

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 (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промыслового нефтепровода на примере объектов Томской области» УДК 622.692.4.052(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Дмитриев Андрей Дмитриевич		28.02.2022

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		28.02.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Былкова Т.В.	к.э.н, доцент		28.02.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		28.02.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		28.02.2022

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По Основной образовательной программе подготовки бакалавров По направлению **21.03.01 «Нефтегазовое дело»**

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
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	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<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	<i>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).</i>
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	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<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	<i>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).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<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	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<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	<i>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>

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>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".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>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".</i>

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 (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

28.02.2022 Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Дмитриеву Андрею Дмитриевичу

Тема работы:

«Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промыслового нефтепровода на примере объектов Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 46-45/с от 15.02.2022-

Срок сдачи студентом выполненной работы:

03.06.2022

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования – промысловый трубопровод. Предмет исследования – пропускная способность. Методы исследования – анализ, классификация, сравнение.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Рассмотрены причины, условия, механизм образования и состав АСПО; проведен литературный обзор современных методик предотвращения и удаления АСПО; исследованы зависимости внешнего и внутреннего воздействия физико-химических полей на интенсивность образования АСПО; рассчитана величина гидравлических потерь при транспортировке нефтей с АСПО и без его образования по модельному участку трубопровода; установлен объем финансовых затрат на виды работ по предотвращению и

	удалению АСПО; проведена оценка опасных производственных факторов при проведении работ по предотвращению и удалению АСПО при эксплуатации промыслового трубопровода.
Перечень графического материала	Технологическая схема.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Былкова Т.В., доцент
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.02.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Дмитриев Андрей Дмитриевич		28.02.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Дмитриеву Андрею Дмитриевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	3. Нормативные справочники.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	4. Налоговый кодекс РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	1. Расчет показателей ресурсоэффективности. 2. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Былкова Т.В.	к.э.н., доцент		28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Дмитриев Андрей Дмитриевич		28.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б8СА	ФИО Дмитриеву Андрею Дмитриевичу
-------------------	-------------------------------------

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

Тема ВКР:

Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промыслового нефтепровода на примере объектов Томской области

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</p>	<p>Объект исследования: промысловый трубопровод. Область применения: эксплуатация линейных коммуникаций кустовой площадки месторождения. Рабочая зона: производственное помещение. Размеры помещения: 20*30 м. Количество и наименование оборудования рабочей зоны: пульт управления ЭВМ. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль параметров углеводородов при приемо-сдаточных операциях.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>1. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020). 2. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. 3. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. 4. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов - Разработка мероприятий по снижению воздействия ОВПФ 	<p><i>Вредные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне; – Повышенный уровень общей и локальной вибрации; – Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в рабочей зоне; – Повышенный уровень шума на рабочем месте; – Недостаток необходимого искусственного освещения;

	<ul style="list-style-type: none"> – Тяжесть трудового процесса <p><i>Опасные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Наличие оборудования, работающего под высоким напряжением; – Производственные факторы связанные с электрическим током <p><i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Защитные ограждения, звукоизолирующих ограждений, система освещения, система вентиляции, защитное заземление и зануление; – Респираторы, противогазы; – Специальная одежда и обувь; – Противошумные наушники
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p><i>Воздействие на селитебную зону:</i> снятие плодородного почвенного слоя при сооружении и эксплуатации площадных объектов;</p> <p><i>Воздействие на литосферу:</i> загрязнение отходами производства, загрязнение продуктами очистки резервуаров;</p> <p><i>Воздействие на гидросферу:</i> возможное попадание сточных вод и нефтепродуктов в водоемы;</p> <p><i>Воздействие на атмосферу:</i> выбросы от дыханий резервуаров в пределах ПДВ</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<p><i>Возможные ЧС:</i> пожары, наводнения, выбросы нефтепродуктов вследствие разгерметизации трубопроводов и резервуаров;</p> <p><i>Наиболее типичная ЧС:</i> пожар в помещении</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Дмитриев Андрей Дмитриевич		28.02.2022

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 (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи слушателем выполненной работы:

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.2022	<i>Введение</i>	5
30.02.2022	<i>Обзор литературы по составу АСПО, условиям, механизму и причинам образования</i>	15
15.03.2022	<i>Обзор методов борьбы с АСПО</i>	15
24.03.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
29.03.2022	<i>Методика расчёта гидравлических потерь, расчет оптимального режима перекачки</i>	15
12.04.2022	<i>Технологическая схема транспорта нефти</i>	12
20.05.2022	<i>Финансовый менеджмент</i>	9
20.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	9
01.06.2022	<i>Заключение</i>	6
10.06.2022	<i>Презентация</i>	9
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		28.02.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В	к.п.н.		28.02.2022

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями (таблица 1).

Таблица 1 – Термины и определения

Термин	Определение
Асфальтосмолопарафиновые отложения	Тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования.
Быстрозастывающая нефть	Нефть, обладающая высокой вязкостью или большим количеством парафинов и застывающая быстро при плюсовых температурах
Вязкость жидкости	Свойство жидкости сопротивляться деформации сдвига.
Гидравлические потери	Безвозвратные потери удельной энергии на участках гидравлических систем, обусловленные наличием вязкого трения.
Коагуляция	Явление слипания коллоидных частиц и выпадения их в осадок.
Неньютоновская жидкость	Жидкость, для которой отношение касательного напряжения к градиенту скорости непостоянно
Нетрадиционные запасы углеводородов	Запасы C_xH_y , подсчет и разработка которых невозможны при классических понятиях геологии и гидродинамики.
Нефть парафинистая	Нефти, содержащие значительное количество растворённых парафинов (от 1,5 до 6,0%)
Нефть подготовленная	нефть, доведенная до товарных качественных характеристик в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002
Нефть сверхтяжелая	Нефть, для которой $\eta = 100 - 10000$ мПа · с, $\rho \geq 1000$ кг/м ³ .
Нефть структурированная	Часть неподвижной нефти, удерживаемая вблизи поверхности коллектора силами межмолекулярного взаимодействия.
Нефть тяжелая	Нефть, для которой $\eta = 10 - 100$ мПа · с, $\rho = 880 - 980$ кг/м ³ .
Ньютоновская жидкость	Жидкость, вязкость которой не зависит от касательного напряжения и градиента скорости
Парафин	Смесь алканов $C_{18}H_{38} - C_{35}H_{72}$
Реологические свойства нефти	Свойства, влияющие на характер течения жидкости через деформацию под действием внешних напряжений.
Тиксотропные свойства	Свойства жидкости уменьшать вязкость после физического воздействия и увеличивать ее после прекращения этого воздействия.
Трудноизвлекаемые запасы углеводородов (ТРИЗ)	Запасы углеводородов с неблагоприятными геологическими условиями залегания, либо физическими свойствами, разработка которых современными технологиями при существующей налоговой системе экономически неэффективна.
Церезин	Смесь алканов $C_{36}H_{74} - C_{55}H_{112}$
Эмульсия	Жидкость, насыщенная не растворяющимися капельками какой-нибудь другой жидкости.

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промыслового нефтепровода на примере объектов Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дмитриев А.Д.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					1	100
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Условные обозначения, используемые в работе:

$d_в$ – внутренний диаметр участка трубопровода, мм;

δ_n – номинальная толщина стенки трубы, мм;

P – рабочее (нормативное) давление в трубопроводе, МПа;

R_2 – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) для надземного трубопровода, МПа;

$\sigma_{пр}$ – максимальные продольные напряжения в надземном трубопроводе, МПа;

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления (МПа);

τ – напряжение сдвига, Па;

G – скорость деформации сдвига, c^{-1} ;

$\eta (\mu)$ – динамическая вязкость, МПа·с;

ν – кинематическая вязкость, $мм^2 \cdot c^{-1}$;

ρ – плотность, $кг/м^3$;

Re – число Рейнольдса;

λ – гидравлическое сопротивление;

$t_{заст}$ – температура застывания, $^{\circ}C$;

L – длина трубопровода, м;

$t_{плавл}$ – температура плавления, $^{\circ}C$;

$p_{нач}$ – начальное давление;

$p_{конеч}$ – конечное давление;

T^* – температура фазового перехода, $^{\circ}C$;

m – масса, кг.

Принятые сокращения:

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ВВН – высоковязкая нефть;

ДС – дисперсная система;

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

МН — магистральный нефтепровод;
НДС – напряженно-деформированное состояние;
ПАВ – поверхностно-активные вещества;
ПТ – промышленные трубопроводы;
СВН – сверхвязкая нефть;
СМС – структурно-механические свойства;
ТП – трубопровод;
ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;
ТТ— технологический трубопровод;
УВ – углеводороды;
УВС – углеводородная среда.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:
ГОСТ 25.504-82 Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости.

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.

ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

ГОСТ Р 58367–2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.

РД-23.040.00-КТН-084-18. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования

СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.

СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2).

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 100 страниц текстовой части, 25 рисунков, 50 таблиц, 109 источников цитируемой литературы.

Ключевые слова: нефть, промысловый коллектор, отложения, напор, гидравлические потери, пропускная способность, ингибиторы.

Объект исследования – низконапорный нефтесборный коллектор, расположенный на территории нефтедобывающей компании. *Предмет исследования* – технологии обеспечения пропускной способности нефтепровода, подверженного влиянию осложняющих процессов с отложениями АСПО.

Цель работы: снижение объема гидравлических потерь при эксплуатации низконапорного промыслового нефтепровода.

В процессе исследования были рассмотрены причины, условия, механизм образования и состав АСПО. Проведен обзор современных методов и средств, применяемых для предотвращения и удаления твердых отложений, формируемых на внутренней стенке трубопровода и отрицательно влияющих на пропускную способность объектов трубопроводного транспорта углеводородов.

Представлены характеристики реального технологического объекта и определены причины развития осложняющих процессов на выбранном участке. Проведен анализ химических методов защиты трубопровода от интенсивных отложений асфальто-смолопарафиновой природы и на основе гидравлических расчетов выбрана оптимальная технология.

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промыслового нефтепровода на примере объектов Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дмитриев А.Д.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					4	100
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 3-2Б8СА		

В результате проведенного исследования установлена эффективность рассмотренного комплекса мероприятий, позволяющих сохранить требуемую пропускную способность низконапорного сборного коллектора при перекачке легкозастывающей и высоковязкой нефтей.

Область применения: трубопроводный транспорт нефти.

					Реферат	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Abstract

The final qualifying work contains 100 pages of text, 25 figures, 50 tables, 109 sources of cited literature.

Key words: oil, field reservoir, deposits, head, hydraulic losses, capacity, inhibitors.

The object of study is a low-pressure oil-gathering collector located on the territory of an oil producing company. The subject of the study is the technology for ensuring the throughput of an oil pipeline subject to the influence of complicating processes with ARPD deposits.

The purpose of the work: to reduce the volume of hydraulic losses during the operation of a low-pressure field oil pipeline.

In the course of the study, the causes, conditions, mechanism of formation and composition of AFS were considered. A review of modern methods and means used to prevent and remove solid deposits formed on the inner wall of the pipeline and adversely affecting the throughput of hydrocarbon pipeline transport facilities was carried out.

The characteristics of a real technological object are presented and the reasons for the development of complicating processes in the selected area are determined. The analysis of chemical methods of protecting the pipeline from intense deposits of asphalt-resin-paraffin nature was carried out and the optimal technology was selected based on hydraulic calculations.

As a result of the study, the effectiveness of the considered set of measures has been established, which allow maintaining the required throughput capacity of a low-pressure collection manifold when pumping easily solidifying and high-viscosity oils.

Scope: pipeline transportation of oil.

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промыслового нефтепровода на примере объектов Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дмитриев А.Д.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					6	100
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

The studies carried out made it possible not only to integrate solutions to prevent the formation and removal of paraffin deposits from the pipeline wall, but also are one of the ways to solve the problem of increasing energy efficiency and resource saving when pumping hydrocarbons by pipeline transport by reducing hydraulic losses. The latter indicates the relevance of the work.

Scope: operation of linear communications of the well pad of the field.

					Abstract	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	1
Реферат	4
Abstract	6
Введение.....	10
1 Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на трубопроводный транспорт нефти	13
1.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения в составе нефти	13
1.2 Причины, условия и механизм образования отложений	17
1.2.1 Компонентный состав нефти	17
1.2.2 Причины образования отложений на стенке трубопровода.....	19
1.2.3 Условия формирования парафиновых отложений.....	21
1.2.4 Механизм отложений парафина в трубопроводах	23
2 Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	28
2.1 Физические методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	29
2.2 Химические методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	32
2.3 Тепловые методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	37
2.4 Метод борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями с применением гладких поверхностей.....	42
2.5 Механические методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.....	42
3 Характеристика объекта исследования.....	44
3.1 Характеристика объекта исследования	44
3.2 Характеристика образцов нефти	46
4. Расчетно-технологическая часть	48
4.1 Расчет на прочность модельного участка промыслового трубопровода ...	48
4.2 Расчет гидравлических потерь при перекачке по модельному участку промыслового трубопровода	53

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промыслового нефтепровода на примере объектов Томской области						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оглавление						
Разраб.		Дмитриев А.Д.							Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.								8	100
Консульт.									Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	58
6 Социальная ответственность.....	74
Заключение	87
Список использованных источников	89
Приложение А – Обзор методов предотвращения и удаления АСПО.....	99
Приложение Б – Технологическая схема расположения нефтесборных промысловых коллекторов.....	100

					Оглавление	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Введение

Актуальность. Одной из главных проблем для транспортировки нефти является ухудшение перекачки УВС по нефтепроводу вследствие возникновения отложений твердых веществ преимущественно на стенках оборудования и трубопровода (ТП).

На основе данных по прогнозируемым потенциалам и перспективам ресурсной базы РФ определяют роль: 1) глубоких (в сравнении с традиционными глубинами) углеводородных коллекторов в традиционных добывающих регионах нефтегазоносных провинций РФ, где уже развита подземная и наземная инфраструктурой, 2) доля месторождений на падающей добыче с высокой долей обводненности, 3) доля низкопроницаемых горизонтов, а также 4) увеличенная доля объемов добычи тяжелых высоковязких нефтей. Разработка последних может сопровождаться рядом осложняющих факторов, в частности, обусловленное образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО).

Для перекачки нефтей со значительным содержанием в составе асфальтенов, смол и парафинов необходимо более производительное оборудование, так как применение традиционного оборудования трубопроводного транспорта углеводородов (УВ) может приводить к высоким гидравлическим потерям, риску застывания перекачиваемого продукта.

Современные подходы свидетельствуют, что могут быть применены разные методы для транспорта нефти с АСПО, в частности, непосредственного воздействия на оборудование и на углеводородную среду. Методы борьбы с АСПО возможны путем предотвращения их образования и удаления уже образовавшихся отложений, также используется комбинация этих способов.

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промышленного нефтепровода на примере объектов Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дмитриев А.Д.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					10	100
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 3-2Б8СА		

Эффективность этих способов можно определять по изменению реологических свойств нефти, изменению компонентного состава, аналитическими методами.

В связи с этим, тема ВКР «Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промыслового нефтепровода на примере объектов Томской области» является актуальной.

Цель выпускной квалификационной работы: снижение объема гидравлических потерь при эксплуатации низконапорного промыслового нефтепровода.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнение следующих **задач**:

1. обобщить литературный обзор по тематике ВКР;
2. проанализировать возникающие проблемы на выбранном участке нефтесборного коллектора из-за развития осложняющих процессов с образованием АСПО;
3. определить объемы образующихся гидравлических потерь и прочностные параметры выбранного участка при условии формирования разной пропускной способности вследствие запарафинивания трубопровода;
4. выбрать эффективный метод защиты для обеспечения долговременной эксплуатации нефтесборного коллектора в условиях минимизации развития осложняющих процессов;
5. рассчитать объемы финансовых затрат на мероприятия по предотвращению и устранению осложняющих процессов и провести оценку опасных производственных факторов на опасном производственном объекте.

Объект исследования – низконапорный нефтесборный коллектор, расположенный на территории нефтедобывающей компании.

					Введение	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Предмет исследования – технологии обеспечения пропускной способности нефтепровода, подверженного влиянию осложняющих процессов с отложениями АСПО.

Практическая значимость – полученные результаты являются способом, позволяющим минимизировать отрицательное влияние осложняющих процессов на примере реального технического объекта.

					Введение	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на трубопроводный транспорт нефти

1.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения в составе нефти

На современном этапе большинство месторождений находится на стадии падающей добычи, для них характерно ухудшение структуры остаточных запасов углеводородов (УВ). Для поддержания достигнутого уровня добычи УВ необходимо вовлечение в эксплуатацию месторождений трудноизвлекаемых запасов, которые содержат в своем составе множество соединений, влияющих на дальнейшие технологии транспорта и хранения.

К таким нефтям относят аномальные нефти по критерию высокой динамической вязкости. Распределение нефтей по нефтегазоносным провинциям (НГП) России приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Распределение типов нефти нефтегазоносных провинций РФ в зависимости от плотности (по ТУ 39-1623-93 [108])

Нефтегазоносная провинция	Тип нефти (по плотности при 20°C)				
	0	1	2	3	4
	< 830 кг/м ³	< 850 кг/м ³	< 870 кг/м ³	< 890 кг/м ³	> 895 кг/м ³
<i>количество, %</i>					
Лено-Тунгусская	74,39	8,13	13,01	2,44	2,04
Енисейско-Анабарская	72,22	11,11	5,56	-	11,11
Тимано-Печерская	58,78	22,04	6,53	0,41	12,24
Лено-Виллюйская	58,33	11,11	11,11	5,56	1,39
Западно-Сибирская	56,91	23,21	13,30	2,35	4,24
Северо-Кавказская	55,07	19,59	7,81	1,10	16,44
Охотская	33,48	23,21	14,29	1,34	27,68
Волго-Уральская	30,54	18,31	21,03	5,38	24,75

По ТУ 39-1623-93 [108] нефтей типа 1 максимальное процентное содержание характерно для Западно-Сибирской и Охотской НГП; 2-го типа для Волго-Уральской НГП; 3-го типа – Лено-Виллюйской и Волго-Уральской НГП, для последнего типа – Охотская и Волго-Уральская НГП.

Особый интерес представляют тяжелые и битуминозные нефти Волго-Уральской, Охотской и Лено-Виллюйской НГП.

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промыслового нефтепровода на примере объектов Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дмитриев А.Д.			Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на трубопроводный транспорт нефти	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					13	100
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Далее рассмотрим распределение группы вязких нефтей.

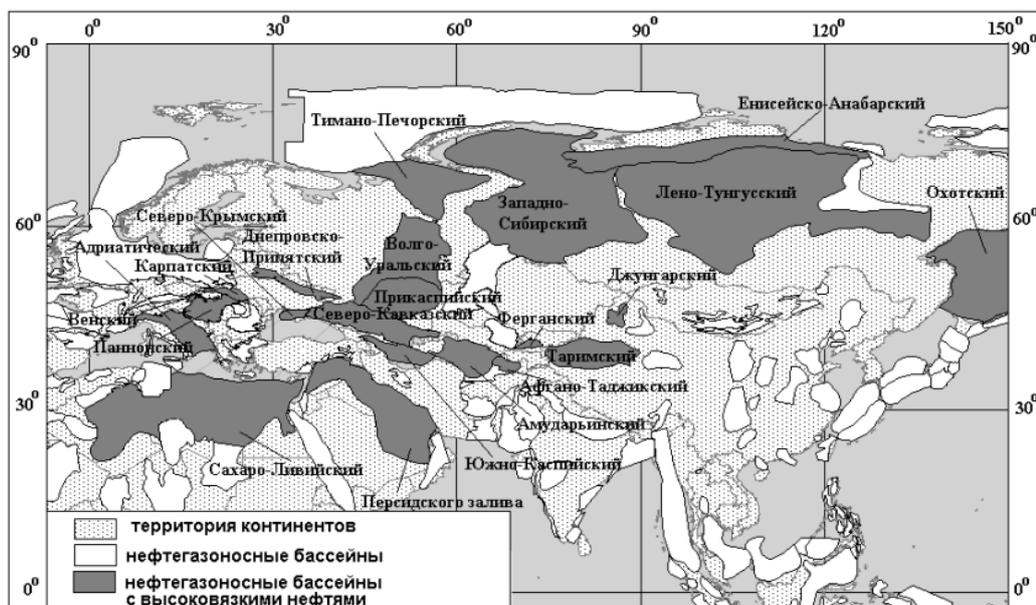


Рисунок 1 – Региональное распределение НГБ высоковязких нефтей

Распределение запасов высоковязкой нефти приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Распределение ВВН Евразии и Африки по бассейнам и месторождения [38]

Нефтегазоносный бассейн	Среднебассейновая $v, \text{мм}^2/\text{с}$	Нефтегазоносный бассейн	Среднебассейновая $v, \text{мм}^2/\text{с}$
Адриатический	74,85	Прикаспийский	109,71
Венский	63,57	Сахаро-Ливийский	253,14
Волго-Уральский	47,13	Северо-Крымский	176,19
Днепровско-Припятский	37,53	Тибетский	247,11
Енисейско-Анабарский	84,49	Тимано-Печорский	122,15
Персидского залива	62,78	Южно-Каспийский	49,22
Преднанышанский	42,81	Западно-Сибирский	23,11

Представления распределения запасов высокообводненной нефти проиллюстрировано на рисунке 2.



