

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Повышение гидравлической эффективности транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу»

УДК 622.692.4.053-048.78

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Юсупов Микаил Махамбетоглы		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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
2Б6А	Юсупову М.М.

Тема работы:

«Повышение гидравлической эффективности транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу»
Утверждена приказом директора (дата, номер) 06.02.2020 г. № 59-81/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2020
--	------------

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 «ASK» условным диаметром 530x12 мм и протяженностью 324 км, с одной перекачивающей станцией, на котором необходимо обеспечить пропускную способность 20760 т/сут.</p>
---	--

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

<p>Перечень графического материала <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»	Рыжакина Т.Г., 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	05.02.2020
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	К.Х.Н.		05.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Юсупов М.М.		05.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Юсупов М.М.

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

<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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка потенциальных потребителей результатов исследования; 2. Анализ конкурентных технических решений; 3. SWOT-анализ.
<i>4. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<ol style="list-style-type: none"> 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	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		25.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Юсупов М.М.		25.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б6А		Юсупов М.М.	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Тема ВКР:

Повышение гидравлической эффективности транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: участок линейной части магистрального нефтепровода Область применения: магистральные или промысловые нефтепроводы
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p> <p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывопожароопасных объектах»; СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Организация строительства»</p>
2. Производственная безопасность: <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. -Повышенный уровень шума. -Повышенный уровень запыленности и загазованности воздуха рабочей зоны. -Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) -Электрическая дуга и искры при сварке - Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования,

	<p>материалов.</p> <p>-Взрывоопасность и пожароопасность.</p> <p>-Факторы, связанные с электрическим током</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: выброс загрязняющих веществ по причине негерметичности технологического оборудования.</p> <p>Гидросфера: попадание загрязняющих веществ, таких как нефть, масла, растворители на поверхность водных источников и подземных вод. Нарушение гидрогеологического режима реки.</p> <p>Литосфера: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и лесных массивов. Загрязнение нефтепродуктами, химреагентами.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Рассмотрены следующие вопросы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; <p>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		25.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Юсупов М.М.		25.02.2020

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 2019/2020 года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
17.02.2020	<i>Введение</i>	8
02.03.2020	<i>Обзор литературы</i>	12
12.03.2020	<i>Характеристика объекта исследования</i>	15
15.04.2020	<i>Теоретические основы технологических расчетов на прочность</i>	12
29.04.2020	<i>Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки нефти</i>	15
06.05.2020	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
12.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
19.05.2020	<i>Выводы</i>	8
25.05.2020	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.т.н, доцент		05.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		05.02.2020

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.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Повышение гидравлической эффективности транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу			
Разраб.		Юсупов М.М.			Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					11	107
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О. В.						

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

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

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).

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.

СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменением N 1).

РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.

РД 25.160.00-КТН-037-14 Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов (с Изменением N 1).

ВНТП-3-90 Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов.

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

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

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

ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

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

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

СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

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).

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Оглавление

Реферат	19
Abstract	20
Введение.....	21
1. Технология перекачки и транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу.....	23
1.1. Актуальность ресурсо- и энергоэффективности для магистральных нефте- и продуктопроводов	23
1.2. Оборудование для снижения гидравлических нагрузок.....	28
1.3. Технологии применения лупингов и вставок большего диаметра	31
1.4. Увеличение количества насосных станций.....	35
1.5. Технологии применения подогрева транспортируемой среды	37
1.6. Противотурбулентные присадки	40
1.7. Характеристики противотурбулентных присадок.....	46
2. Характеристика объекта исследования.....	51
2.1. Характеристика участка магистрального нефтепровода	51
2.2. Климатическая характеристика	51
2.3. Характеристика трубопровода.....	52
2.4. Характеристика нефти	53
3. Теоретические основы технологических расчетов на прочность	54

					Повышение гидравлической эффективности транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Оглавление		
<i>Разраб.</i>		Юсупов М.М.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.			15	107	
<i>Консульт.</i>					ТПУ гр. 2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.					

3.1. Расчет прочности трубопровода.....	54
4. Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки нефти	56
4.1. Расчет гидравлических потерь при существующей технологии транспортировки	58
4.2. Расчет гидравлических потерь после применения способов повышения энерго- и ресурсосбережения при транспортировке	60
4.2.1. Расчет трубопровода с лупингом	60
4.2.2. Расчет трубопровода со вставкой.....	61
4.2.3. Удвоение числа перекачивающих станций	63
4.2.4. Увеличение числа перекачивающих станций с прокладкой лупинга	64
4.2.5. Расчет концентрации противотурбулентной присадки	66
5. Финансовый менеджмент.....	69
5.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	70
5.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования	70
5.1.2. Анализ конкурентных технических решений	70
5.1.3. SWOT-анализ.....	72
5.2. Планирование научно-исследовательских работ.....	74
5.2.1. Структура работ в рамках научного исследования	74

5.2.2	Разработка графика проведения научного исследования	75
5.3.	Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	78
5.3.1.	Расчет материальных затрат НТИ	78
5.3.2.	Основная заработная плата исполнителей темы.....	79
5.3.3.	Дополнительная заработная плата	80
5.3.4.	Отчисления во внебюджетные фонды	81
5.3.5.	Накладные расходы	82
5.3.6.	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	82
5.4.	Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	83
6.	Социальная ответственность	86
6.1.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
6.2.	Производственная безопасность	87
6.3.	Анализ вредных производственных факторов.....	89
6.3.1.	Повышенный уровень шума на рабочем месте	89
6.3.2.	Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	90
6.3.3.	Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ	91
6.3.4.	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....	91

6.3.5. Повреждения в результате контакта с насекомыми, животными.....	92
6.4. Анализ опасных производственных факторов.....	92
6.4.1. Электрический ток.....	92
6.4.2. Пожароопасность и взрывоопасность.....	93
6.4.3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.....	94
6.5. Экологическая безопасность.....	95
6.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	97
Список использованных источников:.....	103

					Оглавление	Лист
						18
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 107 страниц, 18 рисунков, 22 таблиц, 55 источников литературы.

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

Объект исследования: участок магистрального нефтепровода «ASK» длиной 324 км.

Цель работы: выбор оптимального способа повышения гидравлической эффективности 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 «ASK», рассмотрены причины снижения гидравлической эффективности трубопровода, произведен обзор методов по увеличению пропускной способности нефтепровода, оценка их применимости и эффективности.

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

Область применения: магистральные нефтепроводы.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Повышение гидравлической эффективности транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу			
Разраб.		Юсупов М.М.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					19	107
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 2Б6А		

Abstract

Final qualifying work consists of 107 pages, 18 images, 22 tables, 55 sources.

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

The object of the study: the section of the main pipeline "ASK" with a length of 324 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 "ASK" 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.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Повышение гидравлической эффективности транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу			
Разраб.		Юсупов М.М.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					20	107
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 2Б6А		

Введение

Актуальность. Необходимость транспортировки на большие расстояния до потребителей большого количества нефти и нефтепродуктов способствовала развитию сети трубопроводов значительной протяженности. В настоящее время магистральные нефте- и продуктопроводы (МН и МНПП) РФ позволяют обеспечивать обширные территории углеводородным сырьем не только российских потребителей, но и зарубежных партнеров. Таким примером может служить недавно реализованный проект «ВСТО» с поставкой больших объемов продукции в Китайскую Народную республику. При этом, необходимо отметить, что важной составляющей бесперебойных поставок является обеспечение пропускной способности внутренней полости трубопроводов, которая может меняться в зависимости от свойств транспортируемой среды и приводить к падению объемов поставки и снижению эффективности работы всего объема объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

Поэтому, исходя из изложенного выше, ключевой задачей МН и МНПП является сохранение балансов запланированных объемов поставки грузополучателям всех требуемых товарных продуктов по трубопроводу, что определяет контроль за важной компонентой нефтеперекачивающих станций (НПС) – насосными агрегатами (НА).

Исходя из давления, создаваемого на НПС на основе напорно-расходных параметров НА, профиля трассы и свойств перекачиваемого продукта можно планировать и управлять объемами перекачки при помощи инструментов системы операторного контроля. При этом, если часть указанных характеристики относится к управляемым процессам, которые зависят от технических характеристик и методик эксплуатации

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Повышение гидравлической эффективности транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу			
Разраб.		Юсупов М.М.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					21	107
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 2Б6А		

применяемого оборудования, то другая требует управления свойствами перекачиваемой среды - вязкостью и плотностью, которые, в свою очередь, определяют объем гидравлических потерь по длине участка МН и МНПП и определяют энергопотребление НПС в целом. Поэтому, все работы, направленные на обеспечение транспортировки нефти и нефтепродуктов с минимальным энергопотреблением энергоемкого оборудования, являются актуальными.

Целью работы является выбор оптимальной технологии повышения гидравлической эффективности при перекачке нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу.

Задачи, решенные в ходе выполнения выпускной квалификационной работы:

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

					Введение	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Технология перекачки и транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу

1.1 Актуальность ресурсо- и энергоэффективности для магистральных нефте- и продуктопроводов

На сегодняшний день задача повышения ресурсо- и энергоэффективности является одной из наиболее актуальных задач при транспортировке продуктов по магистральному нефтепроводу. При этом, основная цель состоит в том, чтобы снизить затраты на перекачку нефти и нефтепродуктов.

Как показывают современные исследования [1-20], причинами актуальности уменьшения затрат на производство при внедрении мероприятий по повышению энерго- и ресурсоэффективности является ряд факторов. Это отражается на нормативно-правовом регулировании и приводит с необходимостью быстрой замены старого изношенного оборудования и трубопроводов, не отвечающих современным нормам энергопотребления.

Если опираться на нормативную базу, то важными документами являются:

- ✓ Федеральный закон № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [7];
- ✓ Энергетическая стратегия РФ до 2030 года ;
- ✓ Проект Энергетической стратегии РФ до 2035 года .

Исходя из указанных документов, формируется политика всех нефтегазовых компаний, осуществляющих транспортировку нефти и нефтепродуктов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Повышение гидравлической эффективности транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу			
Разраб.		Юсупов М.М.			Технология перекачки и транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					23	107
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Эффективным решением указанной проблемы может служить отказ от старых технологий и применение новых, позволяющих не только управлять машинами и механизмами с минимизацией энергопотребления, но и технологий, позволяющих снижать вязкость и плотность перекачиваемых углеводородных сред.

В целом, если представить весь объем работ, на который ориентируется самый крупный оператор по перекачке нефти и нефтепродуктов в РФ ПАО «Транснефть», то его можно представить в виде рисунка 1 на основе данных [6].

