, температурой и вязкостью нефти и др.) [10].

При эксплуатации магистральных трубопроводов решается задача по определению эффективности противотурбулентной присадки в зависимости от ее концентрации:

$$DR = \left(1 - \frac{\lambda}{\lambda_0}\right) \cdot 100\%, \quad (10)$$

где λ, λ_0 - коэффициенты гидравлического сопротивления потока с присадкой и без нее (базовый режим) соответственно.

Фирмами-производителями предлагается значительный ассортимент современных присадок, предназначенных для снижения гидравлического сопротивления различных жидкостей: нефти, нефтепродуктов, конденсата и воды. В их рекламных проспектах приводятся графические зависимости эффективности присадки от ее концентрации в миллионных долях – ppm [14].

Производители гарантируют величину эффективности присадки в пределах поля, ограниченного двумя кривыми, соответствующими наибольшей и наименьшей вязкости продукта. Однако подобные графические зависимости дают лишь приблизительное представление о требуемой дозировке присадки. Пример графика эффективности приведен на рисунке 3.

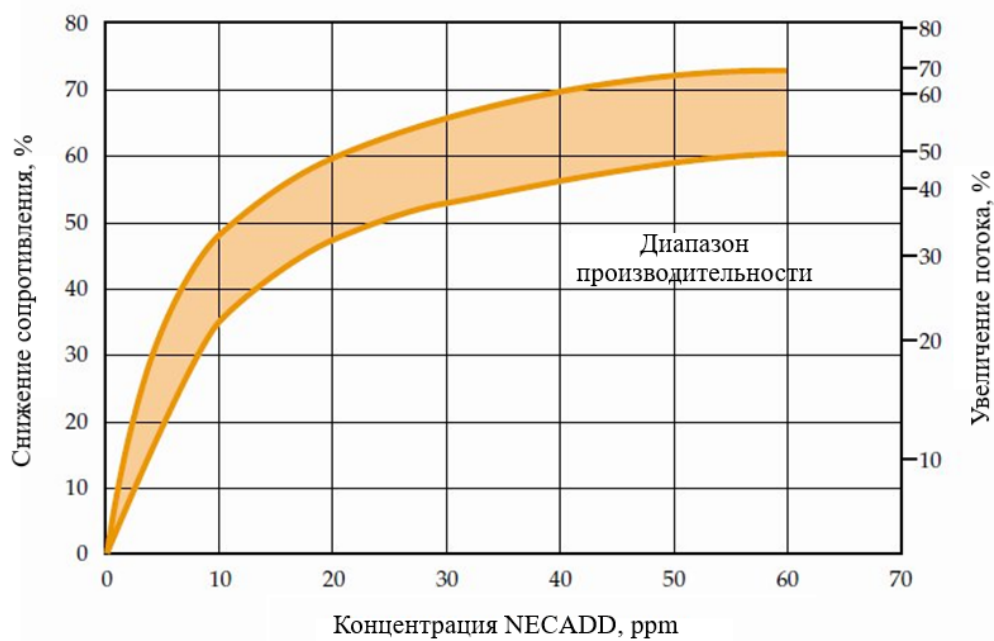


Рисунок 3 – График эффективности противотурбулентной присадки

2.4.3.1. Характеристики противотурбулентных присадок

ПТП характеризуют следующие параметры:

- химическая природа ПТП;
- молекулярные характеристики полимера;
- эксплуатационные характеристики ПТП:
 - а) технологические характеристики (концентрация активного вещества в товарной форме ПТП, скорость растворения в нефти, скорость механической и термической деструкции, характеристика растворителя);
 - б) транспортно-складские характеристики (товарная форма ПТП – гелеобразная или суспензионная; деструкция, обусловленная длительностью хранения ПТП; температура застывания и температура вспышки; наличие и размер твёрдых частиц).

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

- гидродинамические режимные параметры трубопровода (температура, скорость течения нефти, давление, наличие водных и газовых скоплений, отложений парафина и механических примесей);
- реологические параметры перекачиваемой нефти;
- геометрические и конструктивные параметры трубопровода (внутренний диаметр, шероховатость труб, местные сопротивления, лупинги, вставки) [15].

Основной эксплуатационной характеристикой ПТП является ее эффективность ψ .

Для снижения гидравлического сопротивления турбулентного потока нефти в трубопроводах преимущественно используется суспензионная форма, при которой гидравлически активная часть ПТП находится в виде суспензии в воде или углеводороде, также присутствуют стабилизаторы. Суспензионная товарная форма позволяет получать добавки с большим содержанием полимера. В отдельных случаях может использоваться гелеобразная товарная форма, при которой высокомолекулярный полимер растворен в углеводородном растворителе, например керосине, бензине и т.д.

Основой ПТП являются полимеры с высокой молекулярной массой в пределах от $1 \cdot 10^6$ до $10 \cdot 10^{20}$. Действие ПТП на турбулентный поток заключается в гашении высокочастотных поперечных пульсаций и увеличении толщины вязкого подслоя. В присутствии ПТП расширяется диапазон чисел Рейнольдса, в котором шероховатая поверхность является гидравлически гладкой.

Максимальный эффект снижения гидравлического сопротивления наблюдается не сразу после начала ввода ПТП в поток, а только после того, как нефть, содержащая ее, заполнит весь участок трубопровода. При прекращении

ввода ПТП в поток происходит восстановление первоначального гидравлического сопротивления.

Молекулярная структура ПТП разрушается при прохождении местных сопротивлений (тройников, задвижек, обратных клапанов и т.д.), расходомеров, узлов отбора проб, в магистральных насосах. Поэтому на трубопроводах с несколькими НПС, в случае необходимости, ПТП вводится после каждой НПС.

Важной задачей в механике воздействия полимерных добавок на турбулентность является установление значений концентраций полимера, необходимого для достижения определенного гидродинамического эффекта.

