

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Организационно-техническое обеспечение транспорта высоковязкой и застывающей нефти на примере участка трубопровода «Заполярье-Пурпе»

УДК 622.692.4:665.6.035.6-026.732-022.225

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Шекк Елена Алексеевна		11.06.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н.		11.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Клемашева Е.И.	к.э.н.		11.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Фех А.И.	–		11.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		11.06.2021

Томск – 2021 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов ".</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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
2Б7А	Шекк Елене Алексеевне

Тема работы:

«Организационно-техническое обеспечение транспорта высоковязкой и застывающей нефти на примере участка трубопровода «Заполярье-Пурпе»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№36-80/с от 05.02.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: участок магистрального трубопровода «Заполярье-Пурпе» протяженностью 488 км; Перекачиваемый продукт – высоковязкая нефть; Регион прокладки – западно-сибирский.
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Обзор литературных источников по проблеме транспортировки высоковязкой и застывающей нефти; Характеристика объекта «Заполярье-Пурпе» и реологических свойств транспортируемой нефти; Сравнительный анализ способов перекачки с выявлением характерных достоинств и недостатков с целью определения оптимальной технологии, подходящей для объекта исследования; Обзор основ гидравлического расчета трубопровода при перекачке смеси высоковязкой нефти с жидким углеводородным разбавителем; Анализ полученных результатов, включающий выбор оптимальной концентрации разбавителя для обеспечения максимальной производительности трубопровода; Разработка разделов: финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность; Заключение и выводы по работе.</p>
<p>Перечень графического материала</p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p> <p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Консультант</p> <p>Клемашева Е.И., доцент ОСГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Фех А.И., старший преподаватель ООД</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>05.02.2021</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент ОНД</p>	<p>Шадрина Анастасия Викторовна</p>	<p>д.т.н</p>		<p>05.02.2021</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2Б7А</p>	<p>Шекк Елена Алексеевна</p>		<p>05.02.2021</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Шекк Елене Алексеевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Районный коэффициент – 1,5
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Страховые взносы – 30,2%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Определение потенциальных потребителей; Анализ конкурентных технических решений; Технология QuaD; SWOT-анализ.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Планирование и выделение этапов проекта; Составление календарного плана проекта; Формирование бюджета разработки.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности.

Перечень графического материала:

1. Матрица SWOT
2. График проведения НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.02.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		05.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Шекк Елена Алексеевна		05.02.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Шекк Елене Алексеевне

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

Тема ВКР:

Организационно-техническое обеспечение транспорта высоковязкой и застывающей нефти на примере участка трубопровода «Заполярье-Пурпе»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объект исследования: участок магистрального трубопровода «Заполярье-Пурпе». Объект является технологическим сооружением повышенной опасности, его эксплуатация требует особых условий, нарушение которых может привести к негативному воздействию на окружающую среду и возникновению чрезвычайных ситуаций. Область применения: транспортировка нефти в условиях Крайнего Севера.</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <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. 	<ul style="list-style-type: none"> — РД 153-39.4-056.00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов; — Приказ Ростехнадзора от 11.12.2020 N 517 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов»; — Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ; — Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021); — РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов; — ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ Оборудование производственное. Общие эргономические требования
<p>2. Производственная безопасность:</p> <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"> — отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; — повышенный уровень шума; — повышенный уровень вибрации; — повышенная загазованность воздуха рабочей среды <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> — подвижные части производственного оборудования; — электрический ток

3. Экологическая безопасность:	При эксплуатации участка магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе» проанализировать: <ul style="list-style-type: none"> – воздействие объекта на атмосферу (выбросы); – воздействие объекта на гидросферу (сбросы); – воздействие объекта на литосферу (отходы)
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – анализ возможности возникновения чрезвычайных ситуаций на объекте; – разработка и предложение мер по предупреждению ЧС; – действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		05.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Шекк Елена Алексеевна		05.02.2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021 г
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
26.02.2021	<i>Введение</i>	5
10.03.2021	<i>Обзор литературы</i>	15
17.03.2021	<i>Характеристика объекта исследования и транспортируемой среды</i>	10
30.03.2021	<i>Теоретические основы технологий транспортировки высоковязкой и застывающей нефти</i>	20
28.04.2021	<i>Выбор оптимальной технологии для объекта исследования</i>	15
31.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
07.06.2021	<i>Заключение</i>	5
11.06.2021	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н.		11.06.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н		11.06.2021

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

Пункт подогрева нефти магистрального трубопровода: комплекс сооружений и оборудования, обеспечивающий подогрев нефти, перекачиваемой по магистральному трубопроводу в целях снижения вязкости.

Резервуар: сооружение, емкость, расположенная горизонтально или вертикально, предназначенная для приема, накопления, измерения объема и сдачи жидкости.

Чрезвычайная ситуация: обстановка, сложившаяся в результате аварии, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Эксплуатация магистрального нефтепровода: использование магистрального нефтепровода по назначению, определенному проектной документацией.

Эмульсия: дисперсная система, состоящая из микроскопических капель жидкости (дисперсной фазы), распределенных в другой жидкости (дисперсионной среде).

Сокращения:

ВВН – высоковязкая нефть

ГНС – головная насосная станция

ЛПДС – линейной производственно-диспетчерской станции

МН – магистральный нефтепровод

МТ – магистральный трубопровод

НПС – нефтеперекачивающая станция

НС – насосная станция

РФ – Российская Федерация

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

ЧС – чрезвычайная ситуация

ЯМАО – Ямало-Ненецкий автономный округ

Нормативные ссылки:

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

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

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

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

ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

ГОСТ Р 12.3.047-98 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования.

ГОСТ Р 22.0.02-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий.

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

ГОСТ Р 22.3.03-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.

MP 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»

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

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 N 116-ФЗ (с изменениями на 8 декабря 2020 года)

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 93 страниц, 15 рисунков, 20 таблиц, 46 источников.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, транспорт нефти, высоковязкая нефть, методы транспортировки, углеводородный разбавитель экономическая эффективность.

Объектом исследования является участок трубопровода «Заполярье-Пурпе».

Цель работы: определение оптимального способа перекачки высоковязкой и застывающей нефти по участку магистрального трубопровода «Заполярье-Пурпе».

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 проводилось изучение магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе», произведен обзор методов транспортировки высоковязкой и застывающей нефти, выявление их достоинств и недостатков.

В результате исследования проведен анализ методов транспортировки высоковязкой и застывающей нефти, проведен расчет для определения оптимальной концентрации разбавителя.

Область применения: магистральные нефтепроводы.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Реферат		
					Организационно-техническое обеспечение транспорта высоковязкой и застывающей нефти на примере участка трубопровода «Заполярье-Пурпе»		
Разраб.		Шекк Е.А.		11.06	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.		11.06		14	93
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06	Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Оглавление

Введение.....	18
1 Литературный обзор	21
2 Общие сведения о транспортируемой среде и объекте исследования	22
2.1 Анализ добычи и транспортировки ВВН в России	22
2.2 Характеристика объекта исследования.....	24
2.2.1 Физико-географическая характеристика объекта.....	25
2.2.2 Климатическая характеристика зоны расположения объекта	26
2.2.3 Гидрогеологическая характеристика зоны расположения объекта	27
2.2.4 Экономическая характеристика района.....	28
2.2.5 Экологическая характеристика района.....	29
2.2.6 Конструктивные особенности магистрального трубопровода	29
2.3 Проблема транспортировки высоковязкой нефти по участку магистрального трубопровода «Заполярье-Пурпе»	30
3 Анализ технологий транспортировки высоковязкой и застывающей нефти.	33
3.1 Неизотермические способы	34
3.1.1 «Горячая» перекачка.....	34
3.1.2 Перекачка с электроподогревом.....	36
3.2 Изотермические способы	38
3.2.1 Транспортировка в потоке носителя	38
3.2.2 Гидроперекачка	39
3.2.3 Виброобработка.....	41

					Организационно-техническое обеспечение транспорта высоковязкой и застывающей нефти на примере участка трубопровода «Заполярье-Пурпе»						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оглавление						
Разраб.		Шекк Е.А.		11.06					Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.		11.06					15	93	
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

6 Социальная ответственность	73
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	73
6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	73
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	74
6.2 Производственная безопасность	75
6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	76
6.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	79
6.3 Экологическая безопасность.....	80
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	82
Заключение	87
Список литературы	88

Введение

В современном мире большое распространение получила добыча и последующая транспортировка трудноизвлекаемых запасов нефти, при этом неблагоприятным фактором чаще всего является географическое расположение месторождений в северных районах, откуда требуется доставлять нефть потребителю. Добытая нефть зачастую имеет высокую смолистость и содержание парафинов, которые существенно влияют на вязкость перекачиваемого продукта. От этого напрямую зависят свойства транспортируемой среды, и, как следствие, производительность трубопровода и экономическая целесообразность перекачки. Таким образом, транспортировка нефти с месторождений в северных регионах, где среднегодовая температура окружающей среды ниже нуля, может быть экономически не выгодной, ведь такие условия значительно увеличивают её стоимость. Вязкость флюида бывает настолько высокой, что делает перекачку практически невыполнимой задачей.

Российская Федерация – страна, имеющая колоссальные запасы топливно-энергетических ресурсов в целом, на долю высоковязкой нефти приходится около 7 млрд тонн залежей [1], причём эти ресурсы распределены неравномерно: основная часть географически принадлежит северным регионам.

Высокая вязкость нефти – один из главных барьеров, препятствующих обеспечению высокой производительности трубопроводов северных регионов. Дополнительные эксплуатационные затраты при транспортировке высоковязкой среды в суровых климатических условиях обусловлены износом оборудования, значительным числом сбоев технологического процесса и возможным отрицательным воздействием на окружающую среду в связи с

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Введение		
					Организационно-техническое обеспечение транспорта высоковязкой и застывающей нефти на примере участка трубопровода «Заполярье-Пурпе»		
Разраб.		Шекк Е.А.		11.06	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.		11.06		18	93
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06	Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

аварийными ситуациями, вероятность возникновения которых гораздо выше, нежели чем при перекачке продукта в благоприятных условиях.

Организационно-техническое обеспечение транспортировки высоковязкой и застывающей нефти подразумевает повышение эффективности за счёт использования специальных методов перекачки, в связи с чем тема выпускной квалификационной работы *актуальна*.

Для того, чтобы более подробно изучить возможные проблемы при применении специальных технологий в качестве *объекта исследования* взят участок трубопровода «Заполярье-Пурпе».

Предметом исследования является организационно-техническое обеспечение транспорта высоковязкой и застывающей нефти посредством применения специальных методов перекачки.

Цель выпускной квалификационной работы: определение оптимального способа перекачки высоковязкой и застывающей нефти по участку магистрального трубопровода «Заполярье-Пурпе».

Для достижения данной цели поставлены следующие *задачи*:

- 1) Изучение нормативно-технической документации и литературы по транспортировке высоковязкой нефти;
- 2) Физико-географическая, климатическая, гидрогеологическая, экономическая и экологическая характеристика района расположения объекта исследования и характеристика реологических свойств перекачиваемой среды;
- 3) Анализ существующих методов транспортировки высоковязкой нефти;
- 4) Расчет оптимальной концентрации разбавителя (газового конденсата) для метода транспортировки нефти в смеси с разбавителем;
- 5) Определение ресурсосберегающей и экономической эффективности применения технологии перекачки в смеси с разбавителем;

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

б) Изучение правовых и организационных вопросов обеспечения производственной и экологической безопасности, в том числе анализ возможности возникновения ЧС и предложение мер по предупреждению аварийных ситуаций.

					Введение	Лист
						200
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Литературный обзор

Работы таких отечественных авторов, как Р.Г. Исхаков, В.Е. Губин, В.А. Юфин, Р.А. Алиев, Ю.А. Сквородников, отражают проблему транспортировки высоковязкой нефти: авторы высказывали свои мнения относительно решения этой проблемы на основании уже известных методик, а также предлагали свои пути решения [2, 3, 4, 5, 6]. Наряду с отечественными, многие зарубежные авторы занимаются детальным рассмотрением данного вопроса в силу актуальности темы.

Самой изученной и распространенной является «горячая» перекачка высоковязкой нефти. Технология такой транспортировки основывается на использовании печей теплообменников на головной НПС и промежуточных тепловых станций, расположенных на определенном расстоянии друг от друга [7]. Однако данная методика имеет свои недостатки: высокая энергоемкость, трудности при выборе подходящего режима работы «горячего» трубопровода. Это заставляет ученых продолжать работу по созданию новых технологий или же по более детальному изучению и внедрению уже существующих.

Так, при анализе литературы выявлено, что самая перспективная методика транспортировки высоковязких и застывающих нефтей в северных регионах – перекачка с смеси с разбавителем. Реологические свойства высоковязкой нефти при её разбавлении [8], к примеру, газовым конденсатом позволяют производить транспортировку даже в самых суровых климатических условиях. Принцип действия данной технологии заключается в уменьшении концентрации смолистых и парафиновых компонентов нефти, что значительно снижает вязкость [9].

Труды авторов подробно раскрывают вопрос подбора разбавителя, а выбор оптимальной концентрации происходит на основании соответствующего расчёта.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит.			Лист	Листов
					Организационно-техническое обеспечение транспорта высоковязкой и застывающей нефти на примере участка трубопровода «Заполярье-Пурпе»				
Разраб.		Шекк Е.А.		11.06	Литературный обзор			21	93
Руковод.		Шадрина А.В.		11.06					
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06					
					Отделение нефтегазового дела				
					Группа 2Б7А				

2 Общие сведения о транспортируемой среде и объекте исследования

2.1 Анализ добычи и транспортировки ВВН в России

Сырьё нефтяной промышленности как Российской Федерации, так и других нефтедобывающих стран, представлено рядом компонентов, важнейшим из которых является высоковязкая нефть. К высоковязким относятся нефти с вязкостью от 30,1 мПа·с [10].