Рисунок 2 – Степень выработанности разведанных запасов нефти

Таким образом, разработка месторождений высоковязких, тяжелых нефтей обусловлена выбором дорогостоящих необходимых технологий для их извлечения и дальнейшей транспортировки.

Выработанные залежи УВ с высоким процентом обводненности осложняют разработку месторождений отсутствием масштабной практики применения технологий методов увеличения нефтеотдачи и ремонтно-изоляционных работ.

Обобщим информацию в виде таблицы 4, в которой помимо указанных проблем для эксплуатации месторождений тяжелой нефти укажем возможные методы решения возникающих при транспортировке продукции проблем.

Таблица 4 – Основные проблемы эксплуатации трубопроводов и оборудования при добыче нефти на месторождениях

Проблемы эксплуатации	Методы решения
вязкая нефть ($\eta > 100$ сПз)	
Низкая подвижность УВ, сложность добычи и транспортировки, необходимо использование особых дорогостоящих, зачастую, зарубежных технологий и оборудования.	Снижение η в пласте, скважине, трубопроводе: подогрев горячим паром, жидкостью, применение электрических обогревателей, применение винтовых насосов.
обводненная нефть ($\omega_{\text{воды}} = 94,5\%$)	
высокая себестоимость нефти (высокие затраты на подъем жидкости из пласта и подготовку до товарной продукции из-за большого объема попутно добываемой воды).	снижение водопритоков: МУН, потокоотклоняющие и изоляционные технологии, а также необходимое обустройство подготовки: деэмульгаторы, отстойники.
инфраструктурная доступность нефтегазоносных районов	
значительные затраты в начальный период освоения месторождения из-за строительства объектов инфраструктуры.	подбор оптимальных стратегий освоения на примере интегрированного проектирования, а также применение новых технологий.

Обобщая данные по региональному распределению и трудностям трудоизвлекаемых запасов выделим группы факторов, которые прямо или косвенно указывают на возможность образования АСПО, а именно: тяжелые, вязкие нефти (значение динамической вязкости > 100 сПз) и высокообводненные нефти (содержание воды $> 94,5\%$).

При эксплуатации трубопроводов, по которым транспортируют нефть с повышенной вязкостью и значительной долей обводненности, возникают сложности, связанные с риском накопления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), которые могут привести к осложняющим последствиям,

что, в конечном итоге, приводит к проблемам оптимизации добычи, сбора и транспортировки углеводородов.

Параметры качества добываемой углеводородной среды важны для получения готовых товарных продуктов, подготовленных для дальнего транспорта по ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия [52].

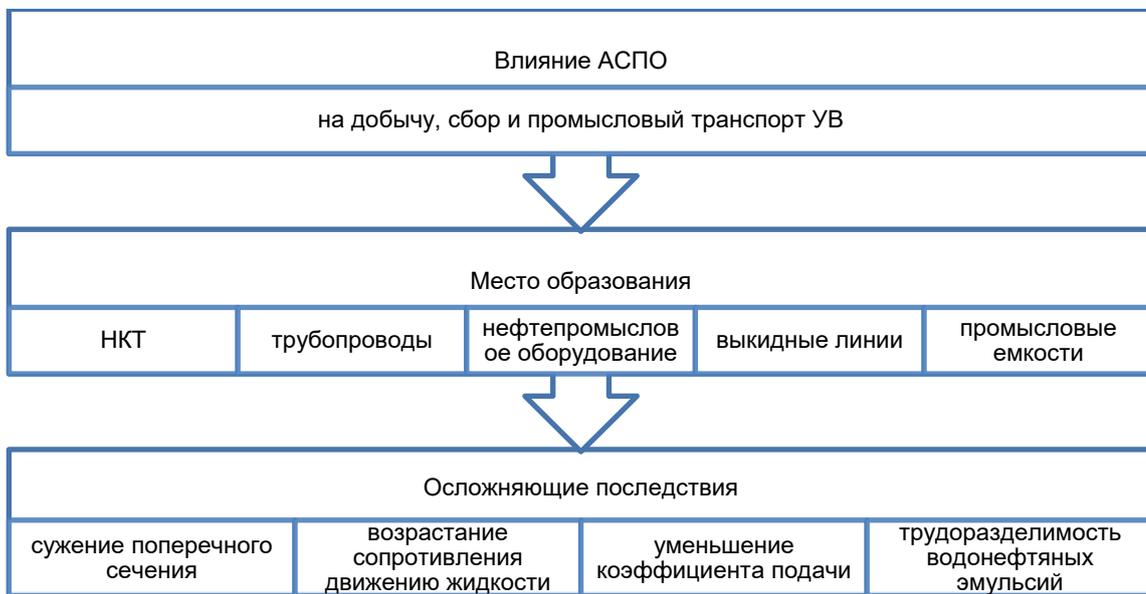


Рисунок 3 – Влияние АСПО на технологию промышленной добычи и транспортировки УВ

Приведем ряд причин, определяющих интенсивность образования АСПО в трубопроводах и оборудовании, в промысловых емкостях. Они представлены на рис. 4, из которого следует, что не только важны характеристики перекачиваемой среды, но и технологические условия эксплуатации конкретного трубопровода, а так же его технические характеристики, связанные с материалом изготовления, его шероховатостью и т.д.

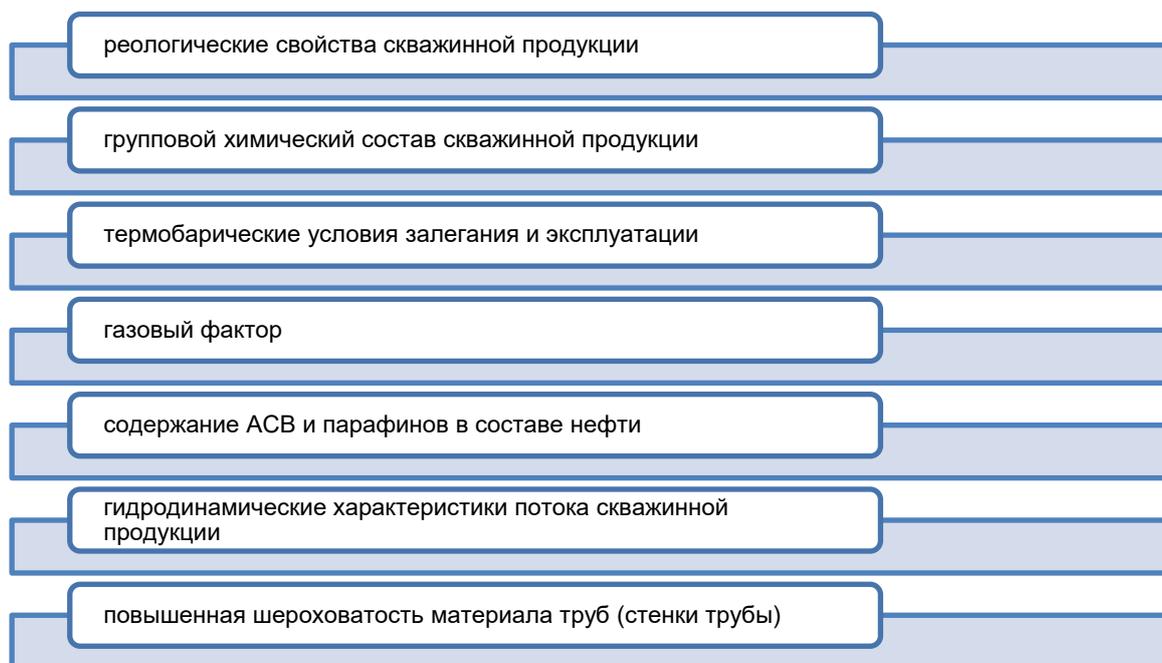


Рисунок 4– Ряд факторов, указывающих на интенсивность накопления АСПО

Образование слоя АСПО усложняет процесс эксплуатации трубопровода, так как отрицательно влияет на пропускную способность и может вызвать недозагрузку последующего технологического оборудования или сорвать контракты поставки запланированных объемов конечной продукции потребителю. Это негативно отразится на прибыли нефтедобывающего предприятия и может привести к повышению потребления электрической энергии и дополнительным затратам.

Применение уже известных методик перекачки УВ для тяжелых нефтей может способствовать высокому значению гидравлического сопротивления. Поэтому, поиск эффективных методов и средств – это важная задача для любой организации, связанной с вопросами транспортировки и хранения углеводородов.

1.2 Причины, условия и механизм образования отложений

1.2.1 Компонентный состав нефти

В состав АСПО входят асфальтены (А), смолы (С) и парафины (П).

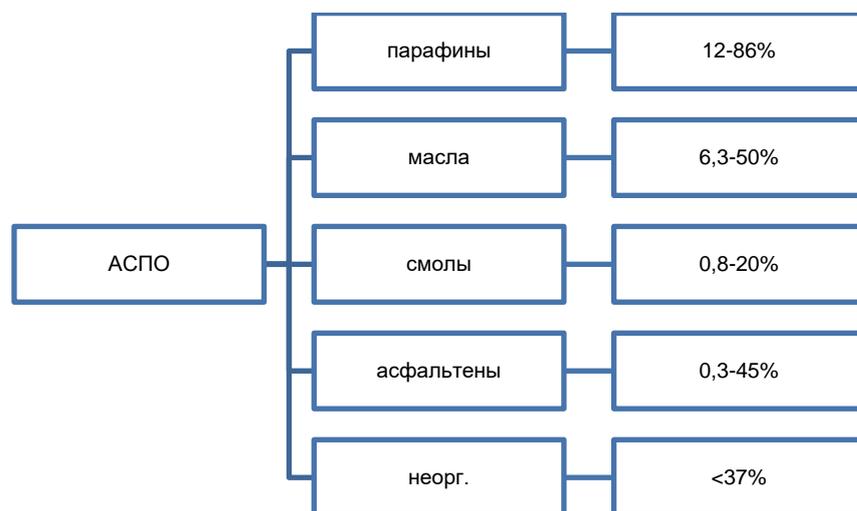


Рисунок 5 - Процентное содержание компонентов АСПО в нефти

Компоненты нефти, представляющие смесь высокомолекулярных соединений, в состав которых, помимо серы, входят азот, кислород и твердые металлы называют асфальтосмолистыми веществами.

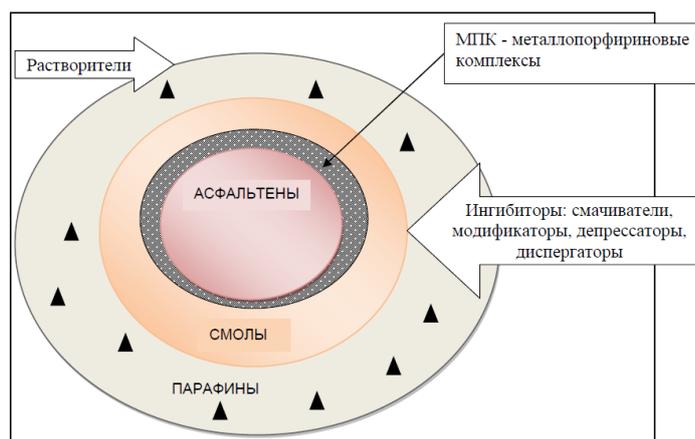


Рисунок 6 – Конфигурация агломерата АСПО

Парафин — воскоподобная смесь предельных углеводородов (алканов) преимущественно нормального строения состава от $C_{18}H_{38}$ (октадекан) до $C_{35}H_{72}$ (пентатриоконтан).

Выделяют три класса АСПО в зависимости от содержания органических компонентов в составе: асфальтеновый, парафиновый, смешанный.

Таблица 5 – Классы АСПО

Класс АСПО		
асфальтеновый	парафиновый	смешанный
$\frac{П}{(А + С)} < 1$	$\frac{П}{(А + С)} > 1$	$\frac{П}{(А + С)} \sim 1$

1.2.2 Причины образования отложений на стенке трубопровода

Как ранее было указано, к одной из основных проблем при разработке и эксплуатации УВ относят накопление АСПО на стенке ТП и нефтеперекачивающего оборудования. Осаждение АСПО вызывается отложением высокомолекулярных соединений УВ на стенке ТП при сниженном значении температуры перекачиваемого потока жидкости.

Основное осложняющее действие АСПО на процесс транспортировки нефти – это сужение полезного поперечного сечения ТП с последствиями увеличения потребления электроэнергии, повышенного износа оборудования. Также образование вязких сред и АСПО на стенках трубопровода может инициировать застывание перекачиваемого продукта, это способствует уменьшению периода капитального ремонта (поскольку необходима периодическая чистка полости трубопровода) и объем перекачиваемой продукции (в связи уменьшением эффективного диаметра трубопровода).

Образование АСПО на стенках трубопровода также связано с увеличенным значением обводненности перекачиваемой жидкости через нефтепромысловые трубопроводы и, как следствие, образованием стабильных эмульсий, трудноразделимых в процессе подготовки углеводородного сырья (УВС) до товарных качественных характеристик. Причиной указанному служит наличие воды и сопутствующее скольжение нефтяной фазы относительно водной.

Осаждения АСПО при перекачке нефти трубопроводным транспортом достигается увеличенным значением концентрации парафиновых и асфальтосмолистых веществ на внешней поверхности капель УВС.

Перекачка нефти с водой является следствием увеличения вязкости УВС, что сказывается на высоких гидравлических потерях УВ. Поверхностному слою АСПО присуще свойство адгезии, за счет чего он приобретает способность осаждения на стенке ТП и поверхности нефтепромыслового оборудования

					Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на трубопроводный транспорт нефти	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Высокопарафиновые нефти на территории Российской Федерации: Енисейско-Анабарская нефтегазоносная провинция (НГП), Тимано-Печорская НГП, Волго-Уральская НГП и Прикаспийская НГП.

Проблема образования АСПО присуща так же для месторождений Западной Сибири и месторождений Севера, поскольку здесь разница температуры пласта и поверхностного обустройства месторождения высокая, АСПО отлагаются интенсивно при высокой разнице температур.

Для мониторинга процесса образования АСПО в ТП и нефтепромысловом оборудовании (НПО) известны методы предотвращения и удаления отложений, которые влияют на уменьшение фактора образования АСПО.

Детальное обоснование и применение современных способов предотвращения и удаления парафинов позволит решить проблемы, связанные с уменьшением потерь УВ на трение, увеличенным значением межремонтного периода ТП, методы напрямую направлены на обеспечение поддержания заданного объема перекачиваемых УВ.

Процесс мониторинга образования отложений парафина – актуальная задача, стоящая перед инженерным обществом, процесс образования и осаждения АСПО имеет сложный механизм и не изучен в полной мере.

В нем участвуют следующие физические и химические процессы, указанные на рисунке 7.

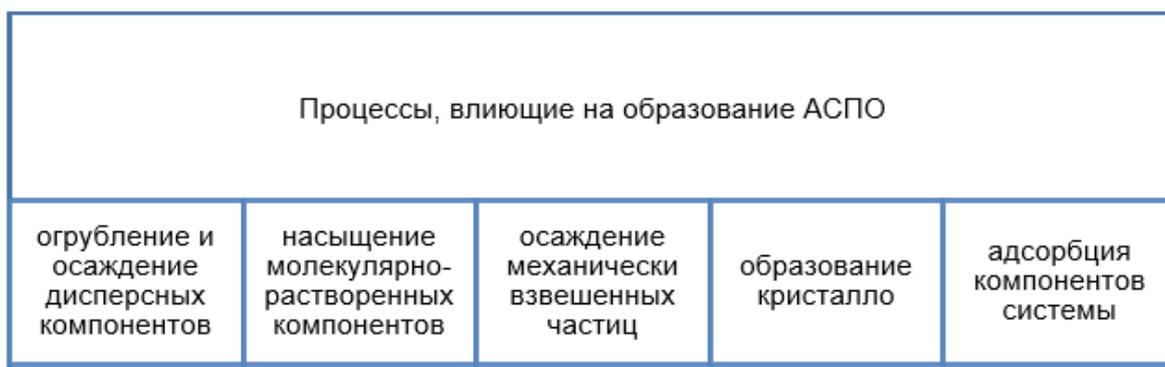


Рисунок 7 – Физические и химические процессы, участвующие в образовании АСПО

Указанное влияние процессов подвергается объяснению с точки зрения факторов, влияющих на образование и отложение АСПО. Центрами

зарождения первых кристаллов парафина принято считать наличие в составе УВ частиц песка, глины и прочих механических примесей.

Известно, что АСПО могут отличаться по составу даже в рамках эксплуатации одного месторождения с одинаковыми условиями эксплуатации. Отличие заключается в содержании асфальтенов, смол и парафинов. Общей характерной особенностью выступает неравномерность распределения по длине ТП, в составе массы отложений, по внутреннему сечению ТП. Очевидно, что наибольшее количество отложений АСП будет наблюдаться в пристенном слое по причине прилипания их к стенке. Так, кристаллы отложений АСП на стенке сцепляются друг с другом, перекристаллизуются, отложения становятся более плотными, жидкая фаза экструдируется через образованный слой.

Однако, прямая связь между содержанием АСП в составе нефти и интенсивностью накопления отложений отсутствует, поскольку необходимо рассматривать комплексное воздействие факторов. Образование отложений АСП зависят не только от значения количества твердых компонентов в составе, но и от их характеристик (например, разветвленная структура УВ).

1.2.3 Условия формирования парафиновых отложений

Отложения АСП представляют собой сложную смесь.

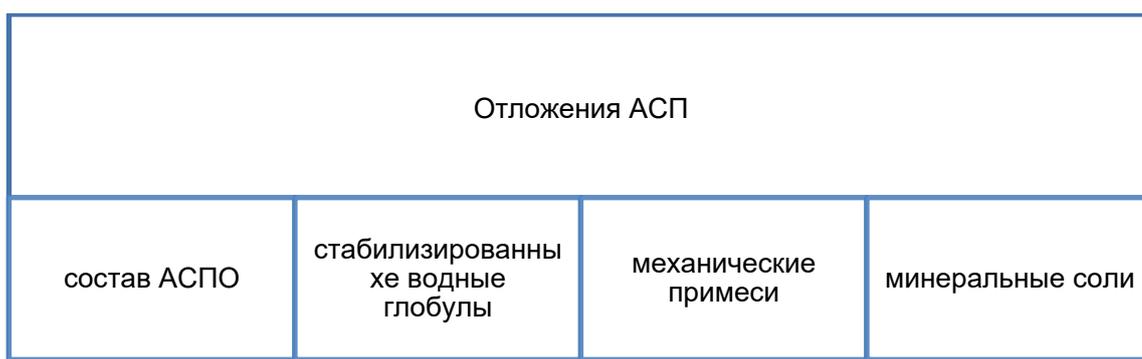


Рисунок 8 – Физические и химические процессы, участвующие в образовании АСПО

Основной материал осаждения – парафин, смолы и асфальтены выступают в качестве сцепляющего, цементирующего вещества.