При малых концентрациях эффективность ПТП ψ с ростом концентрации резко увеличивается. При дальнейшем увеличении концентрации рост эффективности замедляется, достигая некоторого постоянного значения $\psi_{\max} < 100 \%$.

Так как фактическая эффективность ПТП зависит от многих факторов (длины участка движения нефти с ПТП, наличия местных сопротивлений на участке, скорости растворения ПТП, степени турбулентности потока нефти), реальные эксплуатационные свойства ПТП должны уточняться на основе опытно-промышленных испытаний [16].

Показатели качества нефти после использования ПТП должны остаться на уровне, регламентируемом следующими нормативными документами:

- для нефти – ГОСТ Р 51858;
- для нефтепродуктов – ГОСТ 305, ГОСТ Р 52368, ГОСТ 2084, ГОСТ Р 51105, ГОСТ 10227, а также технические условия производителя нефтепродукта.

Деградация ПТП при транспортировке по МТ. Активным веществом ПТП является полимер. Для магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов в современных ПТП в качестве полимера применяются полиальфаолефины. Одним из важных показателей качества полимера, как ПТП, является его молекулярная масса, которая в современных ПТП составляет несколько

миллионов а.е.м. С ростом молекулярной массы растет и эффективность снижения гидравлического сопротивления.

В процессе применения присадки возможно разрушение молекулы полимера. Данный вопрос называется деградацией, деструкцией присадки. В результате разрушения уменьшается молекулярная масса полимера и, как следствие, падает эффективность снижения гидравлического сопротивления трубопровода.

Деградация полимера может происходить как в процессе применения присадки при течении по трубопроводу вместе с нефть, так и в процессе ее хранения и подготовки к производству.

В процессе применения ПТП на магистральном трубопроводе деградация ПТП происходит, главным образом, за счет механического воздействия на полимер. Наиболее подвержен механическому воздействию растворившийся полимер, который при растворении превращается в нитевидную структуру, чувствительную к сдвиговым напряжениям [10].

Помимо деградации по длине практически полное разрушение присадки происходит при прохождении ПТП центробежных насосов. Из-за этого при необходимости снижения гидравлического сопротивления всего участка магистрального трубопровода необходимо осуществлять ввод ПТП после каждой насосной станции. Отметим, что одним из преимуществ применения в качестве агента снижения гидравлического сопротивления ПАВ, по сравнению с полимерными присадками, является способность ПАВ восстанавливаться после прохождения насосного оборудования, что позволило бы вводить ПАВ только один раз в начале участка трубопровода.

Существует предположение, а также некоторые опытные данные, подтверждающие его, о возможности ввода ПТП непосредственно перед насосной станцией. Данный способ ввода основан на предположении, что полимер присадки при прохождении насосов еще не успевает раствориться и, соответственно, более устойчив к сдвиговым напряжениям в насосе. При этом в настоящее время невозможно рассчитать ни величину растворившейся части

ПТП, ни величину падения эффективности из-а ввода ПТП на входе в насосную станцию.

Местные сопротивления также приводят к деградации полимера ПТП.

3. Расчетная часть

В современных нормах технологического проектирования, по аналогии с принципом вариантного проектирования по СП 36.13330.2012 [9], применяемым для новых трубопроводов – проектирование по критериям оптимальности (минимальные затраты при сооружении и эксплуатации трубопровода), задекларирован принцип выбора способа обеспечения заданной пропускной способности с применением технико-экономического расчёта. Вместе с тем, алгоритмы реализации данного принципа на практике в нормативных документах не обозначены.

Выбор способов обеспечения требуемой пропускной способности определяется оценочным технико-экономическим расчётом. Критерием выбора набора решений является минимизация капитальных и эксплуатационных затрат за рассматриваемый период эксплуатации трубопровода.

Сравнение технических решений по обеспечению требуемой пропускной способности выполнено на примере участка магистрального трубопровода «Х» условным диаметром 530x12 мм и протяженностью 173 км, с 2-мя перекачивающими станциями, на котором необходимо обеспечить пропускную способность 20760 т/сут (таблица 2). По нефтепроводу ведется перекачка нефти с 17 месторождений. Так как других путей или способов транспортировки нефти нет, то крайне важно просчитать возможность пропуска нефти по трубопроводу в связи с увеличивающимися объемами добычи.

В качестве примера для выбора варианта обеспечения требуемой производительности заданного участка рассмотрены следующие технические решения:

- прокладка лупинга;
- прокладка вставки;
- увеличение числа НПС с прокладкой лупинга;
- ввод противотурбулентной присадки.

Таблица 2 – Исходные данные для расчета

Параметр	Обозначение	Размерность	Величина
Диаметр, толщина стенки	$D \times \delta$	мм × мм	530×12
Протяженность	L	км	173
Расход нефти	Q_0	т/сут	17300
Необходимый расход нефти	Q_1	т/сут	20760
Вязкость нефти	ν	$\text{м}^2/\text{с}$	$6,06 \cdot 10^{-6}$
Плотность нефти	ρ	$\text{кг}/\text{м}^3$	857
Напор, развиваемый насосной станцией	$H_{\text{ст}}$	м	476
Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации	e	мм	0,02
Диаметр, толщина стенки лупинга	$D_{\text{л}} \times \delta$	мм × мм	530×12
Диаметр, толщина стенки вставки	$D_{\text{в}} \times \delta$	мм × мм	630×12

3.1. Расчет длины лупинга

1. Внутренний диаметр, пропускная способность и средняя скорость течения нефти в основной магистрали будут [17]:

$$d = D - 2\delta = 0,53 - 0,024 = 0,506 \text{ м,}$$

где D – наружный диаметр трубопровода, м;

δ – толщина стенки, м.

Секундный расход нефти:

$$Q = \frac{841 \text{ м}^3/\text{ч}}{3600 \text{ с}} = 0,234 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Скорость движения нефти при данном расходе:

$$w = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,234 \text{ м}^3/\text{с}}{3,14 \cdot (0,506 \text{ м})^2} = 1,16 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

2. Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu} = \frac{1,16 \text{ м/с} \cdot 0,506 \text{ м}}{6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}} = 96858,$$

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

3. Определяем режим движения и зону сопротивления.

