

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и
 продуктов переработки»
 Отделение Нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологии транспортировки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу в условиях Крайнего Севера»

УДК 665.6.035.6:622.692.4.053(211-17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Баркалова Е.М.		3.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		3.06.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		3.06.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	-		3.06.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		3.06.2019

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3и).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
Отделение Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись) _____
(Дата) Брусник О.В.
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Баркаловой Евгении Михайловне

Тема работы:

«Технологии транспортировки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу в условиях Крайнего Севера»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	930/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

3.06.2019 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Трубопровод «Заполярье-Пурпе-Самотлор»; технологии транспортировки по магистральному нефтепроводу для перекачки высоковязкой нефти в условиях Крайнего Севера, реологические свойства высоковязкой нефти Русского месторождения и газового конденсата Уренгойского месторождения

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Обзор литературных источников по проблеме транспортировки высоковязкой нефти, перспективам её добычи и трудностям, возникающим в процессе перекачки. Изучение объекта «Заполярье-Пурпе-Самотлор», реологических свойств нефти, транспортируемой по объекту, сложностей процесса перекачки; Сравнительный анализ технологий перекачки и их применения в условиях Крайнего Севера с целью выявления наиболее подходящего метода для объекта «Заполярье-Пурпе-Самотлор»; Обзор основ гидравлического расчета трубопровода перекачивающего высоковязкую нефть в осложненных климатических условиях. Выбор оптимальной концентрации разбавителя в зависимости от температуры окружающей среды для обеспечения оптимальной производительности трубопровода; Анализ полученных результатов, разработка рекомендаций по применению технологии с целью повышения производительности трубопровода. Обсуждение результатов выполненной работы. Разработка разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «социальная ответственность». Заключение и выводы по работе.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Н.В. профессор отделения СГН
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С. ассистент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	17.12.2019 г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		17.12.2019 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Баркалова Е.М.		17.12.2019 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Баркаловой Евгении Михайловне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчёт стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: Материально-технические ресурсы: -214,1 млн. руб Затраты на специальное оборудование: -2 млн. руб. Информационные ресурсы: -фондовая литература
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплаты труда: -30% премии к заработной плате -20% надбавки за профессиональное мастерство -1,7 – районный коэффициент для расчёта заработной платы
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2001г.: -ставка налога на прибыль 20 %; -страховые взносы 27.1%; -налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала
1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Технология QuaD 3. Матрица SWOT 4. Диаграмма Ганта 5. Бюджет материальных затрат и затрат на специальное оборудование 6. Оценка эффективности исследования

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Баркалова Евгения Михайловна		17.12.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Баркаловой Евгении Михайловне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1 Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	. Объектом исследования является участок магистрального трубопровода «Заполярье-Пурпе-Самотлор». Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации. Выявить вредные и опасные проявления факторов производственной среды, возможности негативного воздействия на компоненты окружающей среды, возможные чрезвычайные ситуации на объекте.
---	--

2 Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	Привести необходимые ссылки на нормативно – техническую документацию, регулирующую указанную в данном разделе информацию по данной теме.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	- Привести специальные правовые нормы трудового законодательства при эксплуатации магистрального трубопровода - Перечислить необходимые организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека;	Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке проектируемого решения: -отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации;

– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	- недостаточная освещенность рабочей зоны - повышенная загазованность воздуха рабочей среды; - повреждения в результате контакта с животными, насекомыми
3. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке проектируемого решения: - подвижные части производственного оборудования, передвигающиеся материалы, разрушающиеся конструкции; - электрический ток, электрическая дуга, металлические искры при сварке; - пожаровзрывоопасность
4. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Проанализировать влияние работ, проводимых в ходе проектируемого решения, на различные компоненты окружающей среды: - анализ воздействия объекта на атмосферу; - анализ воздействия объекта на гидросферу; - анализ воздействия объекта на литосферу; - анализ воздействия объекта на селитебную зону. Предложить решения по снижению негативного влияния работ на окружающую среду
5. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	- Проанализировать возможности возникновения ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения. - Предложить превентивные меры по предупреждению ЧС, а также действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2019 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		01.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Баркалова Евгения Михайловна		01.03.2019

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Отделение Нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

3.06.2019г

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
17.12.2018	<i>Введение</i>	10
27.12.2018	<i>Обзор литературы</i>	9
8.02.2019	<i>Характеристика объекта исследования</i>	8
21.02.2019	<i>Анализ технологий транспортировки высоковязкой нефти</i>	10
01.03.2019	<i>Выбор оптимального решения проблемы для исследуемого объекта</i>	13
01.04.2019	<i>Расчетная часть</i>	10
7.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
13.05.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
17.05.2019	<i>Заключение</i>	10
19.05.2019	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В..	к.п.н, доцент		17.12.2018

СОГЛАСОВАНО:

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

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения:

Ввод в эксплуатацию: событие, фиксирующее готовность объекта к использованию по назначению, документально оформленное в установленном порядке.

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

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

Надежность: Свойство объекта сохранять с течением времени времени в определенных пределах значения параметров, от которых зависит выполнение требуемых функций в заданных режимах работы, условиях эксплуатации, технического обслуживания.

Пропускная способность нефтепровода: количество нефти, проходящее по газопроводу за единицу времени.

					Технологии транспортировки высоковязкой нефти по магистральному трубопроводу в условиях Крайнего Севера						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Баркалова Е.М.		03.06.19.						1	90
Руковод.		Брусник О.В.		03.06.19.				ТПУ ИШПР ТХНГ ар. 2Б5Б			
Консульт.											
Рук. ООП		Брусник О.В.		03.06.19.							

Перекачивающая станция магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода): объект магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), включающий комплекс зданий, сооружений и устройств для приема, накопления, учета и перекачки нефти (нефтепродуктов) по магистральному нефтепроводу (нефтепродуктопроводу).

Перекачка нефти: процесс перемещения нефти (нефтепродуктов) по трубопроводу.

Переход нефтепровода (нефтепродуктопровода) подводный: участок нефтепровода (нефтепродуктопровода), проложенного через судоходные водные преграды или несудоходные водные преграды шириной по зеркалу воды в межень 10 м и более и глубиной 1,5 м и более, или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины, являющийся разновидностью перехода через водные преграды.

Приемка объекта в эксплуатацию: юридическое действие официального признания уполномоченным органом (приемочной комиссией) факта создания объекта и соответствия этого объекта утвержденному проекту.

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

работоспособное состояние трубопровода: Состояние трубопровода, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и конструкторской документации.

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

Эксплуатация магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода): использование магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода) по назначению, определенному проектной документацией

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

Условные обозначения приведены в таблице 1:

Таблица 1. Условные обозначения

Q_n	Расход нефти без применения разбавителя, м ³ /с
Q_n^*	Расход нефти с применением разбавителя, м ³ /с
D_y	Условный диаметр трубопровода, мм

Сокращения:

ЛЧ МН – линейная часть магистрального нефтепровода

МТ – магистральный трубопровод

МН – магистральный нефтепровод

НД – нормативная документация

ВВН – высоковязкая нефть

ВПН – высокопарафинистая нефть

ВСН – высокосмолистая нефть

НПС – нефтеперекачивающая станция

ГНТС – головная насосно-тепловая станция

НТС – насосно-тепловая станция

ПНС – подпорно-насосная станция

КП – конечный пункт

ПМН – переход магистрального нефтепровода

ГТ – гидротранспорт нефти

УВ – углеводород

ЛПУМН – линейно-производственное управление магистральных нефтепроводов

ЛАРН – ликвидация аварийных разливов нефти

ЯНАО – Ямало-Ненецкий автономный округ

ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

Нормативные ссылки:

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

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

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

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

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

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 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

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

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

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

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

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

ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

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

ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

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

ГОСТ 12.0.004.2015 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.

Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий

СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности НРБ–99/2009.

СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

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

СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.

СП 51.13330.2011. Защита от шума.

СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

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

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 90 с., 17 рис., 20 табл., 55 источников.

Ключевые слова: трубопроводный транспорт нефти, высоковязкая нефть, технология транспортировки, перекачка с разбавителем, экономическая эффективность.

Объект исследования: магистральный трубопровод «Заполярье-Пурпе-Самотлор».

Цель работы: выбор оптимального способа транспортирования высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу в условиях Крайнего Севера.

Методы и методики проведения работ: Расчетная часть выполнена в соответствии с РД 39-30-139-79 «Методика теплового и гидравлического расчета магистрального нефтепровода при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях»

В процессе исследования проводились: изучение объекта магистрального трубопровода «Заполярье-Пурпе-Самотлор», аналитический обзор технологий транспортировки высоковязкой нефти, оценка их применимости и эффективности в условиях Крайнего Севера, разработка рекомендаций по решению проблемы высоковязкой нефти для объекта, расчёт оптимальной концентрации разбавителя.

В результате исследования: проведён анализ технологий по транспортировке высоковязкой нефти, проведена оценка их применимости в условиях Крайнего Севера, проведён расчёт: определены оптимальные концентрации разбавителя газоконденсата Уренгойского месторождения для разных температур эксплуатации, разработаны рекомендации для решения проблемы на исследуемом объекте.

Область применения: магистральные трубопроводы Крайнего Севера

Экономическая эффективность/значимость работы: проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиций ресурсоэффективности и ресурсосбережения

					Технологии транспортировки высоковязкой нефти по магистральному трубопроводу в условиях Крайнего Севера						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Баркалова Е.М.		03.06.19.	Реферат			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Брусник О.В.		03.06.19.						7	90
Консульт.								ТПУ ИШПР ТХНГ гр. 2Б5Б			
Рук. ООП		Брусник О.В.		03.06.19.							

ABSTRACT

Final qualifying work: 90 pages, 17 figures, 20 tables, 55 sources.

Key words: oil pipeline transportation, high-viscosity oil, transportation technology, economic efficiency.

The object of the study: Zapolyarye-Purpe-Samotlor main pipeline

Work purpose: the choice of the optimal method of transportation of high-viscosity oil through the trunk pipeline in the Far North.

In the course of the research were carried out: study of the object of the Zapolyarye-Purpe-Samotlor main pipeline, analytical review of high-viscosity oil transportation technologies, assessment of their applicability and effectiveness in the conditions of the Far North, development of recommendations for solving the problem of high-viscosity oil for the object, calculation of the optimal diluent concentration.

As a result of a research: the analysis of high-viscosity oil transportation technologies was carried out, their applicability was evaluated under the conditions of the Extreme North, calculations were made: optimally low levels of exposure to a gas-condensate reservoir were determined for different temperature regimes, recommendations are required to solve problems at the object under study.

Application field: . trunk pipelines of the Far North

Economic efficiency / importance of work: an assessment of the commercial potential and prospects for conducting scientific research from the standpoint of resource efficiency and resource saving

					Технологии транспортировки высоковязкой нефти по магистральному трубопроводу в условиях Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Баркалова Е.М.		03.06.19.	Abstract		Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.		03.06.19.				8
Консульт.								90
Рук. ООП		Брусник О.В.		03.06.19.			ТПУ ИШПР ТХНГ ар. 2Б5Б	

Оглавление:

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1. Литературный обзор	13
2. Общая часть.....	14
2.1 Перспективы добычи и транспортировки ВВН.....	14
2.2 Анализ добычи высоковязкой нефти в России.....	15
2.3 Нефтепровод Заполярье – Пурпе – Сомотлор	17
2.3.1 Краткая физико-географическая характеристика объекта	19
2.3.2 Климатическая характеристика района расположения объекта	20
2.3.3 Гидрогеологическая характеристика района расположения объекта.....	21
2.3.4 Экономическая характеристика района расположения объекта	22
2.3.5 Особенности строительства объекта.....	23
2.3.6 Экологический аспект	25
2.4 Проблема транспортировки ВВН по трубопроводу «Заполярье-Пурпе-Сомотлор».....	26
3. Анализ применения технологий транспорта высоковязкой нефти по трубопроводу в условиях Крайнего Севера	29
3.1 Неизотермические способы	30
3.1.1 «Горячая перекачка»	31
3.1.2 Электроподогрев	32
3.2 Изотермические способы	34
3.2.1 Перекачка в потоке носителя.....	34
3.2.2 Виброобработка.....	35
3.2.3 Термообработка.....	37
3.2.4 Транспорт газонасыщенных нефтей.....	37
3.2.5 Применение депрессорных присадок.....	40
3.2.6 Гидротранспорт нефти	42
3.2.7 Перекачка с углеводородным разбавителем	45
3.3 Рекомендации по решению проблемы ВВН для объекта «Заполярье-Пурпе-Сомотлор». 46	
4. Расчетная часть	48
4.1 Методика гидравлического расчёта нефтепровода	48
4.2 Расчёт необходимой концентрации разбавителя для обеспечения максимальной производительности трубопровода	49
4.2.1 Формула для расчёта	50

					Технологии транспортировки высоковязкой нефти по магистральному трубопроводу в условиях Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Баркалова Е.М.		03.06.19.	Оглавление			
Руковод.		Брусник О.В.		03.06.19.				
Консульт.								
Рук. ООП		Брусник О.В.		03.06.19.				
					Лит.			Лист
								9
								Листов
								90
					ТПУ ИШПР ТХНГ ар. 2Б5Б			

4.2.2	Данные по компонентам смеси.....	52
4.2.3	Результаты расчётов.....	53
4.2.4	Анализ полученных результатов.....	55
5.	Социальная ответственность при трубопроводном транспорте высоковязкой нефти.....	57
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	57
5.1.1	Социальные правовые нормы трудового законодательства	57
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	58
5.2	Производственная безопасность.....	58
5.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия.....	60
5.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия.....	63
5.3	Экологическая безопасность.....	64
5.3.1	Загрязнение селитебной зоны	65
5.3.2	Загрязнение атмосферы.....	65
5.3.3	Загрязнение гидросферы.....	66
5.3.4	Загрязнение литосферы	66
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	67
6.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	69
6.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиций ресурсоэффективности и ресурсосбережения	69
6.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования.....	69
6.1.2	Анализ конкурентных технических решений.....	70
6.1.3	Технология QuaD	72
6.1.4	SWOT-анализ.....	74
6.2	Планирование научно-исследовательских работ	76
6.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	76
6.2.2	Бюджет НТИ. Расчет материальных затрат и затрат на специальное оборудование.....	77
6.3	Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	79
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	83
	Список использованных источников:	84

ВВЕДЕНИЕ

Последние десятилетия наблюдается существенное увеличение числа трудно извлекаемых запасов нефти, поскольку большинство осваиваемых месторождений находится в районах крайнего севера. Добываемая нефть характеризуется повышенным содержанием парафинов и асфальто-смолистых веществ, значительно влияющих на вязкость транспортируемого продукта. Свойства перекачиваемой по трубопроводу нефти напрямую определяют его пропускную способность и экономическую целесообразность. Так, при разработке месторождений, расположенных в северных районах, где температура окружающей среды достаточно низкая, затраты энергии на перекачку добываемой нефти в разы увеличивают её стоимость, а значения вязкости флюида в некоторых случаях делают транспортировку практически невозможной.

На территории России разведанные геологические запасы высоковязкой нефти достигают 7 млрд. тонн, причём большая часть из них географически принадлежит районам крайнего севера. При транспортировке такой нефти необходимо поддерживать требуемые термобарические условия на всём протяжении трассы, что вызывает значительные трудности, ведь протяжённость магистральных трубопроводов зачастую достигает нескольких сотен километров. В результате, дисперсность нефти в процессе перекачки подвергается многократным изменениям, что оказывает влияние на значение её вязкости.

Вязкость нефти является главным препятствием для наличия необходимой при транспортировке скорости, что ведёт к дополнительным материальным затратам, потому как при транспортировке такой нефти

					Технологии транспортировки высоковязкой нефти по магистральному трубопроводу в условиях Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Баркалова Е.М.		03.06.19.	Введение			
Руковод.		Брусник О.В.		03.06.19.				
Консульт.								
Рук. ООП		Брусник О.В.		03.06.19.				
					ТПУ ИШПР ТХНГ ар. 2Б5Б			

наблюдается повышенный износ оборудования, значительные нарушения технологических процессов, а также ухудшение экологической обстановки на промыслах из-за учащения аварийных ситуаций.

Остро встает вопрос о необходимости повышения эффективности процесса транспортировки высоковязких нефтей, используя специальные технологии. В связи с этим поставленная тема является актуальной.