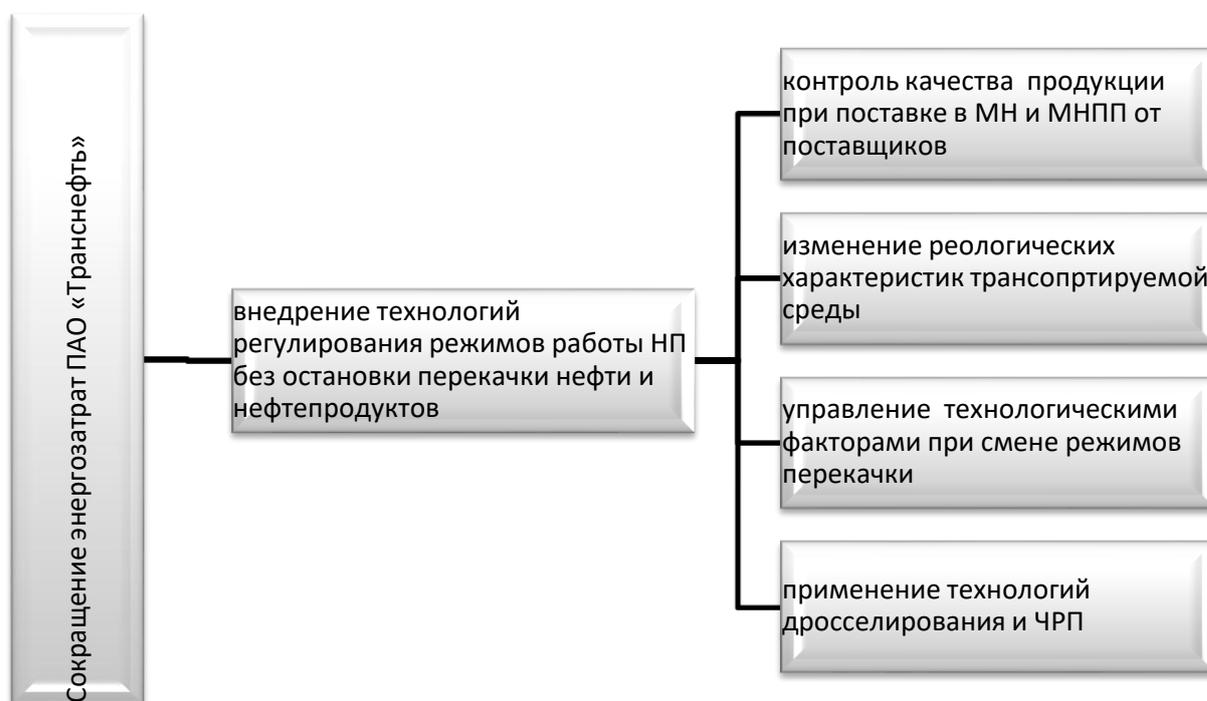


Рисунок 1 - Основные направления по сокращению энергозатрат ПАО «Транснефть»

Давайте разберемся, что же влияет на ресурсо- и энергоэффективность предприятий трубопроводного транспорта углеводородов?

Для этого обратимся к основополагающему нормативно техническому документу ведущей российской нефтетранспортной компании РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов [5], в котором определены безопасные условия перекачки

нефти и нефтепродуктов по трубопроводам в системе магистрального транспорта.

Все технологические операции по перемещению жидких углеводородов осуществляется с использованием значительного количества перекачивающих агрегатов, потребляющих внушительный объем электрической энергии. при этом, энергопотребление непосредственно зависит от выбранных режимов.

Как следует из существующих подходов к выбору и обоснованию того или иного режима, вариабельность может быть различной. Согласно [4], это позволяет предприятию не только изменять объем поставляемой продукции конечному потребителю, но и способствует регулированию таких важных характеристик, как КПД агрегата, так и его энергопотребление.

На федеральном законодательном уровне (ФЗ № 261 об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации [7]) и на производственном уровне, осуществляющих транспортировку при помощи магистрального транспорта (например, политика энергосбережения ПАО «Транснефть», основные положения которой, представлены на официальном сайте Компании [6]). Ежегодно производится корректировка регламентирования основных принципов мониторинга и управления за расходом ресурсов и электрической энергии. Поэтому, выбор оптимальных, с точки зрения энергопотребления и производительность перекачивающего оборудования, с учетом свойств транспортируемой среды, является основной задачей Предприятия трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

Для этого в дочерних Компаниях ПАО «Транснефть» ежегодно проводится комплекс мероприятий, направленных на поиск новых рационализаторских предложений, разработку новых технических устройств и внедрение методик их эксплуатации. Это можно наблюдать по результатам научно-технических конференций [3,5]. Кроме того, в Компанию входят

					Технология перекачки и транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

научно исследовательские организации, активно занимающиеся внедрением методов и средств, некоторые примеры которых, рассмотрим далее.

Эксплуатируемый ПАО «Транснефть» высоковольтный частотно-регулируемый электропривод для магистральных насосных агрегатов способствует не только энергетической оптимизации работы насосных агрегатов, но и выступает в роли первой отечественной разработки в данной сфере, не уступающей, по своим эксплуатационным параметрам, иностранным аналогам. Электропривод, представленный Компанией, имеет патент на полезную модель «Высоковольтный частотно-регулируемый электропривод» № 2505918, публикация которого, представлена в [8].

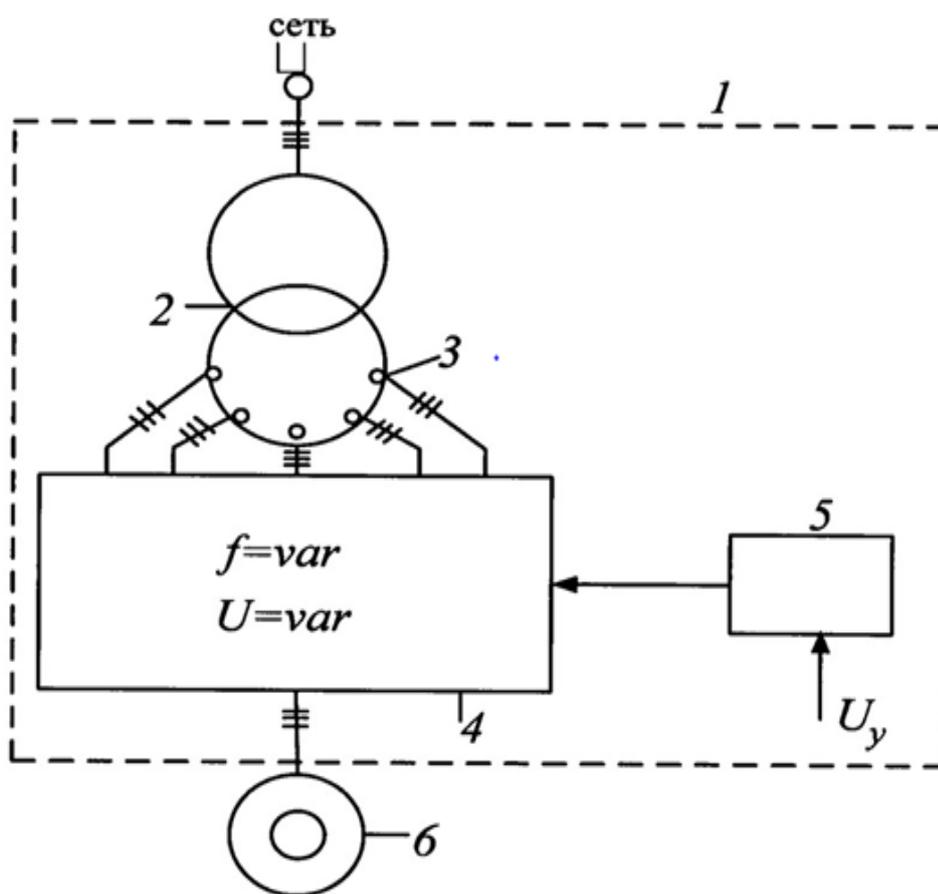


Рисунок 2 - Высоковольтный частотно-регулируемый электропривод

Эта модель относится к области электротехники, в частности, к областям автоматизированного электропривода и преобразовательной техники и предназначена для регулирования скорости асинхронных и синхронных электродвигателей (ЭД) переменного тока.

Другим примером повышения надёжности электроснабжения энергоёмкого дорогостоящего технологического оборудования и повышения качества использования электрической энергии, является применение Компанией новейшей технологии динамического комплексного регулятора потоков мощности (ДКРПМ).



Рисунок 3 - Динамический комплексный регулятор потоков мощности

Данный регулятор выступает как унифицированная альтернатива широкому спектру электротехнических устройств, обеспечивающая качество электрической энергии и надежность электроснабжения

Как показывают современные исследования и отчеты по результатам деятельности Компании [9], наибольшей экономии электроэнергии при транспортировке нефти и нефтепродуктов удастся достичь, благодаря оптимизации технологического процесса. Для этого было разработано [8,9] автоматизированное рабочее место технолога (ПК «АРМ Технолога»), позволяющее рассчитывать условия для оптимальной перекачки при минимизации потребляемой электроэнергии.

В числе проводимых, на текущий момент времени изысканий НИОКР ПАО «Транснефть» в области энергоэффективных технологий, можно

					Технология перекачки и транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

назвать разработку и создание опытных образцов энергоэффективных, с повышенным КПД, магистральных и подпорных насосов. Применение такого оборудования позволит Компании обеспечить и импортозамещение технического оборудования.

На основе выше приведенной информации выделим основные составляющие, которые влияют на условия перекачки:

- ✓ управление качеством среды;
- ✓ управление напорно-расходными характеристиками насосных агрегатов;
- ✓ КПД НА;
- ✓ снижения уровня тепловых потерь;
- ✓ организация транспортировки и хранения;
- ✓ недопущение потерь и снижения качества.

Все эти составляющие определяются открытием и использованием новых технологий перекачки и транспортировки, применением новой техники и оборудования и применением специальных химических реагентов, снижающих уровень гидравлических потерь.

Указанные подходы к ресурсо- и энергосбережению закладываются на этапах: Проектирования, строительства, эксплуатации.

1.2 Оборудование для снижения гидравлических нагрузок

Использование оборудование для снижения гидравлических нагрузок [10] обеспечит увеличение срока эксплуатации и экономию электроэнергии. Зачастую, для увеличения пропускной способности трубопровода и для снижения гидравлических нагрузок при транспортировке нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу, применяются следующие методы, представленные на рисунке 4.

					Технология перекачки и транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Методы снижения гидравлических нагрузок



Рисунок 4 - Методы снижения гидравлических нагрузок

Общая характеристика приведенных методов в виде табличных данных, которые более подробно рассмотрим ниже (таблица 1).

Таблица 1 – Общая характеристика современных методов для снижения гидравлических нагрузок

Название	Достоинства	Недостатки
Установка вставок большего диаметра	увеличивается пропускная способность нефтепровода	неудобство внедрения вставки в трубопровод
Строительство лупингов	увеличивается пропускная способность нефтепровода	для строительства лупинга используют те же материалы, что и для основной линии, что увеличивает металлоемкость проекта
Метод увеличения мощности насосных станций	- увеличивается пропускная способность нефтепровода; - большая скорость потока способствует снижению объемов отложений АСПО	увеличение мощности насосных станций, может привести к аварии

Продолжение таблицы 1

Использование противотурбулентных присадок	- увеличивается пропускная способность нефтепровода; - снижается вязкость транспортируемой среды	- высокая стоимость; - неустойчивость к внешнему механическому воздействию (при попадании на лопасти НА ПТП разрушаются)
--	---	---

Технология повышения мощности насосных станций приводит к росту давления в системе, что может в свою очередь являться причиной аварии, а также к разрыву трубопровода.

Врезка вставки большего диаметра повышает пропускную способность магистрального нефтепровода, однако недостатком данной технологии является необходимость остановки и очистки нефтепровода для установки секции.

Метод прокладки лупингов не имеет указанного выше недостатка. Монтаж параллельной нитки возможен без прерывания работы основной линии. Соединение параллельной и основной линии занимает сравнительно небольшое количество времени. Применение системы лупингов не повышает рабочее давление в трубопроводе, а также позволяет увеличить объем транспортируемой нефти без значительного увеличения удельных затрат (даже с учетом дополнительных перекачивающих станций) [10].

Для повышения пропускной способности могут применяться и другие методы, не требующие 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» [5] 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 [2,4].

1.3 Технологии применения лупингов и вставок большего диаметра

В процессе эксплуатации магистральных трубопроводов часто возникает необходимость прокладки лупинга (обводной линии), в соответствии с [12]. «Лупинг - трубопровод, проложенный параллельно основному трубопроводу, и соединенный с ним для увеличения его пропускной способности».

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) [12].

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

					Технология перекачки и транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

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 [14].