Поскольку $Re > 2320$ – режим движения турбулентный. Находим граничные значения зон сопротивления Re_I и Re_{II} :

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \varepsilon = \frac{e}{d},$$

где e – средняя абсолютная шероховатость труб;

ε – относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,2 \text{ мм}}{506 \text{ мм}} = 3,95 \cdot 10^{-4}; Re_I = 25300; Re_{II} = 1265000;$$

$25300 < Re < 1265000$ – переходная зона (смешанного трения), для которой характерны следующие коэффициенты:

$$m = 0,123; \beta = 0,0802 \cdot 10^{(0,127 \cdot \lg \varepsilon - 0,627)} = 0,007.$$

4. Коэффициент гидравлического сопротивления находим по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{e}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{96858} + \frac{0,2}{506} \right)^{0,25} = 0,02.$$

5. Рассчитываем гидравлический уклон трубопровода:

$$i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{d^{5-m}} = 0,007 \cdot \frac{(0,234 \text{ м}^3/\text{с})^{1,877} \cdot (6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с})^{0,123}}{(0,506 \text{ м})^{4,877}} = 0,00263.$$

6. Расход через лупинг:

$$Q_L = \frac{Q}{1 + \left(\frac{d}{d_L} \right)^{\frac{5-m}{2-m}}} = \frac{0,234 \text{ м}^3/\text{с}}{1 + \left(\frac{0,506 \text{ м}}{0,506 \text{ м}} \right)^{\frac{5-0,123}{2-0,123}}} = 0,117 \text{ м}^3/\text{с},$$

где d_L – диаметр лупинга, м.

7. Скорость в лупинге:

$$w_L = \frac{4 \cdot Q_L}{\pi \cdot d_L^2} = \frac{4 \cdot 0,117 \text{ м}^3/\text{с}}{3,14 \cdot (0,506 \text{ м})^2} = 0,582 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

Число Рейнольдса для лупинга:

$$Re_L = \frac{w_L \cdot d_L}{\nu} = \frac{0,582 \text{ м/с} \cdot 0,506 \text{ м}}{6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}} = 48596;$$

Поскольку $Re > 2320$ - режим движения турбулентный.

$25300 < Re < 1265000$ – переходная зона (смешанного трения).

8. Режим движения в основном трубопроводе в лупинге одинаков, тогда гидравлический уклон лупинга:

$$i_L = \frac{i}{\left(1 + \left(\frac{d_L}{d}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right)^{2-m}} = \frac{0,00263}{\left(1 + \left(\frac{0,516 \text{ м}}{0,516 \text{ м}}\right)^{\frac{4,877}{1,877}}\right)^{1,877}} = 0,000716.$$

9. Найдем величину снижения потерь при лупинге:

$$n_L = \frac{i}{i_L} = \frac{0,00263}{0,000716} = 3,67.$$

10. Найдем необходимую для заданного увеличения пропускной способности длину лупинга [18]:

$$x_L = L \cdot \frac{1 - \chi^{m-2}}{1 - \omega} = 173000 \text{ м} \cdot \frac{1 - 1,2^{0,123-2}}{1 - 0,272} = 61915 \text{ м} = 62 \text{ км},$$

где χ – коэффициент увеличения пропускной способности;

ω -коэффициент, зависящий от режима движения нефти и зоны трения.

Если $d_L = d$, то

$$\omega = \frac{1}{2^{2-m}} = \frac{1}{2^{1,877}} = 0,272.$$

3.2. Расчет длины вставки

1. Внутренний диаметр, пропускная способность и средняя скорость течения нефти в основной магистрали будут:

$$d = D - 2\delta = 0,53 - 0,024 = 0,506 \text{ м};$$

Секундный расход нефти:

$$Q = \frac{841 \text{ м}^3/\text{ч}}{3600 \text{ с}} = 0,234 \text{ м}^3/\text{с};$$

Скорость движения нефти при данном расходе:

$$w = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,234 \text{ м}^3/\text{с}}{3,14 \cdot (0,506 \text{ м})^2} = 1,16 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

2. Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu} = \frac{1,16 \text{ м/с} \cdot 0,506 \text{ м}}{6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}} = 96858.$$

3. Определяем режим движения и зону сопротивления.

Поскольку $Re > 2320$ - режим движения турбулентный. Находим граничные значения зон сопротивления Re_I и Re_{II} :

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \varepsilon = \frac{e}{d},$$

где e – средняя абсолютная шероховатость труб;

ε - относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,2 \text{ мм}}{506 \text{ мм}} = 3,95 \cdot 10^{-4}; Re_I = 25300; Re_{II} = 1265000;$$

$25300 < Re < 1265000$ – переходная зона (смешанного трения), для которой характерны следующие коэффициенты:

$$m = 0,123; \beta = 0,0802 \cdot 10^{(0,127 \cdot \lg \varepsilon - 0,627)} = 0,007.$$

4. Коэффициент гидравлического сопротивления находим по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{e}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{96858} + \frac{0,2}{506} \right)^{0,25} = 0,02.$$

5. Рассчитываем гидравлический уклон трубопровода:

$$i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{d^{5-m}} = 0,007 \cdot \frac{(0,234 \text{ м}^3/\text{с})^{1,877} \cdot (6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с})^{0,123}}{(0,506 \text{ м})^{4,877}} = 0,00263.$$

6. Потери напора на трение:

$$h = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2g} = 0,02 \cdot \frac{173000 \text{ м}}{0,506} \cdot \frac{(1,16 \text{ м/с})^2}{2 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2} = 469 \text{ м}.$$

7. Скорость во вставке определяем по формуле:

$$w_B = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_B^2} = \frac{4 \cdot 0,28 \text{ м}^3/\text{с}}{3,14 \cdot (0,606 \text{ м})^2} = 0,971 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

где d_B – диаметр вставки, м.