Для более детального изучения проблемы и возможности применения различных технологий в работе был исследован трубопровод, следующий по маршруту «Заполярье-Пурпе-Самотлор». Объектом исследования являются технологии перекачки высоковязкой нефти по магистральным нефтепроводам в условиях крайнего севера.

Целью выпускной квалификационной работы является выбор оптимального способа транспортирования высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу в условиях Крайнего Севера

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Изучение нормативно-технической документации по исследуемой теме;
2. Анализ технологий транспортировки ВВН;
3. Выбор оптимальной технологии и оценка её эффективности на примере исследуемого объекта;
4. Разработка рекомендаций по применению технологий транспортировки ВВН на исследуемом объекте.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

1. Литературный обзор

Проблеме транспортировки высоковязкой нефти посвящено большое количество работ отечественных и зарубежных авторов. Такие как В.Е. Губин, Р.А. Алиев, Р.Г. Исхаков, В.А. Юфин, Ю.А. Сковородников рассматривают различные способы решения данной проблемы, основываясь на уже известных технологиях транспортировки высоковязкой нефти и предлагая свои методы [5, 7, 8, 9, 17]. Множество зарубежных авторов в своих работах также поднимают вопрос необходимости более детального рассмотрения проблемы из-за её актуальности.

Наиболее перспективной технологией с преимуществом в виде возможности использования в условиях Крайнего Севера является перекачка высоковязкой нефти в смеси с разбавителем. Разбавление высоковязкой нефти газовым конденсатом положительно влияет на ее реологические свойства [6], что позволит осуществлять перекачку в суровых климатических и геокриологических условиях Крайнего Севера. Механизм действия разбавителя (конденсата) можно объяснить уменьшением концентрации парафина, а также асфальтосмолистых веществ в смеси [11].

В литературе уделяется достаточное внимание подбору разбавителя, выбору его концентрации, на наглядных примерах приводятся зависимости физико-химических свойств смеси от этих параметров. Однако, авторы опубликованной литературы не акцентировали своего внимания на зависимости свойств от температуры, что особенно важно учитывать в условиях Крайнего Севера, где важное влияние на транспортировку оказывают многолетнемерзлые породы.

					Технологии транспортировки высоковязкой нефти по магистральному трубопроводу в условиях Крайнего Севера						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Баркалова Е.М.		03.06.19.	Литературный обзор			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Брусник О.В.		03.06.19.						13	90
Консульт.								ТПУ ИШПР ТХНГ гр. 2Б5Б			
Рук. ООП		Брусник О.В.		03.06.19.							

2. Общая часть

2.1 Перспективы добычи и транспортировки ВВН

Запасы тяжёлых высоковязких и битуминозных нефтей являются одной из самых важных составляющих сырьевой базы нефтяной отрасли для ряда нефтедобывающих стран мира, включая Россию. К высоковязким принято относить нефти со значениями вязкости 30 мПа*с или 35 мм²/с и выше при температуре 20°C [6]. Запасы такой нефти по оценкам специалистов достигают около одного триллиона тонн, что превышает запасы нефти малой и средней вязкости почти в 5 раз, объём остаточного содержания которых оценивается в 162,3 млрд. тонн.

Значение среднегодового объёма производства высоковязкой нефти к настоящему времени приближается к 500 млн. тонн, а добыча превышает 14 млрд. тонн, что свидетельствует о повышенном внимании нефтяных компаний к данному виду ресурса.

В рейтинге стран, располагающих запасами тяжёлой и битуминозной нефти, лидирующую позицию занимает Канада, запасы которой достигают 522,5 млрд. тонн. Следующая позиция принадлежит Венесуэле, запасы которой территориально сосредоточены в битуминозном поясе Ориноко и составляют 177,9 млрд. тонн. Также значительными запасами высоковязкой нефти располагают США, Мексика, Кувейт, Россия и Китай [16].

Примерно 82% всех мировых запасов тяжёлых нефтей располагаются в 71 гигантском месторождении, самыми значимыми из которых являются три месторождения: Бурган (13 млрд. тонн), Боливар Коастал (8,3 млрд. тонн) и Боскэш (5,6 млрд. тонн) [11].

					Технологии транспортировки высоковязкой нефти по магистральному трубопроводу в условиях Крайнего Севера						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Баркалова Е.М.		03.06.19.	Общая часть			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Брусник О.В.		03.06.19.						14	90
Консульт.								ТПУ ИШПР ТХНГ гр. 2Б5Б			
Рук. ООП		Брусник О.В.		03.06.19.							

Касается стран СНГ, большая часть добываемых запасов принадлежит России – 7 млрд. тонн, вторую позицию занимает Казахстан с запасами в 726 млн. тонн, третьей страной по количеству запасов является Азербайджан – 389 млн. тонн. В совокупности данные государства владеют 7,4 млрд. тонн высоковязких нефтей.

2.2 Анализ добычи высоковязкой нефти в России

Согласно актуальным источникам на сегодняшний день около 23% от всей добываемой в России нефти приходится на долю тяжёлых высоковязких нефтей, большая часть которых добывается из Вань-Еганского месторождения, расположенного в Ханты-Мансийском АО. Всего из общего количества нефтегазоносных бассейнов в пяти из двенадцати среднее значение вязкости нефти превышает 35 мм²/с (табл. 2).

Относительно общего числа запасов разведанных залежей высоковязких нефтей, 38% располагаются в Западно-Сибирском и 35% в Волго-Уральском регионах нефтегазоносности (рис.1). Около 15% ВВН принадлежит залежам Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна [6].

В среднем добываемая высоковязкая нефть в России имеет следующие характеристики: сернистая (массовая доля серы от 1 до 3%), тяжелая (со значениями плотности более 880 кг/м³), высокоасфальтенистая, высокосмолистая, но малопарафинистая (содержание парафина менее 5%) [10]. Месторождениями с самой высоковязкой нефтью являются такие, как Русское, Филипповское, Минчимкинское, Восточно-Моисеевское месторождения.

Немалые запасы битумов и тяжёлых нефтей принадлежат Татарстану, по предварительным оценкам достигая значений от 1,5 до 7 млрд. тонн. Добыча нефти с месторождений в этом регионе ведётся с 2007 года. Сейчас в стадии активной разработки находится Ашальчинское месторождение, где ведутся опытно-технологические работы, направленные на облегчение процесса добычи высоковязкой нефти.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Таблица 2. Распределение ВВН по бассейнам

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборки из БД	Количество образцов ВВН в бассейне	Количество месторождений с ВВН нефтями	Средне-бассейновая вязкость нефтей, мм ² /с
Балтийский	28	-	-	7,30
Волго-Уральский	2661	545	181	47,13
Днепровско-Припятский	662	33	16	37,53
Енисейско-Анабарский	65	2	2	84,49
Западно-Сибирский	2645	27	27	23,11
Лено-Вилуйский	155	-	-	11,42
Лено-Тунгусский	688	52	13	23,11
Охотский	301	16	8	25,73
Пенжинский	7	-	-	2,33
Прикаспийский	460	101	33	109,71
Северо-Кавказский	1518	63	26	29,21
Тимано-Печорский	342	13	8	1221,46



Рис 1. Бассейны России с тяжёлыми углеводородами

Особое внимание на себя привлекает северный арктический регион нефтегазоносности России. Разведано около 20 месторождений высоковязких битуминозных нефтей, принадлежащих побережьям и шельфам Карского и

Печорского морей. Трудноизвлекаемые запасы провинций оцениваются в 1,7 млрд. тонн. На шельфовых месторождениях в Печорском море около 85% от общих запасов представляют тяжёлые битуминозные нефти, сосредоточенные на пяти открытых месторождениях. Общий объём заложений оценивается в 0,4 млрд. тонн. Добыча сырья из Тимано-Печорской провинции на сегодняшний день достигает отметки в 0,6 млн. тонн в год.

Освоение месторождений Арктики осложняется удаленностью от инфраструктуры, отсутствием транспортных развязок и системы трубопроводного транспорта. Доставлять полезные ископаемые потребителю возможно только морским транспортом.

2.3 Нефтепровод Заполярье – Пурпе – Сомотлор

Трубопровод, следующий по маршруту «Заполярье-Пурпе-Сомотлор», принадлежит компании «Транснефть». Решении о необходимости строительства данной ветки было принято правительством РФ и подписано президентом В.В. Путиным 22 апреля 2010 года.

Целью проекта являлось увеличение объёмов перекачки нефти по маршруту Восточная Сибирь – Тихий океан и обеспечение нефтеперерабатывающих мощностей в южной части Сибири сырьём с богатых месторождений Ямало-Ненецкого АО и северной части Красноярского края, включая Ванкорское месторождение [11].

Проектирование и эксплуатация трубопровода включали в себя 2 этапа. Спустя 1,5 года после начала строительства был введен в эксплуатацию первый отрезок «Сомотлор-Пурпе», конструкция которого потребовала инвестиций в 55,9 млрд. рублей (в ценах на 2010 год). Сварка первого стыка была произведена ещё до даты официального начала строительства – в марте 2010 года в районе г. Нижневартовска, а в октябре 2011 года состоялась торжественная церемония введения в эксплуатацию построенной части объекта. Протяженность отрезка составляет 430 километров. Три нефтеперекачивающих станции обеспечивают работу нефтепровода с

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

пропускной способностью 25 млн. тонн в год по трубопроводу с диаметром 1020 мм.

В перспективе развития данного участка трубопровода – увеличение объёмов перекачки нефти до значений в 50 млн. тонн в год. Для реализации данной цели потребуется строительство дополнительно двух перекачивающих станций, что будет осуществлено после принятия технических решений руководством владеющей компании. Для привлечения кадров в расширяющуюся сеть трубопроводных объектов компания ведёт усиленное расширение инфраструктуры, налаживание технологической связи, строительство сооружений, обеспечивающих внешнее электроснабжение.

Вторым этапом вступил в реализацию отрезок проекта «Пурпе - Заполярье», строительство которого началось в марте 2012 года. Протяжённость трубопровода составляет 487 км (рис. 2). Перекачка продукта осуществляется с помощью двух нефтеперекачивающих станций, работающих с производительностью 45 млн. тонн в год. Диаметр трубопровода изменяется по ходу движения маршрута в пределах от 820 мм (151 км) до 1020 мм (336 км). Строительство данной части проекта потребовало вложений в 237,8 млрд. рублей.

Сдача проекта в эксплуатацию была намечена на ноябрь 2016 года. Первая нефть из Пяяхинского месторождения, разрабатываемого компанией «ЛУКОЙЛ», была принята в трубопровод ещё в августе 2016 года, а официальный запуск второй очереди нефтепровода состоялся 18 января 2017 года президентом России.

В числе компаний, заинтересованных в обслуживании трубопровода и, соответственно, в финансировании всего проекта, были «ЛУКОЙЛ», «Газпром», «ТНК-ВР» и «Газпром-нефть», однако в конечном счёте основную долю затрат возложила на себя компания «Транснефть», предполагая окупить затраты путём грамотной тарифной политики в процессе перекачки нефтепродукта.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

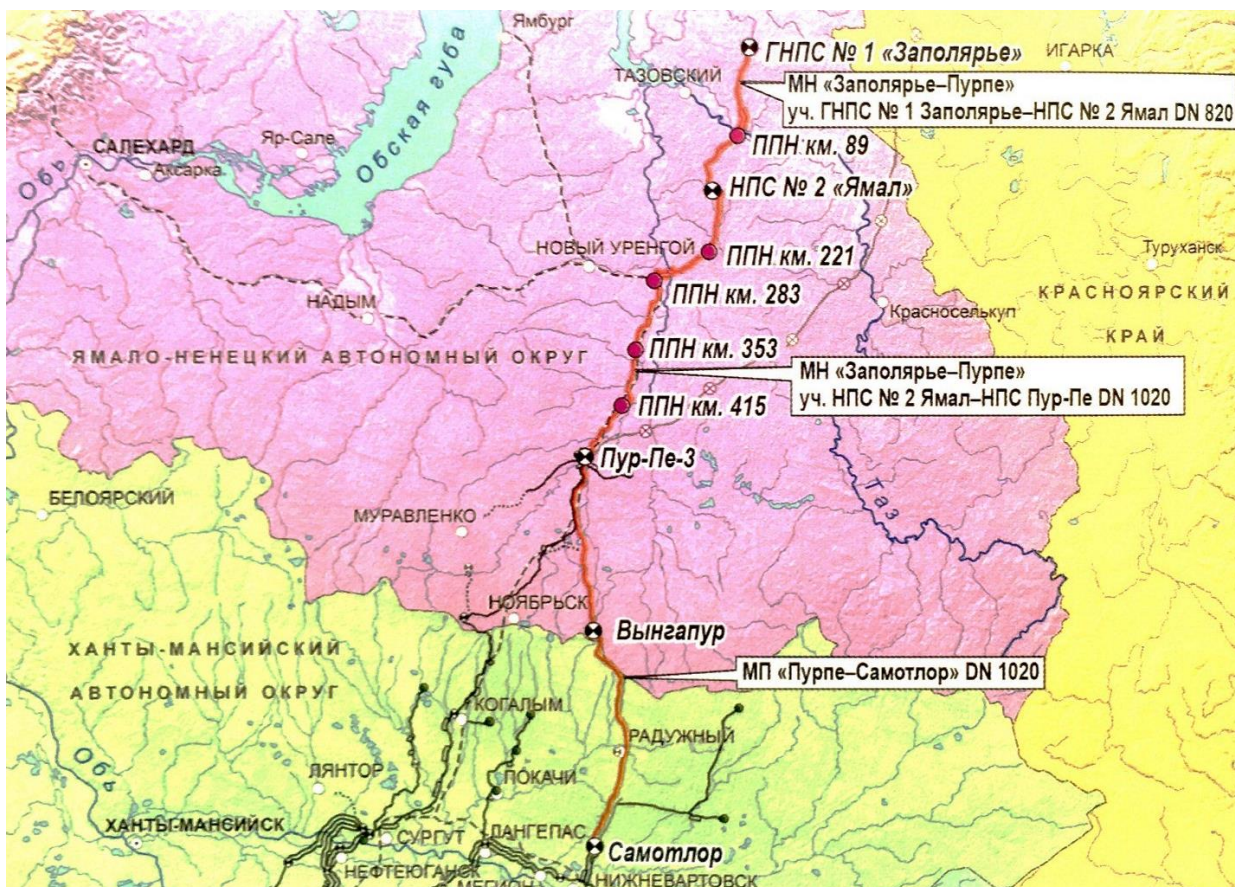


Рис. 2. Продвижение трубопроводного объекта по территории РФ

2.3.1 Краткая физико-географическая характеристика объекта

На сегодняшний день трубопровод «Заполярье-Пурпе-Самотлор» является самым северным магистральным нефтепроводом в России, протяженность которого достигает 917 км. Значимая часть объекта располагается далеко за Полярным кругом.

С точки зрения административного расположения объект принадлежит Ямало-Ненецкому и Ханты-Мансийскому Автономным округам (рис. 3).



Рис. 3. Административное расположение объекта

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Самым близлежащим городом к магистральному трубопроводу является г. Новый Уренгой, в котором специально для управления делами проекта возводится здание Уренгойского управления магистральных трубопроводов.

Территория округа имеет равнинный рельеф, образованный тундрой на севере и тайгой на юге. Отрезок маршрута длиной в 170 км проходит в районах крайнего севера с вечномерзлыми грунтами.

По мере продвижения трубопровода в северную часть ЯМАО, дважды происходит смена природных зон – с таёжной (зоны северной тайги) на лесотундровую и с лесотундровой на тундровую. Каждая зона обладает присущей ей растительностью.

2.3.2 Климатическая характеристика района расположения объекта

Климат территории расположения объекта обуславливается принадлежностью маршрута его проложения трём климатическим зонам: арктической, субарктической и зоне северной полосы низменности Западной Сибири. В результате, длительность зимы составляет в среднем 8 месяцев, сопровождаясь сильными ветрами и небольшим количеством осадков, в следствие чего величина снежного покрова совсем небольшая. Лето сравнительно короткое, но теплое. Значение температуры резко изменяются не только в течении года и месяца, но даже в пределах суток. Из-за небольшой продолжительности лета почвенный слой не успевает оттаивать, что объясняет наличие многолетней мерзлоты.