При расчете лупинга исходят из условия, что расход жидкости в трубопроводе (от точки А до точки В, рис. 4) 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 $h_1 = h_2$

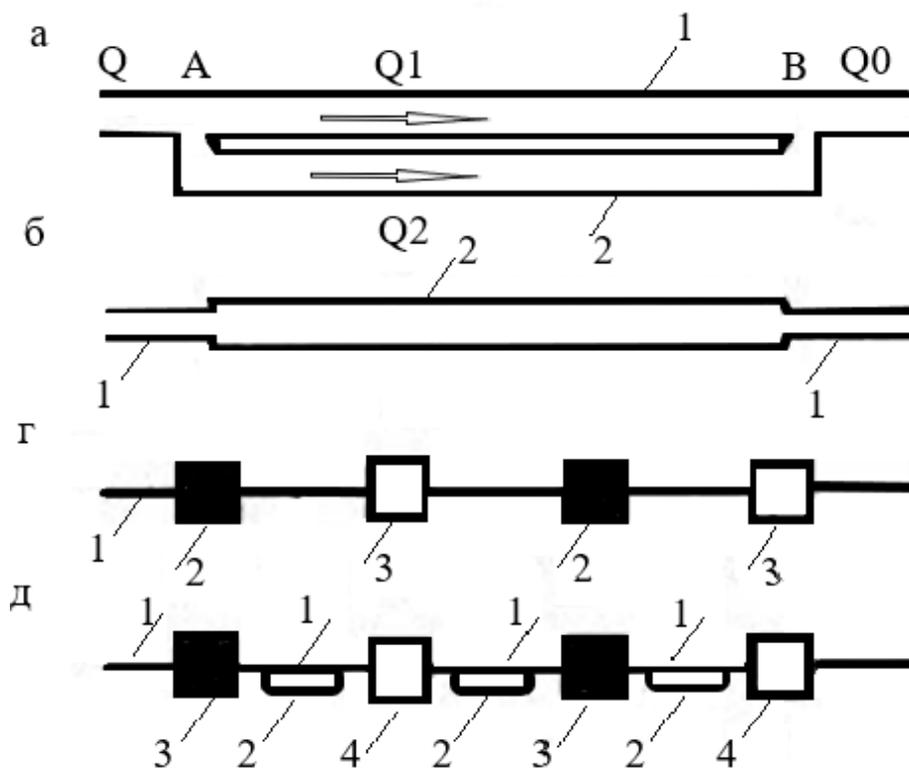


Рисунок 5 - Схемы методов увеличения пропускной способности нефте- и нефтепродуктопроводов

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.

Соответствующие расходы определяют по формулам:

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

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

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

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

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

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

Задаваясь величиной этого коэффициента, определяют длину лупинга по формуле:

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

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

Выразим коэффициент увеличения пропускной способности:

$$\chi_{л} \approx \frac{1}{1 - \frac{x}{l} * (1 - \omega)^{\frac{1}{2-m}}} \quad (6)$$

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.

В таблице 2 приведены расчетные величины $\chi_{л}$ для случая, когда диаметры основной магистрали и лупинга равны.

Таблица 2 - Увеличение производительности нефтепровода, достигаемое прокладкой лупинга того же диаметра

m	Величина $\chi_{л}$ при x/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

Исходя из таблицы видно, что прокладка лупинга, длина которого равна протяженности основного трубопровода, способствует удвоению его пропускной способности независимо от режима течения. Одним из главных преимуществ данного метода является увеличение коэффициента пропускной способности без дополнительного строительства нефтеперекачивающих станций и поэтому проложенный лупинг является частью исходного нефтепровода.

При расчете вставки ее гидравлический уклон рассчитывается по формуле:

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

где i_0 – гидравлический уклон основного трубопровода; – диаметр основного трубопровода; B – диаметр вставки.

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

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

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

Применение вставок большего диаметра для повышения пропускной способности трубопровода не рекомендуется, как видно из рисунка 6, при реализации проекта неизбежны остановки перекачки, кроме того врезка вставок сопровождается потерями нефтепродуктов.

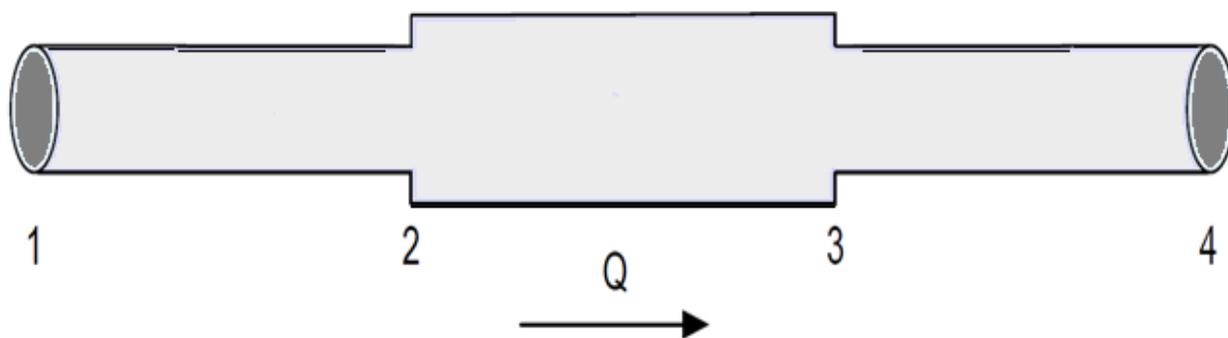


Рисунок 6 – Схема участка трубопровода со вставкой

С технологической точки зрения использование вставок большего диаметра не является целесообразным, так как проход по таким участкам очистных и диагностических устройств затруднен.

1.4 Увеличение количества насосных станций

В случае, поэтапного ввода нефтепровода в эксплуатацию, принятого на этапе проектирования, повышение его производительности можно

достигнуть 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 (рисунок 7).

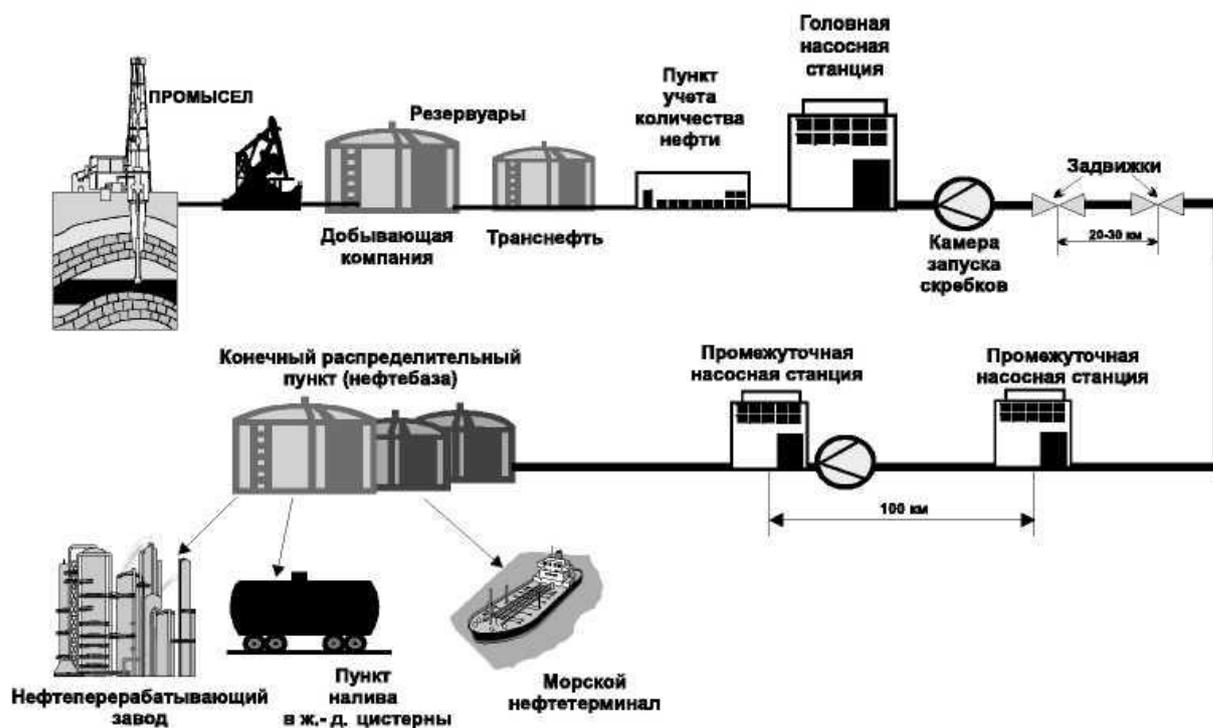


Рисунок 7 – Технологическая схема НПС

Данный вариант предполагает, что все станции будут работать в относительно одинаковых условиях и перегоны между НПС будут разделены примерно пополам.

Исходя из того, что изменение производительности нефтепровода при удвоении насосных станций увеличивается, то новая рабочая точка может сместиться за пределы рабочей зоны насосов (зоны оптимальных к.п.д.). Следовательно одновременно с удвоением числа насосных станций, необходимо заменить и устанавливаемое на них оборудование [15].

Целесообразность применения данного метода для повышения 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

1.5 Технологии применения подогрева транспортируемой среды

Иногда добываемая нефть такова, что ее транспортировка по трубопроводам невозможна. Это случается, если вязкость нефти чрезмерно велика из-за большого содержания смол и асфальтенов, или если нефть содержит много парафинов и тогда застывает уже при температуре 15–25 °С.

					Технология перекачки и транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

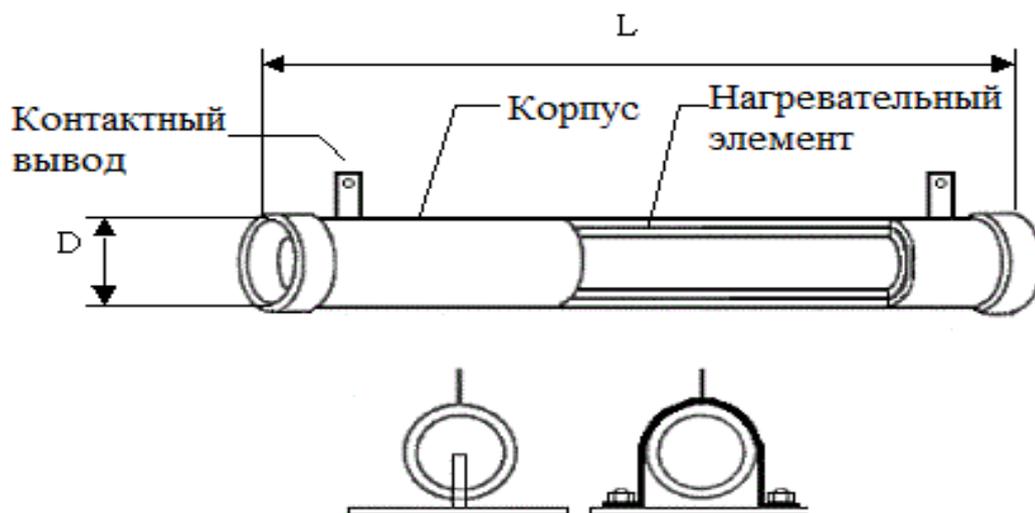


Рисунок 8 – Трубопровод с подогревом для перекачки вязкотекучих сред

Транспортировка высоковязких нефтей ввиду их большой вязкости, и зачастую, больших потерь на трение без применения специальных методов перекачки, экономически нецелесообразна. Также нужно учесть, что около половины всех запасов высоковязких нефтей находится на северных территориях, где температура воздуха в зимний период может достигать минус 30°С (-30°С), а в северных районах до -60°С. Температурный режим среды также вызывает сложности при транспортировке углеводородов, т.к. отражается на их свойствах, что также вносит определенные ограничения на технологию перекачки.

