

**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 технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО»

УДК 622.692.486-032.37

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Колесников Никита Сергеевич		06.06.2022

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н.А.	к.г.-м.н., доцент		06.06.2022

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницына З.В.	к.т.н, доцент		25.04.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		11.05.2022

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		06.06.2022

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в

	профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
<b>ПК(У)-6</b>	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

**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

\_\_\_\_\_ Брусник О.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Колесникову Никите Сергеевичу

Тема работы:

«Разработка технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. №39-43с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

06.06.2022

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объект исследования – промысловый трубопровод. Предмет исследования – асфальтосмолопарафиновые отложения. Методы исследования – анализ, классификация, сравнение.
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	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.
<b>Перечень графического материала</b>	Технологическая схема.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына З.В., доцент
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	10.02.2022
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н.А.	к.г.-м.н., доцент		10.02.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Колесников Никита Сергеевич		10.02.2022

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б8А	Колесникову Никите Сергеевичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	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.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	10.02.2022
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		10.02.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б8А	Колесников Никита Сергеевич		10.02.2022

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б8А	Колесникову Никите Сергеевичу

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

Тема ВКР:

**Разработка технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО**

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	<p>Объект исследования: промысловый трубопровод.</p> <p>Область применения: эксплуатация линейных коммуникаций кустовой площадки месторождения.</p> <p>Рабочая зона: производственное помещение.</p> <p>Размеры помещения: 20*30 м.</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: пульт управления ЭВМ.</p> <p>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:

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны оператора товарного:</p> <p>1. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).</p> <p>2.ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.</p> <p>3.и др.</p>
<b>2. Производственная безопасность</b> 2.1 Анализ потенциально вредных и потенциально опасных факторов 2.2 Обоснование мероприятий по снижению их воздействия	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-отклонение показателей микроклимата рабочей зоны;</li> <li>-повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне;</li> <li>-повышенный уровень шума</li> </ul> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные);</li> <li>-производственные факторы, связанные с электрическим током;</li> <li>-пожаро- и взрывоопасность.</li> </ul> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Защитные ограждения, звукоизолирующих ограждений, система освещения, система вентиляции, защитное заземление и зануление;</li> <li>- Респираторы, противогазы;</li> <li>- Специальная одежда и обувь;</li> <li>- Противошумные наушники</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность</b>	<p>Атмосфера: выбросы загрязняющих веществ при работе техники, выбросы попутного нефтяного газа и испарения с поверхности разлитой нефти.</p> <p>Гидросфера: разрушение берегов водоемов и водотоков при устройстве траншей, разлив загрязняющих веществ и нефти на воде.</p> <p>Литосфера: нарушение сплошности грунта, попадание в почву загрязняющих веществ, разлив нефти.</p>

<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	Возможные ЧС: стихийные бедствия, аварийный разлив нефти при разгерметизации трубопровода. Наиболее типичная ЧС: аварийный разлив нефти при разгерметизации трубопровода.
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2022
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		10.02.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Колесников Никита Сергеевич		10.02.2022

**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)
10.01.2022	<i>Введение</i>	5
30.01.2022	<i>Обзор литературы по составу АСПО, условиям, механизму и причинам образования</i>	17
10.02.2022	<i>Обзор методов борьбы с АСПО</i>	17
10.03.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
20.03.2022	<i>Методика расчёта гидравлических потерь, расчет оптимального режима перекачки</i>	15
10.04.2022	<i>Прочностной расчет трубопровода</i>	8
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	Антропова Н.А.	к.г.-м.н., доцент		10.02.2022

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В	к.п.н.		10.02.2022

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

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

*Таблица 1 – Термины и определения*

Термин	Определение
Ассоциаты	Объединенные молекулы в более сложные с сохраненной химической природы исходной формы.
Быстрозастывающая нефть	Нефть, обладающая высокой вязкостью или большим количеством парафинов и застывающая быстро при плюсовых температурах
Высоковязкая нефть	Тяжелая и сверхтяжелая нефть
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 <sup>3</sup> .
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 <sup>3</sup> .
Ньютоновская жидкость (Нью)	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 технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников Н.С.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					10	124
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Условные обозначения, используемые в работе:

$d_v$  – внутренний диаметр участка трубопровода, мм;

$\delta_n$  – номинальная толщина стенки трубы, мм;

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

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

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

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

$\tau$  – напряжение сдвига, Па;

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

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

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

$\rho$  – плотность,  $кг/м^3$ ;

$Re$  – число Рейнольдса;

$\lambda$  – 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
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

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
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 124 страницы текстовой части, 38 рисунков, 52 таблицы, 107 источник цитируемой литературы.