Механизм парафинообразования – это набор процессов, приводящих к осаждению и накоплению твердой фазы на поверхности стенки ТП и НПО.

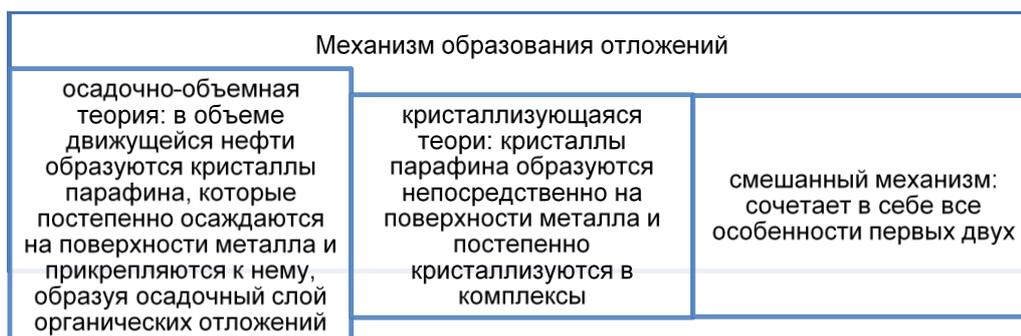


Рисунок 9 – Представление о механизме образования АСПО

Необходимые условия формирования отложений АСП приведены на рисунке 10.

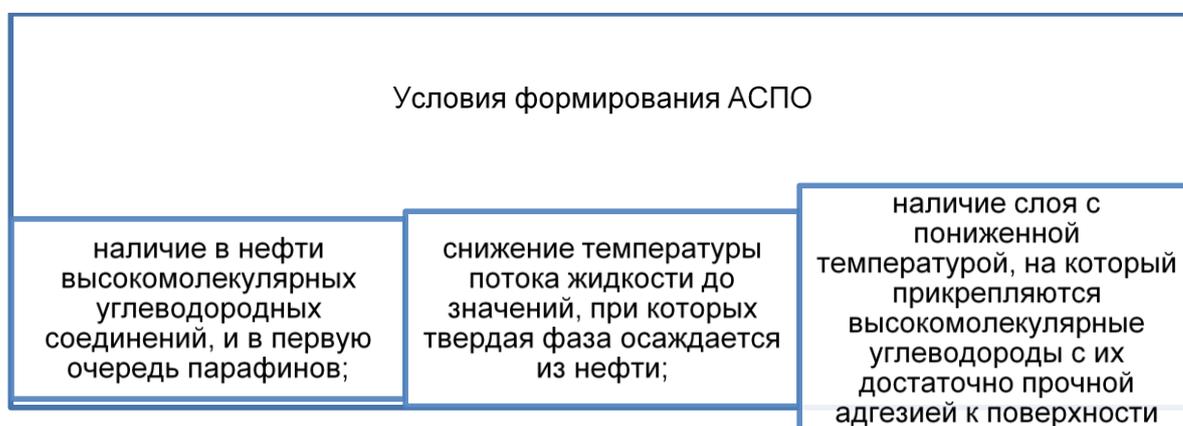


Рисунок 10 – Необходимые условия формирования АСПО

Таблица 6 – Основные факторы образования АСПО

Основные факторы образования АСПО		
1. наличие на поверхности осадений продуктов разрушения пласта, механических примесей	2. шероховатость поверхности, являющаяся основой адгезии кристаллов парафин	3. скорость движения УВС, которая может обеспечить как осаждение, так и отрыв АСПО
4. электрокинетические явления, вызывающие электризацию поверхности стенки трубки и кристалла – это усиливает адгезию парафина к металлу	5. структура течения: наибольшие осадки появляются во время пузырькового газопоршневого потока	6. охлаждение жидкости при интенсивной дегазации нефти

1.2.4 Механизм отложений парафина в трубопроводах

АСПО состоит из парафиновых УВ ($C_{18} - C_{36}$) и нефтяных УВ ($C_{30} - C_{60}$). Молекулы представляются как прямыми, так и разветвленными УВ цепями, также возможно структурное содержание циклических и/или ароматических УВ. *Макрокристаллические* парафины – кристаллы образованы из парафиновых углеводородов, *микрокристаллические* парафины – из нефтяных.

Процесс кристаллизации молекул АСПО состоит из двух стадий: *зарождение* и *рост*.

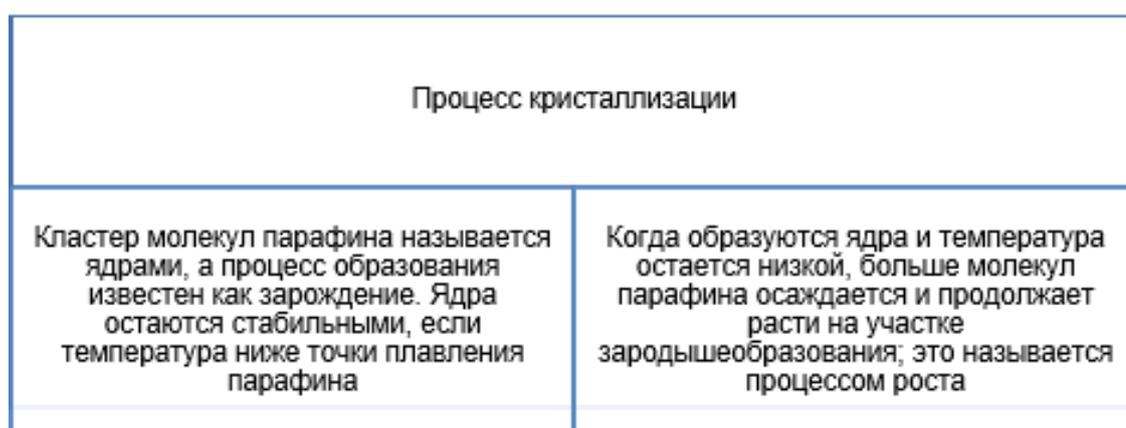


Рисунок 11 – Процесс кристаллизации молекул АСПО

Приведем факторы, влияющие на процесс формирования отложений при эксплуатации нефтепроводов.

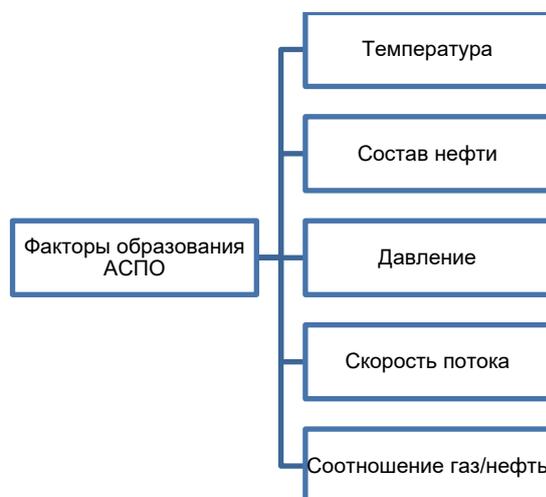


Рисунок 12 – Факторы, влияющие на процесс формирования АСПО

Температура. Температура является главным и самым критическим фактором в осаждении АСПО из-за прямой зависимости от растворимости парафина. Растворимость парафина уменьшается с понижением температуры, и наоборот. Парафин осаждается из нефти, когда температура находится ниже температуры кристаллизации. Температура окружающего воздуха вокруг трубы обычно меньше, чем температура нефти в трубе. Этот температурный градиент приводит к осаждению парафина.



Рисунок 13 – Выявление характера влияния температуры газожидкостной смеси на процесс формирования АСПО

Состав нефти. Нефть состоит из насыщенных, ароматических углеводородов, смол и асфальтенов. Это определяет восприимчивость нефти к осаждению АСПО и, следовательно, стабильность нефти.

Предельные углеводороды являются гибкими по своей природе; гибкость является самой высокой в нормальных парафинах, потому что они являются прямыми цепными соединениями и легко кластеризуются и кристаллизуются. Изопарафины также обладают высокой гибкостью, но образуют более неустойчивые отложения. Циклопарафины (нафтены) являются наименее гибкими из-за их циклического характера и не вносят большой вклад в формирование АСПО.

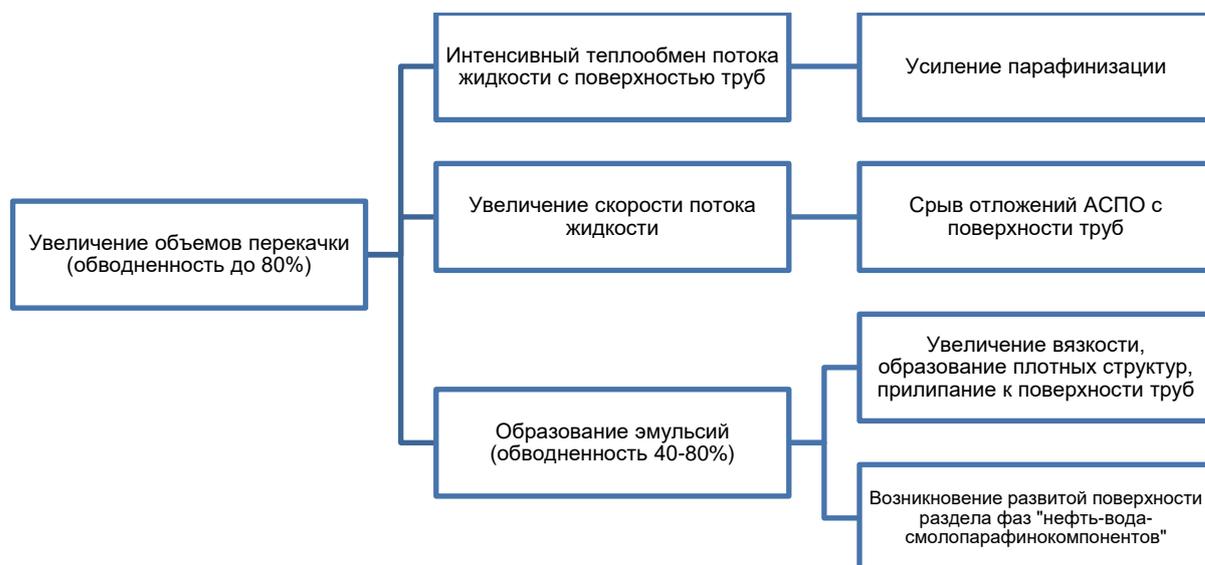


Рисунок 14 – Выявление характера влияния обводненности на процесс формирования АСПО

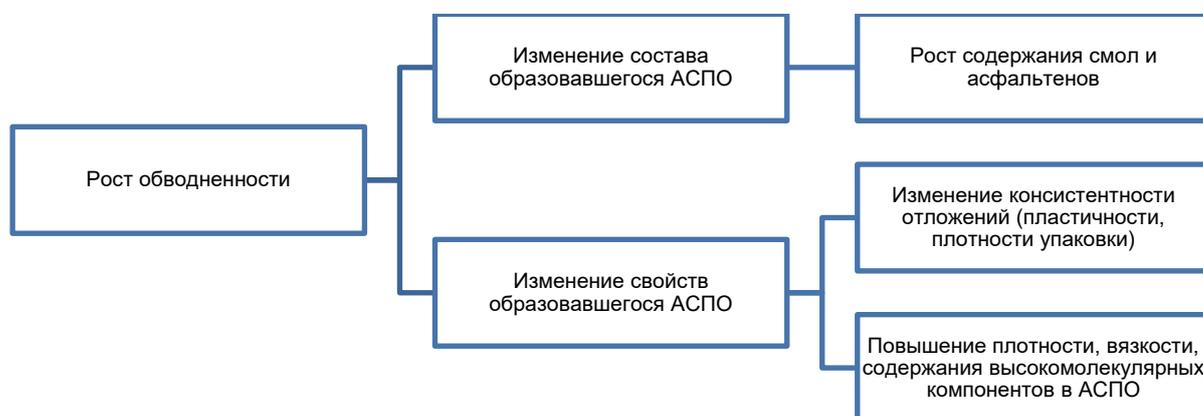


Рисунок 15 – Выявление характера влияния обводнённости свыше 80% на процесс формирования АСПО

Давление как основной параметр при эксплуатации нефтепроводов играет значительную роль в формировании АСПО. Профиль давления при эксплуатации нефти таков, что давление снижается при перекачке. Более легкие компоненты пластовой текучей среды, как правило, выходят из нефти, когда давление уменьшается. Это приводит к увеличению содержания растворимого растворителя, поскольку легкие углеводороды служат в качестве растворителя для компонентов АСПО. Следовательно, растворимость парафина уменьшается с потерей этих компонентов.

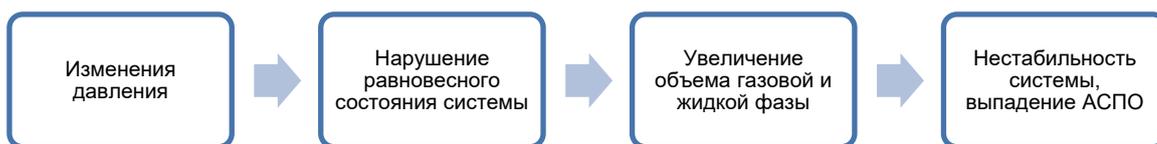


Рисунок 16 – Выявление характера влияния давления на процесс формирования АСПО

Температура появления парафинов повышается с увеличением давления выше точки парообразования при постоянном составе. Это явление подразумевает, что увеличение давления в однофазной области жидкости (выше давления парообразования) будет способствовать осаждению парафина. Ситуация отличается от точки кипения, где существует двухфазное существование. Здесь температура появления АСПО уменьшается с повышением давления до давления парообразования из-за растворения легких углеводородов обратно в жидкую фазу.

Скорость потока. В режиме турбулентного потока преобладают динамические силы, и движение параллельно оси трубы приводит к смешению разных слоев потока. В режиме ламинарного течения преобладают вязкие силы, и между слоями не происходит никакого смешивания.



Рисунок 17 – Выявление характера влияния скорости движения газожидкостной смеси на процесс формирования АСПО

Соотношение газ/нефть при эксплуатации промышленных трубопроводов и их объектов. Это влияет на осаждение парафина способом, который зависит от режима давления. Над точкой парообразования, где все газы остаются в растворе, раствор газа помогает удерживать парафин в растворе.

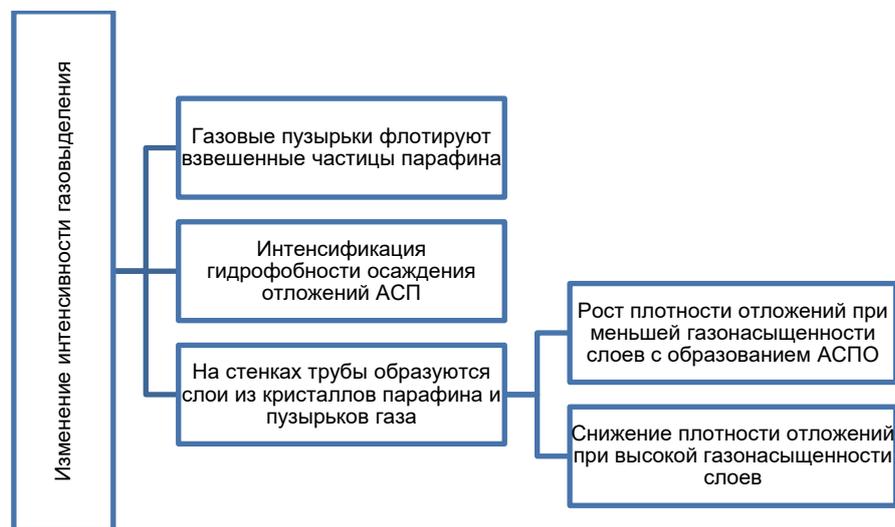


Рисунок 18 – Выявление характера влияния газовыделения на процесс образования АСПО

Температура кристаллизации повышается с понижением газового фактора. Высокий газовый фактор приводит к большему расширению и последующему охлаждению, поскольку давление в нефти ослабляет ситуацию, которая может усугубить проблему осаждения парафина.

Выводы: для формирования оптимальных условий защиты трубопроводов от развития осложняющих процессов важно понимание причин образования АСПО. Только понимание механизмов указанных процессов может дать правильный ответ при выборе конкретной технологии, снижающей влияние состава перекачиваемой углеводородной среды, содержащей в своем составе смолы, парафин и асфальтены, на пропускную способность конкретных участков.

2 Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений

Методы борьбы с АСПО: 1) методы, предотвращающие образование и осаждения АСП из состава нефти, 2) методы удаления образовавшегося слоя отложений АСП, и 3) комбинированные методы., в которых используется технология методов (1) и (2).



Рисунок 19 – Методы борьбы с АСПО

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промышленного нефтепровода на примере объектов Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дмитриев А.Д.			Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					28	100
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Разработка месторождений ТРИЗ сопровождается рядом трудностей, требующих применение современных технологических и конструктивных решений, в частности – предупреждение образования АСПО, удаление накопившегося слоя. Указанное будет способствовать тренду развития нефтедобывающих и нефтетранспортных компаний с учетом требований Энергетической стратегии России и требований ФЗ № 261.

Принципиально методы борьбы с АСПО различаются на превентивные и непосредственную борьбу с образовавшимся слоем.

2.1 Физические методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Методы, относимые к физическим, основаны на воздействии:

- *механических колебаний,*
- *ультразвуковых колебаний (вибрационные методы),*
- *электрических,*
- *магнитных,*
- *электромагнитных полей.*

на добываемую и транспортируемую продукцию. Акустические способы борьбы и предотвращения отложений представлены вибрационными методами, используемыми на практике как для предотвращения, так и для удаления АСПО; они позволяют создавать высоко-(ультразвуковые) и низкочастотные колебания в области парафинообразования, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микродвижение, что препятствует осаждению парафина на стенках труб.

Физические методы основаны на воздействии на нефть, на разрушении ассоциатов нефти, которые образуются парафиновыми углеводородами. Физические методы позволяют улучшить свойства нефти при низких температурах для предотвращения их образования. Также это позволяет препятствовать выпадению парафинов.

					Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Разновидностью физических методов является ультразвуковая обработка нефтей, и в особенности данный метод актуален для применения на высоковязких нефтях. По различным источникам применение ультразвуковой обработки позволяет уменьшить вязкость до 2 раз, в том числе это влияет на реологические свойства, в то время как химический состав нефти остается неизменным. Дополнительно ультразвуковые колебания вызывают движение кристаллов парафинов в области парафинообразования, что ведет к предотвращению осаждения парафинов.

Другой разновидностью физических методов является применение магнитной обработки. Данный подход использует применение магнитных активаторов, иначе говоря, магнитодинамического эффекта. Известно, что при движении заряженной частицы в постоянном магнитном поле возникает данный магнитодинамический эффект, согласно которому коллоидные частицы ферромагнетика, в частности ферромагнитного железа, претерпевают разрушение и дробление. Последнее влияет на центры роста парафина, таким образом, количество центров кристаллизации парафинов увеличивается.

Ферромагнитные микрочастицы находятся под действием магнитного поля, в результате чего происходит разрушение соответствующих соединений и агрегатов. Поскольку в каждом ферромагнитном агрегате находится от нескольких сотен до нескольких тысяч микрочастиц, то разрушение данных агрегатов ведет к значительному повышению количества и центров кристаллизации парафинов и солей. Таким образом, повышается концентрация данных центров и происходит формирование пузырьков газа на поверхности ферромагнитных частиц. Следовательно, кристаллы парафина выпадают в виде объемной, тонкодисперсной, устойчивой взвеси. При этом скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров кристаллов парафина.

Многолетний опыт эксплуатации магнитных аппаратов, разработанных в России в последнее десятилетие на уровне мировых стандартов, показал, что коэффициент успешности их использования достаточно высок – достигает 90%.

					Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Предельная простота и удобство применения магнитных аппаратов на промыслах позволяют оценить экономию средств на эксплуатацию нефтепроводов от внедрения технологии магнитной обработки и являются гарантией получения значительной прибыли в целом. На сегодняшний день магнитные аппараты широко используют для борьбы с соле- и парафиноотложениями не только при добыче нефти, но и при транспорте нефти и нефтепродуктов по наземным трубопроводам.