Число Рейнольдса для трубопровода с вставкой:

$$Re_B = \frac{w_B \cdot d_B}{\nu} = \frac{0,971 \text{ м/с} \cdot 0,606 \text{ м}}{6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}} = 97100;$$

Поскольку $Re > 2320$ - режим движения турбулентный. Находим граничные значения зон сопротивления Re_I и Re_{II} :

$$Re_I = 30300; Re_{II} = 1515000;$$

$30300 < Re < 1515000$ – переходная зона (смешанного трения).

Коэффициент гидравлического сопротивления во вставке по формуле Альтшуля:

$$\lambda_B = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re_B} + \frac{e}{d_B} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{97100} + \frac{0,2}{606} \right)^{0,25} = 0,0197.$$

8. Потери напора на трение в вставке:

$$h_B = \lambda_B \cdot \frac{x}{d_B} \cdot \frac{w_B^2}{2g} = 0,0197 \cdot \frac{x}{0,606} \cdot \frac{(0,971 \text{ м/с})^2}{2 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2} = 0,00156 \cdot x \text{ м.}$$

9. Обозначим длину вставки x , длину первого участка, потери напора и скорость движения нефти в первом участке соответственно $L - x, h_1, w_1$, а во втором участке соответственно h_2, w_2 . Тогда, уравнением баланса напора будет (рисунок 1) [11]:

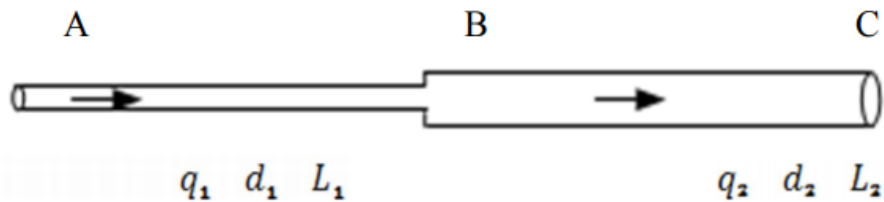


Рисунок 4 – Участок трубопровода с вставкой

$$\frac{\lambda \cdot L \cdot w^2}{d \cdot 2g} = \lambda_1 \cdot \frac{(L - x) \cdot w_1^2}{d \cdot 2g} + \lambda_2 \cdot \frac{x \cdot w_2^2}{d_1 \cdot 2g};$$

$$469 \text{ м} = 0,019 \cdot \frac{(L - x) \cdot (1,39 \text{ м/с})^2}{0,506 \text{ м} \cdot 2 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2} + 0,0197 \cdot \frac{x \cdot (0,971 \text{ м/с})^2}{0,606 \text{ м} \cdot 2 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2};$$

$$469 \text{ м} = 639,7 - 0,003698x + 0,00156x;$$

$$x = 79841 \text{ м} = 80 \text{ км.}$$

3.3. Удвоение числа перекачивающих станций

В случае удвоения числа ПС рабочая точка на совмещенной характеристике сместится из положения А в положение В [11].

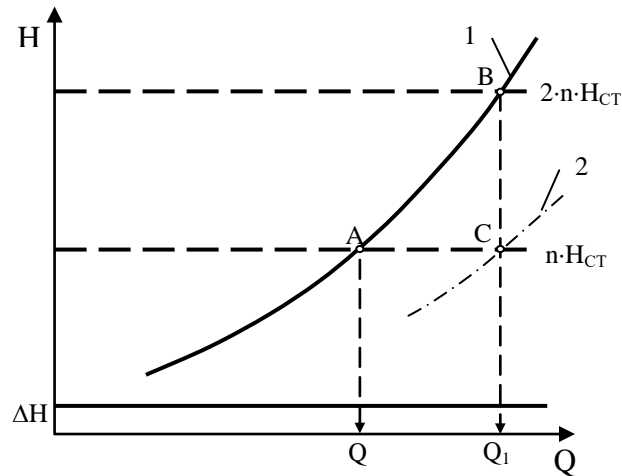


Рисунок 5 – Совмещенная характеристика трубопровода и ПС при $H_{СТ}=\text{const}$

1 – (Q-H) характеристика нефтепровода;

2 – (Q-H) характеристика нефтепровода с лупингом.

1. Найдем коэффициент увеличения пропускной способности для случая $H_{СТ}=\text{const}$. Запишем уравнение баланса напоров:

– для n перекачивающих станций (до удвоения ПС)

$$\Delta H + n \cdot H_{СТ} = 1,02 \cdot f \cdot L \cdot Q^{2-m} + \Delta z + h_{ОСТ}, \quad (1.110)$$

– и после удвоения ПС

$$\Delta H + 2 \cdot n \cdot H_{СТ} = 1,02 \cdot f \cdot L \cdot Q_1^{2-m} + \Delta z + h_{ОСТ}. \quad (1.111)$$

2. Коэффициент увеличения пропускной способности при дублировании числа ПС составит

$$\chi_D = \frac{Q_1}{Q} = \left(\frac{\Delta H + 2 \cdot n \cdot H_{СТ} - \Delta z - h_{ОСТ}}{\Delta H + n \cdot H_{СТ} - \Delta z - h_{ОСТ}} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \quad (1.112)$$

3. Если предположить равенство $\Delta H = \Delta z + h_{ОСТ}$, то получим

$$\chi_D = 2^{\frac{1}{2-m}}.$$

4. В нашем случае, с учетом того, что режим движения турбулентный, зона смешанного трения ($m=0,125$), то коэффициент увеличения пропускной способности будет $\chi_D = 1,447$. Это значит, что при удвоении числа ПС

пропускная способность трубопровода повысится до 25 т/сут, что удовлетворяет заданным условиям.