Среднегодовое значение температуры воздуха отрицательное, в районах Крайнего Севера оно достигает -10°C . Зимой температура в районе расположения объекта может опускаться до -70°C , а летом значение температуры не поднимается выше $+30^{\circ}\text{C}$ (табл. 3) [11].

В городе Новый Уренгой среднегодовое значение температуры $-7,4^{\circ}\text{C}$, а среднее количество атмосферных осадков в год достигает 468 мм.рт.столба.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Таблица 3. Средняя температура воздуха по месяцам, °С

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Новый Уренгой	-25,3	-24,9	-18,2	-11,1	-2,7	7,5	13,9	11,4	5	-5,5	-17	-22,3

Сильные морозы значительно осложняли работу техники, в буквальном смысле «замораживая» её. Незаменимыми аппаратами являлись тяжёлые бульдозеры, круглосуточно разгребавшие снежные заносы от ураганных ветров.

2.3.3 Гидрогеологическая характеристика района расположения объекта

К осложняющим условиям строительства трубопровода следует отнести большое количество водных преград, через которые необходимо было сооружать подводные переходы – их количество достигает 180 (рис. 4). Монтаж трубопровода преимущественно проводился зимой, потому как ввиду низких температур сковывались льдом бесчисленные гектары болотистой местности Крайнего Севера, абсолютно непроходимой в периоды кратковременных оттепелей. Это позволяло доставлять к месту строительства объекта специальную технику и вести основные работы.

К числу особо сложных препятствий помимо маленьких озёр и речушек относится река Таз, переход через которую является одним из самых больших в системе трубопроводного транспорта и составляет 28 км – это протяжённость перехода с прибрежными участками, учитывающая разлив реки в половодье [11].

После тщательного изучения гидрологических характеристик реки и геологических характеристик участка было принято решение прокладки трубопровода с помощью метода наклонно-направленного бурения с обоих берегов. Для основной и резервной ниток трубопровода, а также для прокладки кабеля связи потребовалось бурение трёх скважин длиной около одного километра. Во время бурения основной скважины диаметром 1600 мм

					Общая часть		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			21

необходимо было пересечь реку буром восемь раз, увеличивая проход каждый последующий раз на 200 мм.



Рис. 4. Условия прохождения трассы «Заполярье-Пурпе-Самотлор»

2.3.4 Экономическая характеристика района расположения объекта

Основной отраслью экономики в пределах территории залегания трубопровода является добыча нефти и газа, что обусловлено большими количеством месторождений сырья. В среднем количество добываемых полезных ископаемых в регионе составляет 8% от всего объёма добычи по России. Около 90% объектов добычи и разработки принадлежат ПАО «Газпром».

ЯНАО занимает лидирующую позицию в России по количеству оленей в регионе и сельскохозяйственных предприятий, владеющих поголовьями оленей. К 2010 году количество оленей возросло до 660 тысяч, что на 160 тысяч превышает поголовье по состоянию на 1990 год. Это обуславливает высокую долю кочевого народа на территории региона, большинство из которых относятся к Ямальскому и Тазовскому районам [11].

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Рыболовство округа также является развитой отраслью экономической ситуации в регионах, со среднегодовым оборотом рыбы в количестве 6,5 тысяч тонн.

По состоянию на 2013 год средняя заработная плата в регионе составила 52,4 тыс. рублей. При этом доля работающих с оплатой труда свыше 100 тыс. рублей в месяц более 23 % по данным 2017 года. Этот показатель является лидирующим среди регионов Российской Федерации [6].

2.3.5 Особенности строительства объекта

Ввиду трудностей, вызванных климатическими характеристиками района расположения объекта, строительство трубопровода велось способами надземной и подземной прокладки. Около 64% от общей протяженности трубопровода – 310 км магистрального трубопровода – проложено с помощью специальных опор – надземным способом, что позволило изолировать воздействие выделяемого от трубопровода тепла на вечномёрзлый грунт Крайнего Севера. Первые опоры были настолько громоздкими, что получили негласное название «Царь-пушка» (рис. 5). После усовершенствований удалось воссоздать подходящий вариант опор (рис. 6), что позволило исключить ряд проблем, вызываемых нагрузками на трубопровод вследствие возникновения ореолов оттаивания грунта (рис. 7).

Технологические и инженерные решения при конструкции трубопровода были направлены на разработку опор, которые смогут справиться с перепадом температур в районе работ и исключить подвижности трубы из-за её нагрева или охлаждения. Специалистами «Транснефти» были спроектированы три типа таких опор: неподвижные, свободно-подвижные и продольно-подвижные. Они позволили надёжно зафиксировать трубу с одной стороны и иметь возможность движения в поперечном и осевом направлениях с другой стороны, исключая воздействие температурных напряжений.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

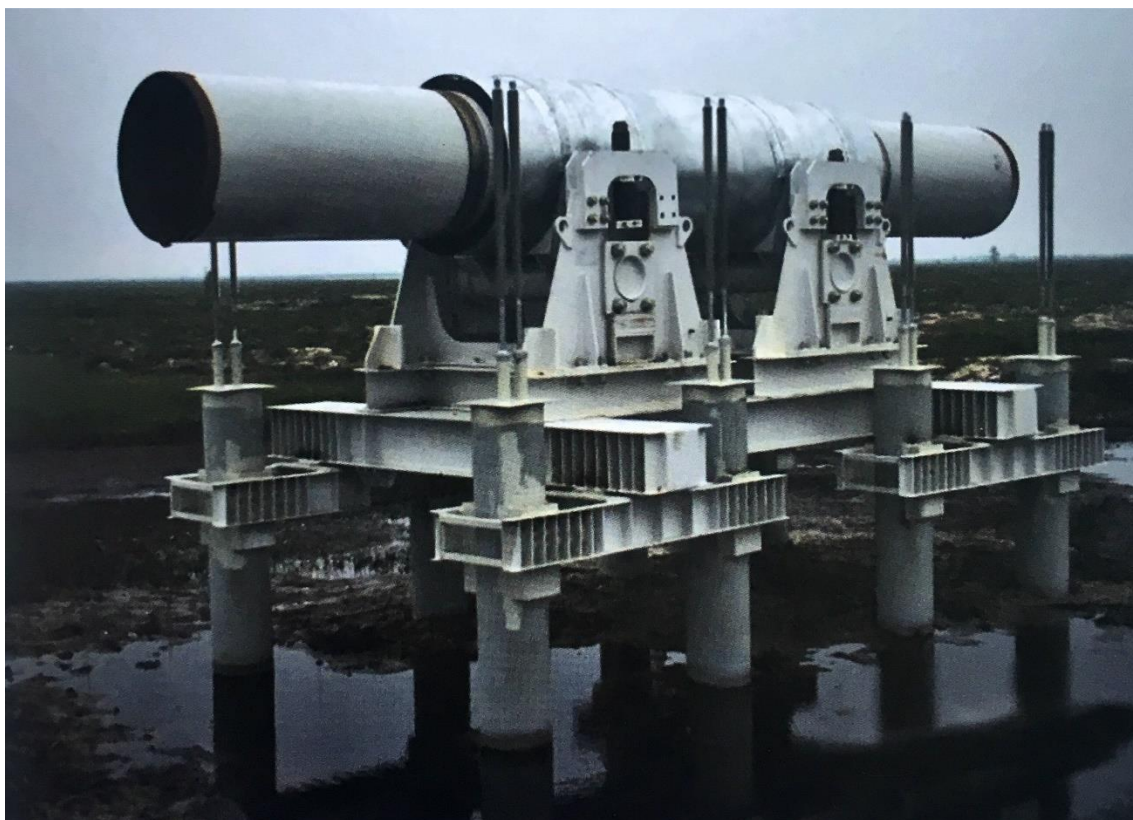


Рис. 5. Опора «Царь-пушка»



Рис. 6. Эксплуатируемые опоры

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Общая часть

Лист

24

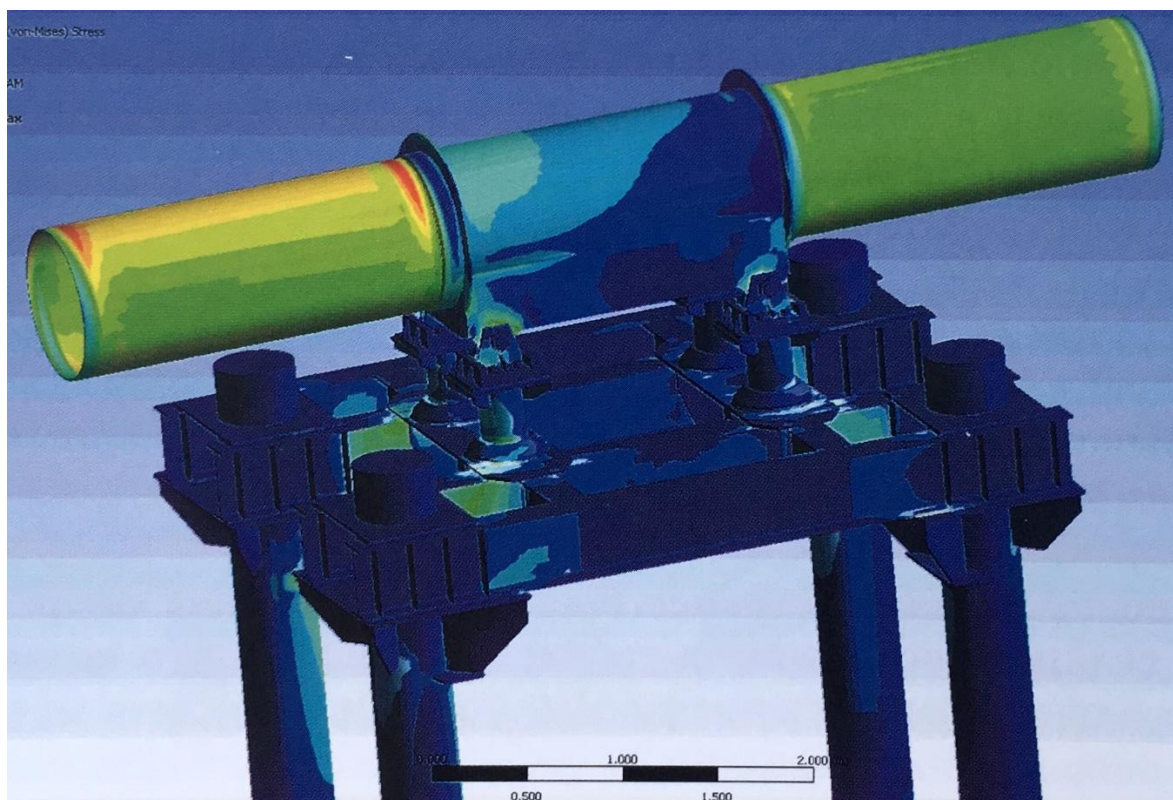


Рис. 7. Моделирование напряжений в опорах

Другой важной задачей было установление опор на сваи и погружение их в грунт таким образом, чтобы не растопить вечную мерзлоту. Для этого рядом с уходящими на глубину до 18 м сваями погружались термостабилизаторы, заправленные хладагентом [4], которые также были разработаны «Транснефтью» и являлись лучшими образцами на тот момент.

Вопреки трудностям строительства прирост трубопровода за сутки составлял 3-3,5 км в сутки. Этому значительно поспособствовало просьба Компании к заводу-изготовителю об увеличении длины выпускаемых труб от общепринятых 11 м до 16 м.

2.3.6 Экологический аспект

Крайний Север отличается своей уникальной природой, что потребовало особого внимания при строительстве магистрали. Маршрут трубопровода спроектирован таким образом, чтобы охраняемые природные территории местности остались вне трассы. Экологическая безопасность проекта учла все аспекты окружающей среды:

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

- с мая по сентябрь вступает в силу цветение ягеля – главного природного богатства Крайнего севера, поэтому работы проводились в зимнее время года, ведь на восстановление растения ушло бы 60 лет в случае его повреждения;
- была тщательно изучена миграция северных оленей, чтобы создать условия для их безопасного передвижения без повреждения трубопровода и вреда животным, поэтому проектом предусмотрены специальные конструкции трассы, периодически уходящие в землю или поднимающиеся на достаточную высоту для беспрепятственного прохождения зверей;
- чтобы сохранить ценные породы рыб, в водоёмы было выпущено около 700 тысяч мальков;
- учтены традиции коренных народов Севера, население которых является малочисленным, чтобы сохранить традиционно-присущий людям промысел.

2.4 Проблема транспортировки ВВН по трубопроводу «Заполярье-Пурпе-Самотлор»

Несмотря на всю уникальность проекта «Заполярье-Пурпе-Самотлор», при реализации которого компанией ПАО «Транснефть» были применены не только самые новые методы строительства и инновационные технологии, защищённые тридцатью семью патентами, при проектировании нефтепровода одной из самых важных задач было учесть свойства перекачиваемого продукта при транспортировке в осложнённых климатических условиях.

При разработке проекта строительства трубопровода, одними из первых в очереди на его загрузку стояли месторождения Мессояхское, Пякяхинское, Ванкорское, Русское.

Реологические свойства нефти, транспортируемой по трубопроводу с Ванкорского месторождения отличаются низким содержанием серы (0,09 –

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

0,41%), значительным количеством парафинов (0,5 – 2,8%) и высокой смолистостью с массовым содержанием силикагелевых смол от 9,2 до 12,7%.

Мессояхское месторождение – самое северное месторождение в России из сухопутных, обладающее доказанными запасами жидких углеводородов в количестве 480 млн. тонн и запасами газа более чем 180 млрд.куб. Месторождение имеет две точки добычи сырья: восточная часть месторождения разрабатывается с 2016 года и приносит в среднем 600 тыс. тонн нефти в год, достигая на пиках своего дебита значений в 6,5 млн. тонн в год, а западная часть планируется к запуску в 2020 году. Высокая вязкость нефти, добываемой с Мессояхского месторождения осложнила процесс добычи: потребовалось применение современных методов бурения, что повлияло на рентабельность разработки – извлечение и транспортировка углеводородов оказалось в разы затратнее в экономическом и трудовом смысле, чем планировалось [17].

Высокая вязкость нефтепродукта присуща и нефти, транспортируемой из Русского месторождения. Оно является крупнейшей кладезью высоковязкой нефти в России. Разведанное количество запасов тяжёлой нефти здесь достигает 1,5 млрд. тонн, вязкость которой в пластовых условиях более 250 – 300 сП. Продукт является малопарафинистым и низкозастывающим, а высокая вязкость обусловлена высоким содержанием асфальтосмолистых веществ. Из нефти такого состава получается качественное дизельное и реактивное топливо, электродный кокс, дорожные и строительные битумы, малосернистые масла.

На этапе проектирования трубопровода специалисты учитывали сложные реологические свойства перекачиваемого продукта с месторождений Крайнего севера. Нефть является малосернистой, но высокая доля парафинов и смол значительно повышает её вязкость. Поэтому на протяжении всего маршрута трубопровода предусмотрены пункты подогрева нефтепродукта,

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

повышающие его температуру до значения +60°С, что позволяет сделать возможным процесс транспортирования.

Для определения экономической эффективности применяемого способа транспортировки ВВН, необходимо изучить все известные методы, рассмотреть возможность их применения в условиях Крайнего севера и разработать рекомендации по выявлению лучшей технологии.

3. Анализ применения технологий транспорта высоковязкой нефти по трубопроводу в условиях Крайнего Севера

Существует множество способов и методов транспортировки высоковязкой и высокозастывающей нефти по трубопроводу, классификация которых представлена на рисунке 8 [9].