В таких случаях используется технология перекачки, которая называется перекачка нефти с подогревом.

Таблица 3 – Общая характеристика современных методов перекачки нефти и нефтепродуктов с подогревом

Название	Достоинства	Недостатки
Подогрев с помощью водяного пара	<ul style="list-style-type: none"> – увеличивается пропускная способность нефтепровода; – низкая стоимость необходимого оборудования 	<ul style="list-style-type: none"> – потребность в больших человеческих, а также технологических ресурсах; – высокая температура опасна для персонала; – низкий коэффициент полезного действия

Продолжение таблицы 3

Электродогрев	<ul style="list-style-type: none"> - возможность выдерживать непродолжительный перегрев; - возможность применения при температурах до 800°С; - высокая механическая прочность по сравнению с другими греющими кабелями, повышенное сопротивление ударным нагрузкам; - относительно невысокая стоимость по сравнению с аналогичными греющими кабелями на основе саморегулируемых матриц 	<ul style="list-style-type: none"> - кабель для электродогрева должен быть изготовлен на заводе нужной длины, чтобы получить требуемые мощностные характеристики, и данный тип кабеля не может быть нарезан/отрезан до нужной длины в процессе монтажа, если потребуется по месту подогнать его под конкретную задачу. Это делает проектирование, монтаж и техническое обслуживание трудоёмким
Подогрев теплообменниками	<ul style="list-style-type: none"> - в качестве источника энергии для подогрева используется сама перекачиваемая нефть как топливо для работы горелок, также в качестве топлива можно использовать попутный газ; - высокая экологичность установок подогрева нефти 	<ul style="list-style-type: none"> - крупные габариты оборудования; - большая металлоемкость
Индукционный нагрев	<ul style="list-style-type: none"> - высокая скорость нагрева оборудования до заданной температуры, и впоследствии быстрый нагрев деталей - для выработки тепла затраты электричества идут минимальные, поэтому может быть снижена себестоимость изделия - нагрев ТВЧ получается равномерным, и благодаря этому качество изделия значительно повышается и др. 	<ul style="list-style-type: none"> высокая стоимость оборудования

Трубопроводы, по которым транспортируют подогретую нефть, называются «горячими». Подогрев этих трубопроводов осуществляется на теплоэнергостанциях в паровых и огневых подогревателях. Тепловые станции чаще всего стремятся располагать наряду с насосными пунктами, для того, чтобы было удобней их обслуживать. Предпочтительнее ставить подогреватели перед насосом. При таком расположении станций, можно добиться повышения КПД насоса. В подогревателе происходят значительные потери давления, следовательно, напора в конце участка может не хватить для подобной схемы. Метод перекачки предварительно нагретой нефти

является одним из самых энергоемких, особенно в северных районах России, где процесс остывания транспортируемой жидкости остывает гораздо быстрее, из-за низкой температуры окружающей среды, поэтому, приходится устанавливать больше пунктов подогрева по длине трубопровода. При установке дополнительных тепловых станций, в соответствии с [17], увеличиваются капитальные и эксплуатационные затраты.

За последние десять лет набирает популярность метод электротермии, нагрев за счет тепла, созданного электрической энергией. Области применения электротермии разнообразны, варьируется от использования в быту до применения в масштабах крупного производства. Еще в 80-х годах прошлого века электротермия воспринималась как один из источников теплового воздействия для обогрева магистральных трубопроводов. Зачастую этот метод применялся на трубопроводах с небольшой протяженностью и исключительно с целью поддержания температуры нефти.

1.6 Противотурбулентные присадки

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» [16].

					Технология перекачки и транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

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 перекачке нефти и нефтепродуктов основные энергозатраты приходится на снижение потерь напора на трение при течении жидкости в трубопроводе. Внедрение ПТП является перспективным направлением снижения гидравлического сопротивления магистрального нефтепровода. К преимуществам данного метода можно отнести низкие капитальные затраты, оперативность управления пропускной способностью магистрального трубопровода (например, ПТП способствует увеличению пропускной способности в период нагрузки на требуемом направлении транспортировки), отсутствие необходимости строительства новых станций и лупингов. Также помимо увеличения пропускной способности, применение ПТП позволяет снизить энергозатраты на транспортировку углеводородов, что заметно повышает энергоэффективность работы трубопроводной системы.

На сегодняшний день в ПАО «Транснефть» ПТП применяются на магистральных нефтепроводах и 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.

					Технология перекачки и транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Принцип действия противотурбулентных присадок основывается на эффекте Б.А. Томса [17], проявляющегося при введении в турбулентный поток жидкости очень малых количеств высокомолекулярных полимеров.

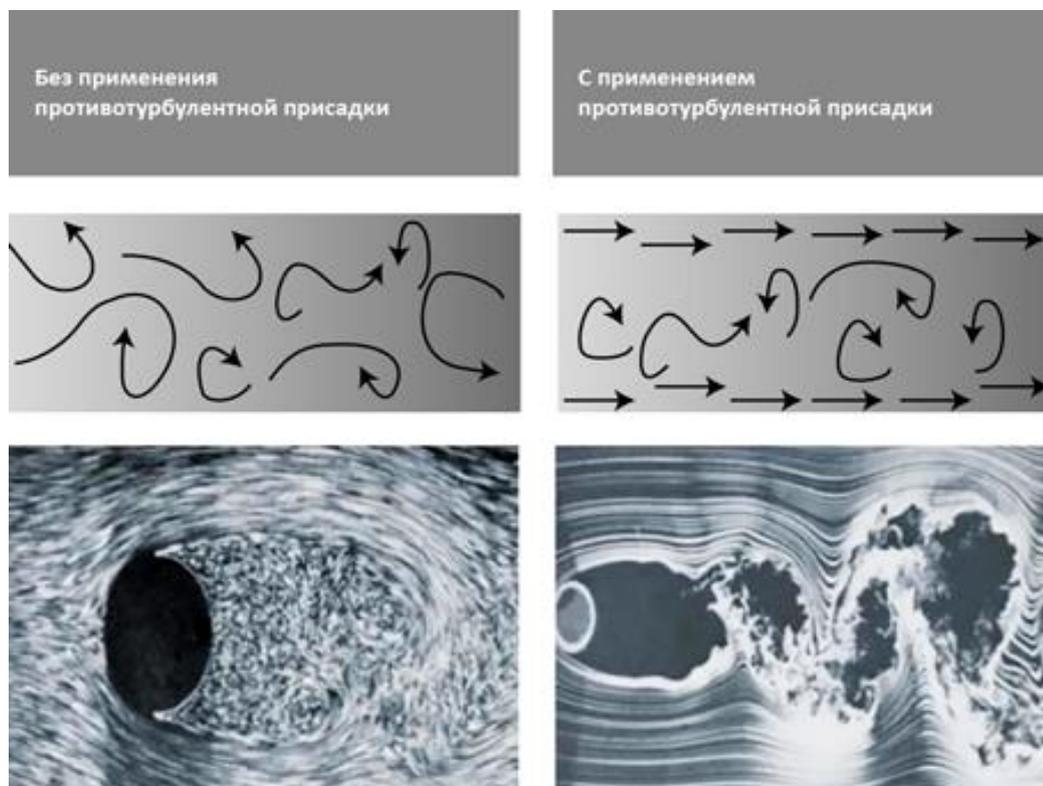


Рисунок 9 – Принцип действия противотурбулентных присадок

Пропускная способность магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в ряде случаев значительно снижается за счет турбулизации потока безводной нефти, способствующей резкому росту гидравлического сопротивления и повышению энергозатрат. Использование специальных противотурбулентных присадок (ПТП) позволяет повысить объем прокачки и уменьшить рабочее давление на большинстве трубопроводов, перекачивающих нефть и в том числе газовый конденсат в турбулентном режиме.

Как следствие, турбулизация потока жидкости в трубопроводе возникает при определенных условиях. В первую очередь это плотность и вязкость транспортируемой 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 фактор в данном случае - это диаметр трубопровода: чем он меньше, тем больше вероятность турбулизации потока.

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;
- ✓ дисперсионные.

В присадках первого типа высокомолекулярный полимер растворен в углеводородном растворителе. Пример таких присадок приведен на рисунке 10.

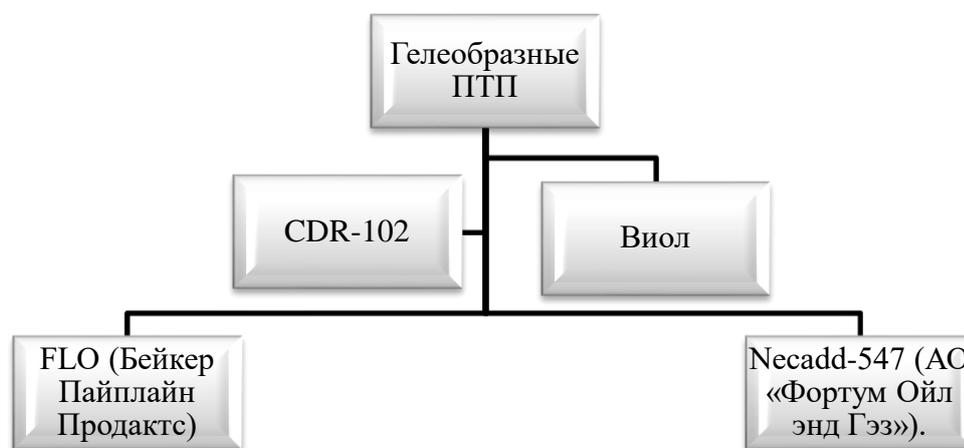


Рисунок 10 – Виды гелеобразных противотурбулентных присадок

В дисперсионных присадках 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%). Пример дисперсионных приведен на рисунке 11.

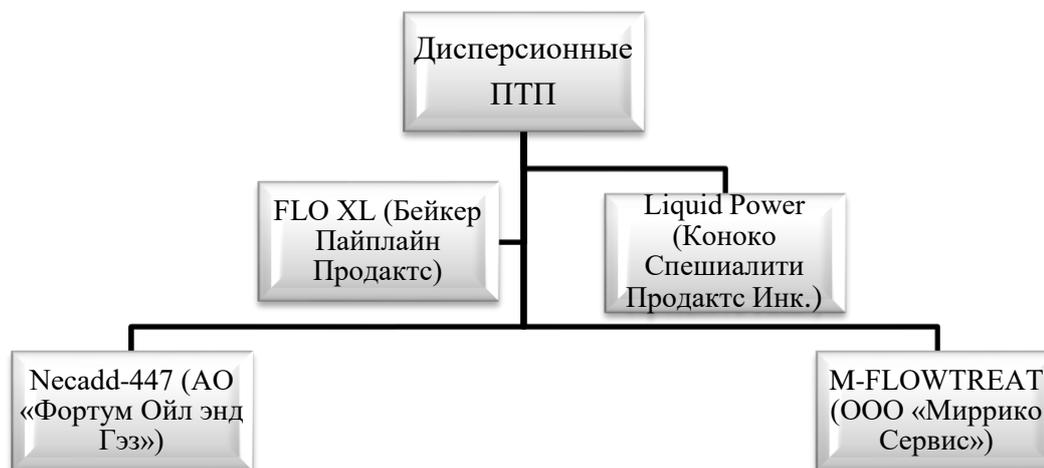


Рисунок 11 – Виды дисперсионных противотурбулентных присадок

В качестве ПТП исходя из [18], 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.).

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

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

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

Фирмы-производители предлагают большой ассортимент современных противотурбулентных 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 [18].

Производители гарантируют высокую эффективность присадки в пределах поля, ограниченного двумя кривыми, которые в свою очередь соответствуют наибольшей и наименьшей вязкости продукта. Однако такие графические зависимости показывают лишь приблизительное представление о требуемой концентрации присадки. Пример графической зависимости эффективности противотурбулентной присадки на поток перекачиваемой жидкости представлен на рисунке 12.