3.4. Увеличение числа перекачивающих станций с прокладкой лупинга

1. Пусть новый расход составляет $0,28 \text{ м}^3/\text{с}$, тогда скорость течения в основной магистрали будет:

$$w = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,28 \text{ м}^3/\text{с}}{3,14 \cdot (0,506 \text{ м})^2} = 1,39 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

2. Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu} = \frac{1,39 \text{ м/с} \cdot 0,506 \text{ м}}{6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}} = 116062.$$

3. Определяем режим движения и зону сопротивления

Поскольку $Re > 2320$ - режим движения турбулентный. Находим граничные значения зон сопротивления Re_I и Re_{II} :

$$Re_I = 25300; Re_{II} = 1265000;$$

$25300 < Re < 1265000$ – переходная зона (смешанного трения), для которой характерны следующие коэффициенты:

$$m = 0,123; \beta = 0,0802 \cdot 10^{(0,127 \cdot \lg \varepsilon - 0,627)} = 0,007.$$

4. Коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{116062} + \frac{0,2}{506} \right)^{0,25} = 0,019.$$

5. Рассчитываем гидравлический уклон трубопровода:

$$i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{d^{5-m}} = 0,007 \cdot \frac{(0,28 \text{ м}^3/\text{с})^{1,877} \cdot (6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с})^{0,123}}{(0,506 \text{ м})^{4,877}} = 0,00406.$$

6. Потери напора на трение:

$$h = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2g} = 0,019 \cdot \frac{173000 \text{ м}}{0,506 \text{ м}} \cdot \frac{(1,39 \text{ м/с})^2}{2 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2} = 639,7 \text{ м}.$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{mc} = 0,02 \cdot h_{mp} = 0,02 \cdot 639,7 \text{ м} = 12,79 \text{ м}.$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{mp} + h_{mc} + \Delta z = 639,7 \text{ м} + 12,79 \text{ м} + 0 = 652,49 \text{ м}.$$

7. Необходимое число насосных станций:

$$n = \frac{H}{H_{\text{ст}}} = \frac{652,49 \text{ м}}{476 \text{ м}} = 1,37,$$

где $H_{\text{ст}}$ – напор, развиваемый насосной станцией, м.

8. Выполним округление расчетного числа станций в меньшую сторону $n_2=1$. В этом случае суммарного напора недостаточно для компенсации гидравлических потерь в трубопроводе.

9. Фактическая производительность:

$$Q_1 = Q_c \cdot \left(\frac{n_1}{n}\right)^{\frac{1}{2-m}};$$

где n_1 – число насосных станций до увеличения;

$m=0,123$ - коэффициент Лейбензона для переходной зоны.

$$Q_1 = 0,28 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \cdot \left(\frac{1}{1}\right)^{\frac{1}{2-0,123}} = 0,28 \text{ м}^3/\text{с}.$$

10. Уменьшим гидравлическое сопротивление с помощью лупинга, приняв его диаметр равным диаметру основной магистрали.

Гидравлический уклон лупинга для переходной зоны:

$$i_{\text{луп}} = 0,297 \cdot i = 0,297 \cdot 0,00406 = 0,0012.$$

Необходимая длина лупинга:

$$x_{\text{луп}} = H_{\text{ст}} \cdot \frac{n - n_2}{i - i_{\text{луп}}} = 476 \text{ м} \cdot \frac{1,37 - 1}{0,00406 - 0,0012} = 61580 \text{ м} = 61,580 \text{ км}.$$

Размещение насосных станций и лупингов выполнено по методу В.Г. Шухова [12].

3.5. Расчет концентрации противотурбулентной присадки

1. Коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода до использования ПТП:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{e}{d}\right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{96858} + \frac{0,2}{506}\right)^{0,25} = 0,02.$$

2. Вследствие неизменности ресурса давлений должно выполняться равенство:

$$\lambda(Re, \Theta) \cdot Q^2 = \lambda_1(Re_1, \Theta) \cdot Q_1^2,$$

где λ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления при требуемой производительности;

Re_1 – число Рейнольдса при требуемой производительности;

Q_1 – требуемая производительность нефтепровода, м³/с.

3. Вычисляем новое значение коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda_1 = \lambda \cdot \left(\frac{Q}{Q_1}\right)^2 = 0,02 \cdot \left(\frac{0,234}{0,28}\right)^2 = 0,014.$$

4. Требуемая эффективность присадки [20]:

$$\psi = \frac{\lambda - \lambda_1}{\lambda} \cdot 100\% = \frac{0,02 - 0,014}{0,02} \cdot 100\% = 7\%.$$

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

Таблица 3 – Значения функции $\psi(\Theta)$ для ПТП Liquid Power TMW

Θ , ppm	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
$\psi(\Theta)$, %	0	31	39	43	46	47	48	49	50	50,5	50,9

Массовая доля присадки для увеличения пропускной способности до 20760 т/сут составит $\Theta=21,7$ ppm.

4. 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, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих.

4.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При выполнении комплекса работ по прокладке нефтепровода необходимо использовать современные средства техники безопасности и соблюдать правила охраны труда. 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 [20].

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.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [21]. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство,

обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для них предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год [22].

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.

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.

4.2.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 [23]. В таблице 1 приведены опасные и вредные факторы, связанные с запроектированными видами работ.

Таблица 4. Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ					Нормативные документы
	Земляные работы	Погрузочно- разгрузочные работы	Сварочно- монтажные работы	Огневые работы	Работы по использованию ПТП	
Опасные: 1) Электрический ток;			+	+		ГОСТ 12.1.045-84; ГОСТ 12.1.002-84; ГОСТ Р 12.1.019- 2009.
2) Пожаро- и взрывоопасность;				+		ГОСТ 12.1.004-91; ГОСТ 12.1.010-76.
3) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные);	+	+	+			ГОСТ 12.4.125-83; ГОСТ 12.2.062-81.
Вредные: 1) Повышенный уровень шума на рабочем месте;	+	+	+	+		ГОСТ 12.1.003- 2014; ГОСТ 24346- 80.