*Ключевые слова:* промысловый нефтепровод, АСПО, технологические решения, гидравлические потери, энергоэффективность.

*Объект исследования:* промысловый нефтепровод. *Предмет исследования:* асфальтосмолопарафиновые отложения.

*Цель работы:* снижение гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации промыслового нефтепровода путем интеграции оптимальных технологических решений по предотвращению образования и удалению АСПО.

*В процессе исследования* 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 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.

*В результате исследования:* полученные результаты могут быть положены в основу фундаментальных исследований при поиске технологий, способствующих предотвращению образования и удалению АСПО на стенке промыслового нефтепровода с целью снижения объемов гидравлических потерь углеводородов при перекачке продукта.

					Разработка технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников Н.С.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					13	124
Консульт.					Реферат	Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 2Б8А		

Проведенные исследования позволили не только интегрировать решения по предотвращению образования и удалению АСПО со стенки трубопровода, но и являются одним из путей решения задачи повышения энергоэффективности и ресурсосбережения при перекачке углеводородов трубопроводным транспортом путем снижения гидравлических потерь. Последнее указывает на актуальность работы.

*Область применения:* эксплуатация линейных коммуникаций кустовой площадки месторождения.

					Реферат	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ABSTRACT

The final qualifying work contains 128 pages of text, 38 figures, 52 tables, 107 sources of cited literature.

*Key words:* field oil pipeline, ARPD, technological solutions, hydraulic losses, energy efficiency.

*Object of study:* field oil pipeline. *Subject of study:* asphalt, resin and paraffin deposits.

The *purpose* of the work is to reduce hydraulic losses of hydrocarbons during the operation of a field oil pipeline by integrating optimal technological solutions to prevent the formation and removal of ARPD.

*In the course of the study*, the causes, conditions, mechanism of formation and composition of ARPD were considered; a literature review of modern methods for the prevention and removal of ARPD was carried out; the dependences of the external and internal effects of physical and chemical fields on the intensity of ARPD formation were studied; the value of hydraulic losses was calculated during the transportation of oils with and without ARPD along the model section of the pipeline; set the amount of financial costs for the types of work to prevent and remove ARPD; an assessment of hazardous production factors was carried out when carrying out work to prevent and remove ARPD during the operation of a field pipeline.

*As a result of the study:* the results obtained can be used as the basis for fundamental research in the search for technologies that help prevent the formation and removal of paraffin deposits on the wall of a field oil pipeline in order to reduce the volume of hydraulic losses of hydrocarbons during pumping of the product.

					Разработка технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников Н.С.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					15	124
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 2Б8А		

*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
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Оглавление

Введение.....	19
1 Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на трубопроводный транспорт нефти .....	21
1.1 АСПО в составе трудноизвлекаемых углеводородных ресурсов современных запасов нефти.....	21
1.2 Причины, условия и механизм образования АСПО .....	26
1.2.1 Компонентный состав нефти.....	26
1.2.2 Причины образования отложений при промысловом транспорте .....	27
1.2.3 Условия формирования парафиновых осадений.....	30
1.2.4 Механизм отложений АСПО при трубопроводном транспорте нефти .....	32
1.2.5 Влияние эмульсий на образование АСПО .....	39
1.3 Вывод по главе 1 .....	43
2 Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений .....	44
2.1 Химические методы борьбы с АСПО.....	45
2.2 Физические методы борьбы с АСПО .....	50
2.3 Тепловые методы борьбы с АСПО .....	57
2.4 Вывод по главе 2 .....	65

					Разработка технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников Н.С.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					17	124
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О. В.						