Оценочный расчет изменения вязкости нефти после ультразвуковой обработки (УЗО):

$$\tau_p = \tau_0 \exp \left\{ \frac{E_0 - \gamma(\sigma_c - \sigma_u)}{kT} \right\}, \quad (1)$$

- где τ_p - время разрыва межмолекулярных связей;
 τ_0 - постоянная, определяемая свойствами материала;
 E_0 - энергия разрыва,
 σ_c - статическое напряжение;
 σ_u - напряжение, создаваемое УЗВ;
 γ - структурный параметр, показывает степень передачи среднего напряжения на одну связь;
 k - постоянная Больцмана;
 T - абсолютная температура.

Принимая $\sigma_u(t) = \sigma_0 \sin \omega t$ и $\tau = 2\pi/\omega_p$, с учетом цикличности действующего напряжения формула примет вид:

$$\tau_p = \tau_0 \exp \left\{ \frac{E_0 - \gamma(\sigma_c + \sigma_0 N_p)}{kT} \right\}, \quad (2)$$

где $N_p = \omega \tau_p$ – число циклов воздействующего напряжения до момента разрушения.

Получим с логарифмической точностью

$$N_p = \frac{E_0 - \gamma \sigma_c}{\gamma \sigma_0} - \frac{kT}{\gamma \sigma_0} \ln \left\{ \frac{E_0 - \gamma \sigma_c}{\gamma \sigma_0} \right\}. \quad (3)$$

При условии $E_0 \approx \gamma \sigma_T$ и $\sigma_c = 0$, выражение

$$N_p = \frac{\sigma_T}{\sigma_0} - \frac{kT}{\gamma \sigma_0} \ln \left\{ \frac{\sigma_T}{\sigma_0} \right\}, \quad (4)$$

где σ_T – напряжение разрыва межмолекулярных связей.

Продолжительность УЗ воздействия равна:

					Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

$$\tau_p = N_p / \omega. \quad (5)$$

Если считать молекулы нефти ассоциатами (твердыми упругими шариками радиуса r и массой m , движущиеся со скоростью ϑ), то по представлениям молекулярной физики вязкость (μ) после УЗО можно определить из выражения:

$$\mu = \frac{\rho m \bar{v}}{9\sqrt{2}} r \equiv \mu_0 \frac{r}{r_0}, \quad (6)$$

где μ_0 – вязкость ассоциатов до УЗО,

r_0 – радиус ассоциатов до УЗО.

Применимость ультразвукового метода в процессе добычи, транспорта и подготовки углеводородов показана в таблице 7.

Таблица 7 – Применение УЗ в процессе транспорта и подготовки нефти

Сущность/Особенности	Достоинства	Недостатки
Обработка нефти в емкости, возможность комбинации с другими методами.	В сравнении с другими методами, УЗ более экономически эффективен и экологически безопасен/	Необходимость промышленной апробации лабораторных данных, возвращение исходных свойств со временем.

2.2 Химические методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Использование химических реагентов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещается с:

- процессом разрушения устойчивых нефтяных эмульсий;
- защитой нефтепромыслового оборудования от коррозии;
- защитой от солеотложений;
- процессом формирования оптимальных структур газожидкостного потока.

Таблица 8 – Алгоритм принятия решения по подбору реагентов, предотвращающих образование АСПО на поверхности нефтепромыслового оборудования

Направления поиска ингибиторов с учетом механизма процесса					
Образование на поверхности труб		Взаимодействие с молекулами парафина		Адсорбция молекул на кристаллах парафина	Образование тонкодисперсной системы, уносящую потоком жидкости
Препятствие процесса адгезии кристаллов парафина к поверхности труб	Создание условий для выноса АСПО потоком жидкости	Предотвращение процесса укрупнения кристаллов парафина	Поддержание кристаллов во взвешенном состоянии при движении потока жидкости	Снижение способности к агрегации кристаллов парафина и их накопления	Препятствие отложению кристаллов парафина на стенках труб
Смачивающие реагенты		Модификаторы		Депрессаторы	Диспергаторы
Подбор реагентов для конкретных технологических условий					

Таблица 9 – Группы ингибиторов и их основной принцип действия

Группа ингибитора	Основной компонент	Основной принцип действия
Смачиватели	Полиакриамид, кислые органические фосфаты, силикаты щелочных металлов, водные растворители синтетических полимерных ПАВ	Адсорбируются на поверхности и образуют гидрофильную пленку, препятствующую адгезии гидрофобных кристаллов парафина к внутренней поверхности труб
Диспергаторы	Соли металлов, соли высших СЖК, силикатно-сульфенольные растворы, сульфатированный щелочной лигнин	Воздействуют на процесс кристаллизации твердых компонентов нефти на макромолекулярном уровне с образованием адсорбционного слоя из молекул реагента на мелких зародышевых кристаллах УВ, препятствующих их слипанию
Модификаторы	Атактический полипропилен, низкомолекулярный полиизобутилен, сополимеры этилена и сложных эфиров, тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпирролидоном	Изменяют форму и поверхностную энергию кристалла парафина, в результате этого снижается склонность кристаллов к взаимному объединению или присоединению к стенкам трубы
Депрессаторы	Сополимеры этилена с винилацетатом, полиметакрилаты, парафлуо, алкилфенолы	Адсорбируются на кристаллах парафина, что затрудняет способность последних к агрегации и накоплению. Молекулы депрессатора в УВС сцепляются своими полярными концами, образуя мицеллы
Реагенты комплексного действия	Реагенты марки СНПХ, композиции присадок	Комплексное действие на АСПО

В таблице 9 представлен алгоритм принятия решения по повышению успешности применения технологий борьбы с АСПО с использованием хим. способов.

Самым распространенным методом химического воздействия на удаление АСПО является применение специальных химических веществ, которые задействуют процессы адгезионного и абсорбционного характера на границах раздела фаз. Основными парами раздела фаз являются «нефть – металл» и «нефть – дисперсная фаза».

Таблица 10 – Алгоритм принятия решения по повышению успешности применения технологий борьбы с АСПО

Принятие решения по применению технологий борьбы с АСПО			
Исследование структурно-группового состава и характеристик реакционной способности АСПО, его классификация	Экспериментальные исследования физико-химических и реологических свойств продукции скважин	Экспериментальные исследования по подбору эффективных ингибиторов растворителей АСПО, депрессорных присадок, антигидратных присадок, деэмульгаторов	Исследование взаимного влияния реагентов при их совместной транспортировке. Уточнение оптимальных концентраций
Прогнозирование степени накопления АСПО на стенке с помощью математического моделирования процессов формирования АСПО			
Обоснование технологического приема реализации хим. составов при добыче, сборе, транспортировке УВ			
Оценка эффективности реализованных технологий			

Методы применения растворителей часто являются наиболее эффективными методами удаления и/или предотвращения АСПО, но при этом и крайне дорогими. Поэтому эти методы применяются, когда другие технологии не рациональны. Алифатические и ароматические растворители являются основными группами растворителей, используемых на нефтяных месторождениях. Алифатические растворители являются прямыми или образованными кольцом углеводородов (в основном используются дизельное топливо, керосин), в то время как ароматические растворители представляют собой соединения, со-

держат углеводородное кольцо с делокализованным электронным двойным связыванием, такое как ксилол или толуол. Смешивание ксилола или толуола вместе с алифатическим растворителем повышает эффективность удаления.

Таблица 11 – Растворители АСПО

Растворители	Растворяющая способность, масс. %
Легкая смола пиролиза	78
Газовый бензин	82
Кубовый остаток производства бутанолов	46
Нефрас-П-150/330	64

Добавление поверхностно-активных веществ может также способствовать повышению эффективности растворителя за счет увеличения дисперсионного воздействия на парафины. Другие растворители, такие как бензол, хлорированные углеводороды и дисульфид углерода, также показали хорошие результаты. Однако многие из этих растворителей не являются экологически чистыми. Многие также обладают опасными рисками, связанными с низкими температурами вспышки, такие как ароматические растворители, и проблемами с коррозией.

Таблица 12 – Растворимость АСПО парафинового типа

Растворяющий агент-растворитель	Растворимость АСПО, масс. %
Фракция 30–120°C	42,2
Фракция 60–180°C	26,9
Фракция 150–200°C	44,1

Проблема, решаемая авторами статьи [33] заключается в необходимости удаления АСПО из скважинных насосов, насосно-компрессорных трубопроводов и из оборудования наземной части: из выкидных линий, промысловых трубопроводов и резервуаров. В качестве методов, которыми возможно удаление отложений парафинового типа, авторы используют комплексные ингибиторы, новизна которых связана с использованием

парафина в смеси с α -олефинами, эффективность которых определялась гравиметрическим методом и методом «холодного стержня».

В лабораторном эксперименте авторы исследовали два образца нефти: Кулгинского и Грозненского месторождений. Оба образца нефти относятся к парафиновому типу, доля парафинонафтеновых углеводородов составляет 34,4% и 70,6% соответственно. Причем, в составе первой нефти также значительная доля приходится на легкую ароматику (21,0%) и тяжелую ароматику (22,7%).

Выбор ингибиторов производился исходя из химического состава, поскольку его точное значение имеет практическое применение при определении максимально эффективного метода борьбы с отложениями. Авторами статьи выделяются следующая классификация.

Таблица 13 – Эффективность ингибитора на основе исходного состава нефти [34]

Тип ингибитора	Растворяемые компоненты	Не растворяемые компоненты
	1	2
Ароматические углеводороды	Смолы	Асфальтены и парафины
Парафиновые углеводороды	Парафины и церезины	Смолы и асфальтены
Нафтеновые и непредельные углеводороды	Смолы и парафины	Асфальтены

Также показан принцип действия ингибитора, который состоит в том, что сначала растворяется связующий компонент (смола), после чего образуются обособленные агломераты парафинов и асфальтенов, растворение которых зависит от состава ингибитора.

В результате эксперимента, максимальной эффективностью среди испытанных реагентов для образца первой нефти обладает комплексный растворитель на основе неполярного и полярного компонентов, в составе которого присутствует компонент C_8 , растворяющий смолу, и компонент парафинового углеводорода, растворяющий парафины, нафтены и непредельные углеводороды в исходном составе АСПО. Для второго образца эффективна обработка на основе индивидуального компонента C_8 при концентрации 200 мг/л.

В целом, ингибирование АСПО возможно на основе присадок модифицирующего, моющего и смачивающего типов. Авторами установлена высокая ингибирующая эффективность α -олефинов в соединении с парафиновыми углеводородами (реагент модифицирующего типа) по отношению к АСПО парафинового типа. Это объясняется повышенной адсорбционной способностью к поверхности отложений за счет наличия двойной связи. Повышенной адсорбционной активностью к поверхности металлов обладают реагенты смачивающего действия (к примеру, щавелевая кислота). Ингибитор-модификатор (малеиновый ангидрид) способен изменять кристаллическую структуру парафина в момент образования твердой фазы. Действие моющей составляющей (этилгексанол) сводится к диспергированию АСПО и их отмыву, а не к их растворению.

2.3 Тепловые методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Выпадение парафина сильно зависит от температуры; поэтому термические методы могут быть очень эффективными как для предотвращения, так и для устранения АСПО.

Предотвращение АСПО горячей нефти является одним из самых популярных способов. Также в нефть могут добавлять диспергатор. Когда нефть транспортируется по трубопроводу, ее температура уменьшается, а растворимость парафина повышается.

Таблица 14 – Характерные температуры высокопарафинистых нефтей

Характерные температуры высокопарафинистых нефтей	
$t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$	Температура, при которой наиболее проявляются неньютоновские свойства
$t = 27 - 30\text{ }^{\circ}\text{C}$	Температура массового выпадения парафинов
$t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$	Температура, обеспечивающая необходимую текучесть и однородность нефти
$t^* = 40 - 50\text{ }^{\circ}\text{C}$	Температура фазового перехода, близкая к температуре правления парафинов
$t = 45 - 65\text{ }^{\circ}\text{C}$	Температура плавления парафинов
$t = 65 - 88\text{ }^{\circ}\text{C}$	Температура плавления церезинов

Обработка горячей водой не дает эффекта растворимости, характерного для технологии удаления АСПО горячей нефтью, поэтому поверхностно-активные вещества часто добавляют для облегчения дисперсии парафина в жидкой фазе. Комбинированный метод с применением горячей жидкости и поверхностноактивного вещества позволяет суспендировать твердые вещества биполярным взаимодействием поверхностно-активного вещества на границе раздела между водой и парафином. Преимущество этого метода состоит в том, что вода имеет более высокую удельную теплоту, чем нефть, и поэтому обычно достигает места осаждения с более высокой температурой. Применение поверхностно-активных веществ относится к химическим методам.

Прямой нагрев считается эффективным методом в борьбе с предотвращением образования отложений.

Основной принцип заключается в передаче большого количества электрического тока через стенку трубопровода для выработки тепла. Это самый привлекательный и надежный вариант для промышленных условий. Нагреваемая труба представляет собой активный проводник в однофазной электрической цепи с одножильным силовым кабелем, который выступает в качестве прямого проводника. Питание подается через два кабеля. Один из двух одножильных вертикальных кабелей соединен с ближним концом трубы, а другой – с передним конвейерным кабелем, соединенным с дальним концом трубы. Это означает, что конец каждого трубопровода соединен с двумя кабелями, создавая замкнутый контур.

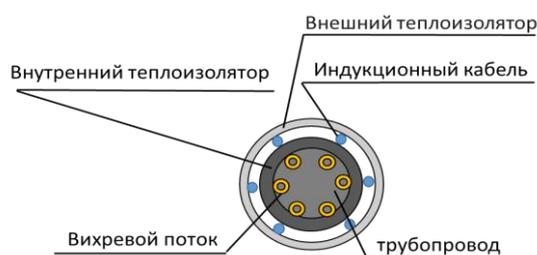


Рисунок 20 – Принцип тепловыделения

По мере добавления тока возникает потеря напряжения, и, таким образом, выделившаяся энергия идет на нагрев трубопровода. Для прямого нагрева трубопровод обычно сконструирован таким образом, что температура

					Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

выпускаемой текучей среды удерживается выше температуры кристаллизации парафина во время выключения, а также увеличивается ее температура от температуры окружающей среды в течение определенного периода времени. Таким образом, при установившемся режиме непрерывного нагрева может не потребоваться.

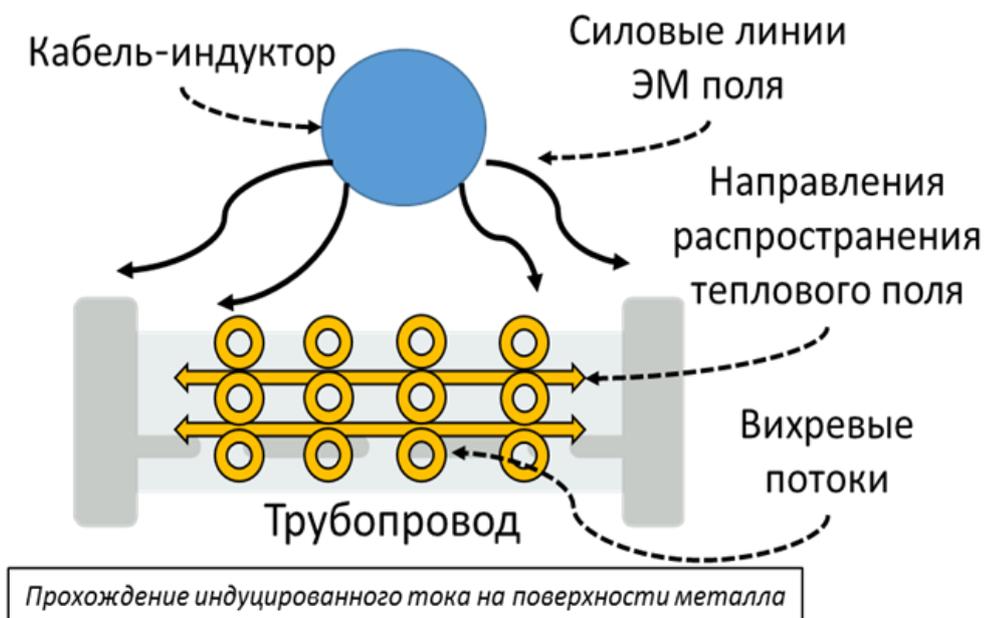


Рисунок 21 – Происхождение индуцированного тока на поверхности металла

Одним из вариантов нагрева является перекачка индукционным нагревом, отметим несколько значительных преимуществ: 1) высокая производительность и эффективность вследствие высокого значения КПД (95%). 2) безопасность в эксплуатации относительно других способов нагрева из-за бесконтактного воздействия на нагреваемое тело. 3) экономическая выгода вследствие энергоэффективности и малозатратного монтажа оборудования.

Принцип работы автоматизированного индукционного нагрева вязкой нефти представлен на рисунке 22.

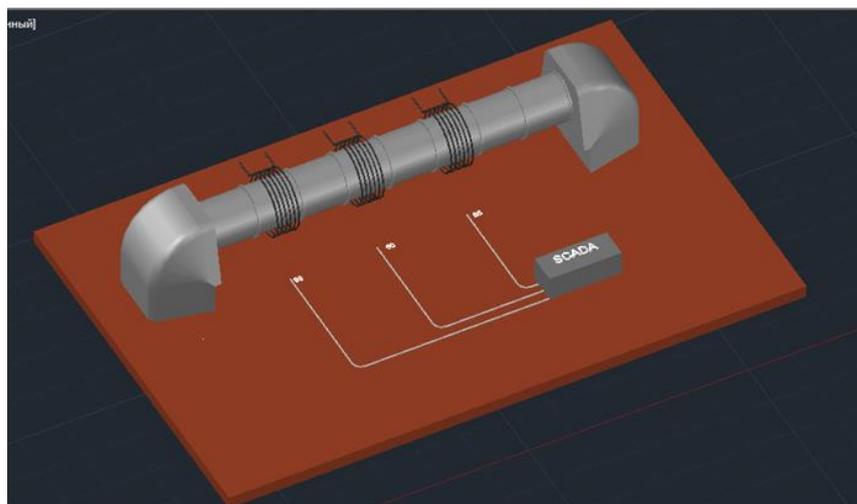


Рисунок 22 – Схема автоматизированного индукционного нагрева нефти

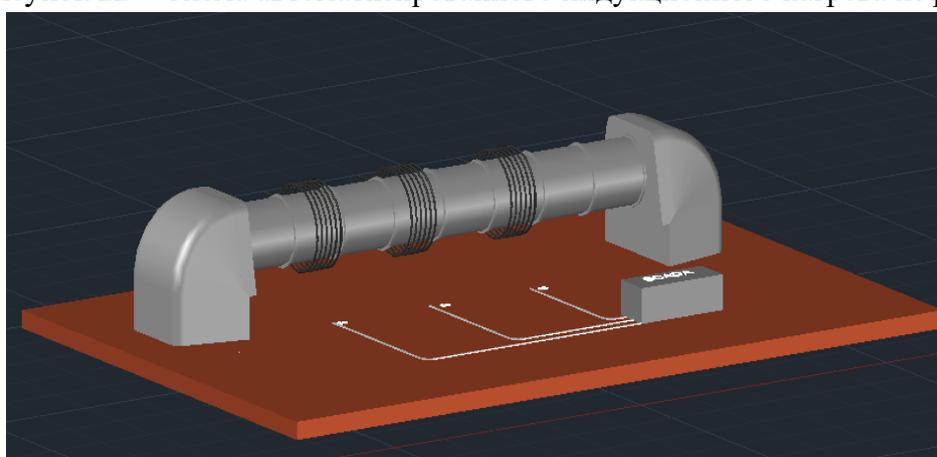


Рисунок 23 – Схема автоматизированного индукционного нагрева нефти

Способ индукционного подогрева нефти самый эффективный и безопасный метод. Он заключается в том, что трубопровод обматывается намоткой (индуктором), на которую подается переменный ток, вследствие чего внутри катушки возникают вихревые токи. Такие токи нагревают трубы, которые передают тепло нефти при транспортировке. Возможно применение автоматизации индукционного нагрева следующим способом: индукторы распределяются по трубопроводу и имеют датчики XYR 6000 для отслеживания параметров. Эти датчики отправляют сведения о характеристиках трубопровода на сервер SCADA. С помощью него возможно дистанционное регулирование индукторов на трубопроводе, что позволяет избежать излишних затрат энергии на транспорт и поддерживать необходимую температуру по всему трубопроводу.