По оценкам специалистов общемировые запасы такой нефти равны приблизительно триллиону тонн, что выше остаточного содержания запасов маловязких нефтей в 5 раз. В нашей стране запасы ВВН оцениваются в 55% от общего объема и составляют приблизительно 7 млрд. тонн [9].

На территории РФ расположено 5 нефтегазоносных бассейнов со средним значением вязкости нефти более 35 мм²/с (табл.1).

Таблица 1 – Нефтегазоносные бассейны РФ с ВВН [11]

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборки из БД	Количество образцов ВВН в бассейне	Количество месторождений с высоковязкими нефтями	Среднебассейновая вязкость нефтей, мм ² /с
1	2	3	4	5
Волго-Уральский	2661	545	181	47,13
Днепровско-Припятский	662	33	16	37,53
Енисейско-Анабарский	65	2	2	84,49
Прикаспийский	460	101	33	109,71
Тимано-Печорский	342	13	8	1221,46

					Организационно-техническое обеспечение транспорта высоковязкой и застывающей нефти на примере участка трубопровода «Заполярье-Пурпе»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шекк Е.А.		11.06	Общие сведения о транспортируемой среде и объекте исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.		11.06			22	93
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

По сравнению с общим количеством открытых залежей высоковязкой нефти 38% приходится на нефтегазовый потенциал Западной Сибири и 35% – на Волго-Уральский регион (рис 1). Примерно 15% добываемой высоковязкой нефти принадлежит месторождениям Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна [8]. Лидирующим по добыче высоковязкой нефти в России является Вань-Еганское месторождение Ханты-Мансийского АО.

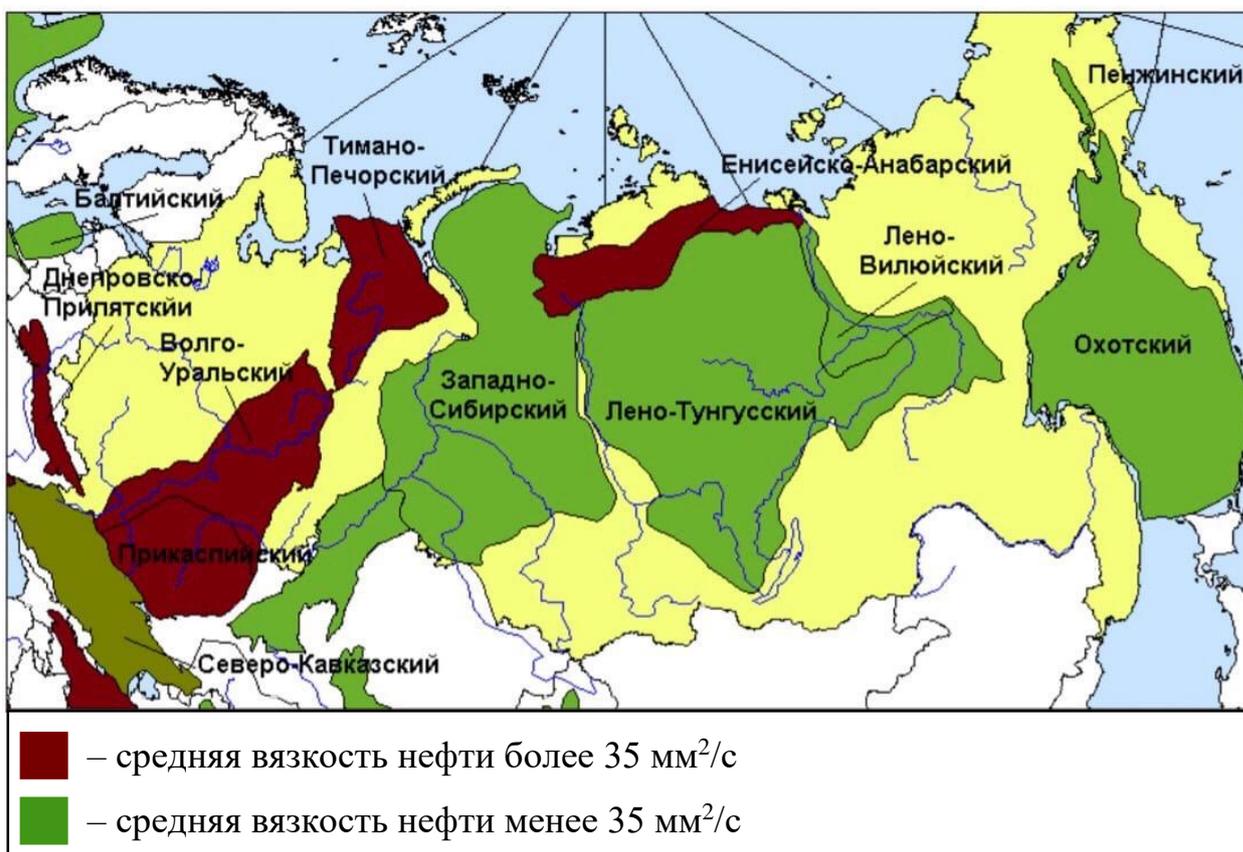


Рисунок 1 – Вязкость углеводородов нефтегазоносных бассейнов РФ [11]

Добываемая в России высоковязкая нефть в среднем имеет следующие свойства:

- сернистая (содержание серы 1-3%),
- тяжелая (плотность более 880 кг/м³),
- малопарафинистая (содержание парафина менее 5%) [12].

Лидирующими по вязкости добываемых нефтей в Ямало-Ненецком автономном округе являются Русское и Восточно-Мессояхское месторождения.

2.2 Характеристика объекта исследования

На данный момент нефтепровод «Заполярье-Пурпе» является самым северным в Российской Федерации (рис. 2). Общая протяженность линейной части составляет 488 километров, 170 из которых – за Полярным кругом [14].

Объект является частью трубопроводной системы «Заполярье–Пурпе–Самотлор», которая была разработана для связи богатых нефтеносных месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа с нефтеперерабатывающими заводами южной части Сибири и с магистральным нефтепроводом «Восточная Сибирь — Тихий океан» [11].



Рисунок 2 – Объект исследования на территории РФ [14]

Начало строительства участка магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе» было положено в марте 2012 года компанией ПАО «Транснефть». Для перекачки продукта предусмотрены две нефтеперекачивающие станции, способные обеспечить производительность

					Общие сведения о транспортируемой среде и объекте исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		244

до 45 млн. тонн в год. Диаметр трубопровода по трассе варьируется от 820 мм до 1020 мм, однако большая часть нефтепровода имеет диаметр 1020 мм. Для реализации проекта строительства трубопровода «Заполярье-Пурпе» потребовались инвестиции в размере 237,8 млрд. рублей.

Трубопроводный объект официально введен в эксплуатацию 18 января 2017 года Президентом Российской Федерации. Заинтересованными в эксплуатации нефтепровода «Заполярье-Пурпе» были такие крупные компании, как «Лукойл», ПАО «Газпром нефть», «ТНК-ВР»; они принимали участие в финансировании проекта, однако, основная часть затрат была обеспечена ПАО «Транснефть».

2.2.1 Физико-географическая характеристика объекта

Нефтепровод «Заполярье-Пурпе» расположен на территории Ямало-Ненецкого автономного округа на севере Западно-Сибирской равнины. ЯМАО является районом Крайнего Севера, значительная часть объекта исследования, а именно 170 км, проложена за Полярным кругом.

Ближайшим к трассе нефтепровода городом является Новый Уренгой, где находится «Уренгойское управление магистральных трубопроводов», входящее в структуру АО «Транснефть – Сибирь» и занимающееся вопросами эксплуатации МН «Заполярье-Пурпе» [15].

Рельеф территории ЯМАО равнинный, на севере образован тундрой. Участок нефтепровода, проходящий за Полярным кругом, расположен в зоне вечной мерзлоты.

При движении нефтепровода в сторону ЛПДС «Пурпе» происходит смена тундровой природной зоны на лесотундровую, что отражается на характерной растительности.

					Общие сведения о транспортируемой среде и объекте исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

2.2.2 Климатическая характеристика зоны расположения объекта

Климат зоны расположения объекта определяется тем, что маршрут нефтепровода относится к двум климатическим зонам: арктической и субарктической. В результате средняя продолжительность зимы составляет 8 месяцев, сопровождается сильными ветрами и небольшим количеством осадков, что приводит к небольшой величине снежного покрова. Лето относительно короткое, но при это достаточно теплое. Значение температуры резко меняется не только в зависимости от сезона, но и от времени суток. Вечная мерзлота в данном регионе объясняется непродолжительным летом, в течение которого почвенный слой не успевает оттаять полностью.

Среднегодовая температура воздуха района отрицательная, примерно равна $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. В зимний период времени значение температуры достигает $-70\text{ }^{\circ}\text{C}$, а в летнее время не поднимается выше $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$ (табл. 2) [9]. В самом ближайшем к магистральному трубопроводу городе (г. Новый Уренгой) среднегодовая температура составляет $-7,5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Таблица 2. Средняя температура воздуха в г. Новый Уренгой по месяцам [9]

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Среднее значение температуры, $^{\circ}\text{C}$	-25,3	-24,9	-18,2	-11,1	-2,7	7,5	13,9	11,4	5	-5,5	-17	-22,3

Низкие температуры воздуха существенно усложняют работу оборудования при эксплуатации нефтепровода. Для обеспечения перекачки нефти в таких условиях были спроектированы и построены пункты подогрева нефти.

2.2.3 Гидрогеологическая характеристика зоны расположения объекта

Осложняющими условиями при строительстве нефтепровода «Заполярье-Пурпе» выступили водные преграды, для их преодоления необходимо сооружение подводных переходов (рис. 3). Строительство трубопровода в основном производилось в зимнее время, так как в период кратковременных летних оттепелей болотистая местность в регионе проложения становится совершенно непроходимой, и доставка специальной техники для проведения основных работ становится невыполнимой задачей.

В отличие от небольших озер и рек, река Таз является одним из самых сложных препятствий. Переход через данную водную преграду построен при использовании метода наклонно-направленного бурения как для основной, так и для резервной нитки. Общая длина подводного перехода через реку Таз с учетом поймы составила 26 км, что делает данный переход одним из самых протяженных в истории строительства нефтепроводов [9].



Рисунок 3 – Подводный переход через реку Таз [15]

					Общие сведения о транспортируемой среде и объекте исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		277

В результате изучения гидрогеологических характеристик водного объекта (р. Таз) и геологических характеристик прилегающего к ней участка было решено выбрать метод наклонно-направленного бурения для строительства подводного перехода. Для реализации данного метода потребовалось пробурить три скважины протяженностью около километра для основной и резервной нитки трубопровода. При бурении основной скважины (диаметр 1600 мм) река была пересечена буром 8 раз, каждый раз увеличивая проход на 200 мм.

2.2.4 Экономическая характеристика района

Ведущая отрасль экономики Ямало-Ненецкого автономного округа – добыча углеводородов, так как территория региона обладает богатыми запасами нефти и газа. Добываемые полезные ископаемые в среднем составляют 8% от общей добычи в РФ. Примерно 90% месторождений принадлежит ПАО «Газпром».

ЯНАО – лидер в России по количеству оленеводческих и животноводческих предприятий. К 2010 году поголовье оленей выросло до 660 тысяч, это количество на 160 тысяч больше, чем в 1990 году. Этот факт объясняется высокой долей кочевников в регионе, особенно в Тазовском и Ямальском районах [9].

Другая развитая экономическая отрасль региона – рыболовство. В среднем оборот рыбы составляет примерно 6,3 тысячи тонн.

Средняя заработная плата в регионе – 60 124 рубля, причем доля работающих граждан, получающих заработную плату более 100 тысяч рублей в месяц, составляет приблизительно 23% по данным 2017 года. Такой высокий показатель – лидирующий относительно других регионов России [8].

					Общие сведения о транспортируемой среде и объекте исследования	Лист
						288
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2.5 Экологическая характеристика района

Районы Крайнего Севера отличаются уникальной природой, которая требует особого внимания при строительстве МТ. При проектировании маршрута особо охраняемые природные территории были учтены, они не попадают в зону проложения трубопровода. В связи с важностью экологической безопасности были учтены следующие аспекты окружающей среды:

– работы производились предпочтительно в зимнее время, так как в летний период происходит цветение ягеля, при повреждении данного растения на восстановление потребовалось бы 60 лет;

– миграция оленей была тщательно изучена, чтобы создать условия для их безопасного передвижения, исключая возможность повреждения трубопровода и самих животных, поэтому в ходе создания проекта были спроектированы специальные переходы, которые способны углубляться или подниматься на необходимую высоту для беспрепятственного прохождения северных оленей;

– для сохранения ценных видов рыб в водоёмы выпустили примерно 700 тыс. мальков.

2.2.6 Конструктивные особенности магистрального трубопровода

Климатические условия вызвали определенные сложности при строительстве нефтепровода «Заполярье-Пурпе». Ввиду расположения объекта на территории Крайнего Севера МТ имеет конструктивные особенности: большая часть трубопровода строилась надземным способом с помощью специальных опор (рис. 4).

Проектирование опор проводилось с учетом перепада температур в районе работ, поэтому примененные инженерные решения исключают подвижность трубы при её нагреве или охлаждении. Специалисты компании

					Общие сведения о транспортируемой среде и объекте исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		299

«Транснефть» разработали три типа опор: неподвижные, свободно-подвижные и продольно-подвижные. С одной стороны такие опоры надёжно фиксируют трубу, но при этом с другой стороны сохраняется возможность перемещения в осевом и поперечном направлениях, что исключает негативные последствия воздействия температурных напряжений [14].



Рисунок 4 – Надземная прокладка трубопровода при использовании опор [16]

Ещё одной важной задачей была установка опор на сваи и погружение их в грунт с сохранением при этом вечной мерзлоты. Рядом с погруженными на глубину до 18 сваями для этого устанавливались термостабилизаторы с хладагентом [17], которые также были разработаны специалистами «Транснефти» и по своим возможностям превосходили все имеющиеся на момент строительства трубопровода образцы.