3	Характеристика объекта исследования .....	66
3.1	Объект исследования.....	66
3.2	Методики определения физико-химических свойств нефти .....	66
3.3.	Характеристика образцов нефти .....	70
3.4	Вывод по главе 3 .....	71
4.	Расчетно-технологическая часть .....	72
4.1	Расчет на прочность модельного участка промыслового трубопровода .....	72
4.2	Расчет гидравлических потерь при перекачке по модельному участку промыслового трубопровода .....	77
4.3	Вывод по главе 4 .....	81
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	82
<b>5.1</b>	<b>Потенциальные потребители результатов исследования .....</b>	<b>82</b>
<b>5.2</b>	<b>Анализ конкурентных технических решений .....</b>	<b>82</b>
<b>5.3</b>	<b>SWOT – анализ .....</b>	<b>84</b>
<b>5.4</b>	<b>Планирование научно-исследовательских работ.....</b>	<b>84</b>
<b>5.5</b>	<b>Определение ресурсоэффективности проекта .....</b>	<b>94</b>
6	Социальная ответственность .....	98
	Заключение .....	109
	Список использованных источников .....	110
	Приложение А – Эксплуатация нефтепроводов со специальной технологией перекачки нефти .....	120
	Приложение Б – Методы и способы улучшения реологических свойств вязких нефтей .....	122
	Приложение В – Технологическая схема транспорта вязкой нефти....	123

					Введение	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность.** Одной из главной проблемой сырьевой базы нефтяного рынка России является постепенное ухудшение ее структуры с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов с ростом себестоимости добычи. Исходя из прогнозируемых перспектив развития ресурсного сектора экономики РФ, будет расти роль глубоких нефтеносных горизонтов в старых добывающих регионах с развитой инфраструктурой, доля обводненных и низкопроницаемых горизонтов, а также увеличение 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 требуется более мощное оборудование, поскольку использование традиционных вариантов трубопроводного транспорта приводит к высоким гидравлическим потерям. 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. Эффективность этих способов можно определять по изменению реологических свойств нефти, изменению компонентного состава, аналитическими методами.

В связи с этим, тема ВКР «Разработка технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО» является актуальной.

					Введение	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

**Целью** выпускной квалификационной работы бакалавра является снижение гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации промышленного нефтепровода путем интеграции оптимальных технологических решений по предотвращению образования и удалению АСПО.

Для реализации цели необходимо выполнить следующие **задачи**:

1. рассмотреть причины, условия, механизм образования и состав АСПО;
2. провести литературный обзор современных методик предотвращения и удаления АСПО;
3. исследовать зависимости внешнего и внутреннего воздействия физико-химических полей на интенсивность образования АСПО;
4. рассчитать величину гидравлических потерь при транспортировке нефтей с АСПО и без его образования по модельному участку трубопровода;
5. установить объем финансовых затрат на виды работ по предотвращению и удалению АСПО;
6. провести оценку опасных производственных факторов при проведении работ по предотвращению и удалению АСПО при эксплуатации промышленного трубопровода.

**Объект исследования** – промышленный нефтепровод.

**Предмет исследования** – асфальтосмолопарафиновые отложения.

**Практическая значимость** – полученные результаты могут быть положены в основу фундаментальных исследований при поиске технологий, способствующих предотвращению образования и удалению АСПО на стенке промышленного нефтепровода с целью снижения объемов гидравлических потерь углеводородов при перекачке продукта.

Проведенные исследования позволили не только интегрировать решения по предотвращению образования и удалению АСПО со стенки трубопровода, но и являются одним из путей решения задачи повышения энергоэффективности и ресурсосбережения при перекачке углеводородов трубопроводным транспортом путем снижения гидравлических потерь.

					Введение	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

# 1 ВЛИЯНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТИ

## 1.1 АСПО в составе трудноизвлекаемых углеводородных ресурсов современных запасов нефти

На современном этапе большинство месторождений находится на стадии падающей добычи, для них характерно ухудшение структуры остаточных запасов углеводородов (УВ) [1]. Для поддержания достигнутого уровня добычи УВ необходимо вовлечение в эксплуатацию месторождений трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ).