Термодинамические функции, определяющие вязкость нефтей под действием сдвиговых деформаций – энтальпия и энтропия – взаимно

					Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

частично компенсируют свое влияние на вязкость (μ) нефтяных дисперсных систем. Снижение вязкости при повышении температуры объясняется достижением определенных характерных температур нефтей. Снижение вязкости при повышении скорости сдвига обусловлено значительным вкладом энтропии в величину потенциала Гиббса в уравнении Эйринга-Френкеля, это является следствием резкого снижения упорядоченности в структуре нефтяных дисперсных систем.

Уравнение Эйринга-Френкеля:

$$\eta = B \cdot \exp\left[\frac{\Delta H - T\Delta S}{RT}\right] = B \cdot \exp\left(-\frac{\Delta S}{R}\right) \cdot \exp\left(\frac{\Delta H}{RT}\right) = C \cdot \exp\left(\frac{E}{RT}\right), \quad (6)$$

где $\Delta H - T\Delta S = \Delta G$ – энергия Гиббса; ΔH – изменение энтальпии;
 ΔS – изменение энтропии; $E = \Delta H$ – энергия активации вязкого течения;
 R – универсальная постоянная; T – температура.

Определение энергии активации вязкого течения можно определить:

$$E = (\ln\eta - A) \cdot RT \quad (7)$$

где $A = \ln B - \frac{\Delta S}{R}$ – постоянная величина,
 $B = \frac{h \cdot N}{V_M}$, h – постоянная Планка, N – число Авогадро, V_M – молярный объем.

Таким образом, в работах было показано изменение вязкости при увеличении скорости сдвига и температуры, приведена зависимость вязкости нефти от изменения термодинамических функций: энтальпии и энтропии. Энергию активации вязкого течения можно получить в зависимости от натурального логарифма динамической вязкости.

					Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.4 Метод борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями с применением гладких поверхностей

Обзор методов технологии предварительного воздействия на нефть для предотвращения и удаления АСПО приведено в Приложении А.

Для предотвращения образования АСПО на стенке трубопровода возможно применение труб с гладкой поверхностью, состав которых эффективно защищает поверхность не только от процессов коррозии, но и отложений парафина.

Таблица 15 – Предотвращение образования АСПО с применением гладких поверхностей

Эпоксидная изоляция	Стеклопластиковые трубы	Полиэтиленовые покрытия
<p>Обработка поверхности материала специальными составами на базе эпоксидной смолы. Смола обладает повышенной устойчивостью к влаге, жидким топливным веществам, масляной среде, выдерживает химическое, механическое воздействие, имеет высокую степень адгезии. Преимущества:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Снижение потерь в процессе транспортировки веществ по системе ТП; 2. Защита от воздействия коррозионных процессов. 	<p>Принцип действия: стекловолоконные нити накручиваются на прочную оправу в непрерывном режиме. Нить армируется специальным составом из стекловолокна и пропитывается смоляной смесью, измельченным стекловолокном и песком. Стеклопластик выдерживает широкий диапазон температур. Преимущества:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Защита от воздействия коррозионных процессов; 2. Материал устойчив к износу и не подвергается воздействию агрессивных компонентов. 	<p>Полиэтилен обладает высокой морозостойкостью, химической устойчивостью и водостойкостью. Применяется в покрытиях внутренней поверхности трубопровода для комплексной защиты (АСПО, коррозия). Полиэтилен при обычных температурах не растворим в органических растворителях, но набухает в определенных средах. С повышением температуры набухемость возрастает, с полным растворением.</p>

2.5 Механические методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Механические методы очистки промысловых нефтепроводов от АСПО предусматривают применение очистных устройств, для эксплуатации которых нефтепроводы оборудуются специальными камерами пуска и приема. Существуют различные типы механических очистных устройств (ОУ):

- *скребки различных конструкций;*
- *шаровые резиновые разделители;*
- *очистные поршни.*

Для удаления твердых АСПО целесообразно использовать только скребки со специальными рабочими элементами, приспособленными для этой цели: щетками из стальной проволоки, полиуретановыми или металлическими ножами (манжетами) или другими режущими или соскабливающими устройствами. Техника и технология применения скребков для удаления АСПО известна давно, тем не менее, предлагаются все новые конструкции скребков. При пропусках скребка изнашиваются резиновые манжеты и щетки, которые необходимо заменять по мере их износа.

Из числа эластичных очистных устройств наибольшее распространение получили шаровые резиновые разделители. Периодический пропуск шаровых резиновых разделителей по всей длине действующих нефтепроводов предотвращает накопление парафиновых и нефтетрясовых отложений, а также газоздушных и водяных пробок, что в свою очередь обеспечивает постоянную максимальную пропускную способность нефтепроводов и минимальные расходы на перекачку. Шаровые разделители пригодны для вытеснения воды и газа из трубопроводов малых и средних диаметров.

Очистные поршни можно разделить на две основные группы: бескорпусные пиги; корпусные.

Очистные поршни выполняются различной формы (цилиндрической, пулеобразной и т.д.) и могут быть резиновыми, поролоновыми, полиуретановыми, стальными и комбинированными, также они могут дополнительно снабжаться специальными лезвийными или щеточными очистными элементами.

Выводы: Проведенный литературный обзор свидетельствует, что выбор любой технологии предварительного воздействия на нефть для предотвращения и удаления АСПО и улучшения реологических свойств заключается не только в эффективном изменении свойств, но и в их сохранении в течении длительного периода времени в силу тиксотропных свойств нефти.

					Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 Характеристика объекта исследования

3.1 Характеристика объекта исследования

Участок выполнения работ расположен на территории Томской области.

На территории производства работ выделено 2 инженерно-геологических слоя и 4 инженерно-геологических элемента.

Таблица 16 – Характеристика грунтов

Слой	Описание
Слой 1	Почвенно-растительный слой 9б
Слой 2	Насыпной грунт – песок мелкий, 9б
ИГЭ	Описание
ИГЭ 130	Торф среднеразложившийся очень влажный 2 типа, 37б, мощность от 0,7 до 0,9 м.
ИГЭ 241	Глина легкая пылеватая мягкопластичная с примесью органического вещества, 8а, мощность от 1,1 до 1,7 м.
ИГЭ 251	Глина легкая пылеватая текучепластичная с примесью органического вещества, 8а, мощность от 1,0 до 3,2 м.
ИГЭ 350	Суглинок тяжелый пылеватый текучепластичный, 35а, мощность от 13,5 до 16,4 м.

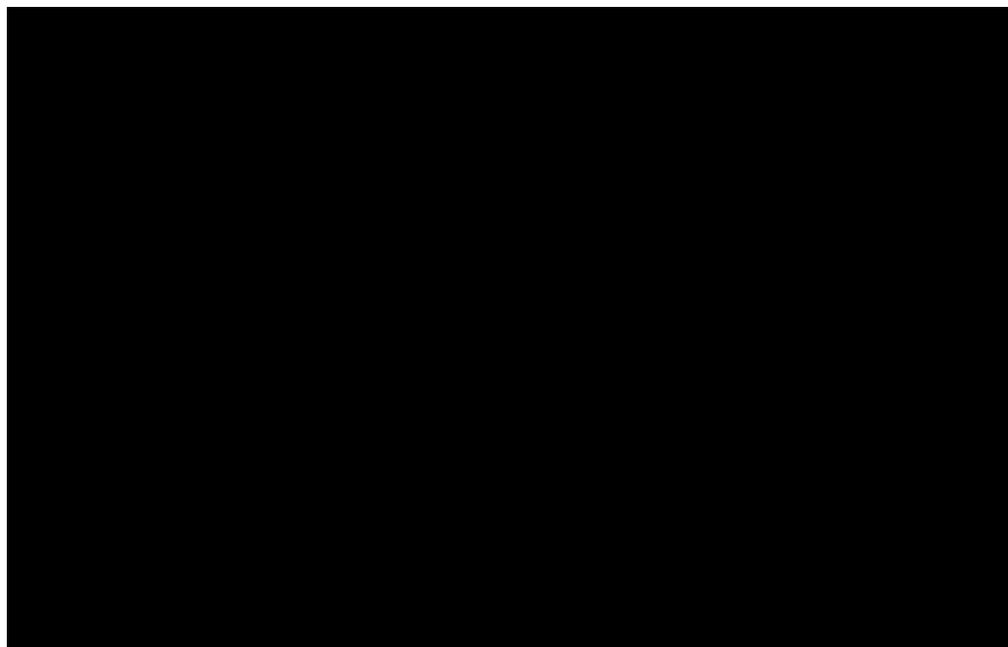


Рисунок 24 – Обзорная карта района месторождения

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промыслового нефтепровода на примере объектов Томской области					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Характеристика объекта исследования					
Разраб.	Дмитриев А.Д.							Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.								44	100
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.									

Гидрография района выполнения работ – река Васюган. Местность осложнена наличием заболоченной местности (50-60% территории представлена заболоченной местностью).

Таблица 17 – Климатические условия района выполнения работ

Параметр	Значение
Климат	континентальный
Среднегодовая температура	+3°С
Среднегодовое количество осадков	400-500 мм
Высота снежного покрова	от 0,4 - 0,5 м на открытых участках
	до 2 м на залесенных
Период снежного покрова	устанавливается во второй половине октября и сохраняется до начала мая
Промерзаемость грунта	открытых участках составляет 1-1,5 м
	на залесенных участках составляет 0,3-0,4 м
Промерзаемость болот	не превышает 0,4 м

Объект исследования – низконапорный нефтесборный коллектор, расположенный на территории нефтедобывающей компании. Предмет исследования – технологии обеспечения пропускной способности нефтепровода, подверженного влиянию осложняющих процессов с отложениями АСПО.

Технологическая схема приведена в Приложении Б. Далее для расчетов примем модельный участок трубопровода с характеристиками ниже.

Таблица 18 – Характеристика участка трубопровода

Параметр	Значение	Единица измерения
Протяженность	7000	м
Диаметр	219	мм
Толщина стенки	8	мм
Давление рабочее	4	МПа
Марка стали	13ХФА	

Определим категорию и класс линейного объекта, а также категорию участков ТП по таблице 19.

Таблица 19 – Сведения о категории и классе линейного объекта

Параметр	Значение	Пояснение	Основание
Категория продукта	7	нефть с газовым фактором до 300 м ³ /т	таблица 1 [52]
Класс ТП	II	номинальный диаметр DN200	п. 7.1.2 [52]
Категория ТП	«Н1»	в зависимости от назначения – нормальная	таблица 3 5[2]

					Характеристика объекта исследования	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Категория участков ТП	см. таблицу 11	определена в соответствии и в зависимости от условий прохождения трассы	таблица 4 [52], п. 2.5.290 ПУЭ [109]
-----------------------	----------------	---	--------------------------------------

При определении категории всего трубопровода к нормальной категории (подкатегория «Н1»), определенные участки ТП могут изменить категорию с нормальной на среднюю, либо высокую, в зависимости от условий прокладки (в нашем случае, на участках болот и обводненной местности). Также сразу учтем и другие особенности прокладки трассы проектируемого НГС, а именно наличие участков с пересечением искусственных преград.

Таблица 20 – Категория участков проектируемого НГС

Параметр	Нормативное требование	Наименование участков	Категория
Категория участков НГС	таблица 4 [52]	ТП длиной 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности	С
		УЗА и примыкающие к ТП участки по 250м	С
		Участки 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации	С
		Переходы через II и III типа	С
	Участки 25 м по обе стороны от пересекаемой а/д (IV, V категорий),	С	
	п. 2.5.290 ПУЭ [109]	Участки по 1000 м в обе стороны от пересечения с ВЛ до 330 кВ	С

Для расчета примем участком нефтесборный трубопровод. Основные технические характеристики трубопровода в таблице 15.

Для сравнения гидравлических потерь при перекачке нефти с отложения парафина и без, будет рассмотрен транспорт образца подготовленной нефти (образец №1) – нефть незначительной вязкости, доведенная до товарных качественных характеристик в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 и образца неподготовленной нефти (образец №2) – водонефтяная эмульсия, не прошедшая стадию промысловой подготовки.

3.2 Характеристика образцов нефти

Образец нефти №1 – особо легкая, незначительной вязкости, парафинистая, первой группы качества.

					Характеристика объекта исследования	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 21 – Характеристика образца нефти №1

№	Наименование показателя	Результат	Характеристика
1	Плотность нефти при 20°C, кг/м ³	801,9	Особо легкая
2	Вязкости нефти при 20°C, мПа · с	3,41	Незначительной вязкости
3	Массовая доля воды, %	0,03	Первая группа качества
4	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ (%)	6,6	Первая группа качества
5	Массовая доля парафина, %	2,7	Парафинистая

Нефть образца №2 характеризуется как тяжелая, высоковязкая, высокообводненная, смолистая, высокопарафинистая. Некоторые физико-химические характеристики добываемой нефти представлены в таблице 17.

Таблица 22 – Характеристика образца нефти №2

№	Наименование	Результат	Характеристика
1	Плотность нефти при 20°C, кг/м ³	872	Тяжелая
2	Вязкость нефти при 20°C, мПа · с	33,18	Высоковязкая
3	Массовая доля воды, %	88,9	Высокообводненная
4	смола силикагелевых	6,14	Смолистая
5	асфальтенов	0,95	
6	парафинов	7,67	Высокопарафинистая

Выводы: Для расчета приняли участком нефтесборный трубопровод.

Для сравнения гидравлических потерь при перекачке нефти с отложения парафина и без, будет рассмотрен транспорт образца подготовленной нефти (образец №1) – нефть незначительной вязкости, доведенная до товарных качественных характеристик в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 и образца неподготовленной нефти (образец №2) – водонефтяная эмульсия, не прошедшая стадию промышленной подготовки.

4. Расчетно-технологическая часть

4.1 Расчет на прочность модельного участка промышленного трубопровода

Расчет прочностных характеристик трубопровода является неотъемлемой частью любого проекта по строительству нового участка. Выполним расчет на прочность и устойчивость согласно ГОСТ Р 55990-2014 [51].

Проведение расчета на прочность позволяет проверить принятые в проекте конструкционные особенности трубопровода и оценить запас прочности.

Необходимо определить нормативные и расчетные сопротивления материала труб. При определении напряжений, и в расчетах трубопроводов на прочность, и устойчивость, будем принимать значения физических характеристик материала следующими:

- модуль упругости $E_0=206000$ МПа;
- коэффициент Пуассона $\mu_0 = 0,3$;
- коэффициент линейного расширения $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}(\text{°C})^{-1}$.

Значения нормативного предела текучести и нормативного предела прочности (временного сопротивления) примем:

- предел прочности 13ХФА $\sigma_u = 520$ МПа;
- нормативный предел текучести 13ХФА $\sigma_y = 430$ МПа.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) по прочности R_u и по текучести R_y материала труб для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, определим по формулам (10) и (11):

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промышленного нефтепровода на примере объектов Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчетно-технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Дмитриев А.Д.						
Руковод.		Чухарева Н.В.					48	100
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u, \quad (11)$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y, \quad (12)$$

где γ_d – коэффициент условий работы;
 γ_{mu} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности;
 γ_{my} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести (1,15);
 γ_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода (1,10).

Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности γ_{mu} следует принимать в зависимости от характеристик труб.

Таблица 23 – Значения коэффициента надежности по материалу труб γ_{mu}

№	Характеристика труб	γ_{mu}
1	Сварные трубы из стали контролируемой прокатки и термически упрочненных труб	1,34
2	Сварные трубы из нормализованной стали	1,40
3	Сварные трубы, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом	1,47
4	Прочие бесшовные и сварные трубы	1,55

Значение коэффициента условий работы γ_d для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, определяется в зависимости от категории участка.

Таблица 24 – Значения коэффициента условий работы трубопровода

Категория участка трубопровода	Коэффициент условий работы трубопровода γ_d
Н	0,921
С	0,767
В	0,637

Согласно ГОСТ Р 55990-2014[51] нефтесборный трубопровод относится к категории Н (нормальная). Так как рассматриваемые трубы из стали 13ХФА являются трубами стальными бесшовными нефтегазопроводными повышенной эксплуатационной надежности, то значения коэффициентов γ_{tu} и γ_d принимаем равными 1,4 и 0,921 соответственно.

Выполним расчет сопротивлений R_u и R_y :

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{tu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u = \frac{0,921}{1,4 \cdot 1,1} \cdot 520 = 311 \text{ МПа},$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{ty} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y = \frac{0,921}{1,15 \cdot 1,1} \cdot 430 = 313 \text{ МПа},$$

Далее выполним проверку условий прочности, состоящих в выполнении проверок кольцевых, продольных и эквивалентных напряжений.

Условие прочности для кольцевых напряжений, на трубопроводах, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, проверяется по условию:

$$\sigma_h \leq \min \{R_u, R_y\}, \quad (13)$$

где R_u – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по прочности, МПа;
 R_y – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по текучести, МПа;

Расчет кольцевых напряжений осуществляется по формуле:

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n}, \quad (14)$$

где σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;
 p – рабочее давление, МПа;
 γ_{fp} – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);
 D – наружный диаметр трубы, мм;
 t_n – толщина стенки трубы номинальная, мм.

Коэффициент надежности по внутреннему давлению $\gamma_{fp} = 1,15$.
 Нефтесборный трубопровод имеет параметры: диаметр – 219; толщина стенки – 8; рабочее давление – 4 МПа.

Выполним расчет кольцевых напряжений, проверку условия прочности:

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n} = \frac{1,15 \cdot 4,0 \cdot 219}{2 \cdot 8} = 63 \text{ МПа},$$

$$\sigma_h \leq \min \{R_u, R_y\}; 63 \text{ МПа} \leq 311 \text{ МПа}.$$

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется. Далее выполняется проверка условий прочности для продольных и эквивалентных напряжений по формулам:

$$\sigma_l \leq f_l \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0; \quad (15)$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l < 0; \quad (16)$$

где σ_l – продольное напряжение, МПа;
 σ – эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;
 σ_y – нормативный предел текучести материала труб, МПа.
 f_l, f_{eq} – расчетные коэффициенты для проверки соответственно продольных и эквивалентных напряжений, принимаемые в зависимости от стадии "жизни" ТП.

Таблица 25 – Значение расчетных коэффициентов f_l, f_{eq}

Расчетный коэффициент	Строительство	Гидростатические испытания	Эксплуатация трубопроводов, транспортирующих продукты	
			не содержащие H ₂ S	содержащие H ₂ S
f_l	0,70	0,80	0,60	0,45
f_{eq}	0,96	1,00	0,90	0,65

Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса σ_{eq} , вычисляем по формуле:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_l + \sigma_l^2}, \quad (17)$$

где σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;
 σ_l – продольное напряжение, МПа.

Продольные напряжения σ_l для подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений вычисляют по формуле:

$$\sigma_l = \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R}, \quad (18)$$

где μ – коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);
 σ_h – кольцевое напряжение, МПа;
 E – модуль деформации материала труб (переменный), МПа;
 D – наружный диаметр трубы, номинальный, м;
 R – радиус упругого изгиба, 200 м;
 α – коэффициент линейного температурного расширения, (°C)⁻¹;
 ΔT – температурный перепад, 30°C.