2) Недостаточная освещенность рабочей зоны;	+	+	+	+		ВСН34-82 ; СанПиН 2.2.1/2.1.1.127 8-03.
3) Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ;					+	ГН 2.2.5.686-98
4) Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;	+	+	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96
5) Повреждения в результате контакта с насекомыми, животными;	+	+				СанПиН 3.2.3215-14

4.3. Анализ вредных производственных факторов

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 [25] допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления свыше 135 дБА.

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.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки, заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более

высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для электрического освещения строительной площадки и участков используется рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное освещение. В соответствии с ГЭСН 81-02-01-2001 Часть 1 [26] Государственные элементные сметные нормы на строительные и специальные строительные работы при наступлении темноты участки работ, 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. При выполнении газоопасных работ для освещения рабочих мест должны использоваться светильники во взрывозащищенном исполнении.

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 [27].

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Одним из способов увеличения пропускной способности нефтепровода является использование противтурбулентных 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 для воздуха рабочей зоны, оказывают воздействие на ЦНС, почки и печень; оказывают раздражающее действие на слизистые оболочки глаз и органов дыхания.

Защита дыхательных органов осуществляется с помощью разнообразных противогазов и респираторов. Органы зрения защищаются путем использования предохранительных очков. Также объект должен иметь на балансе приборы для замера вредных веществ (газоанализаторы, лазерная техника) [20].

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

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.

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.

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 [28].

Повреждения в результате контакта с насекомыми, животными

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 [29], 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 – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу.

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

4.4. Анализ опасных производственных факторов

Электрический ток

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 [30] и быть в свою очередь не более 50 мА.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

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. [30]

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 – газовые баллоны, 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 [31], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей.

В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара, отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающие газы 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

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. 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.

Движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование.[32]

Согласно ГОСТ 12.4.011-89 [20] к коллективным средствам защиты от воздействия механических факторов относятся устройства: оградительные; автоматического контроля и сигнализации; предохранительные; дистанционного управления; тормозные; знаки безопасности.

4.5. 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 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. [33]

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.[34]

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.[33]

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 так же его строгое соблюдение.

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 [35].

4.6. 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.

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 газозоудушной смеси, распространяющейся с огромной скоростью и сопровождающееся большим выбросом энергии.

До начала работ должны быть разработаны мероприятия по 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;

– Рабочее место должно быть оснащено первичными средствами пожаротушения.[36]

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). [37]

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»;
- уделять особое внимание качеству построенных объектов;
- подбирать и использовать новые технологии и материалы для обеспечения бесперебойной работы и надежной эксплуатации оборудования;

- 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.[38]

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.

Роль трубопроводного транспорта в системе нефтегазовой промышленности чрезвычайно высока. Он является основным и одним из дешевых видов транспорта нефти от мест добычи на нефтеперерабатывающие заводы и экспорт. Магистральные трубопроводы, обеспечивая энергетическую безопасность страны, в тоже время позволяют разгрузить железнодорожный транспорт для перевозок других важных для народного хозяйства грузов.

Поэтому разработка проекта по увеличению пропускной способности магистрального нефтепровода является выгодным проектом с экономической точки зрения.

Таким образом, целью данного раздела является анализ ресурсоэффективности и ресурсосбережения технологий и разработок для последующей разработки экономически эффективного и конкурентно способного оборудования .

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 нефтегазовых компаний.

5.1.2. Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Показатели оцениваются по пятибалльной 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 5.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 5 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	$B_{к1}$	$B_{к2}$	K_{ϕ}	$K_{к1}$	$K_{к2}$
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1 Повышение производительности труда пользователя	0,18	4	2	3	0,72	0,36	0,52
2 Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,14	5	3	4	0,70	0,42	0,56
3 Энергоэкономичность	0,07	4	4	2	0,28	0,28	0,14
Экономические критерии оценки эффективности							
1 Конкурентоспособность продукта	0,09	5	3	3	0,45	0,24	0,24
2 Уровень проникновения на рынок	0,06	3	5	5	0,18	0,30	0,30
3 Цена	0,07	5	3	4	0,35	0,21	0,28

4 Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
6 Финансирование научной разработки	0,04	4	4	5	0,16	0,16	0,20
7 Срок выхода на рынок	0,03	5	3	3	0,15	0,12	0,12
8 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

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта, заключающийся в выявлении факторов внешней и внутренней среды, оказывающих влияние на реализацию проекта. Факторы делятся на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта. Слабые стороны – это недостатки, упущения или ограничения научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию, возникающую в условиях окружающей среды проекта, которая поддерживает спрос на результаты проекта. Угрозы – это нежелательные ситуации, тенденции или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют угрожающий характер для его конкурентоспособности в настоящем или будущем.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта:</p> <p>С1. Возможность анализа технологий по увеличению пропускной способности магистрального нефтепровода</p> <p>С2. Разнообразные технологические решения в технологии строительства.</p> <p>С3. Нефтепровод пользуется массовым спросом</p> <p>С4. Применяемые методики соответствуют требованиям нормативных документов.</p> <p>С5. Возможность применения на действующих нефтепроводах</p>	<p>Слабые стороны проекта:</p> <p>Сл1. Большой первоначальный взнос реализации проекта</p> <p>Сл2. Транспортировка оборудования требует больших капиталовложений</p> <p>Сл4. Проблема импортозамещения оборудования</p> <p>Сл3. Недостаточное количество современных источников</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной структуры ТПУ</p> <p>В2. Сотрудничество с заинтересованными компаниями</p> <p>В3. Повышение уровня вовлеченности со стороны государства</p> <p>В4. Возможность применение технологии на большем количестве объектов</p>	<p>1. Использование научной базы ТПУ с целью повышения ресурсоэффективности проекта и увеличения экономической выгоды</p> <p>2. Учет пожеланий заказчиков при соблюдении требований нормативных документов</p> <p>3. Расширение кадрового состава</p>	<p>1. Применение опыта работы компаний-партнеров</p> <p>2. Повышение уровня сотрудничества с компаниями другого профиля</p> <p>3. Отбор высококвалифицированных специалистов</p> <p>4. Сотрудничество с иностранными компаниями</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Возможность отказа заказчика от проекта из-за высокой стоимости</p> <p>У2. Истощение запасов месторождений</p> <p>У3. Изменение нормативно-правовой базы</p> <p>У4. Появление новых технологий</p> <p>У5. Возможны проблемы при транспортировке</p>	<p>1. Постоянное отслеживание изменений в законодательстве</p> <p>2. Повышенная надежность используемого оборудования</p> <p>3. Постоянное отслеживание появления новых научных разработок по теме исследования</p>	<p>1. Создание универсального алгоритма подбора технологического оборудования</p> <p>2. Переквалификация сотрудников предприятия</p> <p>3. Развитие исследования для возможности применения новых технических решений</p>

Результаты анализа учитываются 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.