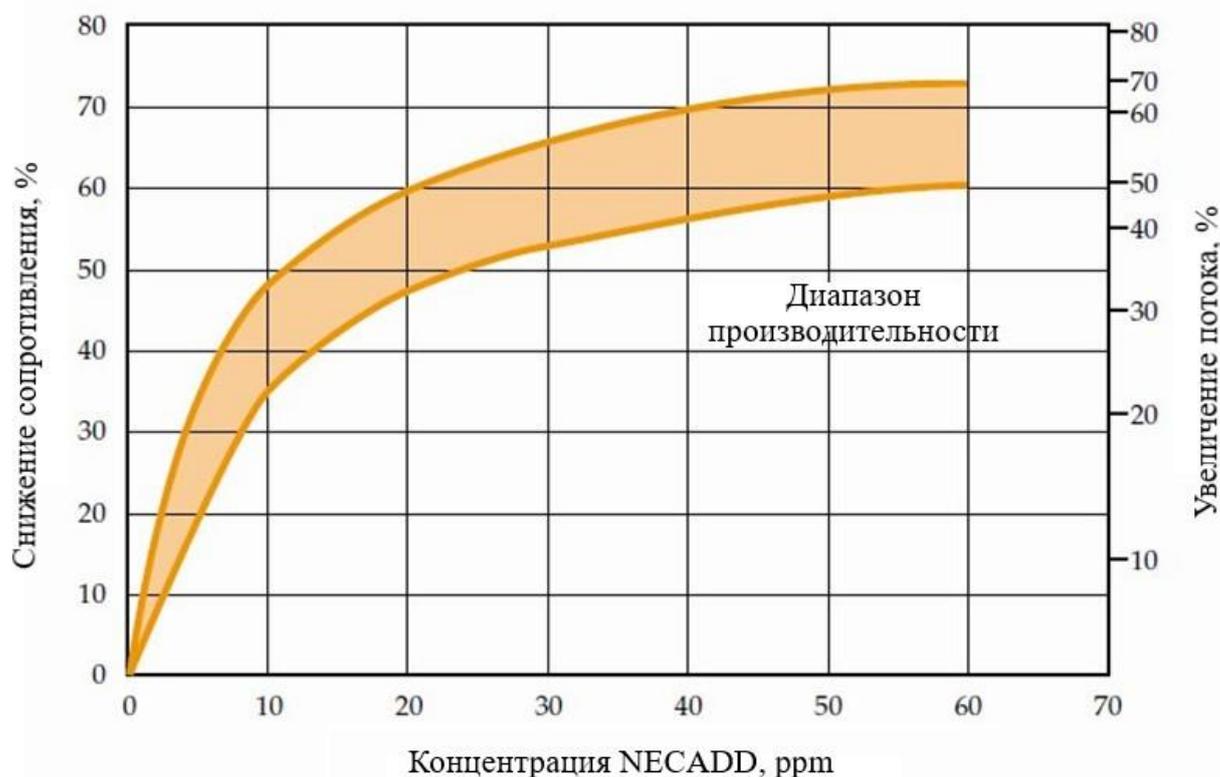


Рисунок 12 - График эффективности противотурбулентной присадки

1.7 Характеристики противотурбулентных присадок

ПТП характеризуют следующие параметры:

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

Далее рассмотрим более подробно указанные выше параметры.

Таблица 4- Химическая природа противотурбулентных присадок [16]

Вещество	Масса, %
Поли-а-олефин	30-35
Технический углерод	1-2
Октанол	Остальное
Пальмитат калия	1-2

Противотурбулентная присадка суспензионного типа [17] на основе высших α -олефинов, отличающаяся тем, что она представляет собой коллоидный раствор, который дополнительно содержит технический углерод, пальмитат калия и октанол при следующем соотношении компонентов, % масс.: поли- α -олефин 30-35; технический углерод 1-2; пальмитат калия 1-2; октанол остальное. Также настоящее изобретение относится к способу получения противотурбулентной присадки суспензионного типа. Техническим результатом настоящего изобретения являются создание способа получения и состава противотурбулентной присадки, позволяющей повысить качество и количество мелкодисперсного полимерного компонента в присадке суспензионной формы, сокращение числа стадий получения ПТП и увеличение производительности используемого технологического оборудования.

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) [19].

Эксплуатационные характеристики противотурбулентных присадок

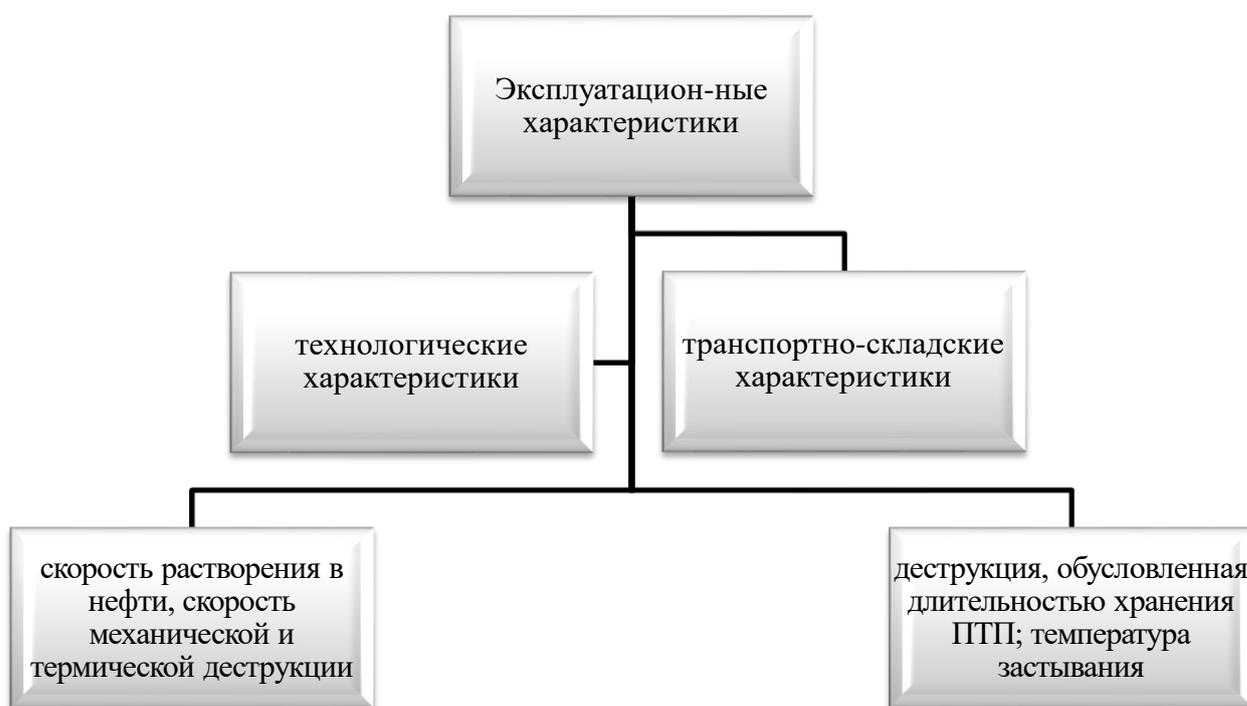


Рисунок 13 - Эксплуатационные характеристики противотурбулентных присадок

Основной эксплуатационной характеристикой ПТП является ее эффективность ψ .

Для уменьшения гидравлического сопротивления турбулентного потока углеводородов в трубопроводах чаще всего используется суспензионная форма, за счет которой гидравлически активная часть противотурбулентной присадки находится в виде суспензии в углеводороде, в потоке также присутствуют стабилизаторы. Суспензионная форма ПТП позволяет получать добавки с высоким содержанием полимера. В отдельных случаях применяется гелеобразная товарная форма, при которой

высокомолекулярный полимер растворен в углеводородном растворителе, к примеру в керосине, бензине и т.д.

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 с ростом концентрации резко увеличивается. При дальнейшем увеличении концентрации рост эффективности замедляется, достигая некоторого постоянного значения

$$y_{\max} < 100 \%$$

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 [17].

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

- ✓ для нефти – ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические характеристики [21];

					Технология перекачки и транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

- ✓ для нефтепродуктов – ГОСТ 305-2013 Топливо дизельное. Технические условия [22]; ГОСТ Р 52368-2005 Топливо дизельное ЕВРО [23]; ГОСТ 2084-77 Бензины автомобильные. Технические условия [24]; ГОСТ Р 51105-97 Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Неэтилированный бензин. Технические условия [25]; ГОСТ 10227-2013 Топливо для реактивных двигателей [26], а также технические условия производителя нефтепродукта.

Деградация ПТП при транспортировке по магистральным нефте- и продуктопроводам

Активным веществом ПТП является полимер. Для магистральных нефте- и нефте-продуктопроводов 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 [17].

					Технология перекачки и транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

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.

Изложенные данные в литературном обзоре свидетельствуют о важности выбора оптимальных технологий, позволяющих снижать объем гидравлических потерь при перемещении углеводородных средств тем самым влияя на объемы энергопотребления перекачивающего оборудования.

					Технология перекачки и транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

2. Характеристика объекта исследования

2.1 Характеристика участка магистрального нефтепровода

В административном отношении участок магистрального нефтепровода расположенного на территории «ASK» и площадки проектируемых сооружений расположены на территории Уярского района Красноярского края.

Ближайший населенный пункт – г. Уяр – расположен в 800 м от начала участка МН.

Проезд к участку работ возможен от железнодорожной станции «КрасноярскСеверный» в юго-восточном направлении через г. Красноярск и населенный пункт Березовка, далее по трассе М-53 «Байкал» III категории с асфальтированным покрытием на расстоянии 110 км до начала участка работ (560,8 км МН "ASK"). Конец участка изысканий (571,2 км МН «ASK») расположен в 11,7 км на юго-восток от восточной окраины г.Уяр.

Технологически участок изысканий обслуживает районное нефтяное управление, расположенное на территории Красноярского края, далее по тексту, РНУК.

По информации, предоставленной Минприроды России [20], на участках работ под реконструкцию объекта МН «ASK», условным диаметром 1000 мм, на участках от 275 до 590 км, и для резервной нитки, пересекающей р. Енисей, особо охраняемых природных территорий федерального значения нет.

2.2 Климатическая характеристика

Климат рассматриваемой территории резко континентальный, характеризуется продолжительной малоснежной зимой, коротким теплым

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Повышение гидравлической эффективности транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу			
Разраб.		Юсупов М.М.			Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					51	107
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

летом, короткой сухой весной с поздними заморозками и непродолжительной осенью с ранними заморозками и частыми возвратами тепла.

Согласно СП 131.13330.2012 [27] участок работ относится к I (B) климатическому району для строительства.

Атмосферная циркуляция. Над данной территорией перенос воздушных масс осуществляется в направлении с запада на восток, временами наблюдаются вихри циклонов с юга или юго-запада, обуславливающие нередко обильные осадки. Зимой, особенно в декабrefеврале, циклоническая деятельность проявляется слабо.

Абсолютный минимум температуры воздуха наблюдается в январе и декабре (минус 55 °С), а абсолютный максимум - в июле (плюс 36 °С). Продолжительность теплого и холодного периода составляет по 6 месяцев соответственно.

Температура почвы. Температура почвы связана с температурой воздуха. Средняя годовая температура поверхности почвы равна 0 °С.

С глубиной температура почвы в летние месяцы убывает, в зимние, напротив, температура почвы с глубиной выше, так как сначала охлаждается ее поверхность. Начиная с глубины 1,6 м, средняя месячная температура почвы имеет только положительные значения.