К группам ТРИЗ относят [13] 1) аномальные нефти по критерию высокой динамической вязкости вязких нефтей; 2) неблагоприятные коллекторы по их критерию малой проницаемости и низкой пористости; 3) технологическая группа по критерию высокой выработанности начальных извлекаемых запасов с увеличенным значением обводненности УВ; 4) географическая группа по критерию доступности и развитости инфраструктуры; 5) нетрадиционные запасы нефти и газа (определенные свиты, сланцевые коллектора); 6) нефтяные оторочки, подгазовые зоны.

Практической ценностью для темы ВКР бакалавра являются запасы вязкой и тяжелой нефти (согласно ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия) [52].

Распределение нефтей по нефтегазоносным провинциям (НГП) согласно [108] приведено в таблице 2.

					Разработка технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников Н.С.			Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на трубопроводный транспорт нефти	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					21	124
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Таблица 2 – Распределение типов нефти нефтегазоносных провинций РФ в зависимости от плотности (по [108])

Нефтегазоносная провинция	Тип нефти (по плотности при 20°C)				
	0	1	2	3	4
	< 830 кг/м <sup>3</sup>	< 850 кг/м <sup>3</sup>	< 870 кг/м <sup>3</sup>	< 890 кг/м <sup>3</sup>	> 895 кг/м <sup>3</sup>
количество, %					
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-Виллойская	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 нефтей типа 1 максимальное процентное содержание характерно для Западно-Сибирской и Охотской НГП; 2-го типа для Волго-Уральской НГП; 3-го типа – Лено-Виллойской и Волго-Уральской НГП, для последнего типа – Охотская и Волго-Уральская НГП. Особый интерес представляют тяжелые и битуминозные нефти Волго-Уральской, Охотской и Лено-Виллойской НГП.

Далее рассмотрим распределение группы вязких нефтей.

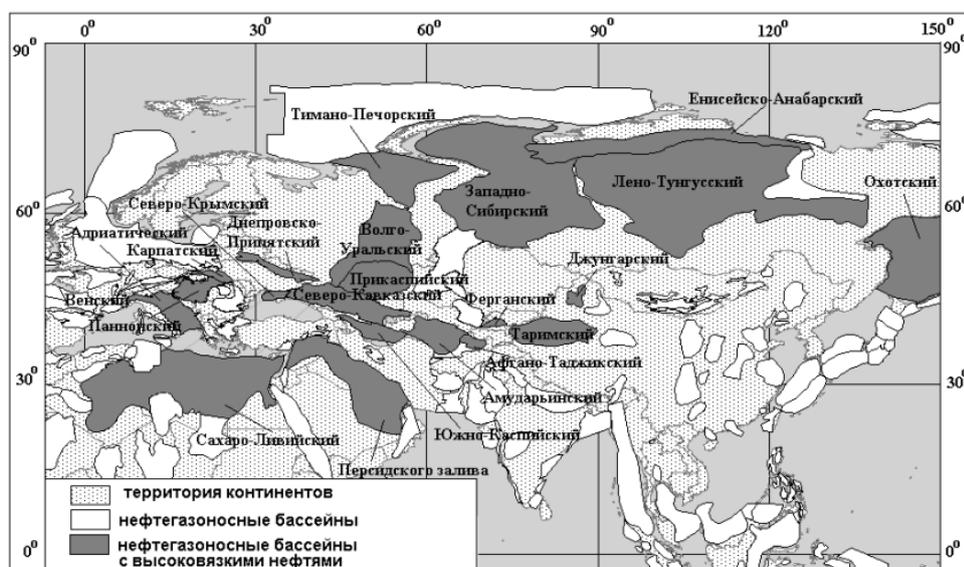


Рисунок 1 – Региональное распределение НГБ высоковязких нефтей

Также распределение запасов высоковязкой нефти (ВВН) приведено в таблице 3.