5.2. Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график проведения научно-исследовательских работ. Для построения графика необходимо составить план выполнения проекта с указанием вида работа, длительности их исполнения и участников, ответственных за исполнение каждого пункта плана.

План производства работ по реализации научно-исследовательского проекта представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение задания	Руководитель
Разработка концепции проекта	2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент
	3	Разработка концепции проекта	Руководитель, Студент
	4	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель
	5	Календарное планирование работ	Руководитель, Студент
	6	Определение объема и частей	Руководитель,

		ВКР	Студент
Теоретические исследования	7	Проведение теоретического исследования темы	Студент
	8	Проведение расчетов	Студент
	9	Разработка части финансовый менеджмент	Студент
	10	Разработка части социальная ответственность	Студент
Анализ результатов	11	Оценка эффективности проделанных работ	Студент
Оформление отчета	12	Составление пояснительной записки	Студент
	13	Разработка презентации	Студент

5.2.2. Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях найдем коэффициент календарности $k_{\text{кал}}$:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{пр}} - T_{\text{вых}}} = \frac{365}{365 - 14 - 104} = 1,48,$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней.

Продолжительность i -й работы в календарных днях T_{ki} :

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях.

Результаты расчетов занесем в таблицу 8.

Таблица 8 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож}$, чел-дни			
Составление и утверждение задания	1	2	1	1	1	2
Подбор и изучение материалов по теме	3	6	5	2	2,5	4
Разработка концепции проекта	2	4	3	2	1,5	2
Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	2	2	2	1	2	3
Календарное планирование работ	2	3	2	1	2	3
Определение объема и частей ВКР	1	3	2	2	1	1
Проведение теоретического исследования темы	7	14	10	1	10	15
Проведение расчетов	5	9	7	1	7	10
Разработка части финансовый менеджмент	5	8	7	1	7	10
Разработка части социальная ответственность	5	7	7	1	7	10
Оценка эффективности проделанных работ	2	4	3	2	1,5	2
Составление пояснительной записки	10	15	12	1	12	18
Разработка презентации	2	5	2	1	2	3
Итого:						83

Итого для выполнения ВКР потребуется 83 календарных дня. Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 9).

Таблица 9 – Календарный план-график выполнения ВКР

№ работ	Вид работ	Исполнители	T _{кi} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ														
				февраль			март			апрель			май					
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение задания	Руководитель	2	■														
2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент	4	▨														
3	Разработка концепции проекта	Руководитель, Студент	2	■	▨													
4	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель	3		■													
5	Календарное планирование работ	Руководитель, Студент	3		■	▨												
6	Определение объема и частей ВКР	Руководитель, Студент	1		■	▨												
7	Проведение теоретического исследования темы	Студент	15			▨												
8	Проведение расчетов	Студент	10				▨											
9	Разработка части финансовый менеджмент	Студент	10					▨										
10	Разработка части социальная ответственность	Студент	10						▨									
11	Оценка эффективности проделанных работ	Студент	2								▨							
12	Составление пояснительной	Студент	18									▨						

	записки																	
13	Разработка презентации	Студент	3															

 - студент;  - руководитель.

5.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

5.3.1. Расчет материальных затрат НТИ

Для проведения научного исследования необходим компьютер, с установленными специальными программами и с соответствующим программным обеспечением.

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i N_{расх\ i} = 30000 \cdot 1 + 1500 \cdot 1 = 31500 \text{ руб.}, \quad (6)$$

где

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

$N_{расх\ i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Материальные затраты пришлись на компьютер и программное обеспечение. Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

5.3.2. Основная заработная плата исполнителей темы

Данный раздел отображает основную заработную плату научных сотрудников и инженерно-технических работников непосредственно участвующих в выполнении работ в рамках проекта. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда

заработной платы в размере 20-30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.- раб.дн., руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководитель	11	13	15	1450	1450	1450	15950	18850	21750
2	Студент	82	85	92	560	560	560	45920	47600	51520
Итого								61870	66450	73270

Основная заработная руководителя рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн.;

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M - количество месяцев работы без отпуска в течении года;

F_d - действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Для руководителя среднедневная заработная плата с учетом районного коэффициента k_p :

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M \cdot k_p}{F_d} = \frac{24600 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 1450 \text{ руб.};$$

Для студента среднедневная заработная плата с учетом районного коэффициента k_p :

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M \cdot k_{\text{р}}}{F_{\text{д}}} = \frac{9489 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 560 \text{ руб.}$$

5.3.3. Дополнительная заработная плата

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

Для руководителя дополнительная заработная плата:

$$Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 15950 \text{ руб.} = 2393 \text{ руб.};$$

Для студента дополнительная заработная плата:

$$Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 45920 \text{ руб.} = 6888 \text{ руб.}$$

Общие расходы на оплату труда составят:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = 61870 \text{ руб.} + 9281 \text{ руб.} = 71151 \text{ руб.}$$

Расчет для каждого варианта исполнения представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет дополнительной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководитель	15950	18850	21750	9281	9970	10990
2	Студент	45920	47600	51520			

5.3.4. Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

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

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2014 году вводится пониженная ставка страховых взносов – 27,1%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель	15950	18850	21750	9281	9970	10990
Студент	45920	47600	51520			
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	27,1%					
Итого:	19282 руб.	20710 руб.	22835 руб.			