Рассчитаем продольные напряжения:

$$\sigma_l = 0,3 \cdot 63 - 206000 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 30 \pm \frac{206000 \cdot 0,219}{2 \cdot 200} = -72,36 \pm 112,8;$$

$$\sigma_l^- = -185,16 \text{ МПа}; \sigma_l^+ = 40,44 \text{ МПа}.$$

Для дальнейших расчетов принимаем наибольшее по модулю значение. Рассчитаем эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_l + \sigma_l^2} = \sqrt{63^2 - 63 \cdot 185,16 + 185,16^2} = 163 \text{ МПа}.$$

Выполним проверку трубопровода на прочность для продольных и эквивалентных напряжений:

$$\sigma_l \leq f_l \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0; \quad 40,44 \text{ МПа} \leq 0,6 \cdot 430 = 258 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l < 0; \quad 163 \text{ МПа} \leq 0,9 \cdot 430 = 387 \text{ МПа}.$$

Оба условия прочности выполнены с большим запасом. Соответственно, все три условия прочности, согласно ГОСТ Р 55990-2014 [51], выполнены. На этом расчет на прочность нефтесборного трубопровода из стали 13ХФА для транспорта образцов нефти №1 и №2 можно считать завершенным. Можно сделать вывод о том, что трубопровод будет обеспечивать более высокий уровень прочности и надежности.

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.2 Расчет гидравлических потерь при перекачке по модельному участку промыслового трубопровода

При перекачке высоковязкой нефти с динамической вязкостью μ_2 и плотностью ρ_2 , массовым расходом G по трубопроводу длиной L метров, диаметром d и абсолютной эквивалентной шероховатости Δ , образовался слой парафина толщиной δ на стенках трубопровода.

Рассчитать изменение потери напора на трение, потери давления по длине трубопровода при перекачке высоковязкой нефти по сравнению с перекачкой нефти незначительной динамической вязкости μ_1 плотностью ρ_1 .

Таблица 26 – Исходные данные к расчету гидравлических потерь трубопровода при перекачке нефти №1 и №2

Показатель	Значение	Размерность
Динамическая вязкость нефти №2	33,18	мПа·с
Динамическая вязкость нефти №1	3,41	мПа·с
Плотность нефти №2	872	кг/м ³
Плотность нефти №1	802	кг/м ³
Массовый расход	3500	т / сут
Разность геодезических отметок	9	м
Длина трубопровода	7000	м
Диаметр трубопровода	219	мм
Толщина стенки	8	мм
Абсолютная эквивалентная шероховатость	0,1	мм
Толщина слоя парафина, образовавшегося при перекачке нефти №2	10	мм

1. Расчет внутреннего диаметра запарафиненного трубопровода:

$$d_2 = d - 2 \cdot \delta = 203 - 2 \cdot 10 = 183 \text{ мм} = 0,183 \text{ м} \quad (19)$$

где d – внутренний диаметр трубопровода без отложений, м;

δ – толщина слоя парафина, м.

2. Значение кинематической вязкости нефти:

$$\nu_2 = \frac{\mu_2}{\rho_2} = \frac{33,18}{872} = 38,05 \text{ мм}^2/\text{с} \quad (20)$$

где μ - динамическая вязкость высоковязкой нефти, мПа·с;

ρ – плотность высоковязкой нефти, кг/м³.

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Площадь поперечного сечения для трубопровода круглого сечения:

$$S_2 = \frac{\pi \cdot d_2^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,183^2}{4} = 0,026 \text{ м}^2 \quad (21)$$

где d_2 – внутренний диаметр запарафиненного трубопровода, м.

4. Расчет скорости потока жидкости в запарафиненном трубопроводе:

$$\omega_2 = \frac{Q_2}{S_2} = \frac{G}{\rho_2 \cdot S_2} = \frac{3500 \cdot 1000}{872 \cdot 0,026 \cdot 86400} = 1,79 \text{ м/с} \quad (22)$$

где Q_2 – объемный расход, м³/с;

S_2 – площадь поперечного сечения, м²;

G – массовый расход, кг/с.

5. Параметр Рейнольдса:

$$Re_2 = \frac{\omega_2 \cdot d_2}{\nu_2} = \frac{1,79 \cdot 0,183}{0,000038} = 8605 \quad (23)$$

6. Режим течения:

Так как Re_2 больше $Re_{кр}$, режим течения не будет являться ламинарным.

Далее нужно проверить в какой зоне сопротивления турбулентного режима течения находится полученное нами значение коэффициента Рейнольдса.

Зоне гидравлически гладких труб удовлетворяет условие:

$$Re_{кр} < Re_2 \leq 10 \cdot \frac{d_2}{\Delta}, \quad (24)$$
$$10 \cdot \frac{d_2}{\Delta} = 10 \cdot \frac{0,183 \cdot 1000}{0,1} = 18300,$$
$$8605 < 18300$$

Следовательно, можно сделать вывод, что, так как $Re_2 = 8605$ больше, чем $Re_{кр} = 2320$, но меньше чем 18300, режим течения будет турбулентным, зона гидравлически гладких труб.

7. Коэффициент гидравлического сопротивления:

Для зоны гидравлически гладких труб коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Блазиуса:

$$\lambda_2 = \frac{0,3164}{Re_2^{0,25}} = \frac{0,3164}{8605^{0,25}} = 0,033 \quad (25)$$

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. Расчет значения величины потери напора на трение:

Потеря напора на преодоление трения h_T по длине наклонного трубопровода круглого сечения при любом режиме течения определяется по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_T = \frac{\lambda_2 \cdot L \cdot \omega_2^2}{d_2 \cdot 2 \cdot g} + \Delta Z = \frac{0,033 \cdot 7000 \cdot 1,79^2}{0,183 \cdot 2 \cdot 9,81} + 9 = 215,14 \text{ м} \quad (26)$$

где ΔZ - разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, м.

9. Расчет значения величины потери давления по длине трубопровода:

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{\lambda_2 \cdot l \cdot \omega_2^2 \cdot \rho_2}{d_2 \cdot 2} + \Delta Z \cdot \rho_1 \cdot g = \\ &= \frac{0,033 \cdot 7000 \cdot 1,79^2 \cdot 872}{0,183 \cdot 2} + 9 \cdot 872 \cdot 9,81 = 1840399 \text{ Па} = 1,84 \text{ МПа} \quad (4.8) \end{aligned}$$

10. Внутренний диаметр трубопровода без АСПО:

$$d_1 = d = 0,203 \text{ м} \quad (27)$$

Трубопровод считается не покрытым отложениями.

11. Значение кинематической вязкости нефти:

$$\nu_1 = \frac{\mu_1}{\rho_1} = \frac{3,41}{801,9} = 4,25 \frac{\text{мм}^2}{\text{с}}, \quad (28)$$

где μ - динамическая вязкость маловязкой нефти, Па·с;
 ρ - плотность маловязкой нефти, кг/м³.

12. Площадь поперечного сечения для трубопровода круглого сечения:

$$S_1 = \frac{\pi \cdot d_1^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,203^2}{4} = 0,032 \text{ м}^2, \quad (29)$$

где d_1 - внутренний диаметр трубопровода без отложений, м.

13. Расчет скорости потока жидкости в запарафиненном трубопроводе:

$$\omega_1 = \frac{Q_1}{S_1} = \frac{G}{\rho_1 \cdot S_1} = \frac{3500 \cdot 1000}{801,9 \cdot 0,032 \cdot 86400} = 1,58 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (30)$$

где Q_1 - объемный расход, м³/с;
 S_1 - площадь поперечного сечения, м²;
 G - массовый расход, кг/с.

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

14. Параметр Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d_1}{\nu_1} = \frac{1,58 \cdot 0,203}{0,00000425} = 75468 \quad (31)$$

15. Режим течения:

Так как Re_1 больше $Re_{кр}$, режим течения не является ламинарным.

Далее необходимо проверить в какой зоне сопротивления турбулентного режима течения находится полученное значение коэффициента Рейнольдса.

Зоне гидравлически гладких труб удовлетворяет условие:

$$Re_{кр} < Re_1 \leq 10 \cdot \frac{d_1}{\Delta}, \quad (32)$$
$$10 \cdot \frac{d_1}{\Delta} = 10 \cdot \frac{0,203 \cdot 1000}{0,1} = 20300,$$

Переходной области удовлетворяет условие формулы Альтшуля:

$$Re_{кр} < Re_1 \leq 500 \cdot \frac{d_2}{\Delta}, \quad (33)$$
$$500 \cdot \frac{d_2}{\Delta} = 500 \cdot \frac{0,203 \cdot 1000}{0,1} = 1015000.$$

Следовательно, можно сделать вывод, что, так как $Re_2 = 75468$ больше, чем $Re_{кр} = 2320$, больше чем $10 \cdot \frac{d_1}{\Delta} = 20300$, но меньше чем 1015000, режим течения будет являться турбулентным, переходная область.

16. Коэффициент гидравлического сопротивления:

Для зоны гидравлически гладких труб коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Блазиуса:

$$\lambda_1 = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d_1} \right)^{0,25} = 0,021 \quad (34)$$

17. Расчет значения величины потери напора на трение:

Потеря напора на преодоление трения h_T по длине наклонного трубопровода круглого сечения при любом режиме течения определяется по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_{T1} = \frac{\lambda_1 \cdot \omega_1^2}{d_1 \cdot 2 \cdot g} + \Delta Z = \frac{0,021 \cdot 7000 \cdot 1,58^2}{0,203 \cdot 2 \cdot 9,81} + 9 = 101,13 \text{ м} \quad (35)$$

где ΔZ - разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, м.

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

18. Расчет значения величины потери давления по длине трубопровода:

$$\Delta P_1 = \frac{\lambda_1 \cdot L \cdot \omega_1^2 \cdot \rho_1}{d_1 \cdot 2} + \Delta Z \cdot \rho_1 \cdot g = \frac{0,021 \cdot 7000 \cdot 1,58^2 \cdot 801,9}{0,203 \cdot 2} + 9 \cdot 801,9 \cdot 9,81 = 795612 \text{ Па} = 0,80 \text{ МПа} \quad (36)$$

19. Определение отношения $\frac{h_{T2}}{h_{T1}}$ и $\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1}$, с целью увидеть во сколько раз изменились значения величин потери напора на трение и потери давления: $\frac{h_{T2}}{h_{T1}} = \frac{215,14}{103,13} = 2,13$, $\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} = \frac{1,84}{0,80} = 2,3$.

Выводы:

На перекачку высоковязкой нефти требуется более мощное насосное оборудование, значительно большее начальное давление. Потери напора и потребляемый напор значительно выше.

Исходя из полученных результатов расчетов, можно сделать вывод, что при перекачке высоковязкой нефти увеличиваются показатели потери напора на трение в 2,13 раз и потери давления по длине трубопровода в 2,3, что, определенно, приведет к ухудшению результатов перекачки и будет крайне нецелесообразно с экономической точки зрения. Все это указывает на важность совершенствования применения различных методов борьбы с парафиновыми отложениями, а также способов их транспортировки, так как данное направление, несомненно, является перспективным.

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела бакалаврской работы является анализ ресурсоэффективности и конкурентоспособности проводимой разработки. Для достижения поставленной цели, были выполнены следующие задачи: произведен анализ конкурентоспособности технических решений; составлен SWOT-анализ; разработан план работ и рассчитан бюджет затрат.

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

Продукт: ингибитор АСПО.

Целевой рынок: нефтегазовой сектор страны экономики страны – нефтедобывающие, нефтесервисные компании.

Ингибиторы АСПО предназначены для предотвращения образования слоя АСПО на стенке трубопровода.

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Одно из основных направлений деятельности компании «Х» является разработка и производство ингибиторов парафинообразования. Компании «Х1» и «Х2» является также промышленное производство ингибиторов.

Эти компании были выбраны для сравнения по причине высокого качества производства ингибиторов, предотвращающих образованию слоя АСПО на промышленном оборудовании.

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промышленного нефтепровода на примере объектов Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дмитриев А.Д.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					58	100
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Таблица 1 – Сравнение конкурирующих технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б ₁	Б ₂	Б ₃	К ₁	К ₂	К ₃
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Плотность	0,13	3	2	2	0,39	0,26	0,26
2. Кинематическая вязкость	0,1	4	2	3	0,4	0,2	0,3
3. Коррозионная агрессивность	0,12	3	3	3	0,36	0,36	0,36
4. Температура застывания	0,1	3	2	1	0,3	0,2	0,1
5. Массовая доля активного вещества	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
6. Содержание хлорорганических соединений	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,03	4	3	2	0,12	0,09	0,06
2. Уровень проникновения на рынок	0,08	4	2	3	0,32	0,16	0,24
3. Цена	0,1	3	3	3	0,3	0,3	0,3
4. Предполагаемый срок полезного использования	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Простота утилизации	0,06	4	3	3	0,24	0,18	0,18
6. Наличие финансирования поставщиками оборудования	0,02	2	3	2	0,04	0,06	0,04
Итого	1	43	33	32	3,51	2,66	2,69

Примечание:

Б₁ – ингибиторы «X»;

Б₂ – ингибиторы «X1»;

Б₃ – ингибиторы «X2».

По таблице 1 видно, что наиболее эффективно использовать ингибиторы компании «X», так же он является наиболее конкурентоспособным к другому виду, так как обладает рядом преимуществ, например, повышенный эксплуатационный ресурс, уменьшенные вес и высота.

Опишем сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Рассматриваемые проект – повышение эффективности применения ингибитора АСПО.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Составляем матрицу SWOT-анализа (таблица 2).

Таблица 2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Высокая экономичность технологии; С2. Экономичность технологии; С3. Повышение безопасности производства; С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Трудность внедрения функции; Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.
Возможности: В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации; В2. Сокращение расходов; В3. Качественное обслуживание потребителей; В4. Сокращение времени простоев.	- Обеспечивает поддержание эффективного диаметра трубопровода; - Исключение образования слоя парафина за счет своевременного реакции на зарождение и рост кристаллов; - Своевременная разработка и эксплуатация месторождений.	1. Поиск заинтересованных лиц; 2. Разработка научного исследования; 3. Принятие на работу квалифицированного специалиста; 4. Переподготовка имеющихся специалистов.
Угрозы: У1: Отсутствие спроса на переустройство существующих технологий; У2: Снижение бюджета на разработку; У3: Высокая конкуренция в данной отрасли.	1. Отсутствие спроса на новые технологии ввиду существующих решений; 2. Доработка проекта в части оптимальной дозировки; 3. Необходимые дополнительные оборудования для контроля.	1. Приобретение необходимого оборудования опытного испытания; 2. Остановка проекта; 3. Проведения других проектов.

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 3.

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

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

Таблица 3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследований	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка тех. задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
	6	Проектирование модели и проведение экспериментов	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель

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

$$t_{ожі} = \frac{2t_{min i} + 2t_{max i}}{5}, \quad (1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;
 $t_{min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;
 $t_{max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как

удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;
 $t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;
 $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot K_{кал}, \quad (3)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;
 $K_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (4)$$

где $365 T_{кал} = 365$ – количество календарных дней в году;
 $T_{вых} = 66$ – количество выходных дней в году;
 $T_{пр} = 15$ – количество праздничных дней в году.

$$K_{кал} = \frac{365}{365 - 66 - 15} = 1,28.$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа.

Все рассчитанные значения сведены в таблице 4.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4 – Временные показатели проведения научного исследования

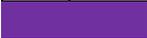
Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож}$, чел-дни			
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	Исполнитель	12	18
Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Руководитель	6	9
Проведение теоретических расчетов и обоснование	6	18	10	Исполнитель	10	15
Сравнение ингибитора АСПО	6	17	10,4	Исполнитель	9	10
Оценка результатов исследования	6	17	10,4	Руководитель Исполнитель	9	11
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	9

На основе таблицы 4 строим план график, представленный в таблице 5.

Таблица 5 - Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} кал. дни	Продолжительность выполнения работ													
				Фев.		Март			Апрель			Май					
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	3	■													
2	Подбор и изучение материалов по теме	И	18	■													

3	Согласование материалов по теме	Р	9																	
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	3																	
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	15																	
6	Сравнение ингибитора АСПО	И	10																	
7	Оценка результатов исследования	Р, И	11																	
8	Составление пояснительной записки	Р, И	9																	

 Руководитель
 Исполнитель

Планирование бюджета позволяет оценить затраты на проведение исследования до его фактического начала и позволяет судить об экономической эффективности работы. В данном разделе подсчитываются следующие статьи расходов: материальные затраты; амортизационные отчисления; заработная плата исполнителей; отчисления во внебюджетные фонды; накладные расходы.

Материальные затраты включают затраты на изготовление опытного образца. Все необходимое спецоборудование и затраты на его приобретение представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Смета затрат на реализацию проекта

Оборудование и материалы	Кол-во, шт.	Цена за шт., руб.	Стоимость комплекта, руб.
Б1 –ингибиторы «Х»	1	850000,00	850000,00
Б2 – ингибиторы «Х1»	1	1250000,00	1250000,00
Б3 –ингибиторы «Х2»	1	1200000,00	1200000,00
Блок дозирования химического реагента	1	83751,36	83751,36
Манифольд	2	15778,16	31556,32
Узел контроля	1	80012,46	80012,46
Образец-свидетель	1	80974,57	80974,57
Система управления	1	58625,95	58625,95

Итого:

При исполнении 1: 1184930,66 руб.

При исполнении 2: 1584930,66 руб.

При исполнении 3: 1534930,66 руб.

Для проведения научного исследования нам необходим компьютер, с установленными на него специальными программами и с нужным нам программным обеспечением.

Затраты на покупку компьютера:

$$Z = d_k + d_{no} = 55000,00 + 5000,00 = 60000,0 \quad (5)$$

где d_k – стоимость компьютера;

d_{no} – стоимость программного обеспечения.

Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

Срок полезного использования материальных затрат (оборудования) примем равным 5 лет.

Норма амортизации H_A рассчитывается как:

$$H_A = \frac{1}{T} \cdot 100\% , \quad (6)$$

где T – срок полезного использования, лет.

Если принять срок полезного использования равным 3 годам, тогда норма амортизации H_A :

$$H_A = \frac{1}{5} \cdot 100\% = 0,02. \quad (7)$$

Годовые амортизационные отчисления:

При исполнении 1: $1184930,66 \cdot 0,02 = 236976,13$ руб.

При исполнении 2: $1584930,66 \cdot 0,02 = 316976,13$ руб.

При исполнении 3: $1534930,66 \cdot 0,02 = 306976,13$ руб.

Ежемесячные амортизационные отчисления:

При исполнении 1: $236976,13 / 12 = 19748,84$ руб.

При исполнении 2: $316976,13 / 12 = 26415,51$ руб.

При исполнении 2: $306976,132 / 12 = 25582,18$ руб.

Итоговая сумма амортизации основных средств:

При исполнении 1: $19748,84 \cdot 5 = 97744,22$ руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При исполнении 2 и 3: $26415,51 \cdot 5 = 132077,56$ руб.

При исполнении 2: $25582,18 \cdot 0,02 = 127910,89$ руб.

Определим основную заработную плату научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Таблица 7 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Зарплата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель Исполнитель	2	3	2	1,16	2,32	3,48	2,32
2	Выбор темы исследований	Руководитель	7	9	8	0,93	6,51	8,37	7,44
3	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	2	2	2	0,93	1,86	1,86	1,86
4	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	12	12	12	0,23	2,76	2,76	2,76
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель	8	9	9	0,23	1,84	2,07	2,07
6	Сравнение ингибитора АСПО	Исполнитель	6	9	8	0,23	1,38	2,07	1,84
7	Оценка результатов исследования	Руководитель Исполнитель	4	5	6	1,16	4,64	5,8	6,96
8	Составление пояснительной записки	Руководитель Исполнитель	5	5	5	1,16	5,8	5,8	5,8
Итого:							27,1	32,21	31,05

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение				Лист
									66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\Pi} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (11)$$

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

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = T_p + Z_{\text{дн}}, \quad (12)$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = Z_{\text{м}} * M / F_{\text{д}} = 51413 * 10,1 / 185 = 2661 \text{ руб.} \quad (13)$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

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

Таблица 8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
- выходные	118	118
- праздничные		
Потери рабочего времени:		
- отпуск	62	72
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{р}}) = 23264 * (1 + 0,3 + 0,4) * 1,3 = 51413 \quad (14)$$

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

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

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2-0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{с1} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_T и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии. За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 9 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_p , тыс. руб.	$Z_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	20	53,48
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	37	41,66
Итого:								95,14

Таблица 10 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_p , тыс. руб.	$Z_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	24	64,18
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	43	48,41
Итого:								105,59

Таблица 11 – Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_p , тыс. руб.	$Z_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	28	74,87
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	49	55,17
Итого:								130,04

Дополнительная заработная плата исполнителей

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при

предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.). Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,13 * 53480 = 6952 \text{ руб.}, \quad (14)$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,13 * 41660 = 5416 \text{ руб.},$$

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

Для исполнения 2 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,13 * 64180 = 8343 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,13 * 48410 = 6293 \text{ руб.},$$

Для исполнения 3 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,13 * 74870 = 9733 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,13 * 55170 = 7172 \text{ руб.},$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,22 * (53480 + 6952) = 16377 \text{ руб.}, \quad (15)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). На 2022 г. в гл. 34 НК РФ установлен размер страховых взносов равный 22%.