Несмотря на возникшие при строительстве трудности, наблюдался значительный суточный прирост трубопровода (от 3 до 3,5 м). Всего было возведено 19 400 опор для надземной прокладки нефтепровода и 110 000 термостабилизаторов, регулирующих состояние грунтов под магистралью [14].

2.3 Проблема транспортировки высоковязкой нефти по участку магистрального трубопровода «Заполярье-Пурпе»

Проект «Заполярье-Пурпе» уникален, так как при его реализации компанией ПАО «Транснефть» были использованы самые актуальные методы

					Общие сведения о транспортируемой среде и объекте исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

строительства, а также разработаны инновационные технологии, защищенные тридцатью семью патентами. Одной из важнейших задач при проектировании трубопровода было обеспечение перекачки продукта с учетом его свойств и северных климатических условий. Месторождения Русское и Мессояхское были первыми в очереди на загрузку нефтепровода ещё на этапе разработки проекта.

Нефть, перекачиваемая по трубопроводу «Заполярье-Пурпе» характеризуется следующими реологическими свойствами:

- малосернистая (0,09 – 0,41%);
- малопарафинистая и парафинистая (0,5 – 2,8%);
- смолистая (массовое содержание силикагелевых смол 9,2 -12,7%).

Русское месторождение – это крупнейшая нефтебаза высоковязкой нефти Российской Федерации. Объем разведанных запасов высоковязкой нефти составляет примерно 1,5 млрд тонн, а значение вязкости достигает 250-300 сП в пластовых условиях. Продукт характеризуется низким содержанием парафина и низкой твердостью, его высокая вязкость объясняется смолистостью. Из нефти Русского месторождения получают высококачественное реактивное и дизельное топливо.

Мессояхское месторождение – самое северное сухопутное месторождение в РФ, оно обладает доказанными запасами жидких углеводородов 480 млн. тонн. Высокая вязкость нефти, добываемой с Мессояхского месторождения, усложнила процесс его эксплуатации: были использованы современные методы бурения, что оказало существенное влияние на рентабельность разработки – добыча и транспортировка углеводородов оказалось затратной в экономическом и трудовом плане [18].

При проектировании нефтепровода «Заполярье-Пурпе» были учтены реологические свойства перекачиваемой нефти. Продукт является малосернистым, но содержание парафинов и смол значительно повышает её вязкость. В результате этого на протяжении маршрута трубопровода предусмотрены пункты подогрева, повышающие температуру продукта до

					Общие сведения о транспортируемой среде и объекте исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

значения +60 °С, благодаря чему транспортировка в северных условиях становится возможной. Однако используемая методика имеет ряд недостатков, важнейшим из которых является высокая энергоемкость, что заставляет проанализировать применимость других перспективных технологий перекачки высоковязкой нефти и выявить оптимальную методику.

					Общие сведения о транспортируемой среде и объекте исследования	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 Анализ технологий транспортировки высоковязкой и застывающей нефти

На данный момент разработано множество методов транспортировки высоковязкой и застывающей нефти по трубопроводу. Классификация технологий, рассмотренных в ходе работы, приведена на рис. 5 [5].



Рисунок 5 – Классификация технологий транспортировки высоковязких нефтей

					Организационно-техническое обеспечение транспорта высоковязкой и застывающей нефти на примере участка трубопровода «Заполярье-Пурпе»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ технологий транспортировки высоковязкой и застывающей нефти	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Шекк Е.А.		11.06			33	93
Руковод.		Шадрина А.В.		11.06				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06				
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А			

Несмотря на большой выбор вариантов технологий перекачки, на данный момент не существует универсального способа, подходящего для всех трубопроводов, перекачивающих ВВН. У каждой технологии есть свои достоинства и недостатки, и выбор должен быть обусловлен как климатическими условиями зоны расположения нефтепровода, так и характеристикой объекта и перекачиваемой нефти.

3.1 Неизотермические способы

Неизотермические методы перекачки высоковязких и застывающих нефтей включают «горячую» перекачку и перекачку с электроподогревом [5].

Применение этих технологий в северных условиях ограничено климатическими факторами. При тепловом взаимодействии грунта в условиях вечной мерзлоты с нагретым трубопроводом, как при наземной, так и при подземной прокладке образуется ореол оттаивания почвенной влаги, и порода теряет свою несущую способность. В связи с этим обеспечение экономической эффективности неизотермических способов транспорта в условиях проложения нефтепровода «Заполярье-Пурпе» возможно только при создании условий перекачки, позволяющих минимизировать тепловое взаимодействие МТ с окружающей средой с целью исключить потерю несущей способности грунта при оттаивании.

В северных условиях применение неизотермических методов перекачки для трубопровода, проложенного надземным способом, приводит к значительному увеличению гидравлического сопротивления и появлению внушительных потерь тепловой энергии.

3.1.1 «Горячая» перекачка

Самым распространенным способом транспортировки высоковязкой нефти по МТ является «горячая» перекачка. Она производится путем подогрева нефти, не допуская её застывания при перекачке (рис. 6).

					Анализ технологий транспортировки высоковязкой и застывающей нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Нефть поступает в резервуарный парк (2) головной насосной станции по трубопроводу (1). Резервуары оснащены подогревательными устройствами для поддержания температуры нефти для последующего выкачивания подпорными насосами (3). Продукт проходит через систему дополнительных подогревателей и подается на прием основных насосов (5). Далее нефть закачивается в МТ (6).

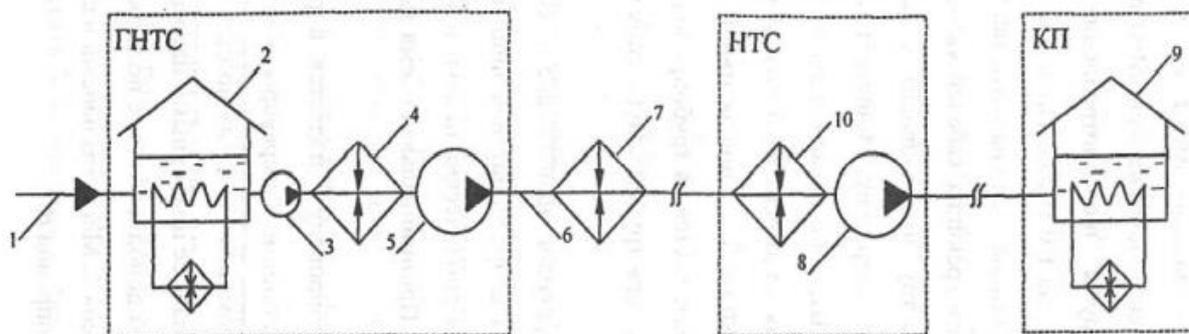


Рисунок 6 – Технологическая схема метода «горячей» перекачки

1 – подводный трубопровод; 2,9 – резервуары; 3 – подпорный насос; 4, 7, 10 – дополнительные подогреватели; 5, 8 – основные насосы; ГНТС — головная насосно-тепловая станция; НТС - насосно-тепловая станция; КП - конечный пункт [19]

В процессе движения нефти горячий нефтепровод обменивается теплом с окружающей средой, в результате чего флюид теряет требуемую для перекачки температуру. Для поддержания процесса транспортировки и необходимой вязкости нефти требуется производить дополнительный подогрев в специальных пунктах (7) через каждые 25 – 80 км. При попадании на следующую промежуточную НПС (8) нефть повторно нагревается и направляется в резервуары конечного пункта (9), в которых также предусмотрена система подогрева.

Несмотря на простоту и широкое распространение технология «горячей» перекачки имеет свои недостатки. Одним из главных минусов является большой расход энергии. Значительный нагрев транспортируемой

нефти (до 70-80 °С) приводит к существенной потере энергии, расходуемой на подогрев. Кроме того, возможно негативное воздействие выделяющейся теплоты на окружающую среду. Использование перекачиваемого продукта в качестве топлива во много раз увеличивает стоимость проекта [19].

В районе расположения объекта исследования применение технологии осложняется наличием грунтов многолетней мерзлоты, так как строительство и эксплуатация объектов транспортировки и хранения нефти требует существенных затрат для обеспечения требуемой надёжности конструкции.

3.1.2 Перекачка с электроподогревом

В качестве основного компонента системы перекачки нефти с электроподогревом выступает вспомогательный нагревательный трубопровод-спутник с протянутым внутри теплоизолированным проводящим кабелем. Трубы для трубопровода-спутника обычно изготовлены из стали диаметром 15-40 мм. Соединение с основным трубопроводом осуществляется сваркой, после чего вся система помещается в общую теплоизоляцию [20]. Подогрев магистрального трубопровода происходит при теплообмене со спутниковым трубопроводом, который нагревается питающим током нагреваемого кабеля, при этом большая концентрация тока наблюдается во внутреннем слое окружающей трубы (рис. 7). Один конец кабеля подсоединен к источнику питания, а другой – к нагревательному элементу.

Переменный ток распределен по поверхности греющей трубы неравномерно: наибольшая плотность тока наблюдается на внутренней поверхности, и, если толщина стенки превышает длину распространяющейся в стали электромагнитной волны, напряжение на внешней поверхности практически отсутствует, что обеспечивает электробезопасность технологии [19].

					Анализ технологий транспортировки высоковязкой и застывающей нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Главное достоинство технологии – возможность автоматизированного использования, если это необходимо, поскольку электрический подогрев можно включать и выключать в любой момент дистанционно. При использовании этого метода температурный режим транспортировки можно регулировать в широком диапазоне. Кроме того, метод подходит для подогрева сложных или протяженных трубопроводов.



Рисунок 7 – Элементы системы электроподогрева МТ

Несмотря на положительные стороны, метод не получил широкого распространения в связи с рядом возникающих трудностей. Высоковольтные термостойкие кабели, используемые с целью обеспечить требуемое повышение напряжения, выдерживают лишь незначительные перегрузки, в результате чего категорически запрещено повышение температуры изоляции, поскольку тепловые потоки снижают электрическую прочность изоляции до аварийных уровней.

Другим недостатком является сложность протягивания питающих кабелей внутри трубы при их особо большой длине, а также трудности при соединении кабелей между собой, в особенности при значениях напряжений, превышающих 500 В [20].

Особенно значительным недостатком системы электрического подогрева для перекачки высоковязких нефтей являются высокие эксплуатационные расходы из-за стоимости услуг по электроснабжению и

					Анализ технологий транспортировки высоковязкой и застывающей нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

отсутствие надежных электрических нагревателей, которые можно использовать для нагрева технологического оборудования и резервуаров.

3.2 Изотермические способы

Изотермические технологии отличаются предварительным улучшением реологических свойств высоковязкой и застывающей нефти. В работе рассмотрены такие изотермические методы транспортировки, как перекачка в потоке носителя, гидрперекачка, виброобработка, перекачка газонасыщенных нефтей, применение депрессорных присадок и перекачка с углеводородным разбавителем [5].

Использование изотермических методов перекачки для северных условий способно значительно снизить эксплуатационные и капитальные затраты, поскольку данный тип методик исключает необходимость в мерах по снижению воздействия тепла, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

3.2.1 Транспортировка в потоке носителя

В существующих патентах ученые описывают разные виды методики перекачки высоковязкой нефти в потоке носителя, разбираются в их технологиях и оценивают положительные и отрицательные стороны их применения [4, 8].

Один из видов данного метода подразумевает перекачку нефти в потоке сжиженного природного газа. Для этого природный газ должен подаваться в резервуар в предварительно сжиженном виде, а нефть попадает в этот же резервуар в виде капель, застывающих в сжиженном газе, с помощью специального распылителя. Полученная смесь направляется в МТ.

Другой вид этой технологии – охлаждение нефти до температуры ниже температуры застывания. Полученный продукт пропускается через решетку фиксированного диаметра, при это получают гранулы разного размера. Они

					Анализ технологий транспортировки высоковязкой и застывающей нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

попадают в воду, охлажденную до температуры ниже температуры застывания нефти, в потоке которой происходит дальнейшая транспортировка.

Этот метод перекачки не получил широкого распространения по различным технологическим и техническим причинам, а также из-за недостаточной изученности. В северных регионах применение метода может стать рентабельным после решения ряда технологических задач.

3.2.2 Гидроперекачка

Технология гидроперекачки основана на совместной транспортировке нефти с водой с целью снижения гидравлических потерь. Гидротранспорт высоковязких и застывающих нефтей осуществляется несколькими способами:

1. Перекачка нефти внутри водяного кольца;
2. Перекачка водонефтяной смеси в виде эмульсии типа «нефть в воде»;
3. Послойная перекачка нефти и воды.

Для первого способа необходимо обеспечить движение нефти внутри водяного кольца (рис. 8). Создавать такие кольца можно несколькими способами: спирально приварить металлическую проволоку нужного размера с определенным шагом либо использовать заводскую винтовую резьбу (рис. 8а), обеспечить подачу воды через тангенциальные отверстия кольцевых муфт, расположенные перпендикулярно потоку нефти (рис. 8б), проложить трубопровод с перфорацией по стенкам внутри нефтепровода большего диаметра, тем самым обеспечить между ними подачу потока воды (рис. 8в).

Когда продукт транспортируется на большие расстояния, наблюдается резкое увеличение перепада давления в трубопроводе из-за расслоения нефти и воды в результате воздействия гравитационных сил. Через некоторое время водяное кольцо полностью исчезает, и возникает необходимость его создания вновь, поэтому этот метод не получил широкого распространения.