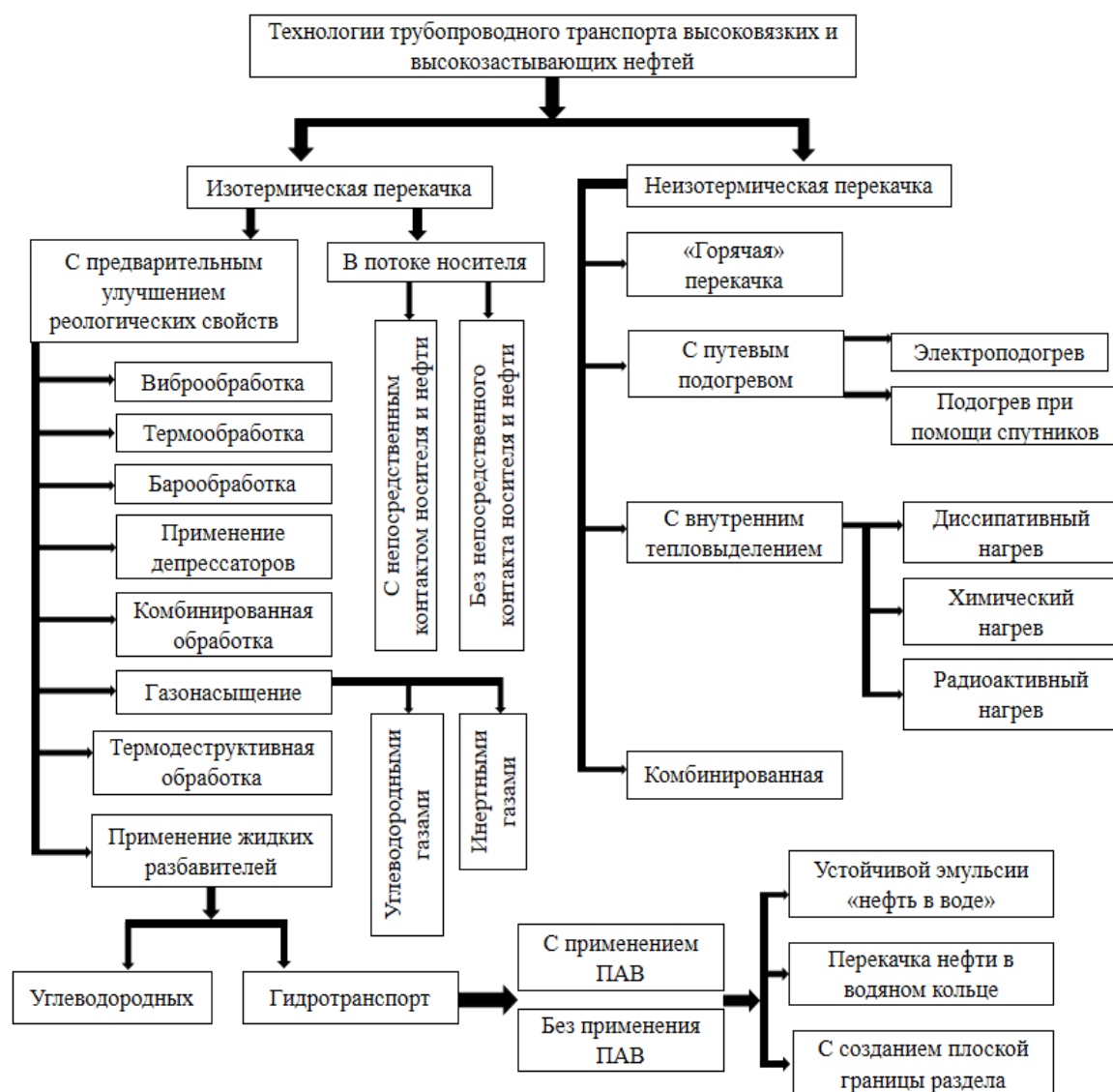


Рис. 8. Классификация способов и методов улучшения реологических свойств высоковязких нефтей

					Технологии транспортировки высоковязкой нефти по магистральному трубопроводу в условиях Крайнего Севера						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ применения технологий транспорта ВВН по трубопроводу в условиях Крайнего Севера			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Баркалова Е.М.		03.06.19.							
Руковод.		Брусник О.В.		03.06.19.						29	90
Консульт.								ТПУ ИШПР ТХНГ ар. 2Б5Б			
Рук. ООП		Брусник О.В.		03.06.19.							

Но несмотря на многообразие возможных вариантов перекачки, не существует технологии, которую можно было бы назвать универсальной, потому как каждый способ в отдельности имеет ряд недостатков. На подбор рациональной технологии влияют также геокриологические и климатические условия, в которых эксплуатируются трубопроводы, их производительность и протяжённость, а также огромное разнообразие возможных характеристик перекачиваемой среды.

3.1 Неизотермические способы

К неизотермическим способам перекачки высоковязких нефтей относятся «горячая» перекачка, перекачка с путевым подогревом, перекачка с внутренним тепловыделением и комбинированный метод перекачки [9].

Использование перечисленных технологий в условиях Крайнего севера ограничивается геокриологическими и природно-климатическими факторами. В результате теплового взаимодействия вечномерзлого грунта с нагретым трубопроводом при его наземной и подземной прокладке происходит формирование ореола оттаивания почвенной влаги и потеря породой уровня несущей способности. В связи с этим обеспечение экономической эффективности применения неизотермических методов перекачки в условиях Крайнего севера возможно только при создании таких условий перекачки, которые способны минимизировать тепловое взаимодействие трубопровода с окружающей средой, чтобы исключить оттаивание несущей способности грунта.

В условиях Крайнего севера использовать неизотермические методы перекачки для трубопровода, проложенного над землёй, нецелесообразно, поскольку из-за понижения температуры нефтяного потока значительно возрастает гидравлическое сопротивление и возникают внушительные потери тепловой энергии.

					Анализ применения технологий транспорта ВВН по трубопроводу в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

3.1.1 «Горячая перекачка»

Наиболее распространённой технологией перекачки высоковязкой нефти в России и за её пределами является «горячая» перекачка. Данный метод подразумевает транспортировку предварительно нагретой до оптимальной температуры нефтепродукта и дополнительный её подогрев в процессе транспорта по мере остывания (рис. 9).

Подготовленная нефть в промысла поступает в резервуарный парк (2) по трубопроводу (1). С помощью сети подогревательных элементов (4,7,10) температура высоковязкой нефти достигает значения, при которой её транспортировка по магистральному нефтепроводу (6) становится возможной с помощью основных магистральных подпорных насосов (5,8). Для того чтобы после хранения нефти в резервуарах (2,9), подводящие подпорные насосы (3) справились с задачей перекачки, резервуары также оборудованы подогревательными устройствами.

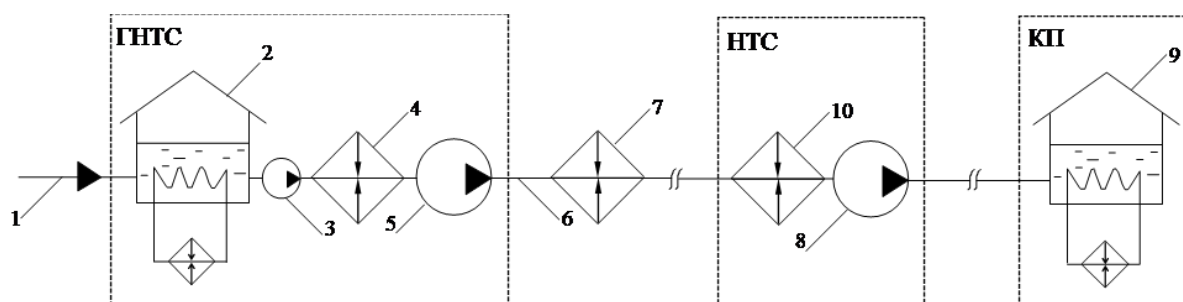


Рис. 9. Технологическая схема «горячей перекачки»

1 – подводящий МТ 2, 9 – резервуары; 3 – подпорный насос; 4, 7, 10 – дополнительные пункты подогрева; 5, 8 – основные магистральные насосы; ГНТС – головная насосно-тепловая станция; НТС – насосно-тепловая станция; КП – конечный пункт

По мере движения нефти происходит обмен теплом горячего трубопровода с окружающей средой и потеря флюидом нужной температуры. Чтобы поддерживать процесс транспортировки и требуемую для перекачки

вязкость среды, необходимо через каждые 25 – 80 км осуществлять её дополнительный подогрев в специальных пунктах (7). Попадая на следующую промежуточную нефтеперекачивающую станцию (8), нефть снова нагревается и отправляется в резервуары конечного пункта (9), также оборудованные подогревателями.

Несмотря на простоту и распространённость использования данная технология имеет ряд недостатков. Высокая энергоёмкость – один из главных минусов. Из-за значительного нагрева (до 70-80 °С) транспортируемого продукта, происходит существенная потеря энергии, которая расходуется на его подогрев. Кроме того, теплота, выделяющаяся в процессе транспортировки может негативно сказываться на окружающей среде. А использование самой же перекачиваемой жидкости (нефть, мазут) в качестве топлива для подогрева во много раз повышает стоимость проекта [20].

В районах Крайнего севера применение технологии осложняется наличием многолетнемерзлых грунтов, потому как обслуживание и строительство объектов транспорта и хранения нефти требует значительных затрат для обеспечения необходимой надёжности вводимой в эксплуатацию конструкции.

3.1.2 Электроподогрев

К группе неизотермических методов перекачки флюида с путевым подогревом относится электроподогрев.

Основным элементом данной системы является дополнительный нагревательный трубопровод-спутник с протянутым внутри токоведущим кабелем с теплостойкой изоляцией. Труба-спутник изготавливается из стали диаметром от 15 до 40 мм, с помощью сварки соединяется с основным трубопроводом и помещается в совместную с ним тепловую изоляцию [12]. Нагрев основного трубопровода происходит за счёт обмена теплом с трубопроводом-спутником, нагреваемым от протекающего по кабелю питающего тока, который концентрируется во внутреннем слое окружающей

					Анализ применения технологий транспорта ВВН по трубопроводу в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

его трубы (рис.10). Один конец кабеля и трубопровод подключены к источнику питания, а другой соединён с нагревательной трубой.

Распределение переменного тока по поверхности нагревательной трубы происходит неравномерно: на внутренней поверхности наблюдается наибольшая плотность тока, а при условии превышения толщины стенки над длиной электромагнитной волны, распространяющейся в стали, напряжение на наружной поверхности будет практически отсутствовать, что обеспечит электробезопасность метода [20].



Рис. 10. Схема электрообогрева трубопровода

К преимуществам технологии относится возможность её автоматизированное использование при возникновении такой необходимости, поскольку электрообогрев можно выключать и включать в любое время. При применении данного метода можно регулировать температурный режим транспортировки в широких пределах. Также способ удобен для обогрева трубопроводов сложной формы или большой протяжённости.

Но несмотря на положительные моменты его использования, метод не получил широкого распространение в использовании из-за ряда возникающих трудностей. Для обеспечения необходимого повышенного напряжения следует использовать теплостойкие и высоковольтные кабели, которые способны выдержать только незначительные перегрузки, в следствии чего нельзя допускать повышение температуры изолирующего материала, потому

как тепловые потоки способны снизить электрическую прочность высоковольтной изоляции до уровня аварийного состояния.

При использовании особо длинных питающих кабелей возникает сложность протаскивания их внутри трубы и соединении между собой, особенно, если напряжения превышают 500 вольт, не говоря уже о 3000 или 5000 вольт [12].

Особо вескими причинами, сдерживающими массовое применение электрообогрева для транспортировки высоковязких нефтей, являются его высокие эксплуатационные затраты из-за стоимости услуг предоставления электроэнергии и отсутствие надёжных электронагревателей, применение которых возможно для подогрева трубопроводов, резервуаров и технологического оборудования.

3.2 Изотермические способы

К отличительным особенностям изотермических технологий перекачки высоковязкой нефти относится предварительное улучшение её реологических свойств. В соответствии с приведённой классификацией изотермическая перекачка включает: термообработку, виброобработку, термодеструктивную обработку, барообработку, перекачку с применением депрессорных присадок, транспортировку газонасыщенных нефтей, перекачку с использованием углеводородных разбавителей, гидротранспорт [9].

Применимо к условиям Крайнего Севера использование изотермических методов перекачки высоковязкой нефти позволит значительно сократить эксплуатационные и капитальные затраты, поскольку отпадёт необходимость в мероприятиях, направленных на снижение теплового воздействия транспортируемой нефти, имеющих негативное воздействие на окружающую среду.

3.2.1 Перекачка в потоке носителя

Существует некоторое количество патентов, авторы которых описывают различные методики данного способа транспортировки высоковязкой нефти,

					Анализ применения технологий транспорта ВВН по трубопроводу в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

разбираются в их технологиях и проводят оценку положительных и отрицательных моментов применения [6, 8].

Чтобы осуществить транспортировку высоковязкой нефти при помощи этого одного из видов данного метода, необходимо подать в резервуар природный газ в предварительно сжиженном виде. Через специальный распылитель в этот же резервуар поступает нефть в виде капель, замерзающих в сжиженном газе. Образовавшаяся смесь поступает в магистральный трубопровод.

Другой подвид данного метода подразумевает охлаждение нефти до температуры, значение которой ниже температуры застывания нефти. Полученный продукт продавливают через решётку, имеющую насадки с разными диаметрами, что позволяет получить гранулы разных размеров. Они поступают в охлажденную до температуры ниже температуры застывания нефти воду, в потоке которой они и транспортируются.

Широкого распространения данные способы перекачки не получили ввиду различных технологических и технических причин, а также по причине слабой изученности методики применения. В условиях Крайнего Севера применение методов может оказаться экономически эффективным после решения ряда технологических и теоретических задач.

3.2.2 Виброобработка

Одним из способов воздействия на высокопарафинистую нефть для облегчения её транспортировки является виброобработка. За счёт вибрации в тонком пристеночном слое трубы происходит разрушение структуры молекул парафина, в результате чего уменьшается напряжение сдвига высоковязкой нефти, что и способствует облегчению процесса транспортировки нефти.

Для нефтепроводов диаметром не более 700 мм разработано устройство, позволяющее проводить виброобработку продукта непосредственно в потоке (рис. 11). Внутри катушки установлены четыре кольцевых вибросита (7). Электродвигателем (1) типа ВАО-62-2, установленным на специальной раме-

					Анализ применения технологий транспорта ВВН по трубопроводу в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

кожухе (3), осуществляется привод. Рама-кожух при соединяется с приводным валом (4) при помощи муфты (2). Валы кольцевых сит изготавливаются из перфорированных листов толщиной 6 мм. Рама и сита приводятся в возвратно-поступательное движение эксцентриком вала (8).

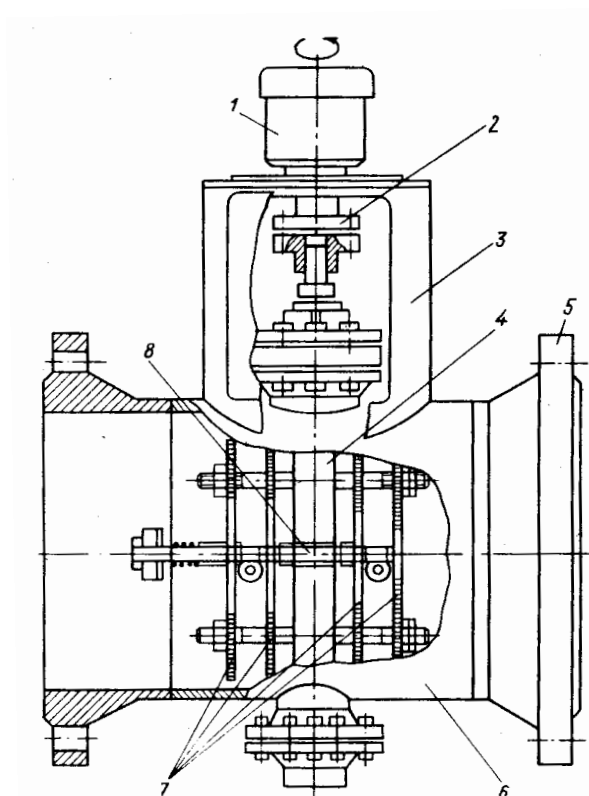


Рис. 11. Схема устройства для виброобработки высокопарафинистой нефти в потоке для магистрального нефтепровода

К недостаткам описанного метода относится достаточно продолжительное время, необходимое на восстановление разрушенной вследствие тиксотропии структуры нефти. Из-за этого своё распространение метод получил лишь для откачки нефти с поверхностей, считающихся дневными (например, из земляных амбаров) [7].

Кроме того, по причине значительных потерь напора в виброситах и недостаточного количества вариантов подбора диаметра вибросит, использование данной технологии для трубопровода нецелесообразно. Для рассматриваемого объекта данная технология является неподходящей по

техническим параметрам: диаметр трубопровода «Заполярье-Пурпе-Самотлор» превышает 700 мм.