Таблица 12 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб			Дополнительная заработная плата, тыс. руб		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	53,480	64,180	74,870	6,952	8,343	9,733
Исполнитель проекта	41,660	48,410	55,170	5,416	6,293	7,171
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271					
Итого:						
Исполнение 1	Исполнение 2		Исполнение 3			
29,134	34,478		39,822			

Прочие расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование

материалов исследования, пишущие принадлежности, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

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

Таблица 13 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 3)
1. Материальные затраты	1184931	1584931	1534931
2. Затраты на амортизацию	97744	132078	127911
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	95140	105590	130040
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12368	14636	16905
5. Отчисления во внебюджетные фонды	29134	34478	39722
6. Затраты на покупку компьютера	28000	28000	28000
7. Прочие расходы	24000	24000	24000
8. Бюджет затрат НТИ	1472317	1923713	1901609

5.3 Определение ресурсоэффективности проекта

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 получим в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \Phi_{ri} / \Phi_{\text{max}} \quad (16)$$

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

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

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

Для 1-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = 1472317 / 1923713 = 0,77$$

Для 2-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = 1923713 / 1923713 = 1$$

Для 3-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = 1901609 / 1923719 = 0,99$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

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

$$I_{ri} = \sum a_i * b_i, \quad (17)$$

где I_{ri} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p - \text{исп} 1 = 0,1 * 5 + 0,15 * 4 + 0,15 * 5 + 0,2 * 5 + 0,25 * 4 + 0,15 * 5 = 4,6$$

$$I_p - \text{исп} 2 = 0,1 * 4 + 0,15 * 3 + 0,15 * 3 + 0,2 * 3 + 0,25 * 4 + 0,15 * 4 = 3,5$$

$$I_p - \text{исп} 3 = 0,1 * 4 + 0,15 * 4 + 0,15 * 3 + 0,2 * 5 + 0,25 * 4 + 0,15 * 3 = 3,9$$

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

Таблица 14 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	(исп. 1)	(исп. 2)	(исп. 3)
1. Эксплуатационный ресурс	0,1	5	4	4
2. Вес	0,15	4	3	4
3. Высота	0,15	5	3	3
4. Безопасность	0,20	5	3	5
5. Контроль давления	0,25	4	4	4
6. Универсальность	0,15	5	4	3
Итого:	1	4,6	3,05	3,9

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

$$I_{исп.1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}^{исп1}}; I_{исп.2} = \frac{I_{р-исп2}}{I_{финр}^{исп2}}; I_{исп.3} = \frac{I_{р-исп3}}{I_{финр}^{исп3}}; \quad (18)$$

$$I_{исп1} = 5,24; I_{исп2} = 3,05; I_{исп3} = 3,93;$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{срi}$):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{исп i}}{I_{исп min}} \quad (19)$$

$$\mathcal{E}_{ср1} = 1,72; \mathcal{E}_{ср2} = 1; \mathcal{E}_{ср3} = 1,29;$$

Таблица 15 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,77	1	0,99
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	3,05	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	5,24	3,05	3,93
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,72	1	1,29

Выводы:

Сравнительная оценка характеристик проекта была проведена в трех исполнениях: Б1 –ингибиторы «X» (исполнение 1); Б2 – ингибиторы «X1» (исполнение 2); Б3 –ингибиторы «X2» (исполнение 3).

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта (в первом исполнении: интегральный показатель ресурсоэффективности разработки - 4,6; интегральный показатель эффективности - 5,24; сравнительная эффективность вариантов исполнения - 1,72).

Таким образом, ингибиторы «X» остаются эффективным и сохраняет конкурентоспособность. В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НИИ (1472317 рублей), основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением спецоборудования. Все, вышперечисленные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что данное исполнение ингибитора АСПО экономически выгодно.

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

6 Социальная ответственность

В международном стандарте IC CSR 26000:2011 понятие «социальная ответственность» формулируется как «ответственность организации за ее деятельность на общество и окружающую среду». В этом стандарте приведены требования к деятельности организации в области социальной ответственности, а именно: освещены вопросы социальных прав и гарантий персонала, охраны окружающей среды, промышленной безопасности и ресурсосбережения.

Вопросам безопасного ведения технологического процесса на объектах трубопроводного транспорта углеводородов необходимо уделять исключительное внимание. Ошибочное выполнение технологической операции может привести к образованию горючей или взрывоопасной среды, к авариям и несчастным случаям.

Суть бакалаврской работы «Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промышленного нефтепровода на примере объектов Томской области» состоит в безопасном функционировании опасного производственного объекта, в данном случае промышленных трубопроводов и их объектов.

Потенциальными потребителями исследования являются нефтедобывающие и нефтетранспортирующие компании.

В разделе «Социальная ответственность» рассматривается рабочая зона оператора товарного.

Деятельность, связанная с социальной ответственностью, регулируются на государственном уровне. Специалист обязан знать и следовать законодательству в данной области, это позволит минимизировать негативное воздействие производства и проектируемых разработок.

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промышленного нефтепровода на примере объектов Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дмитриев А.Д.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					74	100
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Правовые нормы трудового законодательства

Согласно трудовому кодексу Российской Федерации, № 197–ФЗ каждый работник имеет право на: рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда; обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом; обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя; внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра [1].

По результатам специальной оценки условий труда (СОУТ) определяются ряд компенсаций и льгот для работников, выполняющих свои трудовые обязанности во вредных условиях, а именно: повышенный размер оплаты труда; сокращенная рабочая неделя; льготная пенсия; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск; лечебно-профилактическое питание.

Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны

Большую часть смены проводит за пультом ЭВМ в помещении операторной. Далее под рабочим местом подразумевается пульт управления ЭВМ в операторной.

Рабочее место оператора для обеспечения производственной деятельности оборудуется креслом с регулируемыми наклоном спинки и высотой сиденья. Рабочее место должно соответствовать требованиям [2].

Таблица 1 – Рабочее место согласно ГОСТ 12.2.032-78

Размер помещения на одного человека		Рабочая поверхность	
Площадь	$S > 4\text{м}^2$	Высота над уровнем пола	$h = 720\text{мм}$
Высота	$h > 4\text{м}$	Поверхность стола	$S = 1600 \cdot 1000\text{мм}^2$
Объем	$V > 20\text{м}^3$	Глубина пространства для ног	$d = 650\text{мм}$
Подставка для ног		Компьютер	
Угол	$\beta = 15^\circ$	Клавиатура от края стола	$a < 300\text{мм}$
Длина	$a = 400\text{мм}$	Расстояние между глазами	$a = 40 - 80\text{см}$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Ширина	$b = 350\text{мм}$	оператора и экраном	
Рабочий стол: устойчивый с однотонным, неметаллическим покрытием, без способности накапливания статического электричества.			
Рабочий стул: дизайн, исключающий онемение тела из-за нарушения кровообращения при продолжительной работе на рабочем месте.			

6.2 Производственная безопасность

С точки зрения социальной ответственности целесообразно рассмотреть вредные и опасные факторы в работе оператора товарного, а также разработку мероприятий по снижению воздействия этих факторов.

6.2.1 Обзор вредных и опасных факторов на рабочем месте

Анализ потенциально возможных вредных и опасных производственных факторов был выполнен в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

Таблица 2 – Возможные опасные и вредные факторы

Опасные и вредные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Контроль и наблюдение	Отбор проб	Пульт ЭВМ	
1. Повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне	+	+	+	ГН 2.2.5.3532-18
2. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	+	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.566-96
3. Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в рабочей зоне	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96
4. Повышенный уровень шума на рабочем месте	+	+	-	СН 2.2.4/2.1.8.562-96
5. Недостаток необходимого искусственного освещения.	+	-	+	СП 52.13330.2011
6. Тяжесть трудового процесса	-	+	+	Р 2.2.2006-05

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

7. Наличие оборудования, работающего под высоким напряжением		+	+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009
8. Производственные факторы связанные с электрическим током		-	-	+	ГОСТ 12.1.019
9. Пожаровзрывоопасность		-	-	+	ГОСТ 12.1.010-76

6.2.2 Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов

Повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне

Воздействие химического вредного фактора связано с утечкой опасного вещества из трубопроводов или оборудования. Пары нефти и углеводородные газы действуют на центральную нервную систему [7,11]. Класс условий труда по воздушной среде соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [3, 11].

Таблица 3 – Опасные вещества нефти

Газ	Описание	ПДК
Метан	Входит в состав нефтяного и природного газа	300 мг/м ³
Сероводород	Бесцветный ядовитый газ с характерным запахом	– в воздухе 10 мг/м ³ ; – в смеси с углеводородами – 3 мг/м ³

Применяемые на объекте средства защиты от химического фактора показаны на рисунке 1.



Рисунок 1 – Применяемые средства защиты от химического фактора

Повышенный уровень общей и локальной вибрации

Шум и вибрации от работающего оборудования, персональных ЭВМ в помещениях операторной не превышает допустимых значений [6, 8]. Класс условий труда по вибрации соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [3].

Отклонение показателей микроклимата от заданных норм на рабочей зоне

Рабочая зона, согласно санитарным нормам, ограничивается высотой 2,2 м над уровнем пола. При этом нормируются: температура, относительная влажность и скорость движения воздуха.

Нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений приведены в таблице 4 [7, 12].

Для нормализации параметров микроклимата осуществляются следующие мероприятия: использование СИЗ – сезонной спецодежды. Кроме этого, спроектирована система вентиляции для поддержания допустимых параметров микроклимата в диспетчерской. Класс условий труда по микроклимату соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [3, 12].

Таблица 4 – Оптимальные и допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести работ	Температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		опт	доп	опт	доп	опт	доп
Холодный	1а	22–24	20–25	60–40	15-75	0,1	0,1
Теплый	1а	23–25	21–28	60–40	15-75	0,1	0,1–0,2

Примечание: *опт* – оптимальное значение, *доп* – допустимое значение

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источниками повышенного уровня шума, воздействующего на оператора товарного являются движущиеся части машин и механизмов в технологическом оборудовании [8].

Таблица 5 – Предельно допустимые уровни звукового давления

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (дБА)
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Примечание: Вид трудовой деятельности – выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий

Применяемые средства защиты от шума на объекте: контроль уровня шума (на слух) и динамическая балансировка механизмов оборудования, применение звукоизолирующих ограждений – кожухов оборудования [8]. По вредному фактору «Шум» присвоен класс 2 – допустимые условия труда [3].

Недостаток необходимого искусственного освещения

Применяется совмещенное одностороннее-боковое освещение, соответствующее равномерному и естественному освещению на рабочем месте оператора товарного [9]. Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения помещений приведены в таблице 6. Класс условий труда по освещенности соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [3, 9].

Таблица 6 – Нормы по освещению рабочей зоны [9]

Искусственное освещение					Естественное освещение		Совмещенное освещение	
Осв., лк			Сочетание		КЕО, е _н , %		КЕО, е _н , %	
Комб. осв.		Общ. осв.	М, не более	К _п , %, не более	В / комб. осв.	Б осв.	В / комб. осв.	Б осв.
Всего	От общего							
600	400	500	40	10	4,0	1,5	2,4	0,9

Примечание: КЕО – коэффициент естественной осв, Сочетание – сочетание нормируемых величин показателя ослепленности и коэффициента пульсации, Осв – освещение, Комб – комбинированное, Общ – общее, В – верхнее, Б – боковое, М – показатель дискомфорта, К_п – коэффициент пульсации

Тяжесть трудового процесса

Тяжесть трудового процесса работы оператора блока резервуарного парка характеризуется числом перемещения работника в пространстве, как по вертикали, так и по горизонтали.

Таблица 7 – Перемещения в пространстве, обусловленные технологическим процессом в течение смены

Класс (подкласс) условий труда			
оптимальный	допустимый	вредный	
1	2	3.1	3.2
По горизонтали, км:			
до 4	до 8	до 12	более 12
По вертикали, км:			
до 1	до 2,5	до 5	более 5

Данный показатель находится в пределах допустимых значений. Класс условий труда по тяжести трудового процесса соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [3].

Наличие оборудования, работающего под высоким напряжением

Основные непосредственные причины электротравматизма: контакт с токоведущими частями под напряжением при повреждении изоляции кабелей [10], проводов или электрического соединения токоведущих частей с указанными конструкциями; контакт с металлоконструкциями в случае пробоя на корпус оборудования; шаговое напряжение.

Рабочее место оператора товарного относится к 1 категории по электробезопасности, согласно ПУЭ это помещение без повышенной опасности [10].

Для предотвращения поражения электрическим током оборудование операторной должно быть оснащено защитным заземлением, занулением в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации [10].

Рабочий процесс при исправных технических средствах сводит электротравматизм к минимуму.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения тока и прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки [41].

Для защиты от поражения электрическим током персонала 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.

Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Все металлические, нормально нетоковедущие части электрооборудования, могущие оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, присоединяются к защитному заземлению.

Для защиты от электрической индукции и отвода зарядов статического электричества все технологическое оборудование и аппараты заземляются путем присоединения к защитному контуру заземления или специально сооружаемому для этой цели очагу заземления. Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом [65].

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения (УЗО).

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, подлежат занулению путем электрического соединения с глухозаземленной нейтралью источника питания посредством нулевых защитных проводников.

6.3 Экологическая безопасность

6.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Санитарно-защитная зона объекта

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

Здание рассматриваемой операторной относится к объектам 1-го класса с нормативной санитарно-защитной зоной 1000 м.

Защита атмосферы

Операторная не производит вредных выбросов в окружающую среду. Однако площадка резервуарного парка товарной нефти имеет параметры малого и большого дыхания посредством дыхательных клапанов. Выбросы в атмосферу представлены в основном углеводородами $C_1 - C_{10}$. Метод обезвреживания – рассеивание в атмосфере. Выбросы в атмосферу производятся в пределах ПДВ, установленного в проектной документации. Так как производственный процесс в нормальном состоянии герметизированный, то воздействие на атмосферу минимально.

Таблица 8 – Нормирование углеводородов по величине ПДК и классу опасности

Наименование вещества	Величина ПДК (мг/м ³)		Класс опасности
	максимальная разовая	среднесуточная	
Смесь предельных углеводородов $C_1 - C_5$	200,0	50,0	4
Смесь предельных углеводородов $C_6 - C_{10}$	50,0	5,0	4
Бензол	15	5	2
Ксилол	50	–	3
Толуол	50	–	3

Защита гидросферы

Очищенная вода с территории УПН резервуарного парка подается в систему поддержания пластового давления на блок кустовых насосных станций. Следовательно, воздействие на поверхностные и подземные водные объекты отсутствует. Шламосодержащие стоки производственных сточных вод от промывки сбрасываются в инвентарные емкости и вывозятся на полигон по сбору и утилизации промтоходов. Нормативная массовая концентрация нефти в стоках не более 50 мг/л, механических примесей – не более 50 мг/л. Воздействие на гидросферу минимальное.

Защита литосферы

Блок операторной производит следующие виды отходов: мусор от бытовых помещений; мусор от уборки территорий; отходы бумаги и картона; лом черных металлов в кусковой форме незагрязненный (огнетушители).

Блок резервуарного парка производит следующие виды отходов: шлам очистки трубопроводов и емкостей от нефти; обтирочный материал, загрязненный маслами, в количестве менее 15 %.

Сбор отходов 3 и 4 класса опасности осуществляется в герметичной, механически прочной, коррозионно-устойчивой таре и передается в сервисную организацию по обращению с отходами. Остальные отходы вывозятся на полигон по сбору и утилизации промышленных отходов. Воздействие на литосферу минимальное.

6.3.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду

Процесс исследования представляет из себя работу с информацией, такой как технологическая литература, статьи, ГОСТы и нормативно-техническая документация, а также оценка рисков ЧС и разработка мероприятий по снижению риска ЧС. Таким образом, процесс исследования не имеет влияния негативных факторов на окружающую среду.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

6.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

На территории резервуарного парка могут произойти ЧС, связанные со взрывом, пожаром, загрязнением территории, распространением токсических продуктов горения в атмосфере. Основные поражающие факторы – тепловое излучение, открытое пламя, ударная волна и осколки разрушенного оборудования, интоксикация персонала продуктами сгорания нефти.

Причины возникновения аварий: разрушение (разгерметизация) технологического оборудования, трубопроводов и арматуры; ошибки персонала; внешние воздействия природного и техногенного характера.

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 9 – Взрывопожароопасные и токсические свойства сырья, продукции, обращающихся в технологическом процессе подготовки нефти

Вещество	Класс опасности	Температура, °С			НКПР %	ВКПР, %
		всп	воспл	самовоспл		
Нефтяная эмульсия	3	21	–	260–310	5	15
Попутный нефтяной газ	4	–	–	356	5	15
Асфальтосмолопарафиновые отложения	3	–	–	–	Не регламентировано	
Реагент-деэмульгатор	4	47	–	340	5,5	44
Реагент-ингибитор коррозии	3	–	–	320	Не регламентировано	

Согласно СП 12.13130.2009[99] блок резервуарного парка относится к категории А – повышенная взрывопожароопасность. Согласно N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности", объекты хранения нефти и нефтепродуктов отделяются установленными (40 и 100 м) противопожарными расстояния от зданий и сооружений категорий А, Б и В по взрывопожарной и пожарной опасности, расположенных на территориях складов нефти и нефтепродуктов, до граничащих с ними объектов защиты.

Пожарная безопасность резервуарных парков и нефтеперекачивающих станций должна обеспечиваться системами автоматического пожаротушения.

Действия персонала по локализации и ликвидации аварии

Лицо, обнаружившее происшествие: предупреждает об опасности людей в опасной зоне; оповещает центральную инженерно-технологическую службу (ЦИТС); оповещает начальника смены УПН.

Начальник смены: получив сообщение об аварии или визуальный и звуковой сигнал в операторной оценивает ситуацию. Сообщает диспетчеру пожарной охраны, начальнику (заместителю начальника), начальнику смены ЦИТС и далее по схеме оповещения; объявляет на объекте аварийное положение; дает указание: всему персоналу использовать СИЗ, противогазы; подготовить первичные средства пожаротушения; при возгорании на небольшой площади разлива использовать первичные средства пожаротушения; развернуть пожарно-техническое вооружение от ближайшего блока пожарных гидрантов и контролировать работу штатной системы

пожаротушения; отключить аварийный участок; проводит переключение всех необходимых задвижек посредством АРМ оператора.

6.4.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте проведения исследований

При проведении исследований наиболее вероятной ЧС является возникновение пожара в помещении. Пожарная безопасность должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Основные причины пожара: неработоспособное электрооборудование, неисправности в проводке, розетках и выключателях. Для исключения возникновения пожара по этим причинам необходимо вовремя выявлять и устранять неполадки, а также проводить плановый осмотр электрооборудования; электрические приборы с дефектами. Профилактика пожара включает в себя своевременный и качественный ремонт электроприборов; короткое замыкание. Необходимо скрыть электропроводку для уменьшения вероятности короткого замыкания.

В соответствии с техническим регламентом «О требованиях пожарной безопасности» для административного жилого здания требуется устройство внутреннего противопожарного водопровода.

Согласно СП 3.13130.2009 для оповещения о возникновении пожара в каждом помещении должны быть установлены дымовые оптико-электронные автономные пожарные извещатели, а оповещение о пожаре должно осуществляться подачей звуковых и световых сигналов во все помещения с постоянным или временным пребыванием людей.