					Анализ технологий транспортировки высоковязкой и застывающей нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

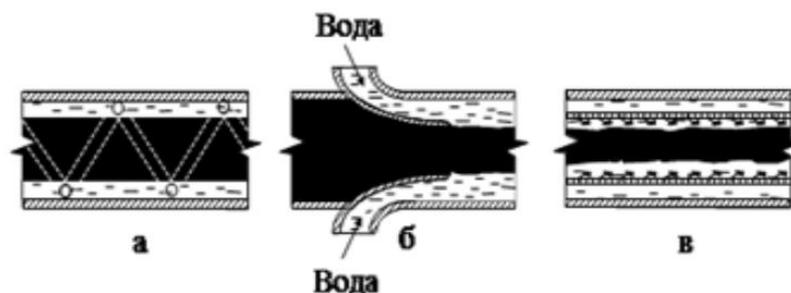


Рисунок 8 – Гидроперекачка нефти в водяном кольце с применением:

а –винтовой нарезки; б –кольцевых муфт;

в –перфорированного трубопровода [5]

Другой тип гидротранспорта производится путем смешения высоковязкой нефти и воды с образованием эмульсии типа «нефть в воде» (рис. 9а) с вязкостью, близкой к вязкости воды. Водяная пленка, окружающая скопления нефти, минимизирует контакт нефти со стенкой трубы, таким образом уменьшается гидравлическое сопротивление. При практическом применении этого метода достаточно сложно гарантировать стабильность эмульсии, так как велика вероятность получить обратную эмульсию «вода в нефти» (рис. 9б), которая будет иметь гораздо более высокое значение вязкости, чем исходный продукт. Это может быть связано с изменением скорости потока или температуры перекачки. Если трасса МТ включает промежуточные насосные станции, возможно расслоение фаз из-за образования эмульсий, которые трудно разрушить.

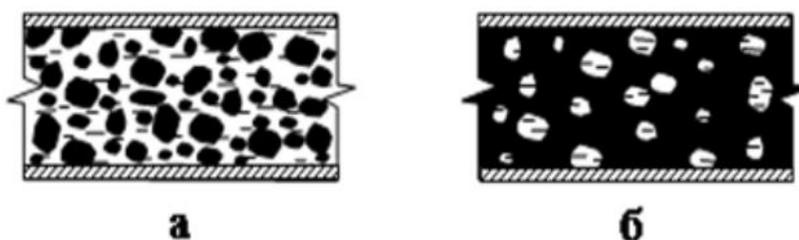


Рисунок 9 – Гидротранспорт эмульсии: а – «нефть в воде»;

б – «вода в нефти» [5]

Другой метод гидравлической перекачки не влияет на структуру и формирование потока. Суть метода заключается в формировании плоской границы раздела между водой и нефтью (рис. 10).

					Анализ технологий транспортировки высоковязкой и застывающей нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

В результате только часть трубы соприкасается с нефтью, а оставшаяся периметр контактирует с менее вязкой водой, что приводит к уменьшению перепадов давления и повышению производительности трубопровода. Этот метод применяется только при эксплуатации коротких участков трубопровода. На длинных трубопроводах применение ограничено, так как водный слой быстро смешивается с потоком нефти, образуя более вязкую эмульсию типа «вода в нефти».

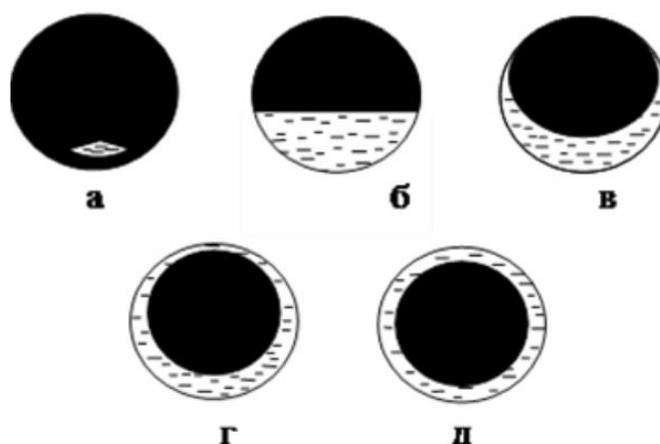


Рисунок 10 – Структурные формы водонефтяного потока при послойной перекачке нефти и воды: а – линзовая; б – раздельная с плоской границей; в – раздельная с криволинейной границей; г – кольцевая эоцентричная; д – кольцевая центричная [5]

3.2.3 Виброобработка

Оказать влияние на высокопарафинистую нефть для облегчения ее транспортировки можно при помощи технологии вибрационной обработки. Вибрация в тонкостенном слое трубы разрушает структуру молекул парафина, что приводит к снижению напряжения сдвига высоковязкой нефти и, как следствие, к облегчению процесса перекачки. Для нефтепроводов диаметром до 700 мм применяется устройство, которое позволяет производить обработку вибрацией непосредственно в потоке (рис. 11). В катушке находятся четыре

					Анализ технологий транспортировки высоковязкой и застывающей нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

кольцевых вибросита (7). Для привода используется электродвигатель типа ВАО-62-2 (1), который размещен на специальной раме-кожухе (3). Рама в свою очередь соединена с приводным валом (4), изготовленным из перфорированных листов 6 мм толщиной, с помощью муфты (2). Рама и сита перемещаются вохвратно-поступательно за счет эксцентрика вала (8).

К существенным минусам данной технологии можно отнести достаточно длительное время, необходимое для восстановления структуры нефти, разрушенной при тиксотропии. По этой причине метод получил распространение только для откачки нефти с поверхностей, которые считаются дневными (земляные амбары) [3].

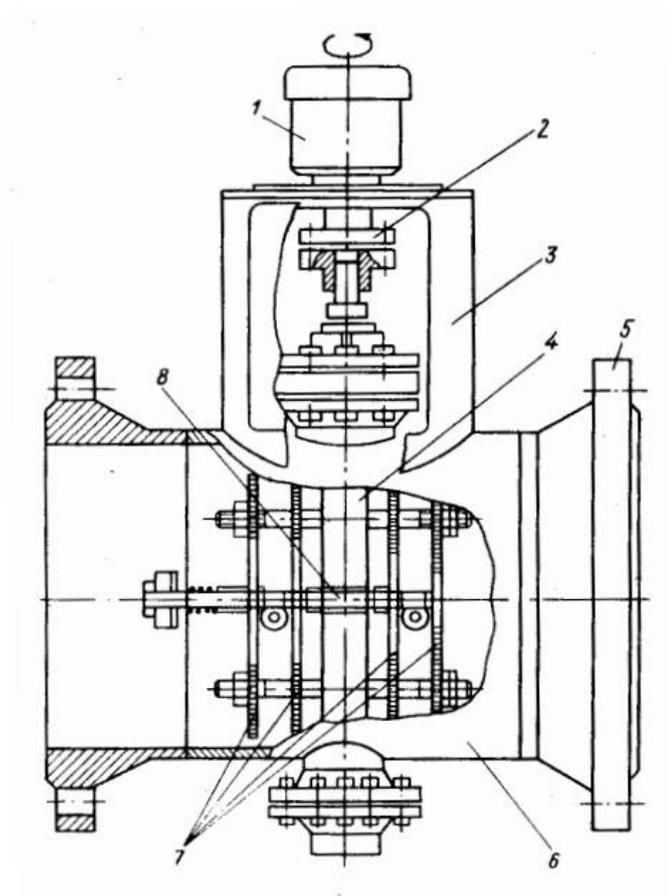


Рисунок 11 – Схема устройства для виброобработки высоковязкой нефти в потоке [3]

Значительные потери напора в виброситах и недостаточное количество вариантов выбора диаметра вибросит делают использование описанного способа в МН нецелесообразным. Для рассматриваемого объекта

					Анализ технологий транспортировки высоковязкой и застывающей нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

виброобработка не подходит по техническим параметрам, так как диаметр трубопровода «Заполярье-Пурпе» более 700 мм.

3.2.4 Транспортировка газонасыщенной нефти

Технология транспортировки газонасыщенной нефти реализуется путем двухфазного транспорта за счет пластового давления. Однако из-за существенных потерь на трение давления хватает для перекачки по трубопроводу длиной не более 100 км.

Для обеспечения перекачки данным способом и сохранения при этом ценных тяжелых компонентов в попутном нефтяном газе, на заключительной ступени сепарации необходимо получить давление выше атмосферного.

Следом за прохождением обязательных этапов подготовки пластовой нефти (1), включающих обезвоживание и обессоливание, следует стадия дегазации в три ступени (рис. 12). При этом давления на первой (3), второй (4) и третьей (5) ступенях составляют 2 МПа, 0,7 МПа и 0,105 МПа соответственно. Газ, выделяющийся на второй ступени, уже содержит помимо метана этан и пропан, а газ после третьей ступени содержит 35% пропана и более тяжелых гомологов. Этот процесс позволяет отделить газ от нефти практически полностью [20].

Последняя ступень сепарации образует двухфазный поток благодаря компримированию, так как происходит частичная конденсация выделившегося газа, что приводит к незначительным трудностям при транспортировке. Далее нефть самотеком поступает в резервуар (7) и затем перекачивается насосом (8) ГНС магистрального нефтепровода (GNS MN). Чтобы предотвратить потерю нефтяного газа, на последней стадии сепарации жидкая фаза транспортируется на площадку ГНС с помощью насоса (9) через счетчик (10). Подпор, создаваемый насосом (9), обеспечивает стабильную работу магистральных насосов.

					Анализ технологий транспортировки высоковязкой и застывающей нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Попадая в сеть МТ, продукт перекачивается «из насоса в насос». Чтобы предотвратить выделение газа из нефти во время перекачки, в трубопроводе должно быть обеспечено давление не ниже значения насыщения, для достижения данной цели устанавливаются регуляторы давления (11) типа «до себя».

На конечном пункте магистрального трубопровода происходит полное разгазирование нефти на конечном сепараторе (15). Выделившийся газ поступает потребителям, а нефть поступает в резервуары (16) уже без помощи насосов (самотёком). Для контроля проведённых процессов на конечном пункте производится коммерческий учёт нефти.

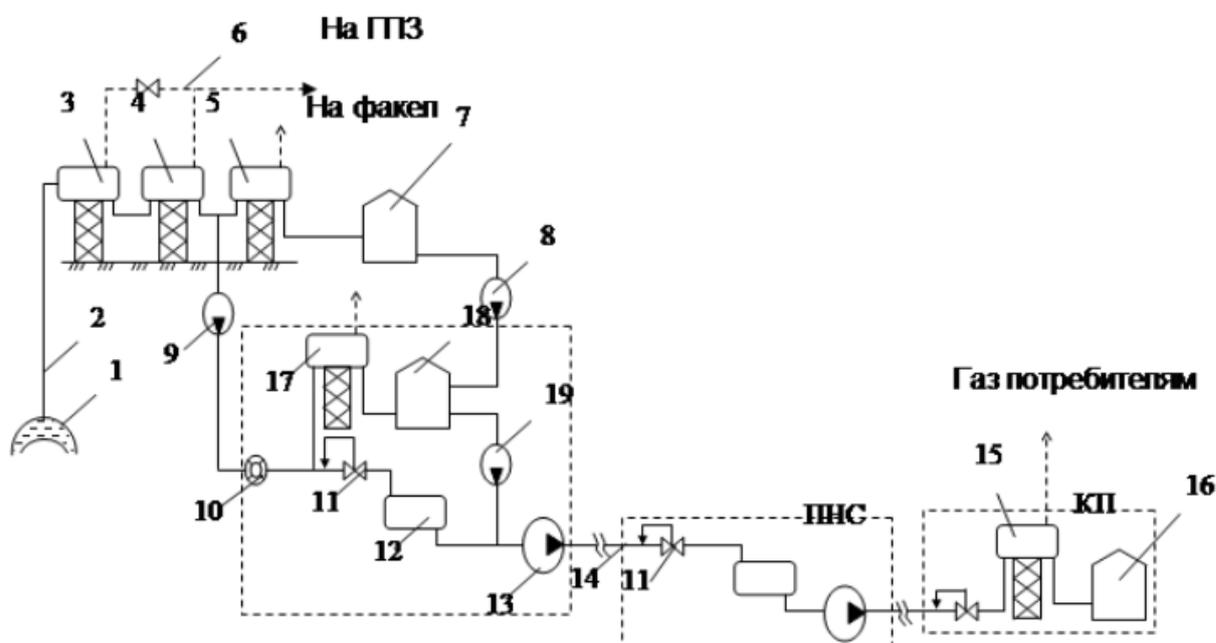


Рисунок 12 – Трёхступенчатая система перекачки газонасыщенной нефти:
 1 – нефтяной пласт; 2 – скважина; 3 – сепаратор 1-й ступени; 4 – сепаратор 2-й ступени; 5 – сепаратор 3-й ступени; 6 – газопровод; 7 – промышленный резервуар; 8, 9 – насос; 10 – счётчик; 11 – регулятор давления типа «до себя»; 12 – буферная ёмкость; 13 – магистральный насос; 14 – магистральный нефтепровод; 15 – конечная сепарационная установка; 16 – резервуар конечного пункта; 17 – аварийный сепаратор; 18 – резервуар ГНС; 19 – подпорный насос [20]

К очевидным преимуществам технологии следует отнести улучшение реологических свойств перекачиваемого продукта вследствие утилизации нефтяного газа, увеличения коэффициента загрузки трубопровода, снижения степени загрязнения окружающей среды. Однако, при транспортировке газонасыщенной нефти возникает опасность срыва работы насосов из-за возможности попадания в них растворённого газа, который может выделиться из нефти. Поэтому, чтобы насосы могли работать в устойчивом режиме, необходимо перед входом в насос отделять от продукта весь нерастворённый газ, а после насосов вводить его в поток снова, или обеспечивать на нефтеперекачивающих станциях запас давления, который позволит транспортировать нефть в однофазном состоянии на протяжении всего трубопровода. Последнее требует дополнительных материальных затрат. Также, возможно разгазирование нефти при остановке перекачке, что влечёт за собой образование газовых пробок.

Существует технология транспортировки высоковязкой нефти с помощью насыщения продукта инертными газами. Нефть с помощью насосов подаётся в теплообменник, где происходит её охлаждение до температуры меньшей, чем температура начала образования парафинистых структур. Далее охлаждённая и насыщенная инертным газом нефть пропускается через диафрагму, где на неё воздействует высокое напряжение сдвига. Благодаря этому происходит разрушение образовавшихся парафинистых структур, на кристаллах которых образуется газовая плёнка, препятствующая их растворению в нефти [21].

К дополнительным трудностям данного метода следует отнести необходимость создания значительных запасов инертного газа на начальном пункте нефтепровода.