3.2.3 Термообработка

Данная методика перекачки высоковязкой нефти заключается в её нагреве до определённой температуры (до 80-100 °С) с последующим охлаждением в определённом темпе [12]. При повышении температуры содержащиеся в нефти твёрдые парафины растворяются, а на этапе охлаждения смолы и асфальтены, которые являются поверхностно-активными веществами, способствуют дендридной кристаллизации, абсорбируясь на гранях кристаллов. Благодаря этому образующаяся крупнокристаллическая структура содержит меньшее количество кристаллов парафина, следовательно, обладает значительно меньшей прочностью, относительно исходной структуры, что приводит к улучшению реологических свойств нефти.

Данный метод нашёл своё применение в мировой практике, но всё же он имеет ряд существенных недостатков. Во-первых, в связи с необходимостью дополнительного нагрева всего объёма перекачиваемого продукта на головной нефтеперекачивающей станции требуются дополнительные эксплуатационные и капитальные расходы; во-вторых, продолжительность положительного эффекта от термообработки для большинства нефтей невелика – от нескольких часов до нескольких суток, в-третьих, в зависимости от состава нефти необходимо подбирать индивидуальную температуру нефти и последующий темп её охлаждения. Кроме того, для осуществления процесса термообработки высокозастывающая нефть наряду с парафином должны содержать асфальто-смолистые вещества, значит метод подходит далеко не для всех месторождений Крайнего Севера.

3.2.4 Транспорт газонасыщенных нефтей

Технология двухфазного транспорта углеводородной жидкости и газа осуществляется благодаря давлению пласта. Однако давления не хватает для

					Анализ применения технологий транспорта ВВН по трубопроводу в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

транспортировки флюида по трубопроводу протяжённостью более 100 км из-за значительных потерь на трение.

Чтобы обеспечить перекачку данным методом и сохранить большинство тяжёлых ценных компонентов, содержащихся в попутном нефтяном газе, в жидком агрегатном состоянии, необходимо на последней ступени сепарации обеспечить давление, значение которого будет выше атмосферного.

После обязательных стадий подготовки пластовой нефти (1), таких как обезвоживание и обессоливание, происходит её дегазация (рис. 12) в три ступени. Давление на первой (3), второй (4) и третьей ступенях (5) соответственно равно 2 Мпа, 0,7 Мпа и 0,105 Мпа. Выделяющийся на второй ступени газ уже имеет в своём составе, помимо метана, этан и пропан, а газ с третьей ступени уже на 35% состоит из пропана и более тяжёлых гомологов. Такая процедура позволяет отделить от нефти практически весь газ [12].

На последней ступени сепарации в результате компримирования образуется двухфазный поток, так как идёт процесс частичной конденсации выделившегося газа, что приводит к небольшим трудностям при транспортировке. Самотёком разгазированная нефть поступает в резервуар (7), а затем при помощи насоса (8) откачивается на головную нефтеперекачивающую станцию магистрального нефтепровода (ГНС МН). Для предотвращения потерь нефтяного газа на последней ступени сепарации после второй ступени жидкая фаза подаётся с помощью насоса (9) на площадку головной нефтеперекачивающей станции через счётчик (10). Подпор, который создаёт насос (9), позволяет обеспечить устойчивую работу магистральных насосов.

Поступая в магистральный трубопровод, продукт перекачивается по системе «из насоса в насос». Чтобы газ не выделялся из нефти в процессе перекачки, давление в трубопроводе не должно опускаться ниже давления насыщения. Для этого установлены регуляторы давления (11) типа «до себя».

					Анализ применения технологий транспорта ВВН по трубопроводу в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

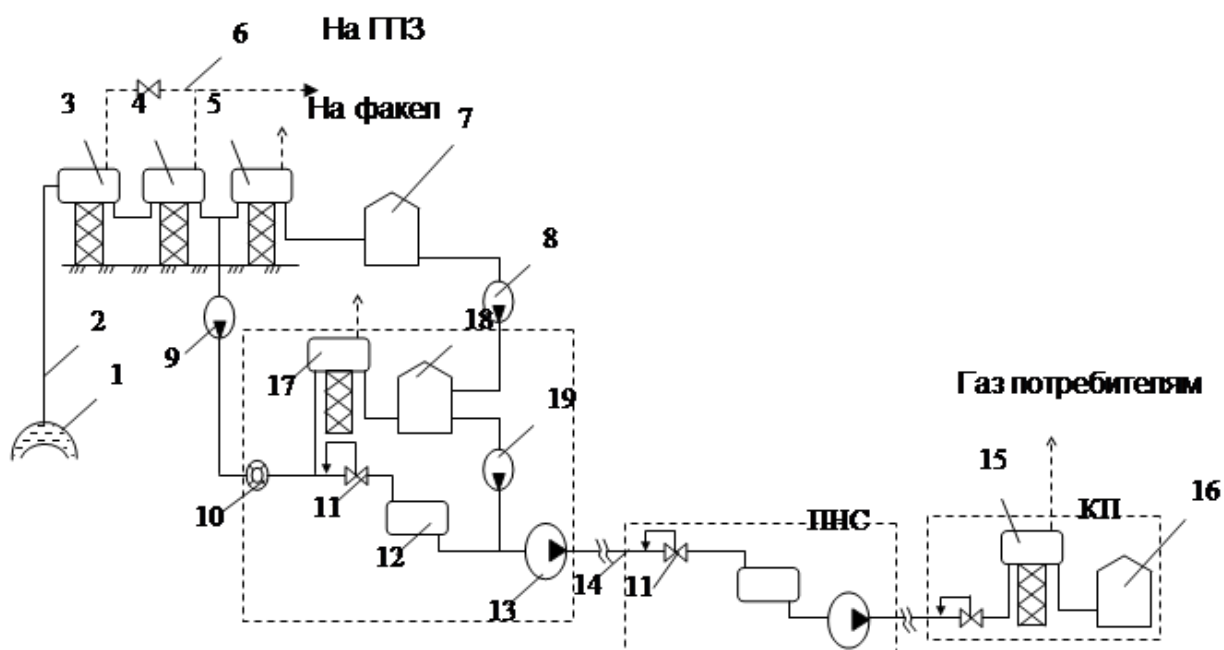


Рис. 12. Трёх ступенчатый транспорт газонасыщенной нефти 1 – нефтяной пласт; 2 – скважина; 3 – сепаратор 1-й ступени; 4 – сепаратор 2-й ступени; 5 – сепаратор 3-й ступени; 6 – газопровод; 7 – промысловый резервуар; 8, 9 – насос; 10 – счётчик; 11 – регулятор давления типа «до себя»; 12 – буферная ёмкость; 13 – магистральный насос; 14 – магистральный нефтепровод; 15 – конечная сепарационная установка; 16 – резервуар конечного пункта; 17 – аварийный сепаратор; 18 – резервуар ГНС; 19 – подпорный насос

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.

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 [15].

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 Крайнего севера является экономически эффективной, если значение газового фактора добываемой нефти обеспечивает значительное снижение вязкости. Если же этого значения недостаточно, доставка инертного или нефтяного газа возможна непосредственно на месторождение.

3.2.5 Применение депрессорных присадок

Добавки, снижающие сопротивление течению, представляют собой углеводородные полимеры высокой молекулярной массы. Их вводят в

					Анализ применения технологий транспорта ВВН по трубопроводу в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

трубопроводы в количестве всего несколько грамм на тонну, при этом снижение коэффициента гидравлического сопротивления потока происходит на 30-50 % (рис. 13) [19].

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, выступаящих 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.

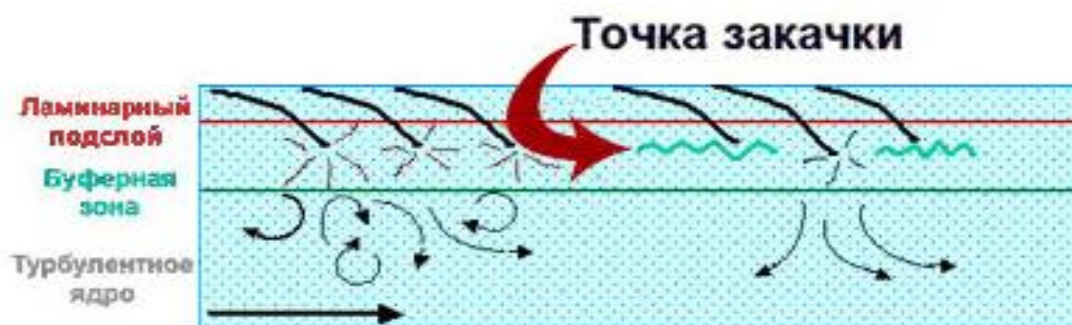


Рис. 13. Гашение турбулентности при помощи присадки

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 [18].

					Анализ применения технологий транспорта ВВН по трубопроводу в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Несмотря на положительные моменты использования депрессорных присадок, методика имеет ряд недостатков: во-первых, ввод депрессорной присадки согласно технологии происходит на головной нефтеперекачивающей станции при температуре чуть превышающей температуру плавления парафина (50-70°C), что вызывает особые трудности экономического и технического характера в условиях Крайнего Севера; 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 асфальтосмолистых 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 Гидротранспорт нефти

При контакте воды с внутренней стенкой трубопровода происходит снижение гидравлических потерь, поэтому одним из методов транспортировки высоковязкой нефти является её перекачка совместно с водой, т.е. гидротранспортом.

Существует несколько видов гидротранспорта нефти. Один из них – перекачка нефти в водяном кольце (рис. 14). Создание подобных колец возможно разными способами – приварить по спирали с заданным шагом металлическую проволоку необходимого размера или применить заводскую винтовую нарезку (рис. 14а), подавать воду через перпендикулярно расположенные относительно потока нефти тангенциальные отверстия в кольцевых муфтах (рис. 14б), прокладывать нефтепровод с перфорированными стенками внутри трубопровода с большим диаметром и пропускать между ними поток воды (рис. 14в).

При транспортировке продукта на дальние расстояния перепад давления в трубопроводе резко увеличивается из-за расслоения нефти и воды в следствии сил гравитации. Спустя некоторое время водяное кольцо полностью

					Анализ применения технологий транспорта ВВН по трубопроводу в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

исчезает и возникает необходимость создавать его снова, поэтому данный метод не получил широкого распространения в индустрии.

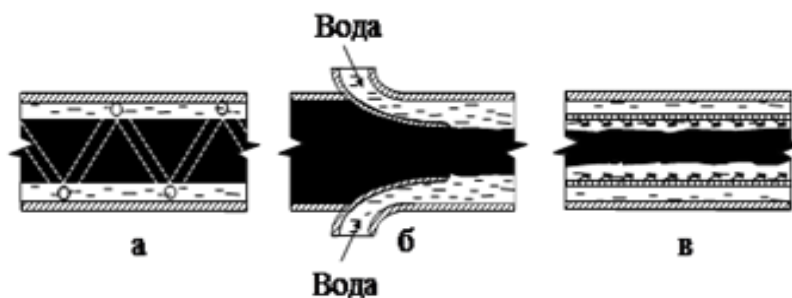


Рис. 14. Гидротранспорт нефти в водяном кольце

а – с применением винтовой нарезки; б – с применением кольцевых муфт; в – с использованием перфорированного трубопровода

Следующий вид гидротранспортировки подразумевает смешивание высоковязкой нефти с водой до состояния эмульсии «нефть в воде» (рис. 15а), значение вязкости которой близко к значению вязкости воды. Плёнка воды, окружающая нефтяные скопления, ограничивает контакт нефти со стенкой трубы, уменьшая гидравлическое сопротивление. При применении данного метода на практике возникает трудность с обеспечением стабильности эмульсии, поскольку существует большая вероятность получения обратного соотношения «вода в нефти» (рис. 15б), вязкостное значение которого будет значительно выше вязкости исходной нефти. Это может произойти по причине изменения температуры транспортировки или изменении скорости потока. А при наличии по трассе промежуточных насосных станций, появляется вероятность диспергирования фаз из-за образования в насосах трудноразрушаемых эмульсий.

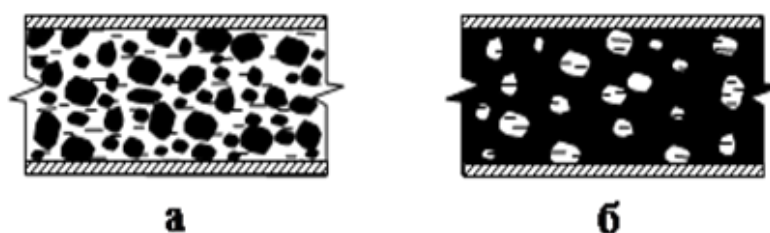


Рис. 15. Гидроперекачка эмульсии

а – типа «нефть в воде»; б – типа «вода в нефти»

					Анализ применения технологий транспорта ВВН по трубопроводу в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Ещё один метод гидроперекачки не подразумевает вмешательства в структуру потока и её формирование. Суть способа заключается в образовании между водой и нефтью плоской границы раздела фаз (рис. 16). Благодаря этому с нефтью контактирует только часть трубы, а оставшийся периметр соприкасается с менее вязкой водой, что позволяет уменьшить перепад давления и повысить производительность трубопровода. Распространение данный метод получил только при эксплуатации коротких участков трубопровода. На протяжённых трубопроводах использование метода ограничено, поскольку слой воды быстро смешивается с потоком нефти и образуется более вязкая эмульсия «вода в нефти».

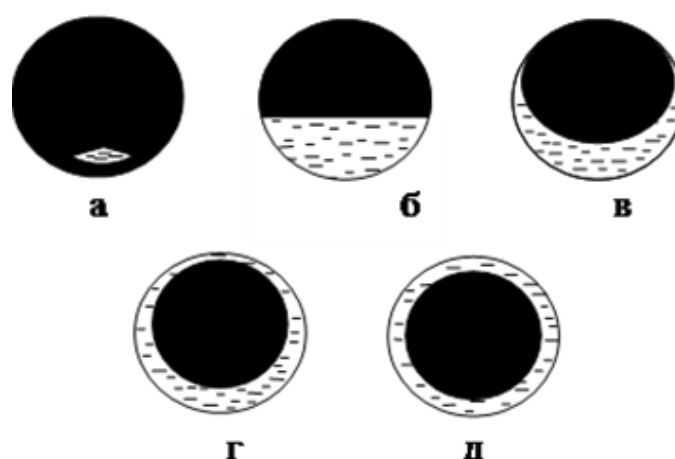


Рис. 16. Структурные формы водонефтяного потока при послойной перекачки нефти и воды: а – линзовая; б – раздельная с плоской границей; в – раздельная с криволинейной границей; г – кольцевая эоцентричная; д – кольцевая центричная

При использовании всех перечисленных методов гидротранспорта нефти возникают большие трудности. В условиях Крайнего севера из-за осложнённых условий климата и геокриологии вода в трубопроводе может замерзнуть. Кроме того, применение данных методов требует высоких непроизводительных затрат энергии на перекачку воды и дополнительных материальных затрат, связанных с необходимостью разделения на конечном пункте водонефтяной смеси на составляющие.

					Анализ применения технологий транспорта ВВН по трубопроводу в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

3.2.7 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 асфальтосмолистые вещества, то происходит их адсорбция на поверхность кристаллов парафина, что мешает образованию прочной структурной решётки [12].

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 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 [17].

					Анализ применения технологий транспорта ВВН по трубопроводу в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Экономическая оценка показала, что, несмотря на двойную длину трубопроводов (для конденсата и смеси), данный способ транспорта нефти является наиболее дешевым по сравнению с другими возможными способами транспорта. За счёт возможности получения в результате компаундирования нефти с оптимальными реологическими параметрами данная технология может найти широкое распространение при транспортировке высоковязкой нефти в условиях Крайнего Севера. Метод окажется особенно экономически эффективным и выгодным при наличии в районах добычи высоковязкой нефти необходимого количества разбавителя.

3.3 Рекомендации по решению проблемы ВВН для объекта «Заполярье-Пурпе-Самотлор»

Для каждой технологии выявлены сильные и слабые стороны применения. Рассмотрена возможность использования каждого метода в условиях Крайнего Севера.

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

Чтобы подобрать конкретную технологию транспортировки продукта, необходимо обосновать целесообразность её применения с технической и экономической стороны – должна быть учтена стоимость оборудования, цена на разбавитель или инертный газ, стоимость введения технологии и доставки необходимых компонентов к месту начального пункта транспортировки.