2.3 Характеристика трубопровода

Для трубоукладочных работ на магистральном нефтепроводе привлекаются ведущие мировые компании. Особое внимание уделяется вопросам безопасности и защиты окружающей среды во время строительства. Трубы длиной 12 м производят на заводах в Германии и России, их внутренний диаметр составляет 1153 мм, а толщина стенки – до 41 мм. Наружный диаметр трубы $D_n = 530$ мм, расчетное эксплуатационное давление $P_{экс} = 22$ МПа. Для этого проекта были использованы стальные трубы X70. Внутренняя поверхность труб имеет эпоксидное

					Характеристика объекта исследования	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

антифрикционное покрытие. Для защиты от коррозии предусмотрено внешнее покрытие. Кроме того, на каждую трубу наносится утяжеляющее бетонное покрытие для обеспечения устойчивости газопровода на морском дне.

На участке МН трубы сваривают в единую плеть нефтепровода и укладывают в траншею. Сварные стыки проходят ультразвуковой контроль, результаты которого оценивает независимое сертификационное агентство.

2.4 Характеристика нефти

На участке магистрального нефтепровода чаще всего встречается высоковязкая нефть с большим содержанием серы, солей, парафинов и других примесей. В таблице 5 сведены обобщенные данные о содержании примесей в нефти.

Таблица 5 – Характеристика нефти

Высоковязкая нефть	
Параметр	Значение
Плотность нефти	0,9715 г/см ³
Механические примеси	0,6%
Температура застывания	+10 °С
Температура плавления	+50 °С
Содержание серы	1,8%
Содержание н-парафинов	12%
Содержание смол и асфальтенов	2%

3. Теоретические основы технологических расчетов на прочность

3.1 Расчет прочности трубопровода

При контроле трубопровода необходимо выполнить оценку возможных механических воздействий на его прочность для принятия решения о дальнейшей безопасной эксплуатации с учетом запаса надежности, заложенного на этапе проектирования. Таким образом, анализ прочностных характеристик трубопровода (определение толщины стенки) является одним из элементов контроля его состояния. Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения магистральных трубопроводов подземные участки трубопровода должны быть проверены расчетом на прочность в соответствии с требованиями СП 36 13330 2012 [13].

Расчет выполняют следующим образом. Выполняется расчет и проверки для состояния нормальных условий эксплуатации на удовлетворение всем критериям прочности.

В случае если рассчитываемый участок не удовлетворяет каким-либо требованиям для НУЭ, вводятся поправки в конструктивную схему участка газопровода или изменяются условия его нагружения.

Исходные данные:

- Труба $D= 530$ мм,
- Грунт – мелкий песок;
- плотность перекачиваемого продукта $\rho_n=0,8$ кг/м³;
- $P_{раб}= 5,5$ МПа;
- температура эксплуатации $t_э=12^{\circ}C$ – Категория участка - I;

Согласно [30] расчетная толщина стенки газопровода δ по внутреннему давлению определяется по формуле:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Повышение гидравлической эффективности транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу		
Разраб.		Юсупов М.М.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				54	107
Консульт.					ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot p)}, \quad (11)$$

где

n – коэффициент перегрузки внутреннего давления, равный 1,1 (табл. 14, [13]);

P – 5,5 Мпа рабочее давление в трубопроводе;

D_H – наружный диаметр труб, мм;

R_1 – расчетное сопротивление при растяжении

R_1 – расчетное сопротивление при растяжении, определяемое по формуле

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (12)$$

где k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, равный 1,21 (по таблице 12, [13]);

m_0 – коэффициент условий работы трубопровода, равный 0,825 (по таблице 1, [13]);

k_1 – коэффициент надежности по материалу, равный 1,4 (по таблице 10, [13]);

R_1^H – нормативное сопротивление при растяжении. R_1^H равно минимальному значению временного сопротивления

$R_1^H = \sigma_{вр} = 565$ МПа .

Подставим значения в формулу (3.2):

$$R_1 = \frac{565 \cdot 0,825}{1,4 \cdot 1,21} = 275,16 \text{ МПа}$$

По найденным параметрам можем посчитать минимальную толщину стенки трубопровода подставив все значения в формулу (11)

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 0,53}{2(275,16 + 1,1 \cdot 5,5)} = 0,0057 \approx 6 \text{ мм}$$

Из полученного расчетного значения толщины стенки трубы по внутреннему и внешнему давлениям принимаем $\delta = 12$ мм.

					Теоретические основы технологических расчетов на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

4. Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки нефти

В соответствии с современными нормами проектирования, по аналогии с принципом вариантного проектирования по СП 36.13330.2012 [13], 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 повышения гидравлической эффективности 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 «ASK», по которому 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;

					Повышение гидравлической эффективности транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Юсупов М.М.			Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки нефти	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					56	107
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.				ТПУ гр. 2Б6А		

- ✓ увеличение числа НПС с прокладкой лупинга;
- ✓ ввод противотурбулентной присадки

Таблица 6 - 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	м ² /с	$6,06 \cdot 10^{-6}$
Плотность нефти	ρ	кг/м ³	857
Напор, развиваемый насосной станцией	$H_{ст}$	М	476
Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации	e	мм	0,02
Диаметр, толщина стенки лупинга	$D_L \times \delta$	мм × мм	530 × 12
Диаметр, толщина стенки вставки	$D_B \times \delta$	мм × мм	630 × 12

4.1 Расчет гидравлических потерь при существующей технологии транспортировки

Цель расчета: Вычисление гидравлических потерь до применения методик по повышению пропускной способности.

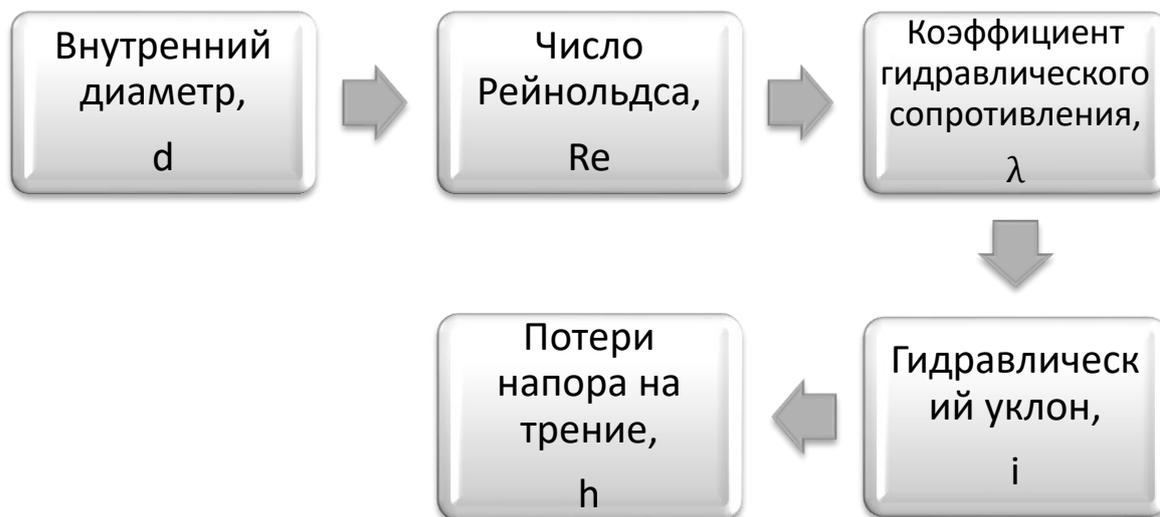


Рисунок 14 – Последовательный расчет гидравлических потерь

1. Внутренний диаметр, пропускная способность и средняя скорость течения нефти в основной магистрали будут [28]:

$$d = D - 2\delta = 0,53 - 0,024 = 0,506 \text{ м}, \quad (13)$$

где D – наружный диаметр трубопровода, м;
 δ – толщина стенки, м.

Секундный расход нефти:

$$Q = \frac{841 \text{ м}^3 / \text{ч}}{3600 \text{ с}} = 0,234 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (14)$$

Скорость движения нефти при данном расходе:

$$w = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,234 \text{ м}^3 / \text{с}}{3,14 \cdot (0,506 \text{ м})^2} = 1,16 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (15)$$

2. Число Рейнольдса:

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

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} :

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; \quad Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \quad \varepsilon = \frac{e}{d}, \quad (16)$$

$$(17)$$

$$(18)$$

где e – средняя абсолютная шероховатость труб;

ε – относительная шероховатость труб.

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

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

$$m = 0,123; \quad \beta = 0,0802 \cdot 10^{(0,127 \cdot \lg \varepsilon - 0,627)} = 0,007. \quad (19)$$

4. Коэффициент гидравлического сопротивления находим по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{e}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{96858} + \frac{0,2}{506} \right)^{0,25} = 0,02. \quad (20)$$

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:

$$h = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2g} = 0,02 \cdot \frac{173000 \text{ м}}{0,506} \cdot \frac{(1,16 \text{ м/с})^2}{2 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2} = 469 \text{ м}. \quad (21)$$

					Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

4.2 Расчет гидравлических потерь после применения способов повышения энерго- и ресурсосбережения при транспортировке

4.2.1 Расчет трубопровода с лупингом

Расчет трубопровода с лупингом выполняется по алгоритму, представленному на рисунке 15.



Рисунок 15 - Последовательный расчет длины лупинга

1. Расход через лупинг:

$$Q_{\text{л}} = \frac{Q}{1 + \left(\frac{d}{d_{\text{л}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}} = \frac{0,234 \text{ м}^3/\text{с}}{1 + \left(\frac{0,506 \text{ м}}{0,506 \text{ м}}\right)^{\frac{5-0,123}{2-0,123}}} = 0,117 \text{ м}^3/\text{с} \quad (22)$$

где d диаметр лупинга, м.

Скорость в лупинге:

$$w_{\text{л}} = \frac{4 \cdot Q_{\text{л}}}{\pi \cdot d_{\text{л}}^2} = \frac{4 \cdot 0,117 \text{ м}^3/\text{с}}{3,14 \cdot (0,506 \text{ м})^2} = 0,582 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (23)$$

Число Рейнольдса для лупинга:

$$Re_{\text{л}} = \frac{w_{\text{л}} \cdot d_{\text{л}}}{\nu} = \frac{0,582 \text{ м/с} \cdot 0,506 \text{ м}}{6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}} = 48596;$$

Поскольку $Re > 2320$ - режим движения турбулентный.

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

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

					Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$i_L = \frac{i}{\left(1 + \left(\frac{d_L}{d}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right)^{2-m}} = \frac{0,00263}{\left(1 + \left(\frac{0,516 \text{ м}}{0,516 \text{ м}}\right)^{\frac{4,877}{1,877}}\right)^{1,877}} = 0,000716 \quad (24)$$

Найдем величину снижения потерь при лупинге:

$$n_L = \frac{i}{i_L} = \frac{0,00263}{0,000716} = 3,67 \quad (25)$$

3. Найдем необходимую длину лупинга для увеличения заданной пропускной способности [28]:

$$x_L = L \cdot \frac{1 - \chi^{m-2}}{1 - \omega} = 173000 \text{ м} \cdot \frac{1 - 1,2^{0,123-2}}{1 - 0,272} = 61915 \text{ м} = 62 \text{ км}, \quad (26)$$

где χ – коэффициент увеличения пропускной способности;
 ω – коэффициент, зависящий от режима движения нефти и зоны трения.

Если $d_L = d$, то

$$\omega = \frac{1}{2^{2-m}} = \frac{1}{2^{1,877}} = 0,272. \quad (27)$$

4.2.2 Расчет трубопровода со вставкой

Расчет трубопровода со вставкой выполняется по алгоритму, представленному на рисунке 16.



Рисунок 16 – Последовательный расчет длины вставки

1 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.

					Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

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:

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

2 Потери напора на трение в вставке:

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

3 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 .