Технология транспортировки высоковязкой нефти в газонасыщенном состоянии в условиях расположения объекта исследования является экономически эффективной, если значение газового фактора добываемой нефти обеспечивает значительное снижение вязкости. Если же этого значения

					Анализ технологий транспортировки высоковязкой и застывающей нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

недостаточно, доставка инертного или нефтяного газа возможна непосредственно на месторождение.

3.2.5 Применение депрессорных присадок

Депрессорные присадки – это добавки, снижающие сопротивление течению. Они представляют собой углеводородные полимеры высокой молекулярной массы. Их вводят в трубопроводы в количестве всего несколько грамм на тонну, при этом снижение коэффициента гидравлического сопротивления потока происходит на 30-50 % [22].

При введении присадки в водонефтяную эмульсию, происходит образование комплексов из молекул парафина нормального строения и молекул присадки, которые изменяют кристаллизационные процессы в парафинистых нефтях, создавая в пространстве препятствие для формирования кристаллического геля и уменьшая упорядоченность молекул. Тем самым предотвращается возможность образования сплошной сетки в структуре. Парафин кристаллизуется вокруг частиц присадок, выступающих определёнными центрами процесса, образуя таким образом не связанные агрегаты. Благодаря этому происходит значительное увеличение пластичности и снижение прочности нефти с депрессором.

Данные ассоциаты и смешанные кристаллы благодаря наличию на поверхности полярных групп молекул являются барьером, обеспечивающим существенное снижение температуры застывания смеси, устойчивость дисперсной системы и улучшение реологических свойств ВВН.

Чтобы рассчитать необходимое количество ввода депрессора, нужно знать цели и условия перекачки. Так, достаточно присадки с массовой концентрацией 0,1—0,2 %, чтобы обеспечить успех транспортировки нефти по магистральному трубопроводу [23].

Несмотря на положительные моменты использования депрессорных присадок, методика имеет ряд недостатков: во-первых, ввод депрессорной присадки согласно технологии происходит на головной

					Анализ технологий транспортировки высоковязкой и застывающей нефти	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтеперекачивающей станции при температуре, чуть превышающей температуру плавления парафина (50-70°C), что вызывает особые трудности экономического и технического характера в северных условиях; во-вторых, разработаны и применяются на данный момент только присадки, понижающие высокую вязкость нефти, вызванную большим содержанием парафинов, то есть для высоковязких нефтей с повышенным содержанием смолистых веществ данная технология не подходит; в-третьих, не разработана присадка, применение которой будет универсально для всех высокопарафинистых нефтей или хотя бы большей части.

3.2.6 Перекачка с углеводородным разбавителем

Один из видов изотермической перекачки – транспортировка высоковязкой нефти в смеси с более лёгкими углеводородными фракциями. Такие разбавители способны существенно снизить вязкость и температуру застывания нефти благодаря понижению концентрации парафина в нефти, который растворяется лёгкими фракциями. Если в жидкости, используемой в качестве разбавителя, содержатся смолистые вещества, то происходит их адсорбция на поверхность кристаллов парафина, что мешает образованию прочной структурной решётки [20].

Данная технология имеет достаточно широкое распространение на практике за рубежом. В качестве разбавителей наиболее целесообразно использование маловязких нефтей, потому как разбавление керосином и бензином требует больших эксплуатационных и капитальных затрат на их доставку до месторождения. Особенно выгодна данная технология на месторождениях, где свойства добываемой нефти различаются по составу так, что можно достичь снижения температуры застывания и вязкости смеси, разбавляя высоковязкие нефти маловязкими, облегчив тем самым перекачку.

В общем случае, чтобы выбрать тип разбавителя, необходимо рассчитать суммарные затраты на получение, смешение и доставку разбавителя, на транспортировку смеси. Кроме того, метод позволяет

					Анализ технологий транспортировки высоковязкой и застывающей нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

стабилизировать работу нефтепровода за счёт заранее определённого состава транспортируемой нефти. Значительное влияние на реологические свойства смеси оказывает температура каждого смешиваемого компонента: чтобы получить гомогенную смесь необходимо обеспечить температуру при смешивании на 3-5 градусов выше, чем температура застывания вязкого компонента. Если условия смешения окажутся неблагоприятными, эффективность разбавителя будет значительно меньше, что приведёт к расслоению смеси [18].

Несмотря на двойную длину трубопроводов (для конденсата и смеси), данный способ транспорта нефти является экономически выгодным и эффективным, так как в районе добычи высоковязкой нефти присутствует необходимое количество разбавителя (газового конденсата). За счёт возможности получения в результате компаундирования нефти с оптимальными реологическими параметрами данная технология может найти широкое распространение при транспортировке высоковязкой нефти в северных условиях расположения МН «Заполярье-Пурпе».

Выводы по разделу

Для каждой технологии выявлены сильные и слабые стороны применения, необходимое оборудование (табл. 3), а также рассмотрена возможность использования каждого метода в северных условиях.

Таблица 3 – Анализ технологий транспортировки ВВН

Метод перекачки	Специальное оборудование	Достоинства	Недостатки
1	2	3	4
<i>Неизотермические:</i> 1. «Горячая перекачка»	– сеть подогревательных элементов; – подогревательные устройства в резервуарах	– широкая распространённость	– высокая энергоёмкость; – негативное воздействие на окружающую среду выделяемой теплоты при транспортировке

2. Электроподогрев	<ul style="list-style-type: none"> – трубопровод-спутник; – токоведущий теплостойкий и высоковольтный кабель; – теплостойкая изоляция 	<ul style="list-style-type: none"> – возможность автоматизированного использования; – регулировка температурного режима транспортировки в широких пределах 	<ul style="list-style-type: none"> – токоведущие кабели способны выдержать только незначительные перегрузки; – тепловые потоки снижают электрическую прочность высоковольтной изоляции до аварийного уровня; – высокие эксплуатационные затраты
<i>Изотермические:</i> 3. Перекачка в потоке носителя	<ul style="list-style-type: none"> – дозатор нефти; – нефтегазосепаратор; – трубопровод для подвода газа 	<ul style="list-style-type: none"> – применимость в северных условиях 	<ul style="list-style-type: none"> – слабая изученность применения
4. Гидроперекачка	<ul style="list-style-type: none"> – винтовая нарезка труб/ применение кольцевых муфт/ перфорированный трубопровод; – нефтяной сепаратор 	<ul style="list-style-type: none"> – эффективность при использовании на малые расстояния 	<ul style="list-style-type: none"> – трудность обеспечения стабильной эмульсии «нефть в воде»; – вероятность диспергирования фаз; – возможно замерзание трубопровода в северных климатических условиях
5. Виброобработка	<ul style="list-style-type: none"> – устройство для виброобработки высокопарафинистой нефти в потоке для магистрального нефтепровода 	<ul style="list-style-type: none"> – применяемость для откачки нефти с земляных амбаров 	<ul style="list-style-type: none"> – время на восстановление разрушенной структуры нефти; – значительные потери напора в виброситах
6. Транспортировка газонасыщенной нефти	<ul style="list-style-type: none"> – сепаратор 1-й, 2-й и 3-й ступени перекачки 	<ul style="list-style-type: none"> – изменение реологических свойств нефти в результате утилизации нефтяного газа 	<ul style="list-style-type: none"> – опасность срыва работы насосов, требующая проведение сепарации перед входом в насос; – образование газовых пробок при остановке перекачки

7. Применение депрессорных присадок	– дозирующее устройство; – установки подогрева нефти	– значительное снижение гидравлического сопротивления потока	– температура ввода депрессорной присадки должна превышать температуру плавления парафина (50-70°C); – отсутствие универсальной присадки, подходящей для всех высокопарафинистых нефтей
8. Перекачка с углеводородным разбавителем	– трубопровод для поставки разбавителя	– высокая экономическая эффективность при наличии в районах добычи ВВН необходимого количества разбавителя	– требуется подбор концентрации разбавителя исходя из начальных реологических свойств нефти и характеристики объекта

Наиболее перспективными в использовании на исследуемом объекте являются технологии: перекачка в потоке носителя, транспорт газонасыщенной нефти, транспорт нефтей в смеси с жидкими разбавителями.

Для объекта «Заполярье-Пурпе», оптимальной альтернативой используемому методу перекачки является транспорт высоковязкой нефти в смеси с углеводородным разбавителем. Данное решение обусловлено наличием в ЯНАО значительного количества залежей газового конденсата, подходящего для использования в качестве разбавителя. Для транспортирования ВВН по участку трубопровода «Заполярье-Пурпе» по характеристикам подходит конденсат Уренгойского месторождения.

Чтобы подобрать оптимальную концентрацию разбавителя, необходимо провести расчёт.

Потери напора H_H при перекачке высоковязкой нефти определяются по формуле (4.4)

$$H_H = \beta \cdot \frac{Q_H^{2-m} \cdot \nu_H^m \cdot L}{d^{5-m}}, \quad (4.4)$$

где Q_H – расход высоковязкой нефти, м³/с;

ν_H – кинематическая вязкость перекачиваемой нефти, м²/с;

β и m – коэффициенты Лейбензона.

Характеристику трубопровода, по которому перекачивают разбавленную высоковязкую нефть, можно представить в виде выражения:

$$H_{CM} = \beta \cdot \frac{Q_{CM}^{2-m} \cdot \nu_{CM}^m \cdot L}{d^{5-m}}, \quad (4.5)$$

где Q_{CM} – расход смеси, м³/с;

ν_{CM} – кинематическая вязкость смеси, м²/с.

При наложении условия $H_{CM} = H_H$, в трубопроводе устанавливается расход (4.6)

$$Q_{CM} = Q_H \cdot e^{\frac{amk}{2-m}}, \quad (4.6)$$

то есть в $e^{\frac{amk}{2-m}}$ раз больше, чем при перекачке высоковязкой нефти.

Объемный расход смеси складывается из нового расхода высоковязкой нефти Q'_H и расхода разбавителя Q_p :

$$Q_{CM} = Q'_H + Q_p, \quad (4.7)$$

где Q'_H – расход высоковязкой нефти при совместной перекачке с разбавителем, м³/с.

При делении обеих частей уравнения (4.7) на Q_{CM} , принимая во внимание выражение (4.2), получим выражение (4.8)

$$Q_{CM} = \frac{Q'_H}{1-k} \quad (4.8)$$

Следовательно, расход нефти при совместной перекачке с разбавителем можно найти по формуле (4.9)

$$Q'_H = Q_H \cdot (1-k) \cdot e^{\frac{amk}{2-m}} \quad (4.9)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		552

4.2 Выбор концентрации разбавителя для улучшения показателей работы действующего нефтепровода

При эксплуатации действующего нефтепровода применением разбавителей могут решаться следующие задачи:

- 1) Увеличение объема перекачиваемой высоковязкой нефти;
- 2) Уменьшение напора, развиваемого НС, с целью предотвращения аварий на длительно эксплуатируемом нефтепроводе.

Чтобы при разбавлении нефти углеводородным разбавителем добиться увеличения производительности трубопровода, необходимо выполнение условия (4.10)

$$\frac{Q_H'}{Q_H} > 1 \quad (4.10)$$

При использовании уравнения Лейбенсона получаем выражение (4.11)

$$\beta_H \frac{Q_H^{2-m_H} \cdot v_H^{m_H}}{d^{5-m_H}} \cdot L = \beta_{CM} \frac{Q_{CM}^{2-m_{CM}} \cdot v_{CM}^{m_{CM}}}{d^{5-m_{CM}}} \cdot L, \quad (4.11)$$

Кинематическая вязкость определяется отношением динамической вязкости к плотности как для высоковязкой нефти (4.12), так и для смеси (4.13)

$$v_H = \frac{\mu_H}{\rho_H} \quad (4.12)$$

$$v_{CM} = \frac{\mu_{CM}}{\rho_{CM}} \quad (4.13)$$

При условии, что режим течения остается неизменным ($\beta_H = \beta_{CM}$, $m_H = m_{CM}$) и принимая во внимание выражения (4.3), (4.8), (4.12) и (4.13), получим

$$Q_H^{2-m} \cdot \left(\frac{\mu_H}{\rho_H}\right)^m = \left(\frac{Q_H'}{1-k}\right)^{2-m} \cdot \left(\frac{\mu_{CM}}{\rho_H(1-k) + \rho_P \cdot k}\right)^m \quad (4.14)$$

Следовательно,

$$\frac{Q_H'}{Q_H} = (1-k) \cdot \left(\frac{\mu_H}{\rho_{CM}}\right)^{\frac{m}{2-m}} \cdot \left[1 + k \left(\frac{\rho_P}{\rho_H} - 1\right)\right]^{\frac{m}{2-m}} \quad (4.15)$$

Зависимость вязкости нефти от температуры, полученная при обработке экспериментальных данных:

$$\mu_H = 2749 \cdot e^{-0,1592 \cdot t} \quad (4.16)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Таким образом, формула для эффективности введения разбавителя в трубопровод имеет следующий вид:

$$\frac{Q_H}{Q_H} = (1 - k) \cdot \left(\frac{2749 \cdot e^{-0,1592 \cdot t}}{2749 \cdot e^{0,00191 \cdot t \cdot k - 0,1173 \cdot k - 0,1595 \cdot t}} \right)^{\frac{m}{2-m}} \cdot \left[1 + k \left(\frac{\rho_{p \text{ ст}} - \xi_p \cdot (t-20)}{\rho_{H \text{ ст}} - \xi_H \cdot (t-20)} - 1 \right) \right]^{\frac{m}{2-m}}, \quad (4.17)$$

где k – концентрация разбавителя;

$\rho_{H \text{ ст}}$ – плотность нефти при стандартной температуре (20 °С);

$\rho_{p \text{ ст}}$ – плотность разбавителя при стандартной температуре (20 °С);

m – коэффициент Лейбензона;

ξ_p и ξ_H – температурные поправки для разбавителя и для нефти:

$$\xi = 1,825 - 0,00135 \cdot \rho_{\text{ст}} \quad (4.18)$$

4.3 Определение оптимальной концентрации разбавителя

Таблица 4 – Исходные данные для проведения расчета

Параметры	Обозначение	Значение	Размерность
1	2	3	4
Плотность газового конденсата	ρ_p	755	кг/м ³
Плотность высоковязкой нефти	ρ_H	932	кг/м ³
Массовый расход высоковязкой нефти	G_T	25	млн. т/год
Наружный диаметр трубопровода	D_H	1020	мм
Толщина стенки трубы	δ	14	мм
Длина трубопровода	L	488	км
Кинематическая вязкость перекачиваемой нефти при температуре 30 °С	$\nu_{H 30}$	204	мм ² /с
Кинематическая вязкость перекачиваемой нефти при температуре 50 °С	$\nu_{H 50}$	63	мм ² /с
Кинематическая вязкость газового конденсата при температуре 0 °С	$\nu_{p 0}$	1,27	мм ² /с
Кинематическая вязкость газового конденсата при температуре -10 °С	$\nu_{p -10}$	2,43	мм ² /с

Определение оптимального значения концентрации разбавителя, обеспечивающего достижение максимального расхода по нефти, выполняется методом подбора.