Для объекта «Заполярье-Пурпе-Самотлор», транспортирующего нефть с Русского месторождения, 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. Необходимыми характеристиками для

					Анализ применения технологий транспорта ВВН по трубопроводу в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

транспортирования ВВН Русского месторождения обладает конденсат Уренгойского месторождения.

Чтобы подобрать оптимальную концентрацию разбавителя, необходимо провести расчёт, сравнив влияние концентрации на производительность трубопровода и сделать выводы.

					Анализ применения технологий транспорта ВВН по трубопроводу в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

4. Расчетная часть

4.1 Методика гидравлического расчёта нефтепровода

Чтобы совершить тепловой или гидравлический расчёт нефтепроводов, которые уже находятся в эксплуатации или ещё на стадии проектирования, необходимо использовать методические указания, а именно *РД 39-30-139-79 «Методика теплового и гидравлического расчёт МН при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях»* [2].

Данная методика подходит для расчёта северных трубопроводов, поскольку учитывает условия окружающей среды и характеристику перекачиваемого продукта, и позволяет решить ряд задач:

- 1) Рассчитать протяженность участка с падением напора и температуры, если известны начальная и конечная температуры перекачиваемого продукта в трубопроводе;
- 2) Определить потери на трение температуру в конце участка трубопровода при известной температуре начала транспортировки;
- 3) Произвести тепловой и гидравлический расчёты остановленного трубопровода, трубопровода, находящегося на стадии запуска в эксплуатацию, и эксплуатируемого трубопровода;
- 4) Определить время, на которое можно безопасно остановить перекачку продукта по трубопроводу;
- 5) Определить условия запуска нефтепровода в эксплуатацию при помощи варьирования исходных параметров.

					Технологии транспортировки высоковязкой нефти по магистральному трубопроводу в условиях Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Баркалова Е.М.		03.06.19.	Расчётная часть		Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.		03.06.19.				48
Консульт.								Листов
Рук. ООП		Брусник О.В.		03.06.19.				90
					ТПУ ИШПР ТХНГ ар. 2Б5Б			

Гидравлический расчет трубопроводов, перекачивающих нелинейно-вязкопластичную жидкость, для всех режимов течения проводится по формуле [2]:

$$H = \beta_* \frac{Q^{2-2b+bn}}{D^{5-4b+3bn}} \cdot \left(\frac{K_*}{\rho}\right)^b \cdot L \cdot \Delta e \cdot \Delta r \quad (1)$$

где

H - потери напора на трение, м;

Q - объемный расход, м³/с;

D - внутренний диаметр трубопровода, м;

L - полная длина участка, м;

b - показатель степени в формуле для коэффициента гидравлического сопротивления;

g - ускорение земного притяжения ($g = 9,81$ м/с²);

Δr - поправка на неизотермичность по радиусу трубы;

Δe - поправка на неизотермичность по длине трубы;

ρ - плотность, кг/м³

β_* - коэффициент в формуле для определения потерь напора при движении неньютоновской нефти, определяемый по формуле (2):

$$\beta_* = \frac{(2n+1)^b \cdot (5n+3)^b}{\pi^{2-2b+bn} \cdot g \cdot 3^b \cdot 2^{3(2b-bn-1)} \cdot (3n+1)^{b(2-n)} \cdot n^{nb}} \quad (2)$$

Значения b , n и ρ определяются при среднеарифметической температуре потока жидкости на рассматриваемом участке.

Для расчета трубопроводов, перекачивающих нелинейно-вязкопластичную жидкость при изотермическом режиме используются те же формулы (1), (2) без учета поправок Δe и Δr .

4.2 Расчёт необходимой концентрации разбавителя для обеспечения максимальной производительности трубопровода

Чтобы добиться максимального значения производительности трубопровода «Заполярье-Пурпе-Самотлор» и решить проблему

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

транспортировки высоковязкой нефти Русского месторождения необходимо рассчитать оптимальную концентрацию разбавителя - стабильного конденсата из Уренгойского месторождения.

Полученная после разбавления смесь высоковязкой нефти и газоконденсата будет иметь меньшую вязкость, чем исходный нефтяной продукт, что позволит снизить потери напора на трение. Так по трубопроводу станет возможным транспортировать большее количество нефти. Однако, полный объём перекачиваемого флюида увеличится, что повлечёт за собой увеличение потерь напора на трение за счёт большего расхода, и при дальнейшем увеличении концентрации эффективность метода будет исчерпана.

Значит, необходимо подобрать такую концентрацию, при которой трубопровод достигнет максимума своей производительности по транспортировке нефти высокой вязкости.

4.2.1 Формула для расчёта

Поскольку при такой постановке задачи использование разбавителя должно привести к тому, что расход нефти Q_H без применения разбавителя окажется меньше расхода нефти Q_H^* при использовании разбавителя с концентрацией C , то можно записать:

$$\frac{Q_H^*}{Q_H} > 1 \quad (3)$$

Осуществление рационального трубопроводного транспорта предполагает полное использование несущей способности трубопровода, как при транспорте чистой высоковязкой нефти, так и при перекачке нефтеконденсатной смеси. Следовательно, используя уравнение Лейбензона, можно получить

$$\beta_H \frac{Q_H^{2-m_H} \cdot \nu_H^{m_H}}{D^{5-m_H}} \cdot L = \beta_{CM} \frac{Q_{CM}^{2-m_{CM}} \cdot \nu_{CM}^{m_{CM}}}{D^{5-m_{CM}}} \cdot L \quad (4)$$

Принимая допущение, что режим движения при разбавлении не меняется ($\beta_H = \beta_{CM}$, $m_H = m_{CM}$), и учитывая, что

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

$$Q_{\text{см}} = \frac{Q_{\text{н}}^*}{1-C} \quad (5)$$

а кинематическая вязкость представляет собой отношение динамической вязкости к плотности

$$\nu_{\text{н}} = \frac{\mu_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}}; \nu_{\text{см}} = \frac{\mu_{\text{см}}}{\rho_{\text{см}}} \quad (6)$$

и плотность нефтеконденсатной смеси является аддитивной величиной:

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{н}}(1 - C) + \rho_{\text{р}} \cdot C \quad (7)$$

получим

$$Q_{\text{н}}^{2-m} \cdot \left(\frac{\mu_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}}\right)^m = \left(\frac{Q_{\text{н}}^*}{1-C}\right)^{2-m} \cdot \left(\frac{\mu_{\text{см}}}{\rho_{\text{н}}(1-C) + \rho_{\text{р}} \cdot C}\right)^m \quad (8)$$

Тогда

$$\frac{Q_{\text{н}}^*}{Q_{\text{н}}} = \frac{\left(\frac{\mu_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}}\right)^{\frac{m}{2-m}} \cdot (1-C)}{\left(\frac{\mu_{\text{см}}}{\rho_{\text{н}}(1-C) + \rho_{\text{р}} \cdot C}\right)^{\frac{m}{2-m}}} \quad (9)$$

Или окончательно

$$\frac{Q_{\text{н}}^*}{Q_{\text{н}}} = (1 - C) \cdot \left(\frac{\mu_{\text{н}}}{\rho_{\text{см}}}\right)^{\frac{m}{2-m}} \cdot \left[1 + C \left(\frac{\rho_{\text{р}}}{\rho_{\text{н}}} - 1\right)\right]^{\frac{m}{2-m}} \quad (10)$$

Используя соотношение (10), эмпирические зависимости динамической вязкости нефтеконденсатной смеси от концентрации разбавителя и температуры, известные зависимости плотности нефти от температуры, а также зависимость вязкости чистой нефти от температуры (получена при обработке экспериментальных данных методом средних):

$$\mu_{\text{н}} = 2749 \cdot \exp(-0,1592 \cdot t) \quad (11)$$

легко можно найти оптимальную концентрацию разбавителя при заданной температуре, соответствующую максимуму производительности трубопровода по нефти. Например, увеличение производительности нефтепровода по нефти Русского месторождения, при разбавлении ее

стабильным конденсатом Уренгойского месторождения с учетом (9) можно определить при помощи соотношения

$$\frac{Q_H^*}{Q_H} = (1 - C) \cdot \left(\frac{2749 \cdot \exp(-0,1592 \cdot t)}{2749 \cdot \exp(0,00191 \cdot t \cdot C - 0,1173 \cdot C - 0,1595 \cdot t)} \right)^{\frac{m}{2-m}} \cdot \left[1 + C \left(\frac{(\rho_{P20} - \xi_P \cdot (t-20))}{(\rho_{H20} - \xi_H \cdot (t-20))} - 1 \right) \right]^{\frac{m}{2-m}} \quad (12)$$

где t - температура, °С;

C - концентрация разбавителя;

ρ_{P20}, ρ_{H20} - плотность соответственно разбавителя и нефти при температуре 20°С;

ξ_H, ξ_P - температурная поправка соответственно для нефти и разбавителя, определяемая по формуле

$$\xi = 1,825 - 0,00135\rho_{20} \quad (13)$$

m – коэффициент Лейбензона, зависящий от гидравлического режима перекачки.

4.2.2 Данные по компонентам смеси

Для проведения расчётов используем характеристики нефти Русского месторождения, а именно – её физические и химические свойства (табл. 4), и свойства конденсата из Уренгойского месторождения (табл. 5).

Таблица 4. Физические и химические свойства нефти Русского месторождения

Плотность, кг/м ³	Вязкость, 10 ⁶ м ² /с при		Массовое содержание, %				Температура застывания, °С	Выход фракций, % при	
	30 °С	50 °С	парафинов	смола	асфальтенов	серы		200 °С	350 °С
932	203,7	63,1	0,5	9,0	1,0	0,3	-25	2,2	30,2

Таблица 5. Физические и химические свойства стабильного конденсата
Уренгойского месторождения

Плотность, кг/м ³	Вязкость, 10 ⁶ м ² /с при		Температура застывания, °С	Температура	
	-10 °С	0 °С		начала кипения	конца кипения
755	2,43	1,27	-52	30	306

В соответствии с нормативной документацией [1] качество товарной нефти определяется следующими показателями: плотностью, выходом фракций, массовой долей серы, воды, механических примесей и сероводорода, содержанием парафина, концентрацией хлористых солей. Поскольку обе исходных фракции соответствуют перечисленным техническим условиям, то полученная в результате компаундирования смесь также будет отвечать требованиям действующих стандартов.

Поскольку температура конца кипения конденсата значительно ниже температуры, при которой выкипает около 30% нефти, то при разгонке смеси не возникнет проблем с полным отделением нефти так, чтобы сохранить ценные масляные фракции.

Расчёты выполняются исходя из условия принадлежности расположения объекта зоне вечномёрзлого грунта, поэтому принимаемые значения температуры -10°С, -5°С, 0°С и 5°С, а концентрация разбавителя составит от 5 до 50%.

4.2.3 Результаты расчётов

Зависимость соотношения Q_n^*/Q_n от температуры и концентрации разбавителя для смеси нефти Русского месторождения и стабильного конденсата Уренгойского месторождения при турбулентном режиме течения в области гидравлически гладких труб будет представлена в таблице 6. Для

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

наглядного представления полученных данных, отразим результаты в виде графика (рис. 17).

Таблица 6. Результаты расчётов производительности

Температура, °C	Концентрация разбавителя, %									
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
-10	1,0442	1,0890	1,1321	1,1729	1,2103	1,2434	1,2709	1,2912	1,3028	1,3035
-5	1,0373	1,0744	1,1094	1,1415	1,1699	1,1937	1,2117	1,2228	1,2253	1,2177
0	1,0305	1,0601	1,0871	1,1109	1,1308	1,1460	1,1554	1,1579	1,1524	1,1374
5	1,0237	1,0459	1,0652	1,0812	1,0931	1,1002	1,1016	1,0965	1,0839	1,0625

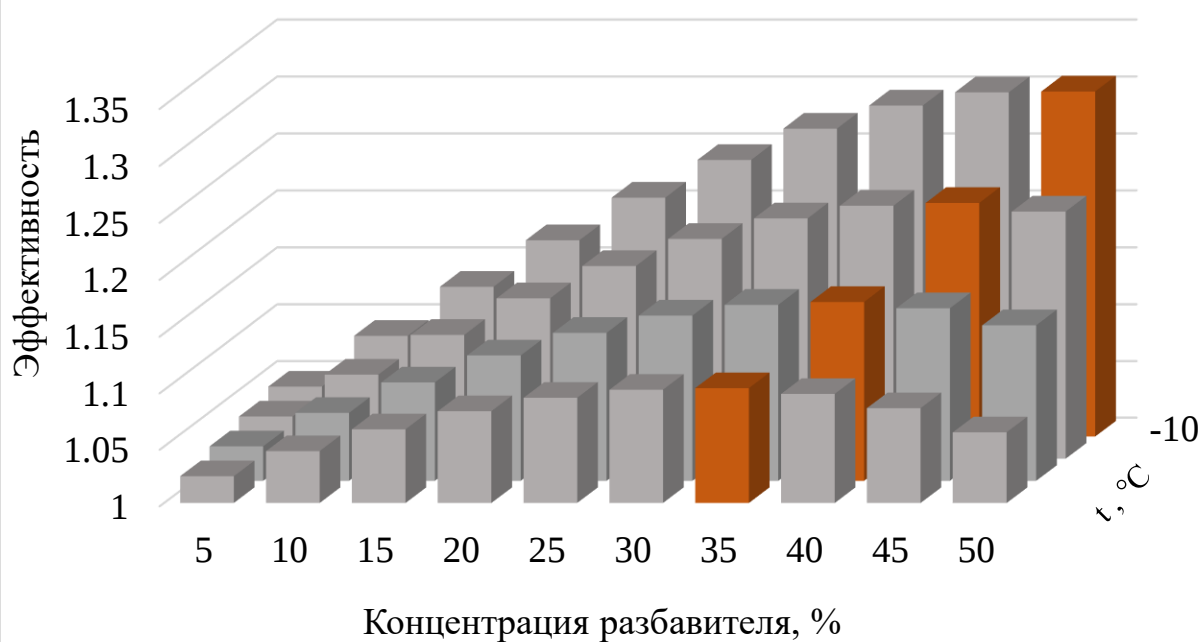


Рис. 17. Зависимость соотношения Q_n^*/Q_n от температуры и концентрации разбавителя для смеси нефти Русского месторождения и стабильного конденсата Уренгойского месторождения при турбулентном режиме течения

По оси у на графике откладываем значение $Q_{\text{н}}^*/Q_{\text{н}}$ в зависимости от температуры интервала от -10 °С до 5 °С при каждом значении концентрации разбавителя от 5 % до 50 % объёма с шагом 5 %.

Полученное изображение наглядно демонстрирует следующее:

- при температуре -10°С, производительность трубопровода при транспортировке высоковязкой нефти может быть увеличена на 30%, и для этого потребуется ввести в поток 48% конденсата;
- при температуре 5 °С, возможно увеличение производительности только на 10%, для чего потребуется около 35% конденсата.

Таким образом, можно сделать вывод, что при повышении температуры максимальная производительность по нефти достигается при помощи меньших концентраций разбавителя, однако, эффективность использования разбавителя наблюдается при меньших температурах. Это обусловлено тем, что при низких температурах маловязкий компонент значительно заметнее влияет на вязкость смеси, чем при высоких.

4.2.4 Анализ полученных результатов

Исходя из анализа полученных результатов расчётных значений зависимости производительности трубопровода от концентрации разбавителя и диаграммы результатов, можно сделать следующие основные выводы:

- с понижением температуры смеси наблюдается увеличение депрессорного эффекта от добавления к ВВН конденсата;
- объёмная концентрация конденсата и температура являются основными факторами, влияющими на изменение реологических свойств смеси;
- общий депрессорный эффект от введения конденсата Уренгойского месторождения в ВВН Русского месторождения достигает 10%, а при превышении этой концентрации вязкость смеси понижается с меньшей скоростью;

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

- при температуре 5°C вязкость смеси достигает значения меньшего условной границы вязкости (30 мПа·с) при доле разбавителя в смеси 30%; для температуры -10°C конденсата потребуется уже 42% для достижения отметки условной вязкости; данные значения концентрации определяют рациональность перекачки смеси при использовании стандартного оборудования;
- насосы марки ИМ эксплуатируются на жидкостях, вязкость которых не превышает $3 \cdot 10^{-4}$ м²/с, чему соответствует транспортировке ВВН при температуре -5°C с концентрацией разбавителя 20%, значит, при меньшей концентрации конденсата или при транспорте чистой нефти перекачка невозможна в соответствии с нормативной документацией [3].