5.3.5. Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot (\text{сумма статей } 1 \div 4),$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Тогда накладные расходы составят:

$$Z_{\text{накл}} = 0,15 \cdot 90443 \text{ руб.} = 12565 \text{ руб.}$$

5.3.6. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Распределение бюджета затрат НИИ по статьям отображено в таблице

Таблица 13 – Расчет бюджета затрат НИИ

№	Наименование статьи	Сумма, руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Затраты по основной заработной плате	61870	66450	73270
2	Затраты по дополнительной заработной плате	9281	9970	10990
3	Отчисления во внебюджетные фонды	19282	20710	22835
4	Накладные расходы	12565	14570	16065
5	Бюджет затрат НИИ	102998	111700	123160

5.4. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

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.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{102998 \text{ руб.}}{123160 \text{ руб.}} = 0,84$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки относительно самого затратного варианта.

Для оценки интегрального показателя ресурсоэффективности вариантов реализации научного исследования используется формула:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i ,$$

где I_{pi} - интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта реализации научного исследования;

a_i - весовой коэффициент i -го варианта реализации научного исследования;

b_i - бальная оценка i -го варианта реализации научного исследования;

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,3	5	4	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,1	5	3	4
3. Безопасность	0,2	5	4	4
4. Энергосбережение	0,1	4	3	3
5. Надежность	0,3	5	4	4
Итого	1	24	18	19

Основываясь на данных таблицы показатели ресурсоэффективности текущего проекта и двух других исполнений следующие:

$$I_{p1} = 5 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,3 = 4,9;$$

$$I_{p2} = 4 \cdot 0,3 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,3 = 3,8;$$

$$I_{p3} = 4 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,3 = 3,9.$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{I_{p-\text{исп.1}}}{I_{\text{финр}}};$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 15).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}}.$$

Таблица 15 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,84	0,91	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,9	3,8	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	5,8	4,2	3,9
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,38 1,49		

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять и выбрать более эффективный вариант решения поставленной технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности. Как видно из таблицы, разработка данного научно-исследовательского проекта выгоднее остальных двух как с финансовой стороны, так и со стороны ресурсоэффективности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы было выполнено следующее:

- изучена используемая нормативно-техническая документация;
- проанализированы применяемые технологии и методы по увеличению пропускной способности магистральных нефтепроводов;
- проведен расчет вариантов увеличения пропускной способности.

Можно сделать следующие выводы, что методы с использованием строительства дополнительных нефтеперекачивающих станций, лупинга или вставок большего диаметра отличаются очень высокими значениями капитальных затрат при малой продолжительности повышенной пропускной способности. При большой продолжительности повышенной пропускной способности ежегодные эксплуатационные расходы, связанные с обслуживанием лупинга или вставок, стремятся почти к нулю, а при строительстве дополнительных нефтеперекачивающих станций эксплуатационные расходы для них в основном представлены потреблением электроэнергии.

Противотурбулентная присадка выгодна при малой продолжительности использования, но нецелесообразна для длительного применения из-за ее большой стоимости и высоких эксплуатационных расходов. Повышение несущей способности труб отличается почти отсутствием капитальных затрат и отсутствием дополнительных эксплуатационных расходов.

Список использованных источников:

1. А.А. Сергаев. Оптимизация выбора технических решений для обеспечения требуемой производительности нефте- и нефтепродуктопроводов // 2-я Всероссийская научно-практическая конференция «Трубопроводный транспорт углеводородов». –2018. – С. 32-41.
2. Бархатов А.Ф. Противотурбулентная присадка как один из способов снижения капитальных и эксплуатационных затрат / Бархатов А.Ф., Настепанин П.Е.// Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – №3 (15). – С. 18-26.
3. Макаров, С.П. Методы очистки внутренней поверхности магистральных нефтепродуктопроводов / С. П. Макаров, А. Д. Прохоров, С. Н. Челинцев // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2004 .– №3.
4. Иванова, Л. В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения [Электронный ресурс] / Л. В. Иванова, В. Н. Кошелев, Е. А. Буров // Нефтегазовое дело. – 2011. – №1.
5. Чухарева Н.В. Транспорт скважиной продукции: учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с.
6. Девяткин, И. Н. Использование гелевых разделительных поршней для вытеснения нефтепродукта и очистки внутренней полости МНПП / И. Н. Девяткин // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2004.–№1.
7. 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.
8. РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.
9. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.

10. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Справочное пособие: в 2 т. / под общ. ред. Ю.В. Лисина. – М. : ООО «Издательский дом Недра» , 2017. – Т. 1. – 494 с.
11. Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2008. – 485 с.
12. 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.
13. 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.
14. Белоусов, Ю.П. Противотурбулентные ПТП для углеводородных жидкостей.– Новосибирск: Наука, 1986.–143с.
15. 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.
16. 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.
17. 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.
18. Тугунов П.И. Транспорт и хранение нефти и газа. Учебное пособие для студентов. М. : Недра. 1975 г.
19. РД-23.040.00-КТН-254-10. Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть».

- 20.ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 21.ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
- 22.ТК РФ. Статья 146. Оплата труда в особых условиях.
- 23.ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 24.ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
- 25.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).
- 26.СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
- 27.СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 28.СанПиН 3.2.3215-14 "Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации" (с изменениями на 29 декабря 2015 года).
- 29.ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 30.ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
- 31.ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).
- 32.Калыгин В.Г. Промышленная экология. Курс лекций. - М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 240 с.

- 33.ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
- 34.ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением N 1).
- 35.РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
- 36.Постановление Правительства Российской Федерации от 21.08.2000 №613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».
- 37.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 информационноаналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2011. - № 12.
- 38.ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.
- 39.РД 153-39.4-056-00 - Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
- 40.Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).
- 41.ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
- 42.РД 25.160.00-КТН-037-14 Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов (с Изменением N 1).
- 43.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).