Расчет эффективности применения разбавителя выполняется для климатических условий региона расположения нефтепровода «Заполярье-Пурпе», в качестве расчетной температуры принята среднегодовая температура г. Новый Уренгой согласно таблице 2 (-7°C), концентрация разбавителя принимается от 0,05 до 0,5 с шагом 0,05. Результаты расчета представлены в таблице 5.

Таблица 5. Результаты расчета эффективности применения разбавителя

Концентрация разбавителя	Эффективность при использовании разбавителя	Изменение эффективности, %
1	2	3
0,05	1,04075	4,075
0,10	1,0817	8,17
0,15	1,12075	12,075
0,20	1,1572	15,72
0,25	1,1901	19,01
0,30	1,21855	21,855
0,35	1,2413	24,13
0,40	1,257	25,7
0,45	1,26405	26,405
0,50	1,2606	26,06

Для наглядного представления полученные результаты отображены на графике (рис. 13). Полученное изображение демонстрирует, что при расчетной температуре максимальная производительность трубопровода может быть достигнута при применении 45% разбавителя. При этом производительность МН увеличится на 26% (табл.5).

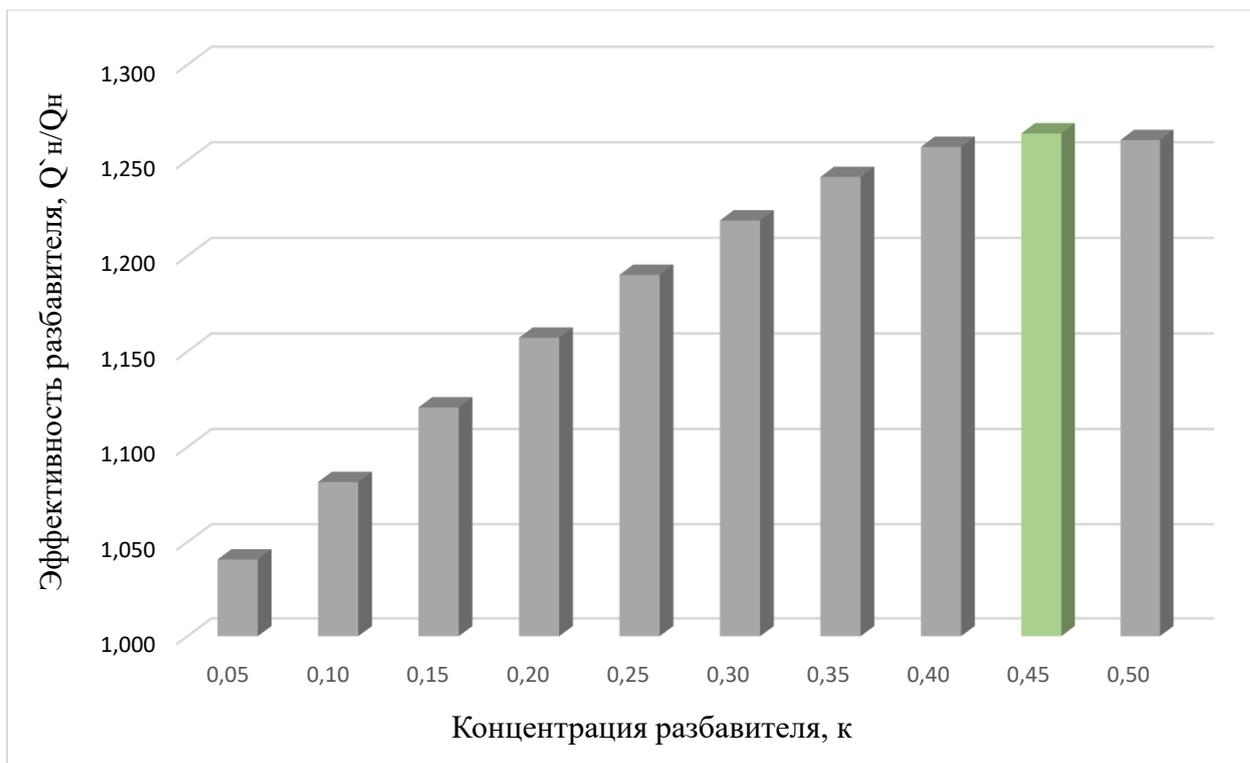


Рисунок 13 – Зависимость изменения производительности трубопровода $\frac{Q_n}{Q_n}$

от концентрации разбавителя k при температуре $-7\text{ }^\circ\text{C}$

Использование концентраций разбавителя выше 0,45 приводят к снижению рациональности использования трубопровода, так как производительность трубопровода по нефти при перекачке смеси уменьшается. Это обусловлено общим увеличением объема транспортируемой жидкости. Следовательно, оптимальное значение концентрации разбавителя для трубопровода «Заполярье-Пурпе» с учетом климатических условий расположения объекта – 0,45.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

Одним из ключевых элементов разработки успешного решения любой проблемы является оценка эффективности использования ресурсов и сохранение ресурсов для предлагаемой технологии. Изучив эффективность транспортировки высоковязкой нефти с разбавителем на участке магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе» с технологической точки зрения, необходимо рассмотреть коммерческую ценность данной технологии. Это позволит узнать, будет ли технология востребована на рынке и какой бюджет необходим для ее реализации по сравнению с уже используемыми технологиями.

Следовательно, *цель данного раздела выпускной квалификационной работы:* анализ коммерческой эффективности технологии транспортировки высоковязкой нефти с разбавителем.

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования определяется целевой рынок, на котором будет продаваться разработка, и производится его сегментирование. Целевыми потребителями исследуемой технологии являются нефтегазовые компании, эксплуатирующие трубопроводы. Данная технология представляет особый интерес для компаний, занимающихся транспортировкой нефти в северных регионах.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организационно-техническое обеспечение транспорта высоковязкой и застывающей нефти на примере участка трубопровода «Заполярье-Пурпе»		
Разраб.		Шекк Е.А.		11.06	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.		11.06		57	93
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06	Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

В связи с актуальностью проблемы транспортировки высоковязкой нефти технология будет востребована. Рынок эксплуатации трубопроводов можно сегментировать по следующим критериям:

- географическое положение и геологические условия участков трубопровода (почвенные условия, заболоченные участки, территория вечной мерзлоты и т. д.);
- состав перекачиваемой нефти (компонентный состав, массовая доля парафиновых углеводородов, фракция с водой);
- диаметр трубопровода;
- размер компании потребителя.

Для содействия развития и применения разработки основное внимание следует уделять предприятиям, которые эксплуатируют участки нефтепроводов любого диаметра и транспортируют высоковязкие нефти в условиях северных регионов.

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Подробный анализ развития конкурирующих рынков необходимо проводить с определенной периодичностью, поскольку рынки постоянно меняются, а информация должна быть максимально актуальной. Такой анализ позволяет своевременно корректировать разработку, чтобы иметь возможность составить конкуренцию соперникам. Важно оценивать сильные и слабые стороны исследований конкурентов, поскольку это позволяет проанализировать сравнительную эффективность развития и определить направления дальнейшей работы.

Сравнение технологии транспортировки высоковязкой нефти с разбавителем происходит с технологией электроподогрева нефтепровода (К1) и с перекачкой газонасыщенной нефти (К2), так как все эти методы применимы в северных регионах РФ. Результаты представлены на оценочной карте (табл. 6), где оценивание технологий приведено по пятибалльной шкале: 1 – наиболее слабая позиция, 5 – наиболее сильная.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Таблица 6 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурс эффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,09	5	4	5	0,45	0,36	0,45
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,08	5	5	4	0,40	0,40	0,32
3. Помехоустойчивость	0,05	4	4	4	0,20 0,24	0,20 0,24	0,20 0,24
4. Энергоэкономичность	0,09	5	1	4	0,45	0,09	0,36
5. Надёжность	0,08	5	5	5	0,40	0,40	0,40
6. Уровень шума	0,04	5	4	5	0,20 0,25	0,16 0,20	0,20 0,25
7. Безопасность	0,08	5	4	5	0,40	0,32	0,40
8. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,05	5	3	5	0,25	0,15	0,25
9. Простота эксплуатации	0,07	5	5	1	0,35	0,35	0,07
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	4	5	0,25	0,20	0,25
2. Уровень проникновения на рынок	0,03	4	5	3	0,12	0,15	0,09
3. Цена	0,06	5	4	3	0,30	0,24	0,18
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
5. Послепродажное обслуживание	0,08	5	4	4	0,40	0,32	0,32
6. Финансирование научной разработки	0,04	4	5	4	0,16 0,20	0,20 0,25	0,16 0,20
7. Срок выхода на рынок	0,03	4	5	3	0,12	0,15	0,09
8. Наличие сертификации разработки	0,01	5	5	4	0,05	0,05	0,04
Итого:	1	81	72	67	4,85	4,07	4,13

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot V_i \quad (5.1)$$

где V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -ого показателя.

Оценочная карта демонстрирует уязвимые места исследуемой технологии и разработок конкурентов, выявляя недостатки. Уязвимость позиции технологии перекачки с подогревом обусловлена потребностью в большом количестве энергии и отсутствием возможности развития, а метод транспорта газонасыщенной нефти слишком сложен в осуществлении и требует колоссального начального финансирования. Что касается достоинств конкурентных исследований, перекачка с подогревом нефтепровода получила своё широкое использование за счёт простоты технологии, чем обусловлен высокий показатель уровня проникновения на рынок.

Проанализировав полученные данные можно сделать вывод, что технология транспортировки высоковязкой нефти в смеси с разбавителем существенно превышает альтернативные методы транспортировки по баллам. Показатель конкурентоспособности предлагаемой технологии приближен к 5 ближе относительно разработок соперников, что доказывает необходимость её внедрения на рынок.

5.1.3 Технология QuaD

Технология QuaD (Quality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и её перспективность на рынке и позволяющих принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект. Оценка транспорта высоковязкой нефти в смеси с углеводородным разбавителем по технологии QuaD для удобства представлена в табличной форме (табл. 7).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Таблица 7 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,09	95	100	0,95	0,0855
2. Помехоустойчивость	0,05	60	100	0,6	0,0300
3. Надёжность	0,09	90	100	0,9	0,081
4. Унифицированность	0,07	60	100	0,6	0,0420
5. Уровень материалоемкости разработки	0,06	95	100	0,95	0,057
6. Уровень шума	0,03	90	100	0,9	0,0270
7. Безопасность	0,09	80	100	0,8	0,072
8. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,05	95	100	0,95	0,0475
9. Простота эксплуатации	0,07	90	100	0,9	0,0630
10. Ремонтопригодность	0,03	90	100	0,9	0,0270
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
11. Конкурентоспособность продукта	0,08	80	100	0,8	0,064
12. Уровень проникновения на рынок	0,04	50	100	0,5	0,020
13. Перспективность рынка	0,05	80	100	0,8	0,040
14. Цена	0,07	60	100	0,6	0,042
15. Послепродажное обслуживание	0,06	80	100	0,8	0,048
16. Финансовая эффективность научной разработки	0,03	80	100	0,8	0,024
17. Срок выхода на рынок	0,03	50	100	0,5	0,015
18. Наличие сертификации разработки	0,01	40	100	0,4	0,004
Итого:	1	1275	1800		0,789

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot V_i \quad (5.2)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -ого показателя.

Средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки в итоге составляет 78,9%, перспективность рассматриваемой разработки выше среднего. Из этого следует, что реализация проекта целесообразна на данном этапе.

5.1.4 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

На первом этапе необходимо определить сильные и слабые стороны технологии, выявить возможности и угрозы для её реализации (табл. 10).

Второй этап заключается в выявлении соответствия сильных (табл. 8) и слабых (табл. 9) сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Результаты соответствия помогают выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта (сильные стороны)

	C1	C2	C3	C4	C5
B1	-	-	-	+	-
B2	+	0	+	+	+
B3	-	+	+	+	-

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта (слабые стороны)

	Сл1	Сл2	Сл3
У1	+	-	-
У2	-	+	-
У3	+	+	+

В рамках третьего этапа составлена итоговая матрица SWOT-анализа (табл. 10). SWOT-анализ выявил слабые и сильные стороны проекта, которые могут быть учтены в соответствии с имеющимися возможностями и угрозами. Так, энергоэффективность и рациональность использования ресурсов данной технологии позволит продвинуть её на рынке за счёт разработки сразу нескольких месторождений, но для этого необходимо будет доказать потенциальному потребителю эффективность метода, потому как возможно отсутствие желания смены привычных методов из-за страха риска.

Перспективы проекта заключаются в том, что в интересах любой компании повышение эффективности своего труда, снижение эксплуатационных затрат и рационализация производства, нужно лишь доказать потребителю выгодность и необходимость данной модернизации.