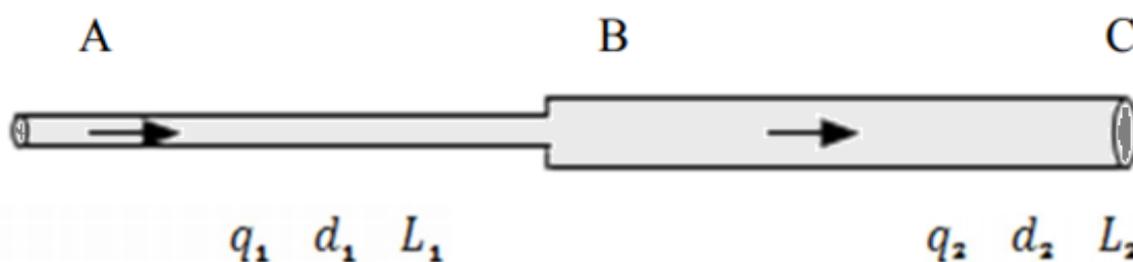


Рисунок 17 – Участок трубопровода с вставкой

$$\frac{\lambda \cdot L \cdot w^2}{d \cdot 2g} = \lambda_1 \cdot \frac{(L - x) \cdot w_1^2}{d \cdot 2g} + \lambda_2 \cdot \frac{x \cdot w_2^2}{d_1 \cdot 2g}; \quad (28)$$

					Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

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

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

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

4.2.3 Удвоение числа перекачивающих станций

В случае удвоения числа ПС рабочая точка на совмещенной характеристике сместится из положения А в положение В [29].

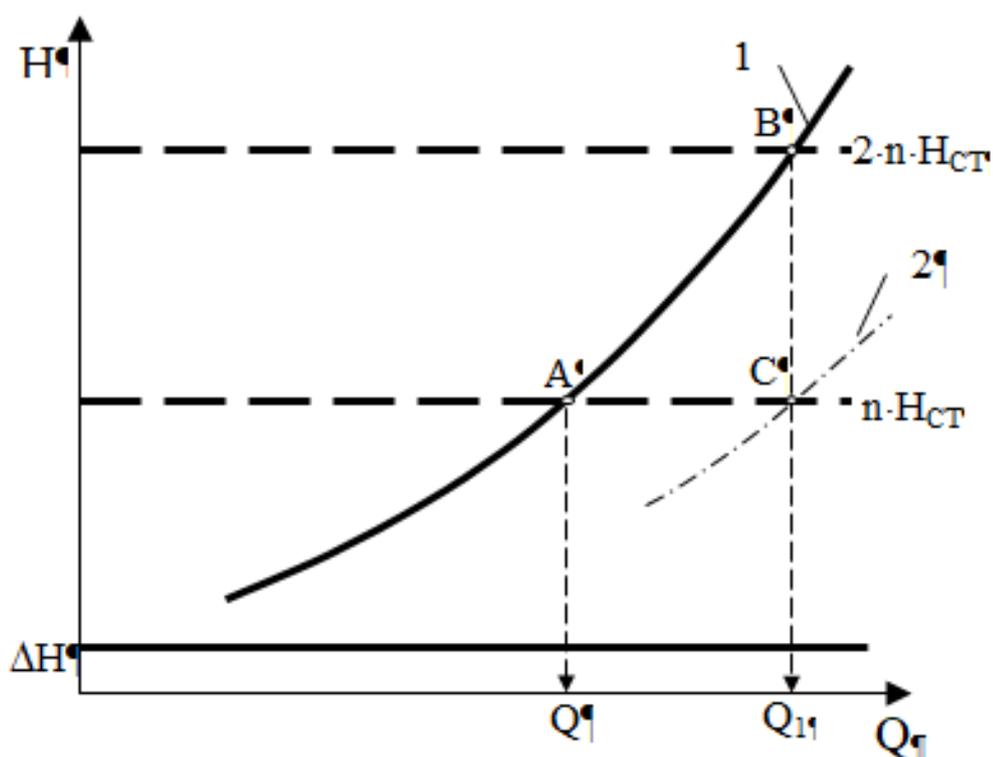


Рисунок 18 – Совмещенная характеристика трубопровода и ПС при $H_{СТ} = \text{const}$

1 – (Q-H) характеристика нефтепровода;

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

					Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

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

✓ для n перекачивающих станций (до удвоения ПС)

$$\Delta H + n \cdot H_{CT} = 1,02 \cdot f \cdot L \cdot Q^{2-m} + \Delta z + h_{OCT} \quad (29)$$

✓ и после удвоения ПС

$$\Delta H + 2 \cdot n \cdot H_{CT} = 1,02 \cdot f \cdot L \cdot Q_1^{2-m} + \Delta z + h_{OCT} \quad (30)$$

2. Коэффициент увеличения пропускной способности при дублировании числа ПС составит

$$\chi_D = \frac{Q_1}{Q} = \left(\frac{\Delta H + 2 \cdot n \cdot H_{CT} - \Delta z - h_{OCT}}{\Delta H + n \cdot H_{CT} - \Delta z - h_{OCT}} \right)^{\frac{1}{2-m}} \quad (31)$$

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

$$\chi_D = 2^{\frac{1}{2-m}} \quad (32)$$

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, однако тогда насосные станции будут работать с недогрузом, поэтому рассмотрим способ увеличения числа НПС с прокладкой лупинга.

4.2.4 Увеличение числа перекачивающих станций с прокладкой лупинга

1. Пусть новый расход составляет 0,28 м³/с, тогда скорость течения в основной магистрали будет:

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

					Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

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:

$$h_{mc} = 0,02 \cdot h_{mp} = 0,02 \cdot 639,7 \text{ м} = 12,79 \text{ м}. \quad (33)$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{mp} + h_{mc} + \Delta z = 639,7 \text{ м} + 12,79 \text{ м} + 0 = 652,49 \text{ м} \quad (34)$$

7. Необходимое число насосных станций:

$$n = \frac{H}{H_{ст}} = \frac{652,49 \text{ м}}{476 \text{ м}} = 1,37, \quad (35)$$

					Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

где $H_{ст}$ – 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:

$$Q_1 = Q_c \cdot \left(\frac{n_1}{n}\right)^{\frac{1}{2-m}} \quad (36)$$

где n_1 – число насосных станций до увеличения;

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

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

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

Гидравлический уклон лупинга для переходной зоны:

$$i_{луп} = 0,297 \cdot i = 0,297 \cdot 0,00406 = 0,0012 \quad (37)$$

Необходимая длина лупинга [30]:

$$x_{луп} = H_{ст} \cdot \frac{n-n_2}{i-i_{луп}} = 476 \text{ м} \cdot \frac{1,37-1}{0,00406-0,0012} = 61580 \text{ м} = 61,580 \text{ км}. \quad (38)$$

4.2.5 Расчет концентрации противотурбулентной присадки

Технология расчета концентрации противотурбулентной присадки отражена на рисунке 19.



Рисунок 19 – Последовательный расчет эффективности ПТП

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

$$\lambda(Re, \Theta) \cdot Q^2 = \lambda_1(Re_1, \Theta) \cdot Q_1^2, \quad (39)$$

λ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления при требуемой производительности;

где

Re_1 – число Рейнольдса при требуемой производительности;

Q_1 – требуемая производительность нефтепровода, м³/с.

3 Вычисляем новое значение коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda_1 = \lambda \cdot \left(\frac{Q}{Q_1} \right)^2 = 0,02 \cdot \left(\frac{0,234}{0,28} \right)^2 = 0,014. \quad (40)$$

4 Требуемая эффективность присадки [29]:

$$\psi = \frac{\lambda - \lambda_1}{\lambda} \cdot 100\% = \frac{0,02 - 0,014}{0,02} \cdot 100\% = 7\% \quad (41)$$

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

Таблица 7 – 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.

Результаты расчета и выбор оптимальной технологии

По результатам проведения расчетов для приведенного примера технические решения по увеличению пропускной способности путем строительства лупинга, вставки большего диаметра, увеличения числа НПС с прокладкой лупинга, ввода ПТП получили следующие результаты (таблица 8).

Таблица 8 – Результаты расчетов

Параметр	Обозначение	Размерность	Величина
протяженность лупинга $D_L = 530$ мм	x_L	км	62
протяженность вставки $D_B = 630$ мм	x_B	км	80
концентрация ПТП	Θ	ppm	21,7
коэффициент увеличения пропускной способности при удвоении НПС	χ_d		1,5

Из всех приведенных выше методов расчета повышения пропускной способности наиболее простым в применении является метод использования противотурбулентных присадок. Несмотря на их высокую стоимость, противотурбулентные присадки позволяют снизить энергопотребление на существующих нефтепроводах, а также уменьшить капитальные затраты при проектировании и строительстве новых объектов системы трубопроводного транспорта нефти.

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

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

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

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

					Повышение гидравлической эффективности транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Юсупов М.М.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					69	107
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- ✓ оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- ✓ определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- ✓ планирование научно-исследовательских работ;
- ✓ определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и мэкономической эффективности исследования.

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

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

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

В связи с этим, технические решения, приведенные в проекте, могут заинтересовать большое количество 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 пятибальной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей в сумме составляют 1.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений представлена в таблице 9.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (42)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 9 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкуренто-		
		B_{Φ}	B_{K1}	B_{K2}	K_{Φ}	K_{K1}	K_{K2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности труда пользователя	0,18	4	2	3	0,72	0,36	0,52
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,14	5	3	4	0,70	0,42	0,56
Энергоэкономичность	0,07	4	4	2	0,28	0,28	0,14
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,09	5	3	3	0,45	0,24	0,24
Уровень проникновения на рынок	0,06	3	5	5	0,18	0,30	0,30
Цена	0,07	5	3	4	0,35	0,21	0,28
Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
Финансирование научной разработки	0,04	4	4	5	0,16	0,16	0,20
Срок выхода на рынок	0,03	5	3	3	0,15	0,12	0,12
Финансирование научной разработки	0,05	4	3	5	0,20	0,15	0,25
Итого	1	58	47	51	4,46	3,38	3,75

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

5.1.3 SWOT-анализ

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 10.

Таблица 10 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Возможность анализа технологий по увеличению пропускной способности магистрального нефтепровода С2. Разнообразные технологические решения в	Слабые стороны проекта: Сл1. Большой первоначальный взнос реализации проекта Сл2. Транспортировка оборудования требует больших капиталовложений
--	---	--

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

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

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 11.

Таблица 11 – 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 ВКР	Руководитель, 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 $k_{\text{кал}}$:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{пр}} - T_{\text{вых}}} = \frac{365}{365 - 14 - 104} = 1,48, \quad (43)$$

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} :

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (44)$$

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

Результаты расчетов занесем в таблицу 12.

Таблица 12 – 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	$t_{\text{ож}}$, 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

Продолжение таблицы 12

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 13).

Таблица 13 – Календарный план-график выполнения ВКР

№	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												

Продолжение таблицы 13

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 записки	Студент	18																	
13	Разработка презентации	Студент	3																	

 - студент;  - руководитель.

5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

5.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Основные материальные затраты, которые были необходимы для проведения научного исследования приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за единицу руб.			Сумма
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
Бумага	пачка	1			100			100
Ручка	шт.	1	2	2	30	60	60	150
Карандаш	шт.	1	1	1	15	15	15	45
Папка	шт.	-	1	1	-	10	10	20
Интернет	Гб	300			250			250
Транспортно-заготовительные расходы (5%)								28
Итого								594

Также для проведения научного исследования необходимо специальное оборудование такое, как компьютер, с установленными специальными программами и с соответствующим программным обеспечением.

$$\begin{aligned}
 Z_m &= (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i N_{расxi} = 30000 \cdot 1 + 1500 \cdot 1 \\
 &= 31500 \text{ руб.},
 \end{aligned}
 \tag{45}$$

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

$N_{расxi}$ – 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.