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

5. Социальная ответственность при трубопроводном транспорте высоковязкой нефти

Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов является одним из важнейших звеньев энергетической отрасли России и мировой энергетики в целом. В данной работе проведены исследования с целью повышения надежности и безопасности процесса транспортировки высоковязкой нефти, а также рационализации использования сырьевых ресурсов газоконденсата.

Важнейшей задачей для компании, обеспечивающей транспортировку, является необходимость соблюдения правил и требований производственной и экологической безопасности. Большинство проблем при необходимости обеспечения охраны окружающей среды появляются вследствие значительных денежных и временных затрат, приводящих к снижению прибыли. Из-за нежелания терпеть убытки и пренебрежения правилами, особенно возросло отрицательное влияние человека на окружающую среду, поэтому проблема охраны природы приобрела исключительную актуальность.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Социальные правовые нормы трудового законодательства

Основным принципом деятельности организаций Компании в области охраны труда является признание приоритета жизни и здоровья работников. К работам по эксплуатации магистральных нефтепроводов допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующее профессионально-техническое образование, прошедшие медицинское освидетельствование и производственное обучение, а также инструктажи и проверку (аттестацию) знаний правил охраны труда и промышленной безопасности [22].

					Технологии транспортировки высоковязкой нефти по магистральному трубопроводу в условиях Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Баркалова Е.М.		03.06.19.	Социальная ответственность при трубопроводном транспорте ВВН		Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.		03.06.19.				57
Консульт.								Листов
Рук. ООП		Брусник О.В.		03.06.19.				90
					ТПУ ИШПР ТХНГ ар. 2Б5Б			

Обучение и проверка знаний работников предприятий, эксплуатирующих МН, по охране труда должны проводиться в соответствии с ГОСТ 12.0.004.2015 [35]. Подготовка и проверка знаний (или аттестация) работников по вопросам промышленной безопасности должны проводиться в соответствии с "положением о порядке подготовки и аттестации работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, подконтрольные Госгортехнадзору России" [22].

Персонал подразделений МН должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецпитанием и другими предусмотренными средствами согласно установленным в организации перечнем и нормам [22].

Рабочий персонал, в соответствии с федеральным законом от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст. 147 ТК РФ и ст. 117 ТК РФ, получает надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней, как работники, занятые на работах с вредными / опасными условиями труда [21].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Для наиболее безопасного и эффективного ведения работ рабочее место должно быть правильно организовано с наиболее удобным и быстрым доступом к оборудованию. Необходимо обеспечить рациональное размещение зданий и сооружений станций, учитывая стороны света, рельеф местности и роза ветров [24]. Это необходимо для того, чтобы обеспечить благоприятные условия для естественного освещения, проветривания помещений, минимизации последствий снежных заносов, избежать скопления газа в котловинах при его утечке.

5.2 Производственная безопасность

Магистральный трубопровод и процесс его эксплуатации несет в себе ряд опасностей как для жизни и здоровья рабочего персонала, местного населения и третьих лиц, так и для окружающей среды, а также возможность

					Социальная ответственность при трубопроводном транспорте ВВН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

возникновения чрезвычайных ситуаций. В табл. 7 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, характерных для проектируемой среды, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. [25].

Таблица 7. Опасные и вредные факторы при выполнении работ по реконструкции узла очистки газа на АГРС

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Эксплуатация магистрального нефтепровода в условиях Крайнего Севера	<i>Физические</i>		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [26]
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [34]
		Электрическая дуга и металлические искры при сварке	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [35]
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе		СанПиН 2.2.4.3359–16 [46]
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [26] СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [49] СП 51.13330.2011 [51]
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012-90 СБТ [32]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [48]
	<i>Химические</i>		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [27] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [29]
	<i>Биологические</i>		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.		ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [29]

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации магистрального нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера используется понятие предельной жесткости погоды, устанавливаемой для каждого района решением местных региональных органов управления. Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С. При температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева. Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

2. Превышение уровней шума.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА. К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся: совершенствование технологии ремонта и своевременное

					Социальная ответственность при трубопроводном транспорте ВВН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

обслуживание оборудования; использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи, кабины), средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников. В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши, заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину.

3. Превышение уровней вибрации

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены применением вибробезопасного оборудования, инструментов; и средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения, а также организационно-техническими мероприятиями – поддержание нормы условий эксплуатации, введение режимов труда, вывод работников из мест с превышением ДУ.

4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог, освещенность которых должна быть не менее указанной в табл. 1 [20]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

5. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или

					Социальная ответственность при трубопроводном транспорте ВВН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³ [28].

Опасность отравления при обращении с высокосернистыми нефтями состоит в комбинированном воздействии углеводородов и сероводорода. При работе с такой нефтью должны применяться особые меры предосторожности. Контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны должен проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005-88 [7].

Пары нефти относятся к веществам со слабо выраженным токсическим действием, поражают, главным образом, 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 дыхания от удушья. Таким же действием обладают пары бензина, керосина, органических растворителей, а также углеводородные газы (метан, этан, пропан, бутан). Наиболее опасными отравляющими свойствами обладают нефти, содержащие значительное количество сернистых соединений, и особенно сероводород, оксиды серы и азота.

ПДК транспортируемой нефти, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [28]:

- 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).

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими

					Социальная ответственность при трубопроводном транспорте ВВН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

противогазами. При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ. Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах, защитных очках и комбинезонах. При загазованности свыше установленных пределов необходимо прекратить работу и вывести людей из рабочей зоны.

6. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации магистрального нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах. Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего.

Перемещение, установка и работа машин вблизи выемок, траншей и котлованов разрешается только за пределами призмы обрушения грунта.

					Социальная ответственность при трубопроводном транспорте ВВН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Для проезда строительной техники через действующие трубопроводы и другие подземные коммуникации предусмотрено устройство переездов, обеспечивающих их сохранность и безопасную эксплуатацию.

2. Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке.

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более 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.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки.

5.3 Экологическая безопасность

Особое внимание соблюдению экологической безопасности и природопользования при эксплуатации любых нефтепроводов обусловлено тем, что в случае отказа оборудования ядовитые компоненты транспортируемого сырья и токсичные среды ведут к локальным и общим

					Социальная ответственность при трубопроводном транспорте ВВН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

загрязнениям окружающей среды, что создаёт повышенный риск возникновения опасности для персонала и населения. При этом отказ магистрального трубопровода, сопровождающийся потерей герметичности стенок труб, трубных деталей или общей потерей прочности в результате разрушения, несет повышенный экологический ущерб с возможными непоправимыми последствиями для окружающей природной среды. Отказ любого элемента магистрального трубопровода: труб, трубных деталей, арматуры – может спровоцировать аварийную ситуацию.

5.3.1 Загрязнение селитебной зоны

Опасные производственные объекты, в число которых входит и магистральный трубопровод, должны располагаться на достаточном расстоянии от жилых зон для обеспечения безопасности населения [40].

Для этого применяют следующие меры:

- промышленные предприятия должны быть удалены от селитебной территории на расстояние, соответствующее степени вредности предприятия;
- в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [48], в зависимости от вида производства, вредных выбросов и условий технического процесса установлена протяженность санитарно-защитной зоны;
- территория санитарно-защитной зоны должна быть благоустроена и озеленена по проекту благоустройства, разрабатываемому одновременно с проектом строительства предприятия.

5.3.2 Загрязнение атмосферы

В ходе эксплуатации возможны выбросы вредных веществ в атмосферу (сравливание газа из нефтепроводов и технологического оборудования). Таким образом в атмосферу могут попасть легкие газообразные углеводороды (метан, этан, пропан, бутан), относящиеся к четвертому классу опасности [54]. Во избежание загрязнений атмосферы, необходимо

					Социальная ответственность при трубопроводном транспорте ВВН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

поддерживать весь транспортный парк в исправном состоянии, осуществлять постоянный контроль на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей [47].

5.3.3 Загрязнение гидросферы

При эксплуатации магистрального трубопровода или проведении ремонтных работ на участке некоторые загрязняющие вещества (масла, конденсат) могут нанести вред гидросфере, попав в сточные воды. Причиной этого могут послужить несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений оборудования, аварии. Для защиты гидросферы следует 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. Необходимо придерживаться следующих природоохранных мероприятий [39]:

- соблюдать согласованные места расположения и границ площадок, находящихся от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений и нефтепродуктов в поверхностные воды;
- ёмкости с отработанными материалами должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой и герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив отходов за пределы площадки;
- в случае возникновения нештатной ситуации места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.

5.3.4 Загрязнение литосферы

В период эксплуатации магистрального трубопровода может осуществляться негативное влияние на литосферу, источником которого

					Социальная ответственность при трубопроводном транспорте ВВН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

могут являться отходы при производстве и при окончании срока эксплуатации оборудования. Во избежание этого все отходы необходимо подвергать селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках и передаче на утилизацию специализированным организациям. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям [48].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно нормативной документации [23] отказы на магистральном трубопроводе могут быть обусловлены нарушением норм технологического режима производства или вызваны частичным / полным разрушением, износом технологического оборудования, его отдельных частей и деталей.

Разлив нефти - результат аварии на нефтепроводе, требующий незамедлительного принятия мер по локализации и ликвидации последствий. Каждая организация, осуществляющая транспортировку нефти и нефтепродуктов обязана иметь план ЛАРН с целью планирования действий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, определения необходимого состава сил и специальных технических средств для локализации разливов в установленные сроки, а также для организации последующих работ по их ликвидации.

При поступлении сообщения о разливе нефти и нефтепродуктов время локализации разлива не должно превышать 4 часов - при разливе в акватории, 6 часов - при разливе на почве с момента обнаружения разлива нефти и нефтепродуктов или с момента поступления информации о разливе.

					Социальная ответственность при трубопроводном транспорте ВВН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Таблица 8. План ликвидации аварии на магистральном нефтепроводе

Вид аварии и место возникновения	Мероприятия по локализации и ликвидации аварии	Действия ответственных лиц аварийных служб и бригад по локализации и ликвидации аварий, оказанию помощи пострадавшим
Разрыв нефтепровода на подводном переходе через р.Таз в русле реки или опасной зоне	1. Обнаружение аварии	1. Сообщить немедленно о происшествии по связи диспетчеру ЛПУ МН. 2. Принять все меры по остановке судов или других плавучих средств на реке через диспетчера. При передаче информации диспетчеру следует сообщить километраж р.Таз. Для быстрой остановки судов и других плавсредств по реке вывесить до и после перехода на стационарных штангах 2 вертикальных красных конуса (в ночное время два вертикальных красных огня).
	2. Получение информации об аварии.	1. Уточнить у источника информации характер, размеры и место аварии, время обнаружения, обстановку на местности и на реке. 2. Убедиться в достоверности информации.
	3. Оповещение об аварии	Немедленно известить об аварии: – диспетчера РНУ и начальника ЛПДС – диспетчера Уренгойского речпорта; – руководство ЛПУ МН
	4. Принятие оперативных мер.	После перекрытия кранов и определения места и масштаба аварии, по усмотрению руководителя работ включается в работу неповрежденная нитка подводного перехода, нефтепровод заполняется и включается в работу.
	5. Проведение аварийно-восстановительных работ.	Определить способы и объемы восстановительных работ в русле реки с привлечением специализированных организаций, составить план производства восстановительных работ.

В заключении раздела важно отметить, что соблюдения правил и требований производственной и экологической безопасности является неотъемлемой частью процесса любого производства. Обеспечение охраны окружающей среды позволит предоставить большинство проблем экологического и экономического характера, минимизировать отрицательное влияние человека на здоровую флору и фауну. Ответственное отношение работников к охране труда способно понизить число несчастных случаев и чрезвычайных ситуаций.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

В процессе разработки решения какой-либо проблемы одной из основных составляющих успешного его применения является оценка ресурсоэффективности и ресурсосбережения предполагаемой технологии. Рассмотрев вопрос повышения эффективности транспортировки высоковязкой нефти с разбавителем с точки зрения применимости технологии в районах Крайнего Севера, необходимо теперь задаться вопросом коммерческой ценности данного метода. Это позволит определить, получит ли технология востребованность на рынке и насколько значительный бюджет потребуется организации для её внедрения по сравнению с уже используемыми технологиями.

Таким образом, целью данного раздела работы является анализ предлагаемой технологии с точки зрения коммерческой эффективности. Для достижения поставленной цели рассмотрены следующие главы.

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Анализ потребителей результатов исследования осуществляется путем определения целевого рынка, на котором будет продаваться разработка и проведения его сегментирования. Целевыми потребителями разработки являются предприятия нефтяной и газовой промышленности, занимающиеся эксплуатацией промысловых трубопроводов. Особый интерес данная технология вызовет у компаний, занимающихся транспортом нефти с Северных месторождений с осложненными климатическими условиями.

					<i>Технологии транспортировки высоковязкой нефти по магистральному трубопроводу в условиях Крайнего Севера</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Баркалова Е.М.		03.06.19.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.		03.06.19.				69
Консульт.								Листов
Рук. ООП		Брусник О.В.		03.06.19.				90
					ТПУ ИШПР ТХНГ ар. 2Б5Б			

Ввиду актуальности проблемы транспортировки высоковязкой нефти, технология будет востребована. Сегментировать рынок услуг по эксплуатации промысловых трубопроводов можно по следующим критериям: географическое положение и геологические условия участков трубопровода (грунтовые условия, заболоченность местности, участки вечной мерзлоты и др.); состав транспортируемой нефти (компонентный состав, массовая доля парафиновых углеводородов, обводненность); диаметр трубопровода; размер компании заказчика.

При продвижении разработки следует ориентироваться на предприятия, эксплуатирующие участки промысловых нефтепроводов любых диаметров, транспортирующие высоковязкие нефти в условиях Крайнего Севера.

6.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ позволит своевременно внести коррективы в исследование, чтобы успешнее противостоять соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. Анализ технических решений конкурентов с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности разработки и определить направления её будущего развития.

Наиболее целесообразно сравнивать технологию транспортировки высоковязкой нефти с «горячей» перекачкой (K_1), потому как данная технология самая распространенная, и с перекачкой газонасыщенной нефти (K_2), из-за перспективности применения метода в условия Крайнего Севера. Результаты представим в виде оценочной карты (табл. 9), 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		70

Таблица 9. 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 ресурсоэффективности							
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	0,06	4	4	4	0,24	0,24	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	0,05	5	4	5	0,25	0,20	0,25
7. Безопасность	0,08	5	4	5	0,40	0,32	0,40
8. Простота эксплуатации	0,07	5	5	1	0,35	0,35	0,07
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,05	5	3	5	0,25	0,15	0,25
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность технологии	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	0,05	4	5	4	0,20	0,25	0,20
7. Наличие сертификации разработки	0,01	5	5	4	0,05	0,05	0,04
Итого:	1	77	67	64	4,86	4,05	4,17

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot V_i \quad (14)$$

где V_i – вес показателя (в долях единицы);

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

B_i – балл i -ого показателя.

Приведенная таблица наглядно демонстрирует уязвимые места как собственной исследуемой технологии, так и технологий конкурентов, и позволяет выделить преимущества и недостатки. В результате анализа полученных данных можно сделать вывод, что технология транспортировки высоковязкой нефти в смеси с разбавителем существенно превышает как по многим показателям в отдельности, так и по итоговому баллу в целом альтернативные методы транспортировки. Показатель конкурентоспособности предлагаемой технологии наиболее приближен к 5, что доказывает необходимость глобального её внедрения на рынок.

Слабостями метода «горячей» перекачки являются потребность в огромном количестве энергии и неразвитость возможностей, а метод транспорта газонасыщенной нефти слишком сложен в осуществлении и требует значительного начального финансирования. В свою очередь, «горячая» перекачка получила своё широкое использование за счёт простоты технологии, чем обусловлен высокий показатель уровня проникновения на рынок. Таким образом, необходимо внедрить предлагаемую технологию на рынок, обусловив это перечнем сильных сторон технологии.

6.1.3 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. Оценим метод транспорта ВВН в смеси с углеводородным разбавителем по технологии QuaD (табл. 10).