Таблица 10 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	<p>С1. Стоимость производства ниже по сравнению с другими технологиями</p> <p>С2. Экологичность технологии</p> <p>С3. Энергоэффективность технологии</p>	<p>Сл1. Отсутствие некоторых практических данных для полной достоверности методики</p> <p>Сл2. Отсутствие достаточного количества разбавителя</p> <p>Сл3. Строительство дополнительной ветки</p>

	<p>C4. Рациональность использования ресурсов</p> <p>C5. Отсутствие в необходимости закупки специального оборудования</p>	<p>трубопроводов для поставки разбавителя</p>
<p>Возможности:</p> <p>V1. Появление дополнительного спроса на нефтепродукты северных месторождений</p> <p>V2. Повышенная эффективность транспортировки высоковязкой нефти</p> <p>V3. Совместная разработка нескольких месторождений с нефтью разных реологических свойств</p>	<p>1. Повышение надёжности трубопроводных систем</p> <p>2. Снижение затрат на электроэнергию, оборудование, материалы</p> <p>3. Совместная разработка нескольких месторождений</p>	<p>1. Использование эмпирических данных для проверки достоверности модели</p> <p>2. Разработка новых месторождений с целью выявления оптимальных условий применения технологии</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Развитая конкуренция технологий производства</p> <p>У2. Разработка более усовершенствованной технологии в связи с НТП</p> <p>У3. Нежелание потенциальных потребителей менять производство на предлагаемую технологию</p>	<p>1. Исследование новых теоретических и практических методов</p> <p>2. Создание экономически выгодных отношений с компаниями, транспортирующими лёгкие нефти</p>	<p>1. Повышение квалификации кадров</p> <p>2. Проведение постоянного анализа актуальности системы и её дополнение</p>

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура и график работ в рамках научного исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Исполнитель
Введение	5	1.02.21	5.02.21	Руководитель, исполнитель
Постановка цели и задач исследования, актуальность, научная новизна	10	6.02.21	15.02.21	Руководитель, исполнитель
Литературный обзор	43	16.02.21	30.03.21	Исполнитель
Расчётная часть	22	31.03.21	21.04.21	Руководитель, исполнитель
Анализ результатов	18	22.04.21	9.05.21	Руководитель, исполнитель
Оформление пояснительной записки	22	10.05.21	31.05.21	Исполнитель
Итого:	120			

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 12).

Таблица 12 – Календарный план проведения дипломной работы

Вид работ	Исполнители	Т _к , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ													
			Февраль			Март			Апрель			Май				
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
Выдача задания диплома	исполнитель	5	■													
	руководитель		■													
Постановка цели и задач исследования, актуальность работы	исполнитель	10	■	■												
	руководитель		■	■												
Литературный обзор	исполнитель	43			■	■	■	■	■							
Расчетная часть	исполнитель	22								■	■					
	руководитель		■	■												
Анализ результатов	исполнитель	18										■	■			
	руководитель		■	■												
Оформление пояснительной записки	исполнитель	22													■	■

5.3 Бюджет разработки

Для формирования бюджета НТИ необходим расчёт по следующим статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей;
- дополнительная заработная плата исполнителей;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).

5.3.1 Расчет материальных затрат

Для предлагаемой технологии транспортировки высоковязкой нефти в смеси с разбавителем затраты будут складываться из стоимости строительства дополнительного трубопровода для подачи разбавителя, поскольку в дальнейшем специальном обслуживании трубопровод не нуждается.

Таблица 13 – Материальные затраты

Наименование	Ед. измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, тыс. руб.*
Дополнительный трубопровод	км	70	3 млн.	210 000
Электроэнергия	кВт/ ч	200	2,39	342
ИТОГО:				210 342

* – для электроэнергии стоимость за месяц пользования, тыс.руб.

Расчёт материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх\ i} \quad (5.3)$$

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

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб/шт., руб/кг, руб/м, руб/м²);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

5.3.2 Основная заработная плата исполнителей

Основная заработная плата от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (5.4)$$

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

$Z_{\text{дн}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн.;

$T_{\text{раб}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (5.5)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 14).

Таблица 14 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Линейный трубопроводчик	Руководитель	Монтажник	Машинист ДСМ
Календарное число дней	365	365	365	365
Количество нерабочих дней (выходные/праздничные)	118	118	118	118
Потери рабочего времени (отпуск/невыходы по болезни)	52	30	52	52
Действительный годовой фонд рабочего времени	195	217	195	195

Рассчитанные значения основной заработной платы сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Оклад, руб.	Районный коэффициент	Месячная зарплата, руб./мес	Общие затраты по заработной плате, руб.
Трубопроводчик линейный	35 500	1,5	53 250	213 000
Руководитель	44 200	1,5	66 300	121 550
Монтажник	45 000	1,5	67 500	270 000
Машинист ДСМ	49 500	1,5	74 250	297 000
ИТОГО				901 550

5.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.). Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (5.6)$$

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

Для руководителя:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 66\,300 = 8\,619 \text{ рублей}$$

Для трубопроводчика линейного:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 53\,250 = 6\,922,5 \text{ рублей}$$

Для монтажника:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 67\,500 = 8\,775 \text{ рублей}$$

Для машиниста ДСМ:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 74\,250 = 9\,652,5 \text{ рублей}$$

5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (5.7)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) равный 30,2%.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Таблица 16 – Отчисления во внебюджетные фонды

	Трубопроводчик линейный	Руководитель	Монтажник	Машинист ДСМ
Зарплата	53 250	66 300	67 500	74 250
Дополнительная зарплата	6 922,5	8 619	8 775	9 625,5
Отчисления на соц. нужды (с учётом отчислений на травматизм)	0,302			
Отчисления на соц. нужды	89 163,08			

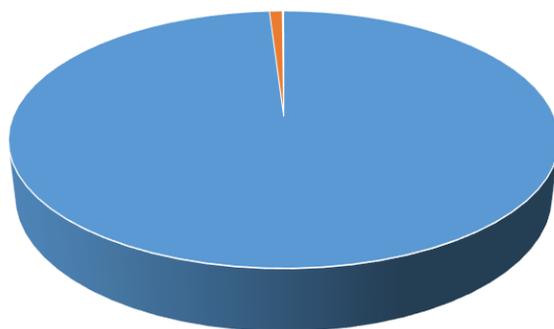
5.3.6 Формирование бюджета разработки

Определение бюджета затрат на разработку приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Бюджет затрат разработки

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
Материальные затраты НТИ	210,342 млн.	Таблица 8
Затраты на специальное оборудование	–	Таблица 9
Затраты по основной заработной плате исполнителей работы	901 550	Таблица 11
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	33 969	Раздел 3.4
Отчисления во внебюджетные фонды	89 163,08	Таблица 12
Бюджет затрат НТИ	211,367 млн	Разделы 3.1- 3.5

Бюджет научного исследования



- Материальные затраты НИ
- Затраты по основной заработной плате исполнителей работы
- Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы
- Отчисления во внебюджетные фонды

Рисунок 14 – Бюджет разработки

Исходя из данных таблицы 17, можно сделать вывод, что основные затраты – материальные. Предлагаемая технология занимает среднюю позицию, что обусловлено значительными затратами на материалы при строительстве, однако в долгосрочном рассмотрении проекта прослеживается его существенная выгода из-за малых затрат на электроэнергию и отсутствия необходимости закупки специального оборудования.

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

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

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i \tag{5.8}$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда	0,1	5	3	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	5
3. Помехоустойчивость	0,15	4	5	4
4. Энергосбережение	0,2	5	2	3
5. Надежность	0,25	5	4	4
6. Материалоемкость	0,15	3	5	5
ИТОГО	1	4,55	3,8	4,1

Значения данного показателя по каждой технологии наглядно демонстрируют преимущества метода транспортировки высоковязкой нефти с разбавителем по сравнению с двумя другими технологиями за счёт надежности метода, энергосбережения ресурсов технологии и способности повысить производительность труда.

Вывод по разделу

В данном разделе подробно разобран экономический потенциал данной научно-исследовательской работы и перспективы на рынке. Проведена оценка ресурсоэффективности и ресурсосбережения технологии транспортировки нефти с разбавителем. Проанализировав потенциальных потребителей результатов данного исследования, проведен SWOT-анализ. Произведено планирование научно-исследовательской работы.

Исходя из содержания ФЗ РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» [28] нефтяная промышленность – сфера деятельности, где рабочие сталкиваются с вредными условиями труда. Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в таких условиях, могут получать соответствующие гарантии и компенсации:

– согласно статье 147 Трудового кодекса РФ оплата труда работников, занятых на работах с вредными и опасными условиями труда устанавливается в повышенном размере. Кроме того, установлен минимальный размер повышенной оплаты труда - 4 процента тарифной ставки (оклада);

– статья 92 ТК РФ гарантирует сокращенную продолжительность рабочего времени (не более 36 часов в неделю);

– в соответствии со статьей 117 ТК РФ предоставляется дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней каждый год;

– работодатель в зависимости от своего финансово-экономического положения может предоставлять конкретным работникам повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу во вредных условиях труда (ст. 219 ТК РФ) [29].

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Чтобы эксплуатация магистрального нефтепровода была максимально безопасной и эффективной, рабочее место должно быть правильно организовано, необходимо обеспечить максимально удобный и быстрый доступ к оборудованию.

В состав магистрального нефтепровода в соответствии с РД 153-39.4-113-01 [30] помимо трубопровода с ответвлениями, лупингами и перемычками входят здания и сооружения линейной службы эксплуатации, проектирование которых должно учитывать стороны света и рельеф местности. Рациональное размещение зданий и сооружений, согласно ГОСТ 12.2.049-80 [31], обеспечивает достаточный уровень естественного освещения, минимальные

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

затраты временных ресурсов на работы по устранению снежных заносов, не допускает скопление паров нефти в котловинах при возникновении разлива.

6.2 Производственная безопасность

Эксплуатация магистрального нефтепровода сопровождается рядом угроз для окружающей среды и работников, а также для населения вблизи его расположения. Опасные и вредные производственные факторы – это совокупность неблагоприятных производственных факторов, которые могут привести к внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти или же могут вызвать профессиональные заболевания с возможным летальным исходом, воздействием на потомство рабочего соответственно.

Результаты анализа потенциальных опасных и вредных производственных факторов, характерных для работ с магистральным нефтепроводом, согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [32] представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Потенциальные опасные и вредные производственные факторы при проведении работ на магистральном нефтепроводе

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	Нормативные документы
<i>Вредные факторы:</i>				
1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+	+	+	СанПиН 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах" МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»
2. Повышенный уровень шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
3. Повышенный уровень вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования

4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
<i>Опасные факторы:</i>				
5. Подвижные части производственного оборудования	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
6. Электрический ток	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность

6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

При эксплуатации участка магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе», расположенного на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, лица, производящие работы на открытом воздухе, подвержены воздействию пониженных температур, что может серьезно повлиять на здоровье. При несоблюдении рекомендаций возможны такие негативные последствия, как переохлаждение и обморожение. Чтобы не допустить отрицательного влияния погодных условий на организм, необходимо соблюдать рекомендации, описанные в действующей нормативной документации.

При температуре наружного воздуха ниже $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях ежедневно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру на уровне $21\text{-}25\text{ }^{\circ}\text{C}$ согласно МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [33]. Также такое помещение следует оборудовать устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне $35\text{-}40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В соответствии с СанПиНом 2.2.4.3359-16 [34] показатели микроклимата должны обеспечивать поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма. В условиях Крайнего севера в холодное время года для поддержания теплового состояния организма работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а при температуре воздуха ниже $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей. Требования к подбору СИЗ [34] в климатических условиях Ямало-Ненецкого автономного округа соответствуют средней температуре зимних месяцев $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ (климатический пояс "особый").

Помимо необходимости использования средств защиты, работники должны быть обучены мерам предотвращения обморожения и оказанию доврачебной помощи.

2. Повышенный уровень шума

В результате длительного воздействия шума на организм человека могут развиваться такие заболевания как шумовая болезнь, снижение слуховой чувствительности, сердечно-сосудистая недостаточность. Именно поэтому важно контролировать уровень шума в рабочей зоне.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА в соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 [35], а при уровне звукового давления свыше 135 дБа запрещается даже кратковременное пребывание работающего.

Средства защиты от шума подразделяются на коллективные и индивидуальные. К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся: совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования, использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи, кабины), средств звукопоглощения. В качестве средств индивидуальной защиты предусмотрено использование заглушек-вкладышей, заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровня шума следует использовать наушники.

									Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						77

3. Повышенный уровень вибрации

Производственная вибрация при длительном воздействии на организм может вызвать вибрационную болезнь, изменения физиологического и функционального характера. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Вибрационная безопасность труда в соответствии с ГОСТ 12.1.012-90 [36] должна обеспечиваться посредством применения машин и оборудования с низкой вибрационной активностью, средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения, а также организационно-техническими мероприятиями – поддержание нормы условий эксплуатации, введение соответствующих режимов труда.

4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Контроль воздушной среды при проведении работ на магистральном нефтепроводе проводится с помощью газоанализатора. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК нефтяных паров и опасных веществ нефти в воздухе рабочей зоны установлены в ГОСТ 12.1.005 [37]:

- нефть относится к 4-му классу опасности – ПДК 300 мг/м³;
- ПДК сероводорода - 10 мг/м³ (3 класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс);
- ПДК сероводорода с смеси с углеводородами (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2 класс);
- ПДК оксида азота - 5 мг/м³ (2 класс опасности).

Пары нефти относятся к веществам со слабо выраженным токсическим действием, в основном они поражают центральную нервную систему, вызывая наркотическое опьянение. Признаками отравления парами нефти являются: головокружение, сухость во рту, головная боль, тошнота, повышенное сердцебиение, общая слабость, а в больших дозах может произойти остановка

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

дыхания от удушья.

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты: противогазы различных типов в зависимости от выполняемых работ и респираторы.

6.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Подвижные части производственного оборудования

Скорость движения автотранспорта на строительной площадке и в непосредственной близости от рабочих мест не должна превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах. Подвижные части производственного оборудования, механическое повреждение которых может вызвать возникновение травм, должны быть защищены ограждениями или расположены так, чтобы предотвратить их случайное повреждение работающими или средствами технического обслуживания согласно ГОСТ 12.2.003-91 [38].