Таблица 15 – Затраты на оборудование

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за единицу руб.			Сумма
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
Компьютер	шт.	1	1	1	31500	31500	31500	94500
Принтер	шт.	1			8000			8000
Итого								102500

Материальные затраты пришлись на канцелярские товары, компьютер, принтер 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 16.

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Зарплата, 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 плата руководителя рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (46)$$

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:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (47)$$

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 :

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M \cdot k_p}{F_d} = \frac{9489 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 560 \text{ руб}$$

5.3.3 Дополнительная заработная плата

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (48)$$

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Для руководителя дополнительная заработная плата:

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

Для студента дополнительная заработная плата:

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

Общие расходы на оплату труда составят:

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

Расчет для каждого варианта исполнения представлен в таблице 17.

Таблица 17 – 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:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (49)$$

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

На основании пункта [31] 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 18.

Таблица 18 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.

Продолжение таблицы 18

	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:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot (\text{сумма статей } 1 \div 4), \quad (50)$$

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 на научно исследовательскую работу (НТИ) по статьям отображено в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет бюджета затрат

№	Наименование статьи	Сумма, руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3
	Мат.з	198	198	198
	Спец.оборудование	34170	34170	34170
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 НТИ	137315	146070	157528

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:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (51)$$

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.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{134450 \text{ руб.}}{154660 \text{ руб.}} = 0,86$$

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:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (52)$$

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;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 20.

Таблица 20 – 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:

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{I_{p-\text{исп.1}}}{I_{\text{финр}}}; \quad (53)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 21).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}}. \quad (54)$$

Таблица 21 – Сравнительная эффективность разработки

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,86	0,93	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	1,26 1,35	1,28 1,43

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

6. Социальная ответственность

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

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

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

Для выполнения работ допускается только аттестованный персонал, имеющие удостоверения аттестации и допуск к данным видам работам.

Обучение персонала производится: в соответствии с централизованным

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Повышение гидравлической эффективности транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу		
Разраб.		Милованова А.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				86	107
Консульт.					Социальная ответственность ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

графиком повышения квалификации и профессиональной переподготовки руководителей и специалистов.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [32]. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения. [32].

Работы на нефтегазопромислах 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.

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.

6.2 Производственная безопасность

Выполнение технологических операций не должно причинять вреда работнику предприятия. Вредные и опасные факторы, влияющие

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

на организм трудящегося должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены, или же уменьшены масштабы их воздействия. Для оценки этих факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [34]. В таблице 22 приведены опасные и вредные факторы, связанные с запроектированными видами работ.

Таблица 22 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Погрузочно-разгрузочные работы	Сварочно-монтажные работы	Работы по использованию ПТП	
Опасные производственные факторы				
Электрический ток		+		ГОСТ 12.1.045-84 [32]; ГОСТ Р 12.1.019-2009 [33].
Пожаро- и взрывоопасность				ГОСТ 12.1.004-91 [34]; ГОСТ 12.1.010-76 [35].
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	+	+		ГОСТ 12.4.125-83 [36]; ГОСТ 12.2.062-81 [37].
Вредные производственные факторы				
Повышенный уровень шума на рабочем месте	+	+		ГОСТ 12.1.003-2014 [38]; ГОСТ 24346-80 [39].

Продолжение таблицы 22

Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+		ВСН34-82 [40]; СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [41].
Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ			+	ГН 2.2.5.686-98 [42]
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [43]
Повреждения в результате контакта с насекомыми, животными	+			СанПиН 3.2.3215-14 [44]

6.3 Анализ вредных производственных факторов

6.3.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха. В соответствии с ГОСТ 12.1.003 – 2014 [38] допустимый уровень шума составляет 80 дБА. 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.

6.3.2 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 Государственные элементные сметные нормы на строительные и специальные строительные работы при наступлении темноты участки работ [48], 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 [35].

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

6.3.3 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Одним из способов увеличения пропускной способности нефтепровода является использование противотурбулентных присадок. Противотурбулентные присадки при попадании на кожные покровы и слизистые оболочки вызывают раздражение; имеют мутагенное действие. По параметрам острой токсичности относятся к умеренно опасным веществам. Пары, в концентрациях, превышающих ПДК 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) [36].

6.3.4 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.

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

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

6.3.5 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 [43], 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.

6.4 Анализ опасных производственных факторов

6.4.1 Электрический ток

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

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

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 [40] 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 [40].

6.4.2 Пожароопасность и взрывоопасность

Источниками возникновения пожара при сооружении магистрального нефтепровода могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – 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 [41], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

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 удушающих газов в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах

6.4.3 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При сооружении магистрального трубопровода движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности. 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 [43].

Согласно ГОСТ 12.4.011-89 [43] к коллективным средствам защиты от воздействия механических факторов относятся устройства: оградительные; автоматического контроля и сигнализации;

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

предохранительные; дистанционного управления; тормозные; знаки безопасности.

6.5 Экологическая безопасность

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

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

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

Рассмотрим ЧС возникшую вследствие аварийного разлива нефти и нефтепродуктов так, как это один из наиболее чаще встречающихся видов ЧС. Основными причинами аварийного разлива нефти могут служить разрывы и проколы трубопровода, образовавшиеся вследствие несанкционированных врезок, превышение давления нефти в трубопроводе над допустимым, а также разрушение металла трубы под действием коррозии. Для предотвращения возникновения ЧС необходимо осуществлять периодический контроль за состоянием нефтепровода, путем проведения технического обслуживания [50], а также проводить диагностирование коррозионного состояния труб и сварных стыков и проверку целостности изоляционного покрытия.

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

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

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

Ликвидация аварийных разливов нефти осуществляется в следующей последовательности:

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

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

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

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

Взрывом является воспламенение газовой 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 [54].

Аварией на магистральном нефтепроводе считается внезапный вылив или истечение нефти (утечки) в результате полного разрушения или повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий: смертельным травматизмом людей; травмированием людей с потерей трудоспособности; воспламенением нефти или взрывом её паров; загрязнением рек, водоемов и водотоков сверх пределов, установленных стандартом на качество воды; утечками нефти объемом 10 м³ и более.

Категории чрезвычайных ситуаций зависят от объема и площади разлива нефтепродуктов:

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- ✓ локального значения (разливы достигают 500 т от нижнего уровня разлива);
- ✓ регионального значения (разливы, которые находятся от 500 до 5000 т);
- ✓ федерального значения (свыше 5000 т) [54].

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

- ✓ строго следить за выполнением приказа Ростехнадзора от 22.01.2009 № 883 «О распределении полномочий по организации надзорной деятельности за объектами магистрального трубопроводного транспорта»;
- ✓ 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 [55].

Вывод по разделу:

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

При выполнении работ по транспортировке углеводородов по трубопроводу основные параметры микроклимата и другие параметры должны находиться в допустимых пределах, указанных выше. Кроме того, перечисленные нормы и правила должны быть соблюдены с целью создания безопасной среды работы для работников и не нанесения вреда окружающей среде.

					Социальная ответственность	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В выпускной квалификационной работе:

- выполнен анализ используемой нормативно-технической документации;
- проанализированы применяемые технологии и методы по повышению гидравлической эффективности магистральных нефтепроводов;
- проведен расчет прочности трубопровода, также расчет выбора оптимальной технологии для повышения гидравлической эффективности транспортировки нефти;

Из перечисленных выше действий следует, что методы с использованием строительства дополнительных нефтеперекачивающих станций, лупинга или вставок большего диаметра отличаются очень высокими значениями капитальных затрат при малой продолжительности повышенной эффективной работы. При большой продолжительности увеличения пропускной способности и понижения гидравлических потерь 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 гидравлической эффективности с применением противотурбулентной присадки, отличается почти отсутствием капитальных затрат и отсутствием дополнительных эксплуатационных расходов.

					Повышение гидравлической эффективности транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Заключение		
<i>Разраб.</i>		Юсупов М.М.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.				102	107
<i>Консульт.</i>					ТПУ гр. 2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.					

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. РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.
6. РД-23.040.00-КТН-254-10. Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть».
7. Федеральный закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

					Повышение гидравлической эффективности транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Юсупов М.М.			Список использованных источников		
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						103	107
					ТПУ гр. 2Б6А		

8. Патент №2505918 - Высоковольтный частотно-регулируемый электропривод [Электронный ресурс] // Высоковольтный частотно-регулируемый электропривод URL: <http://allpatents.ru/patent/2505918.html>
9. Чухарева Н.В. Транспорт скважиной продукции: учебное пособие / Н.В. Чухарва, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с.
10. Чухарева Н.В., Быков Р.С. Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода, 2018.
11. Девяткин, И. Н. Использование гелевых разделительных поршней для вытеснения нефтепродукта и очистки внутренней полости МНПП / И. Н. Девяткин // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2004.–№1.
12. Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты). – Томск : Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.
13. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.
14. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Справочное пособие: в 2 т. / под общ. ред. Ю.В. Лисина. – М. : ООО «Издательский дом Недра» , 2017. – Т. 1. – 494 с.
15. Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов / А.А Коршак, А.М. Нечваль. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2008. – 485 с.
16. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудов А.Г., Юфин В.А., Яковлев Е.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. для вузов. - М.: Недра, 2008. - 368 с.
17. Гареев, М.М. Противотурбулентные присадки для снижения гидравлического сопротивления трубопровода/ М.М. Гареев, Ю.В. Лисин, В.Н. Манжай, А.М. Шаммазов – СПб.: Недра, 2013.–228 с.

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

18. Белоусов, Ю.П. Противотурбулентные ПТП для углеводородных жидкостей.– Новосибирск: Наука, 1986.–143с.
19. Иваненков, В.В. Опыт использования противотурбулентных присадок на магистральных нефтепродуктопроводах / В.В. Иваненков, О.В. Пименов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2006. – № 2. – С. 3–7.
20. Тарасов, М.Ю. Промысловые исследования антитурбулентных присадок для повышения пропускной способности нефтепроводов, транспортирующих нефти / М.Ю. Тарасов, И.С. Южаков, В.В. Классен // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 117–119.
21. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические характеристики.
22. ГОСТ 305-2013 Топливо дизельное. Технические условия.
23. ГОСТ Р 52368-2005 Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия.
24. ГОСТ 2084-77 Бензины автомобильные. Технические условия.
25. ГОСТ Р 51105-97 Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Неэтилированный бензин. Технические условия.
26. ГОСТ 10227-2013 Топливо для реактивных двигателей
27. Сп 131.13330.2012 строительная климатология. Актуализированная редакция снп 23-01-99* (с изменениями п 1, 2)
28. РД 39-30-139-79 Методика теплового и гидравлического расчета магистрального нефтепровода при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях.
29. Тугунов П.И. Транспорт и хранение нефти и газа. Учебное пособие для студентов. М. : Недра. 1975 г.
30. РД-23.040.00-КТН-254-10. Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть».
31. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

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

32. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
33. ТК РФ. Статья 146. Оплата труда в особых условиях.
34. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
35. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
36. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
- 37.ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
38. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
39. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).
- 40.СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
41. СанПиН 3.2.3215-14 "Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации" (с изменениями на 29 декабря 2015 года).
42. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
43. Калыгин В.Г. Промышленная экология. Курс лекций. - М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 240 с.
44. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
45. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением N 1).\

					Список использованных источников	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106

46. РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
47. 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).
48. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.08.2000 №613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».
49. Чухаренов, Н.Р. Анализ развития аварийных ситуаций 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.
50. ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.
51. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).
52. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
53. РД 25.160.00-КТН-037-14 Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов (с Изменением N 1).
54. ВНТП-3-90 Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов.
55. ГОСТ 17378-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция (с Изменением N 1).

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107