Помещения насосных станций оснащаются средствами автоматического пожаротушения, а также огнетушителями типа ОУ-2, ОУ-5 или ОП-5 в требуемом количестве.

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

Согласно СП 12.13130.2009[99] помещение, предназначенное для проектирования и использования результатов проекта, относится к типу В1 – пожароопасное.

Согласно статье 8 Технического регламента о требованиях пожарной безопасности класс пожара в помещении места проведения исследований – А (пожары твердых горючих веществ и материалов).

Выводы: В разделе «Социальная ответственность» рассматривалась рабочая зона оператора товарного блока резервуарного парка. Исследовались вредные и опасные факторы, существующие при работе в помещении операторной. Установлено, что рабочее место по результатам СОУТ относится к классу 2 – допустимые условия труда.

По результатам анализа вредных и опасных факторов был определен комплекс применяемых средств коллективной защиты и индивидуальной защиты, меры по контролю загазованности рабочей зоны.

При анализе влияния блока резервуарного парка на окружающую среду затрагивались вопросы защиты селитебной зоны, защиты атмосферы, гидросферы, литосферы. Было определено, что для всего предприятия необходимо обустроить санитарно-защитную зону в 1000 м. Установлено, что воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу минимально благодаря герметизированному процессу производства, не превышению нормативов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу, отлаженной системе обращения с отходами.

При анализе вероятных ЧС было определено начальное событие ЧС – утечка нефти в результате разрушения резервуара или подводящего трубопровода. Определены мероприятия по предотвращению пожароопасных ЧС, а также действия персонала по локализации и ликвидации ЧС.

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

Заключение

В представленной ВКР выполнены все поставленные **задачи**, а именно:

1. проанализированы возникающие проблемы на выбранном участке нефтесборного коллектора из-за развития осложняющих процессов с образованием АСПО;
2. определены объемы образующихся гидравлических потерь и прочностные параметры выбранного участка при условии формирования разной пропускной способности вследствие запарафинивания трубопровода, согласно полученным результатам расчетов, можно сделать вывод, что при перекачке высоковязкой нефти увеличиваются показатели потери напора на трение в 2,13 раз и потери давления по длине трубопровода в 2,3;
3. выбраны эффективные методы защиты для обеспечения долговременной эксплуатации нефтесборного коллектора в условиях минимизации развития осложняющих процессов;
4. рассчитаны объемы финансовых затрат на мероприятия по предотвращению и устранению осложняющих процессов и провести оценку опасных производственных факторов на опасном производственном объекте, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НТИ (1472317 рублей).

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промыслового нефтепровода на примере объектов Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дмитриев А.Д.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					87	100
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

В результате работы: были рассмотрены причины, условия, механизм образования и состав АСПО; проведен литературный обзор современных методик предотвращения и удаления АСПО; исследованы зависимости внешнего и внутреннего воздействия физико-химических полей на интенсивность образования АСПО; рассчитана величина гидравлических потерь при транспортировке нефтей с АСПО и без его образования по участку трубопровода.

Определен объем финансовых затрат на работы по предотвращению и удалению АСПО; выполнена оценка опасных производственных факторов при проведении работ по предотвращению и удалению АСПО при эксплуатации промыслового трубопровода.

					Заключение	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список использованных источников

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (01.09.2021).
2. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями). [Электронный ресурс]. – URL: <https://http://base.garant.ru/12171109/> (25.08.2021).
3. Системные исследования в энергетике: методология и результаты / Под ред. акад. А.А. Макаров, чл.-корр. Н.И. Воропай. М.: ИНЭИ РАН, 2018. с. 309 [Электронный ресурс]. – URL: https://www.eriras.ru/files/sistemnye_issledovaniya_-mch-.pdf (11.10.2021).
4. Структура добычи нефти: прогноз Минэнерго, 2015 –2035 гг. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.ngv.ru/magazines/article/triz-inalogi/> (11.10.2021).
5. Газизов Р. Э. Трубопроводный транспорт тяжелой нефти и битумов / Р. Э. Газизов, Н. Л. Солодова, Б. Р. Ваганов // Казань: Вестник технологического университета, 2017. – с. 17-20
6. Бокор В. А. Изучение характеристик слоев при разделении эмульсии вода-масле под действием ультразвуковых стоячих волн / В. А. Бокор ; науч. рук. С. Н. Харламов // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018. — Т. 2. — [с. 650-652].

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на обеспечение пропускной способности участка промыслового нефтепровода на примере объектов Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дмитриев А.Д.			Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					89	100
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

7. Технологии подготовки сверхвязкой нефти Татарстана/ Ф. Р. Губайдулин, Р. З. Сахабутдинов, Т. Ф. Космачева и др. – Казань: Центр инновационных технологий, 2015 – 280 с.
8. Хмелев В.Н. Исследование влияния ультразвукового воздействия на процесс разделения устойчивых эмульсий / В.Н. Хмелев, С.Н. Цыганок, Ю.М. Кузовников // Измерение, автоматизация и моделирование в промышленности и научных исследованиях – Бийск: Издательство БТИ АлтГТУ, 2011 – с. 175-177.
9. Способ разрушения водонефтяной эмульсии с применением ультразвукового воздействия: пат. 2535793 Рос. Федерация. – Заявл. 02.10.13. – Оpubл. 20.12.2014. – Бюл. № 35.
10. Сахабутдинов Р.З., Судыкин А.Н., Губайдулин Ф.Р. Исследование процесса обезвоживания сверхвязкой нефти при ультразвуковом воздействии // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – с. 116-119.
11. Обзор природных ресурсов [Электронный ресурс]. – URL: minenergo.ru (11.10.2021).
12. Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых (ФБУ «ГКЗ») [Электронный ресурс]. – URL: gkz.ru (11.10.2021).
13. Нефти станет легче. Российская газета - Федеральный выпуск № 276(8034), Сергей Тихонов.
14. Г.С. Симонян, Фрактальность нефтяных залежей и нефти, Ереванский государственный университет, Разработка и эксплуатация нефти и газа, Технология нефти и газа, №3, 2015, с. 25-31.
15. В.И. Лесин Анализ способов снижения вязкости неньютоновской нефти на основе фрактальной теории, «Нефтегазовое дело», 2019, №6.
16. А.А. Злобин, Изучение фрактальных свойств нефтяных дисперсных систем, [Электронный ресурс]. – URL: LJournal.ru (11.10.2021).
17. М.А. Ершов и др., Снижение вязкости парафинистных нефтей в ультразвуковом поле, Химическое и нефтегазовое машиностроение, 2011, №7.

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

18. М.А. Промтов, Перспективы применения кавитационных технологий для интенсификации химико-технологических процессов // Вестник ТГТУ, 2008, Том 14, №4, с. 861-869.
19. Измененный закон о Недрах [Электронный ресурс]. – URL: consultant.ru (11.10.2021).
20. Отчет Минэнерго [Электронный ресурс]. – URL: minenergo.ru (20.11.2021).
21. ГОСТ 33-2016 Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости.
22. Дисперсные системы [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.sites.google.com/site/himulacom/zvonok-na-urok/11-klass---cetveertyj-god-obucenia/urok-no11-dispersnye-sistemy>
23. Михеева Е.В., Карбаинова С.Н., Пикула Н.П, Асташкина А.П. Коллоидная химия. – Томск: Изд ТПУ, 2014. – 186 с.
24. Манжай В.Н., Абдусалямов А.В., Носикова Ю.Р. Влияние высокомолекулярных эластомеров на турбулентное течение углеводородных жидкостей, Известия Томского политехнического университета, Т.326, №3, с. 19-24.
25. Васильев, Г.Г. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; под общ. ред. С.М. Вайнштока. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т.1. – 409 с.
26. Кленин В.И., Федусенко И.В. Высокомолекулярные соединения. – СПб.: Изд-во «Лань», 2013. – 512 с.
27. Влияние на напряженно-деформируемое состояние участка нефтепровода парафинистых нефтей с использованием депрессорных и ингибирующих присадок / П.В. Бурков, С.П. Буркова, И.Е. Сироткин
28. Влияние реагента «эко-органика» на вязкость водонефтяной эмульсии Вишнево-Полянского месторождения нефти / Ю.В. Волков, С.Е. Валеева, А.Р. Гайнутдинова, М.Р. Фаткулин
29. Налоговый кодекс [Электронный ресурс]. – URL: consultant.ru (21.10.2021).

					Список использованных источников	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

30. Mathematical modeling of wax deposition in oil pipeline system [Электронный ресурс]. – URL: AIChE Journal (11.10.2021).
31. Факторы, определяющие себестоимость добычи нефти [Электронный ресурс]. – URL: aeterna-ufa.ru (11.10.2021).
32. Обводненность месторождений – коренной вопрос современности российской нефтегазовой отрасли – отчет [Электронный ресурс]. – URL: e-library.ru (21.10.2019).
33. Влияние температуры и напряжения сдвига на реологические свойства нефтяных и мицеллярных дисперсных систем / Ковалева И.В., Семихина Л.П.
34. Влияние температуры и напряжения сдвига на реологические свойства нефтяных дисперсных систем / Л.П. Семихина, А.М. Пашнина, И.В. Ковалева, Д.В. Семихин
35. Влияние термообработки и ультразвука на вязкость высокопарафинистой нефти Кыртаельского месторождения РК / В.О. Некучаев, М.М. Михеев
36. Тиксотропные свойства [Электронный ресурс]. – URL: <http://lkmprom.ru/analitika/tiksotropnye-smesi/> (11.01.2022).
37. Влияние эффектов полярности и добавок на снижение вязкости тяжелой нефти / А.Е. Воробьев, М. Агхамохаммадигалехджуги, Д.Н. Хабаров
38. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств / Полищук Ю.М., Яценко И.Г.
39. Депрессорная присадка для высокозастывающих парафинистых нефтей К.И. Матиев, А.Д. Ага-заде, М.Э. Алсафарова, Ф.М. Ахмедов
40. Изменение кинематической вязкости этиленгликоля и 1,2-пропиленгликоля в результате действия высокочастотного электромагнитного поля / П.В. Лыков
41. Изменение реологических свойств высоковязкой структурированной нефти при ультразвуковой обработке / И.Н. Евдокимов, Н.Ю. Елисеев, А.А.Фесан

					Список использованных источников	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

42. Исследование термохимических процессов снижения вязкости нефти Русского месторождения / Е.Н. Архипова, А.А. Севастьянов
43. Механоакустическое и химическое воздействия на тяжелую нефть / Р.З. Фахрутдинов, Т.Ф. Ганиева
44. Ультразвуковая интенсификация технологических процессов добычи и переработки нефти, очистки нефтезагрязненных вод и грунтов / М.С. Муллакаев
45. Влияние ультразвука на структурно-механические свойства нефтей и процесс осадкообразования / Р.В. Ануфриев, Г.И. Волкова
46. Лабораторные исследования нагрева высоковязких нефтей в трубопроводах высокочастотным электромагнитным полем / Л.А. Ковалева, Р.Р. Зиннатуллин, М.Д. Валеев, Р.З. Миннигалимов, Р.Х. Фассахов
47. Применение ультразвуковой обработки для снижения вязкостно-температурных характеристик нефти [Электронный ресурс]. – URL: <https://neftegaz.ru/science/petrochemistry/331693-primenenie-ultrazvukovoy-obrabotki-dlya-snizheniya-vyazkostno-temperaturnykh-kharakteristik-nefti/> (11.01.2022).
48. Интенсификация добычи нефти комбинированным методом на основе ультразвукового воздействия / Прачкин В.Г.
49. Э.М. Халимовым и Н.Н. Лисовским. Классификация ТРИЗ
50. СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ
51. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
52. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2)
53. Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации №3-р от 01.02.2016

					Список использованных источников	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

54. Определение количества нефтяных отложений по методу «холодного стержня». Методические указания к выполнению лабораторной работы. Е.В. Бешагина.
55. Бурить нельзя останавливать [Электронный ресурс]. – URL: Нефтегазовая Вертикаль (11.01.2022).
56. Н.Ю. Башкирцева, О.Ю.Сладовская. Особенности транспортировки высоковязких нефтяных дисперсных систем.
57. Агапкин В.М., Кривошеин Б.Л., Юфин В.А. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов.- М: Недра,1981.-256 с.
58. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов.- М: Недра, 1982.- 246 с.
59. Новоселов В.Ф., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Специальные методы перекачки. - Уфа: Изд. Уфим.нефт.ин-та, 1988.- 114 с.
60. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов.- М: Недра, 1984.- 224 с.
61. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам.- М: Недра, 1973.- 89 с.
62. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. и др. - М: Недра, 1988.- 368 с.
63. Алиев, Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудров и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
64. Лисин, Ю.В. Оценка эффективности противотурбулентных присадок по результатам опытно-промышленных испытаний на магистральных нефтепроводах / Ю.В. Лисин, С.Л. Семин, Ф.С. Зверев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №3. – С. 6-11.

					Список использованных источников	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

65. Лурье, М.В. Защита магистральных нефтепродуктопроводов от волн повышенного давления встречными волнами разрежения / М.В. Лурье, Е.В. Ферищенко // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2007. – №6. – С 4-7.
66. ГОСТ 33452-2015 Методы испытаний химической продукции, представляющей опасность для окружающей среды. Определение вязкости жидкостей (Переиздание)
67. A technique for evaluating the oil/heavy-oil viscosity changes under ultrasound in a simulated porous medium / Hossein Hamidi, Erfan Mohammadian, Radzuan Junin, Roozbeh Rafati, Mohammad Manan, Amin Azdarpour, Mundzir Junid / Elsevier, Volume 54, Issue 2, February 2014, Pages 655-662.
68. Application of ultrasound for the destruction of resin-paraffin deposits in pipeline transport of oil, H.Hofstatter, M.Pavlov, B.Mastobaev / 2014 №4
69. Experimental Study of the Pipeline Lubrication for Heavy Oil Transport, A. Bensakhria, Y. Peysson and G. Antonini / Article in Oil & Gas Science and Technology · September 2004
70. The Use of Biobased Surfactant Obtained by Enzymatic Syntheses for Wax Deposition Inhibition and Drag Reduction in Crude Oil Pipelines, Zhihua Wang, Xueying Yu, Jiaxu Li, Jigang Wang and Lei Zhang / Catalysts, MDPI, 2016.
71. Hydrodynamics and energy analysis of heavy crude oil transportation through horizontal pipelines using novel surfactant, Manojkumar Gudala, Tarun Kumar Naiya, Ajay Mandal / Journal of Petroleum Science and Engineering · March 2019.
72. ГОСТ Р 58367–2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование
73. ГОСТ 33-2016 Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости
74. ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности (с Изменением N 1, с Поправкой)
75. ГОСТ 11851-2018 Нефть. Методы определения парафинов (с Поправкой)

					Список использованных источников	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

76. ГОСТ 11858-66 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания асфальтово-смолистых веществ
77. РД 39-0148311-605-86 Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов
78. Совершенствование систем мониторинга отложения АСПО в магистральном нефтепроводе / А.В. Семенюк, А.В. Коптева
79. Лурье, М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 336 с
80. ОР-75.180.00-КТН-018-10 Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ). – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 93 с.
81. Давлетшин И. А. Моделирование эффективного управления региональным нефтехимическим комплексом: Автореферат. Дис. ... канд. экон. наук. – Ижевск, 2011г. – 21 с.
82. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления" [Текст]: приказ Ростехнадзора от 15 ноября 2013 г. № 542 // Собрание законодательства. – 2013. - № 14. – Ст. 1643.
83. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2)
84. Министерство экономического развития Российской Федерации. – Режим доступа:
<http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/ma№2/prognoz/doc20130325>.
85. Налоговый кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс] // Официальный сайт КонсультантПлюс – надежная правовая поддержка. Режим доступа:http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19671/
86. IC CSR26000:2011 Социальная ответственность организации. Требования.
87. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).

					Список использованных источников	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

88. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
89. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
90. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
91. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.
92. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
93. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы.
94. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
95. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
96. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения 01.05.2020).
97. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 № 123-ФЗ.
98. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
99. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N1).
100. СП 3.13130.2009. Свод правил. Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности (утв. Приказом МЧС РФ от 25.03.2009 № 173).
101. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

					Список использованных источников	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

102. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
103. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
104. ГОСТ 22.0.05-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения
105. ГОСТ 25.503-97. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Метод испытания на сжатие
106. ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия
107. ISO 50001:2011 Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению.
108. ТУ 39-1623-93 Нефть российская, поставляемая для экспорта
109. ПУЭ (Правила устройства электроустановок). Раздел 7. ЭЛЕКТРООБОДООВАНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ УСТАНОВОК.

					Список использованных источников	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А – Обзор методов предотвращения и удаления АСПО

Методы	Сущность	Достоинства	Недостатки
Механические			
Скребки	Данный способ удаления основан на механическом соскабливании со стенок труб АСПО различными скребками и выносе его потоком поднимаемого флюида. В зависимости от конструкции скребков они срезают парафиновую массу или при движении вверх, или при движении вниз и вверх, или при движении вверх и при повороте вокруг оси трубы.	Имеют высокую чистящую способность, износоустойчивость, обеспечивая требуемое качество очистки, эффективны. Являются наименее дорогостоящим способом очистки трубопроводов.	Для того, чтобы применять скребки требуется остановка работы оборудования или трубопровода, поэтому должно быть наличие байпасных линий или лупингов, а также должна быть КПП СОД для того, чтобы ввести скребки в эксплуатацию в трубопровод.
Скребки-центраторы			
Тепловые			
Горячая нефть или вода	В их основе лежит способность отложений плавиться при температуре выше 50°C. Удаление АСПО из труб в процессе термообработки происходит за путем снижения сил сцепления отложений на поверхности их контакта с металлом трубопровода, отделения массы отложений и их последующего удаления с потоком перекачиваемой горячей жидкости, а также плавления и последующего растворения массы парафина в потоке горячей нефти при повышении температуры. Для того, чтобы создать необходимую температуру, необходим специальный теплоисточник, размещаемый непосредственно в зоне отложений или на устье скважины, где он будет вырабатывать теплосодержащий агент.	Данный метод прост в реализации технологии реализации технологии, к тому же, требует минимальных затрат на закупку реагентов.	Данный способ является достаточно эффективным и простым в реализации, но ввиду теплопотерь не может применяться на большие расстояния особенно на месторождения земель вечной мерзлоты. Достаточно дорогостоящее оборудование, возможно ухудшение качества продукции.
Острый пар			
Электропечи и индукционные подогреватели (электродепарафинизаторы)			
Реагенты, в процессе взаимодействия с которыми протекают экзотермические реакции			
Физические методы			
Ультразвуковые	Вибрационные методы позволяют создавать ультразвуковые колебания в области образования парафина и, воздействуя на его кристаллы, вызывать их микродвижение, что, в свою очередь, исключает отложение парафина на стенках трубы. В процессе разрушения агрегата кристаллы парафина выпадают в осадок в виде мелкой объемной устойчивой суспензии; при такой скорости роста их средний размер пропорционально уменьшается, выпадая вместе со смолами и асфальтенами в твердую фазу кристаллов парафина.	Не ухудшают качество перекачиваемой нефти и достаточно эффективны.	Данные методы относятся к предотвращающим способам борьбы с отложениями, что является минусом, так как для эффективной очистки трубопровода необходимо совместить его с другими способами. Сложны в изготовлении и монтаже, затратны.
Вибрационные			
Электромагнитные и магнитные поля			
Химические			
Растворители	Удаление отложений с поверхностей оборудования и нефтепроводов в растворенном или диспергированном состоянии. Для предотвращения осаждения парафина используются ингибиторы, действие которых основано на адсорбционных процессах, происходящих на границе раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью.	Химические реагенты обладают высокой мощностью и растворяющей способностью.	Необходимо под каждое месторождение, в зависимости от состава и свойств нефти, подбирать определенные химические реагенты. Требуется большой объем дорогостоящих препаратов.
Ингибиторы			

**Приложение Б – Технологическая схема расположения нефтесборных
промысловых коллекторов**