Перемещение, установка и эксплуатация техники вблизи траншей и котлованов допускается только за пределами отвала грунта.

Для сохранения безопасной эксплуатации нефтепровода проезд строительной техники через действующие трубопроводы предусмотрен по специализированному переезду.

2. Электрический ток

Опасность воздействия электрического тока возникает при нарушении изоляции проводов, обрыве проводки, проблем с заземлением. Для человека травмоопасным является значение силы тока, равное 0,15 А, или напряжение 36 В. Поражение организма человека от воздействия электрического тока может быть разным в зависимости от величины силы тока: от ожогов кожного покрова до летального исхода.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Для безопасной эксплуатации электрооборудования допустимые напряжения прикосновения и сопротивления заземляющих устройств должны быть обеспечены в любое время года в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 [39].

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

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты:

- диэлектрические перчатки и галоши (дежурные),
- резиновые коврики,
- изолирующие подставки.

6.3 Экологическая безопасность

При эксплуатации магистрального нефтепровода особое внимание уделяется соблюдению правил экологической безопасности и природопользования. Это обусловлено тем, что при возможном отказе оборудования или ошибках персонала токсичные вещества способны проникать в окружающую среду и перемещаться по гидросфере, литосфере, а также пары этих веществ попадают в атмосферу, что приводит к возникновению опасности для населения. Помимо этого, страдает флора и фауна близлежащей территории.

1. Защита атмосферы

В ходе эксплуатации магистрального трубопровода возможны выбросы вредных веществ в атмосферу в результате стравливания газа из нефтепроводов и технологического оборудования. Таким образом в атмосферу попадают легкие газообразные углеводороды (метан, этан, пропан, бутан), относящиеся к четвертому классу опасности в соответствии с ГН

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

2.1.6.3492 – 17 «Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений».

Необходимо выполнять совокупность мероприятий, направленных на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ на магистральном нефтепроводе:

- контроль на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей;
- поддержание транспортного парка в исправном состоянии;
- использование высококачественного топлива для оборудования;
- проведение инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, источников образования отходов;
- разработка проекта норм предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу.

2. Защита гидросферы

При проведении работ на участке магистрального нефтепровода некоторые загрязняющие вещества, такие как масла и конденсат, могут нанести значительный вред гидросфере, попав в сточные воды. Причиной этого могут послужить несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений, аварии. С целью защиты гидросферы необходимо исключить появление источников утечки вредных веществ на месте эксплуатации или при проведении работ, своевременно убирать отходы в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки.

В соответствии с ГОСТ 17.1.3.13-86 [40] для минимизации нанесения вреда гидросфере необходимо выполнять следующие природоохранные мероприятия:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

– при проектировании площадок учитывать нормируемое расстояние от водоемов и водотоков, чтобы при возможных разливах нефть не попала на поверхность воды;

– хранить ёмкости с отработанными материалами на специализированных площадках с герметичным бордюром.

3. Защита литосферы

В процессе эксплуатации магистрального нефтепровода в результате отказа либо окончания срока эксплуатации оборудования, образования производственных отходов осуществляется негативное влияние на литосферу.

Во избежание отрицательного воздействия на литосферу необходимо соблюдать правила хранения отходов на специально отведенных для этих целей площадках и утилизировать согласно нормативной документации. Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03 [41] места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности и санитарно-гигиеническим нормам.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Характерным проявлением чрезвычайных ситуаций при эксплуатации магистрального нефтепровода является разлив нефти – неконтролируемое, не предусмотренное технологическим регламентом распространение вылившейся нефти по рельефу местности или водной акватории. Разлив аварийной нефти независимо от его причин и источников происходит в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного бедствия, в том числе при строительстве или эксплуатации опасного объекта.

При аварийных разливах нефти нефтяному загрязнению могут подвергаться объекты окружающей среды, в том числе: поверхность суши, водного объекта, донные отложения. Нефть может разливаться на территории промышленных площадок, водоемов или водотоков, на морских акваториях. Последствия таких аварий могут сопровождаться одним или несколькими

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

общественно значимыми событиями, представленными на рисунке 15, составленному на основании ФЗ от 21.07.1997 г. № 116 [42].



Рисунок 15 – Последствия аварийных разливов нефти

В зависимости от природной среды, в которой происходит аварийный разлив, деятельность, связанная с его предупреждением и ликвидацией, имеет отличия. В зависимости от количества разлитой нефти, чрезвычайные ситуации подразделяют на несколько категорий:

- локального значения – до 100 т;
- муниципального значения – от 100 до 500 т;
- территориального значения – от 500 до 1000 т;
- регионального значения – от 1000 до 5000 т;
- федерального значения – свыше 5000 т.

Работы по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов регламентируются следующими нормативными документами: ГОСТ Р 12.3.047-98 [43]; ГОСТ Р 22.0.02-94 [44]; ГОСТ Р 22.3.03-94 [45]. Такие работы включают последовательное выполнение следующих основных операций:

- обнаружение разлива;
- проверка информации и оповещение о разливе;

- выполнение персоналом объекта первичных действий по локализации и при возможности по ликвидации разлива нефти до прибытия руководителя аварийно-спасательных и других неотложных работ;
- локализация и ликвидация разлива нефти;
- проведение мероприятий по первичной реабилитации загрязненных территорий.

При возгорании разлившейся нефти и нефтепродуктов необходимо сначала ликвидировать пожар, а затем приступить к локализации и ликвидации разлива. Действия по данному алгоритму предпринимаются только при отсутствии угрозы жизни и здоровью людей.

Обеспечение жизнедеятельности рабочих и служащих, спасение материальных ценностей при возникновении ЧС включают в себя следующие мероприятия:

- оповещение персонала о чрезвычайных ситуациях и дальнейших действиях в сложившейся обстановке;
- использование средств индивидуальной защиты органов дыхания и кожных покровов;
- приведение в готовность нештатных аварийно-спасательных формирований;
- оказание медицинской помощи пострадавшим;
- подготовка автотранспорта для эвакуации пораженных из зоны ЧС;
- экстренный вывод незащищенных рабочих и служащих в безопасную зону;
- предусмотреть питание, а в зимнее время-питание и обогрев рабочих и служащих в местах временного размещения;
- приведение в готовность автотранспорта для эвакуации материально-технических ценностей и документов;
- поддержание общественного порядка в зоне чрезвычайных ситуаций.

Участок нефтепровода «Заполярье-Пурпе» расположен на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в результате чего при локализации и

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

ликвидации потенциальных разливов нефти возможны некоторые трудности в связи с климатическими условиями. Суровые климатические условия могут снижать эффективность методов ликвидации разливов нефти, но существуют ситуации, когда те же самые условия предоставляют возможности работы, которых может не быть при их отсутствии.

В таблице 20 приводится обобщенная информация о влиянии северных климатических условий на эффективность некоторых методов ликвидации аварийных разливов

Таблица 20 – Северные условия и их потенциальное воздействие на мероприятия по ликвидации нефтяных разливов

Условия	Потенциальное воздействие на мероприятия по ликвидации нефтяных разливов		
	Общие ограничения	Механический метод	Сжигание нефти
Лёд	Может препятствовать доступу к зоне разлива, затрудняя мониторинг и обнаружение разлива нефти	Лед может обеспечить естественное заграждение для разлитой нефти	Возможно снижение эффективности сжигания нефти или затруднение её воспламенения, однако лед может представлять собой естественное заграждение, что может дать возможность сжигания нефти
Ветер	Сильные ветры могут затруднять эффективное развертывание оборудования, необходимого для ликвидации разлива нефти. Ветры высоких скоростей могут затруднить операции с воздухом или сделать их небезопасными.	Сильные ветры затрудняют проведение механических работ по ликвидации аварийных разливов нефти	Сжигание разлитой нефти на месте при высокой скорости ветра является в целом небезопасным и практически неосуществимым.
Температура	Продолжительные периоды температур ниже точки заморозки могут повлиять на безопасность персонала.	Повышенная вязкость нефти затрудняет ее извлечение и перекачку.	Экстремально низкие температуры могут значительно затруднить воспламенение или сделать его неэффективным и

	Экстремально низкие температуры могут быть опасны для персонала. Холод может вызвать хрупкое разрушение некоторых металлов.		привести к замедленному горению нефти или затуханию.
Ограниченная видимость (период полярной ночи на Крайнем севере)	Ограниченная видимость может затруднить или сделать невозможным отслеживание местонахождения разлива нефти и его передвижение. Туманы делают операции с участием самолетов исключительно опасными.	Точное развертывание оборудования требует достаточной видимости для эксплуатации техники. Если позволяют условия безопасности, во время темноты возможно использование рабочего освещения.	В темное время не рекомендуется проведение сжигания нефти. Воспламенение с воздуха требует наличия хорошей видимости.

Таким образом, несмотря на некоторые преимущества низких температур, такие как увеличение времени распространения нефти за счёт повышения вязкости в условиях северных территорий, применение льда как средства естественного ограждения при локализации, затруднений работы в таких условиях гораздо больше.

Вывод по разделу

В ходе выполнения раздела были рассмотрены характерные правовые нормы трудового законодательства и требования к проектируемой рабочей зоне, проанализированы и описаны вредные и опасные производственные факторы, разработаны мероприятия по снижению их влияния на работающих. Кроме того, выявлены возможные источники загрязнения окружающей среды и пути их решения, произведен краткий анализ возможных ЧС, их причин, последствий и способов ликвидации.

Следовательно, соблюдение норм производственной и экологической безопасности является приоритетной задачей организаций. Обеспечение охраны окружающей среды способно предотвратить большинство проблем экологического характера и минимизировать отрицательное влияние на флору и фауну.

									Лист
									86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				

9. Развитие мировой системы нефтепроводного транспорта / Бахтизин Р.Н. [и др] – М.: ООО «Издательский дом Недр», 2018. – 604 с.

10. Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 N 3-р (ред. от 19.04.2018) "Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 N 477"

11. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2005 / [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/PolishukYu/PolishukYu_1.pdf (Дата обращения: 07.03.2021)

12. Мастобаев Б.Н. Химические средства и технологии внутробопроводном транспорте нефти / Б.Н. Мастобаев, А.М. Шаммазов, Э.М. Мовсумзаде. - М.: Химия, 2002. - 296 с.

13. Развитие мировой системы нефтепроводного транспорта / Бахтизин Р.Н. [и др] – М.: ООО «Издательский дом Недр», 2018. – 604 с.

14. Нефтепровод «Заполярье — Пурпе» // ТАСС информационное агентство. - 2017 / [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <http://transneft.tass.ru/> (Дата обращения: 10.03.2021)

15. Покорение Севера // Сайт ПАО «Транснефть». - 2017 / [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://www.transneft.ru/pressroom/rg6-1> (Дата обращения: 10.03.2021)

16. Нефтепровод Заполярье – Пурпе: испытание холодом // Сайт ПАО «Транснефть». - 28 Января 2014 / [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://siberia.transneft.ru/press/news/?id=6831> (Дата обращения: 12.03.2021)

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

17. СТН 0147323.020-88. Проектирование нефтепромысловых трубопроводов, прокладываемых в условиях распространения вечномёрзлых грунтов; введ. 01.07.88. -Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1988. - 81 с.

18. Трясцин Р.А. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в смеси с газоконденсатом при пониженных температурах. – Тюмень, 2006. – 148 с.

19. Шаммазов А.М. Физико-химическое воздействие на перекачиваемые жидкости / А.М. Шаммазов, Ф.Р. Хайдаров, В.В. Шайдаков. - Уфа: Монография, 2003. -187 с.

20. Родин А.А. Оптимизация транспорта высоковязких нефтей с подогревом и с применением углеводородных разбавителей. – Москва, 2009. – 125 с.

21. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев [и др.]; Под редакцией СМ. Вайнштока: Учеб. для вузов: В 2 т. - М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. -Т.1. – 407 с

22. Хуснуллин Р.Р. Композиционные составы для снижения гидравлического сопротивления в системах трубопроводного сбора и транспорта продукции нефтяных скважин. – Казань, 2016. – 149 с.

23. Халикова Д.А. Влияние высокомолекулярных парафиновых углеводородов на свойства нефтей и асфальтосмолопарафиновых отложений: Диссертация канд. техн. наук. Казань, 2008. – 152 с.

24. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. / Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002 – 658 с.

25. РД 39-30-139-79 Методика теплового и гидравлического расчёта магистрального трубопровода при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <http://meganorm.ru/Data2/1/4293831/4293831373.htm> (Дата обращения: 19.04.2021)

									Лист
									90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список литературы				

26. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200030378> (Дата обращения: 20.04.21);
27. Приказ Ростехнадзора от 11.12.2020 № 517 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов». [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573174913> (Дата обращения: 20.04.21);
28. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426-ФЗ [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/499067392> (Дата обращения: 20.04.21);
29. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/901807664/> (Дата обращения: 26.04.21);
30. РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200032108> (Дата обращения: 27.04.21);
31. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200234> (Дата обращения: 27.04.21);
32. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-0-003-74-ssbt> (Дата обращения: 27.04.21);
33. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200047514> (Дата обращения: 27.04.21);

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

34. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах» [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/420362948> (Дата обращения: 27.04.21);
35. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (Дата обращения: 30.04.21);
36. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200329> (Дата обращения: 03.05.21);
37. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (Дата обращения: 03.05.21);
38. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428> (Дата обращения: 03.05.21);
39. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200289> (Дата обращения: 03.05.21);
40. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-17-1-3-13-86> (Дата обращения: 03.05.21);
41. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/901859406> (Дата обращения: 03.05.21);

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

42. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 N 116-ФЗ (с изменениями на 8 декабря 2020 года). [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9046058> (Дата обращения: 03.05.21);

43. ГОСТ Р 12.3.047-98 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003311> (Дата обращения: 16.05.21);

44. ГОСТ Р 22.0.02-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001517> (Дата обращения: 16.05.21);

45. ГОСТ Р 22.3.03-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001521> (Дата обращения: 16.05.21);

46. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение/ Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93