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

Таблица 10. Оценочная карта для сравнения конкурентных
технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5*2)
1	2	3	4	5	
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,1	95	100	0,95	0,0950
2. Надёжность	0,1	90	100	0,9	0,0900
3. Уровень материалоемкости	0,07	95	100	0,95	0,0665
4. Уровень шума	0,03	90	100	0,9	0,0270
5. Безопасность	0,1	80	100	0,8	0,0800
6. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,05	95	100	0,95	0,0475
7. Простота эксплуатации	0,07	90	100	0,9	0,0630
8. Помехоустойчивость	0,05	60	100	0,6	0,0300
9. Унифицированность	0,07	60	100	0,6	0,0420
10. Ремонтопригодность	0,03	90	100	0,9	0,0270
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
11. Конкурентоспособность технологии	0,09	80	100	0,8	0,072
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	0,07	80	100	0,8	0,056
16. Наличие сертификации разработки	0,01	40	100	0,4	0,004
Итого:	1	1145	1600		0,802

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot V_i \quad (15)$$

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

B_i – средневзвешенное значение i -ого показателя

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

B_i – вес показателя (в долях единицы)

Полученный результат является достаточно перспективным – 80,2%, что говорит о больших возможностях в реализации рассматриваемого проекта (результат от 80 до 100 процентов по технологии QuaD говорит о перспективности проекта, а значит его целесообразности для реализации).

6.1.4 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. 13).

Таблица 11. Интерактивная матрица проекта (сильные стороны)

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

Таблица 12. Интерактивная матрица проекта (слабые стороны)

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

SWOT-анализ позволил выявить 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 возможное их нежелание смены привычных методов является самой большой

угрозой. Перспективы проекта заключаются в том, что любая компания захочет повысить эффективность своего труда, снизить эксплуатационные затраты и рационализировать производство, нужно лишь доказать ей выгоду и необходимость данной модернизации.

Таблица 13. Матрица SWOT

	Сильные стороны: С1. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями С2. Экологичность технологии С3. Энергоэффективность технологии С4. Рациональность использования ресурсов С5. Отсутствие в необходимости закупки специального оборудования	Слабые стороны: Сл1. Отсутствие некоторых практических данных для полной достоверности методики Сл2. Отсутствие достаточного количества разбавителя вблизи месторождения Сл3. Строительство дополнительной ветки трубопроводов для поставки разбавителя
Возможности: В1. Появление дополнительного спроса на нефтепродукты северных месторождений В2. Повышенная эффективность транспортировки ВВН В3. Совместная разработка нескольких месторождений с нефтью разных реологических свойств	1. Повышение надёжности трубопроводных систем 2. Снижение затрат на электроэнергию, оборудование, материалы 3. Совместная разработка нескольких месторождений	1. Использование эмпирических данных для проверки достоверности модели 2. Разработка новых месторождений с целью выявления оптимальных условий применения технологии
Угрозы: У1. Развитая конкуренция технологий производства У2. Разработка более усовершенствованной технологии в связи с НТП У3. Нежелание потенциальных потребителей менять производство на предлагаемую технологию	1. Исследование новых теоретических и практических методов 2. Создание экономически-выгодных отношений с компаниями, транспортирующими лёгкие нефти	1. Повышение квалификации кадров 2. Проведение постоянного анализа актуальности системы и её дополнение

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в таблице 14.

Таблица 14. Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Исполнитель
Введение	7	1.02.19	8.02.19	Руководитель, бакалавр
Постановка цели и задач исследования, актуальность, научная новизна	8	9.02.19	17.02.19	Руководитель, бакалавр
Литературный обзор	47	18.02.19	6.04.19	Бакалавр
Расчётная часть	18	7.04.19	25.04.19	Руководитель, бакалавр
Анализ результатов	13	26.04.19	9.05.19	Руководитель, бакалавр
Оформление пояснительной записки	17	10.05.19	27.05.19	Бакалавр
Итого:	110			

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 15).

Таблица 15. Календарный план проведения диплома

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	бакалавр	7												
	руководитель													
Постановка цели и задач исследования, актуальность, научная новизна	бакалавр	8												
	руководитель													
Литературный обзор	бакалавр	47												
Расчётная часть	бакалавр	18												
	руководитель													
Анализ результатов	бакалавр	17												
	руководитель													
Оформление пояснительной записки	бакалавр	13												

 - бакалавр  - руководитель

6.2.2 Бюджет НТИ. Расчет материальных затрат и затрат на специальное оборудование

Оценивая ресурсоэффективность предлагаемой технологии, необходимо провести сравнительный анализ предполагаемых затрат относительно двух других технологий транспортировки ВВН. Поскольку заработная плата для работников будет одинаковой во всех трех случаях, её значение останется постоянным и не будет учитываться в сравнительном анализе. Необходимо рассчитать материальные затраты для каждого метода.

Для предлагаемой технологии транспортировки ВВН в смеси с разбавителем (исп. 1) затраты будут складываться из стоимости строительства дополнительного трубопровода для подачи разбавителя, поскольку в дальнейшем обслуживании трубопровод не нуждается. Для метода «горячей» перекачки (исп. 2) помимо начального строительства станций подогрева (их на исследуемом объекте шесть), необходимо провести расчёт расходуемого

топлива и электричества для обеспечения работы каждой станции. Для технологии транспорта газонасыщенной нефти (исп. 3) требуется рассчитать затраты на сепарацию нефти по окончании транспортировки.

Таблица 16. Материальные затраты

Наименование	Ед. измерения	Количество			Цена за ед., млн руб. *			Затраты на материалы, млн. руб. **		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Дополнительный трубопровод	км	70	20	30	3	3	3	210	60	90
Электроэнергия	кВт/ч	200	1020	810	2,39	2,39	2,39	4,1	21,12	16,68
ИТОГО:								214,1	81,1	106,7

* - для электроэнергии цена за единицу, руб.

** - для электроэнергии стоимость за год пользования, млн.руб.

Расчёт материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх i} \quad (16)$$

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

Таблица 17. Расчёт затрат на специальное оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования			Цена единицы оборудования, млн. руб.			Общая стоимость оборудования		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Станция подогрева	-	6	-	-	23	-	-	138	-
2	Установка дегазации	-	-	3	-	-	40	-	-	120
	ИТОГО:							-	138	120

Таким образом, суммарные затраты по исполнениям составляют: $Z_{исп 1} = 214,1$ млн. руб, $Z_{исп 2} = 219,1$ млн. руб, $Z_{исп 3} = 226,7$ млн. руб. Предлагаемая технология занимает среднюю позицию по затратам. Это обусловлено

значительными затраты 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.

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

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат вариантов исполнения научного исследования (табл. 18).

Таблица 18. Бюджет НТИ

Наименование статьи	Сумма, млн. руб		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НТИ	214,1	81,1	106,7
2. Затраты на специальное оборудование	-	138	120
3. Затраты по основной и дополнительной заработной плате	const	const	const
4. Отчисления во внебюджетные фонды	const	const	const
Бюджет затрат НТИ	214,1	219,1	226,7

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (17)$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения аналогов НТИ.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = 0,94$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}2} = 0,97$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}3} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки.

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

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i \quad (18)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – балльная 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 19.

Таблица 19. 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

Интегральный показатель эффективности разработки $I_{финр}^p$ и аналогов $I_{финр}^a, I_{финр}^b$ определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп\ i} = \frac{I_{p-исп\ i}}{I_{фин\ p}^{исп\ i}} \quad (19)$$

$$I_{\text{исп } 1} = \frac{4,55}{0,94} = 4,84 \quad I_{\text{исп } 2} = \frac{3,8}{0,97} = 3,92 \quad I_{\text{исп } 3} = \frac{4,1}{1} = 4,1$$

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

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 20) по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп } 1}}{I_{\text{исп } i}} \quad (20)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{\text{исп } 1}$ – интегральный показатель разработки;

$I_{\text{исп } i}$ – интегральный технико–экономический показатель аналога.

Таблица 20. Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,94	0,97	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,55	3,8	4,1
3	Интегральный показатель эффективности	4,84	3,92	4,1
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения		1,23	1,18

В ходе выполнения данной части выпускной квалификационной работы были выявлены потенциальные потребители результатов исследования, произведён анализ конкурентных технических решений исследования и выявлены преимущества каждого метода в QuaD-технологии. С помощью SWOT-анализа были оценены сильные и слабые стороны проекта, угрозы и возможности развития.

Далее было произведено календарное планирование работ, на основе которого смоделирована и построена диаграмма Ганта. Рассчитаны итоговые затраты на научно-исследовательский проект и его возможные альтернативы. Определена экономическая эффективность исследования. В конце каждой главы сделаны обоснованные выводы.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены поставленные задачи, изучена нормативно-техническая документация по эксплуатации и обслуживанию объектов транспорта нефти.

Итогом стало следующее:

1. Подтверждена актуальность работы: в связи с повышенным спросом на нефтепродукты возникает необходимость разработки высоковязких месторождений Крайнего Севера России, а значит выбор рациональной технологии транспортировки сложного флюида является ключевым в стратегии любой эксплуатирующей компании.
2. В результате анализа условий эксплуатации на исследуемом объекте и анализа технологий транспортировки с учетом данных условий было предложено использование метода перекачки ВВН в смеси с разбавителем и обосновано планируемое повышение производительности трубопровода.
3. С помощью расчётов определены оптимальные концентрации разбавителя – газоконденсата из Уренгойского месторождения – для высоковязкой нефти Русского месторождения при различных температурах транспортировки. Полученные зависимости рекомендованы исследуемому объекту для решения проблемы.

					Технологии транспортировки высоковязкой нефти по магистральному трубопроводу в условиях Крайнего Севера						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Заключение			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Баркалова Е.М.		03.06.19.						83	90
Руковод.		Брусник О.В.		03.06.19.				ТПУ ИШПР ТХНГ ар. 2Б5Б			
Консульт.											
Рук. ООП		Брусник О.В.		03.06.19.							

Список использованных источников:

1. ГОСТ Р 51858-2002. Нефти, подготовленные нефтегазодобывающими и газодобывающими предприятиями к транспортированию по магистральным нефтепроводам, наливным транспортом для поставки потребителям Российской Федерации и на экспорт [электронный ресурс]. - введ. 07.01.02. - М.: ИПТЕР, ВНИИНП, 2002. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200028839> (дата обращения: 24.01.2019)
2. 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 к стр.: <http://meganorm.ru/Data2/1/4293831/4293831373.htm> (дата обращения: 4.04.2019)
3. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. - Введ. 2013-07-01. - ТК 465 "Строительство", 2013. – 109 с.
4. СТН 0147323.020-88. Проектирование нефтепромысловых трубопроводов, прокладываемых в условиях распространения вечномёрзлых грунтов; введ. 01.07.88. -Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1988. - 81 с.
5. Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. для вузов / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудров, В.А. Юфин, Е.И. Яковлев. – 2-е изд., перераб. и доп.– М.: Недра, 1988. – 368 с.: ил.
6. Агалаков Л.Н. Транспортировка высоковязких нефтей // Молодежный научный форум: Технические и математические науки. Электронный сборник статей по материалам XXXV студенческой международной

					Технологии транспортировки высоковязкой нефти по магистральному трубопроводу в условиях Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Баркалова Е.М.		03.06.19.	Список использованных источников		Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.		03.06.19.				84
Консульт.								Листов
Рук. ООП		Брусник О.В.		03.06.19.				90
					ТПУ ИШПР ТХНГ ар. 2Б5Б			

- заочной научно-практической конференции. – Москва: Изд. «МЦНО». – 2016. – № 6 (35) / [электронный ресурс]. – режим доступа. - URL: [https://nauchforum.ru/archive/MNF_tech/6\(35\).pdf](https://nauchforum.ru/archive/MNF_tech/6(35).pdf) (дата обращения: 08.02.2019)
7. Влияние механических воздействий на физические свойства высоковязкой нефти / З.С. Салимов [и др.]. // Химия и технология топлив и масел. - 2001. - № 6. - с. 22-23.
 8. Гидравлические параметры неизотермических трубопроводов при перекачке неньютоновских нефтей. / Тонкошуров Б.А. [и др.]. - Труды ВНИИСПТнефть, вып. 18, 1977.
 9. Коршак А. А. Специальные методы перекачки. - Уфа: Фонд СРНИ, 2000. - 211 с.
 10. Мастобаев Б.Н. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти / Б.Н. Мастобаев, А.М. Шаммазов, Э.М. Мовсумзаде. - М.: Химия, 2002. - 296 с.
 11. Развитие мировой системы нефтепроводного транспорта / Бахтизин Р.Н. [и др.] – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2018. – 604 с.
 12. Родин А.А. Оптимизация транспорта высоковязких нефтей с подогревом и с применением углеводородных разбавителей. – Москва, 2009. – 125 с.
 13. Сегал Б.И. Пятизначные математические таблицы [электронный ресурс] / Б.И. Сегал, К.А. Сенендяев. - М.: Физматгиз, 1962. – Режим доступа к URL: <http://e-heritage.ru/ras/view/publication/general.html?id=46934608> (дата обращения: 15.03.2019)
 14. Таблицы интегральной показательной функции, АН СССР, М., 1954. [электронный ресурс]. – Режим доступа к URL: <http://www.apmath.spbu.ru/ru/staff/maximov/publ/publ1.pdf> (дата обращения: 21.03.2019)

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

15. 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.
16. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Справочное пособие: в 2 томах под общей редакцией Ю.В. Лисина. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. – Т. 1. – 494 с.
17. Трясцин Р.А. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в смеси с газоконденсатом при пониженных температурах. – Тюмень, 2006. – 148 с.
18. Халикова Д.А. Влияние высокомолекулярных парафиновых углеводородов на свойства нефтей и асфальтосмолопарафиновых отложений: Диссертация канд. техн. наук. Казань, 2008. – 152 с.
19. Хуснуллин Р.Р. Композиционные составы для снижения гидравлического сопротивления в системах трубопроводного сбора и транспорта продукции нефтяных скважин. – Казань, 2016. – 149 с.
20. Шаммазов А.М. Физико-химическое воздействие на перекачиваемые жидкости / А.М. Шаммазов, Ф.Р. Хайдаров, В.В. Шайдаков. - Уфа: Монография, 2003. -187 с.
21. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901807664/> (дата обращения: 24.04.19);
22. РД 153-39.4-056-00 - Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200030378> (дата обращения: 24.04.19);
23. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200101981/> (дата обращения: 24.04.19);

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

- 24.ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200234> (дата обращения: 24.04.19);
- 25.ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-0-003-74-ssbt> (дата обращения: 24.04.19);
- 26.ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 24.04.19);
- 27.ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-005-88-ssbt> (дата обращения: 24.04.19);
- 28.ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200272> (дата обращения: 24.04.19);
- 29.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://www.gostbaza.ru/?gost=1048> (дата обращения: 24.04.19);
- 30.ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200275> (дата обращения: 25.04.19);
- 31.ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-010-76-ssbt> (дата обращения: 25.04.19);

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

- 32.ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200329> (дата обращения: 25.04.19);
- 33.ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200292> (дата обращения: 25.04.19);
- 34.ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200289> (дата обращения: 25.04.19);
- 35.ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/21681/> (дата обращения: 25.04.19);
- 36.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения: 25.04.19);
- 37.ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200000277> (дата обращения: 25.04.19);
- 38.ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения: 25.04.19);
- 39.ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-17-1-3-13-86> (дата обращения: 25.04.19);

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

- 40.ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-0-01-94> (дата обращения: 25.04.19);
- 41.ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-3-03-94> (дата обращения: 25.04.19).
- 42.ГОСТ 12.0.004.2015 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200136072> (дата обращения: 25.04.19);
- 43.Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200040973> (дата обращения: 25.04.19);
- 44.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/902207994> (дата обращения: 25.04.19);
- 45.СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения: 25.04.19);
- 46.СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: (дата обращения: 25.04.19);
- 47.СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901787814> (дата обращения: 25.04.19);

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

48. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901859406> (дата обращения: 25.04.19);
49. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901703278> (дата обращения: 25.04.19);
50. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901703281> (дата обращения: 25.04.19);
51. СП 51.13330.2011. Защита от шума. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200084097> (дата обращения: 25.04.19);
52. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения: 25.04.19);
53. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/557235236> (дата обращения: 25.04.19);
54. ГН 2.1.6.3492 – 17. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/556185926> (дата обращения: 25.04.19);
55. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. / Видяев И.Г. [и др.] Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90