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

Нефтегазоносный бассейн	Среднебассейновая $\nu$ , мм <sup>2</sup> /с	Нефтегазоносный бассейн	Среднебассейновая $\nu$ , мм <sup>2</sup> /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.

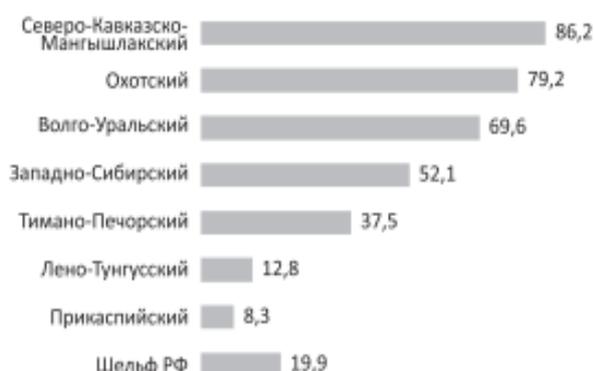


Рисунок 2 – Степень выработанности разведанных запасов нефти [32]

Таким образом, разработка месторождений ТРИЗ высоковязких, тяжелых нефтей обусловлена отсутствием 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 ТРИЗ укажем возможные методы решения.

Таблица 4 – Основные проблемы эксплуатации ТРИЗ [12]

Проблемы эксплуатации	Методы решения
<b>вязкая нефть (<math>\eta &gt; 100</math> сПз)</b>	
Низкая подвижность УВ, сложность добычи и транспортировки, необходимо использование особых дорогостоящих, зачастую, зарубежных технологий и оборудования.	Снижение $\eta$ в пласте, скважине, трубопроводе: подогрев горячим паром, жидкостью, применение электрических обогревателей, применение винтовых насосов.
<b>обводненная нефть (<math>\omega_{\text{воды}} = 94,5\%</math>)</b>	
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, потокоотключающие и изоляционные технологии, а также необходимое обустройство подготовки: деэмульгаторы, отстойники.
<b>инфраструктурная доступность нефтегазоносных районов</b>	
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, для рассматриваемой проблемы ВКР выделим группы ТРИЗ, прямо или косвенно указывающие на возможность образования АСПО, а именно: тяжелые, вязкие нефти (значение динамической вязкости  $> 100$  сПз) и высокообводненные нефти (содержание воды  $> 94,5\%$ ).

При эксплуатации нефтяных месторождений повышенной вязкости и значительной доли обводненности возникают сложности, связанные с риском накопления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), которые могут привести к ряду осложняющих последствий, которые, в конечном итоге, приводят к проблемам оптимизации добычи, сбора и транспортировки углеводородов [12].

### Влияние АСПО

- на добычу, сбор и промысловый транспорт УВ

### Место образования

- трубопроводы
- нефтепромысловое оборудование
- выкидные линии
- промысловые емкости

### Осложняющие последствия

- сужение поперечного сечения
- возрастание сопротивления движению жидкости
- уменьшение коэффициента подачи
- трудоразделимость водонефтяных эмульсий

Рисунок 3 – Влияние АСПО на технологию промысловой добычи и транспортировки УВ [7]

Приведем ряд факторов, определяющих интенсивность образования АСПО в нефтепромысловом оборудовании, выкидных линиях и промысловых емкостях и трубопроводах.



Рисунок 4– Факторы, влияющие на интенсивность образования АСПО [7]

Из приведенной информации следует, что образование слоя АСПО усложняет процесс эксплуатации месторождения следствием определенных свойств УВ среды (повышенная вязкость и плотность, значительная доля АСП в составе нефти), приводящих, в конечном итоге, к сужению эффективного диаметра ТП, изменению пропускной способности ТП, уменьшению объемов перекачки УВ.

Использование традиционных вариантов трубопроводного транспорта может привести к значительным гидравлическим сопротивлениям и, в конечном итоге, к риску застывания перекачиваемого продукта при остановке перекачки.

## 1.2 Причины, условия и механизм образования АСПО

### 1.2.1 Компонентный состав нефти

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

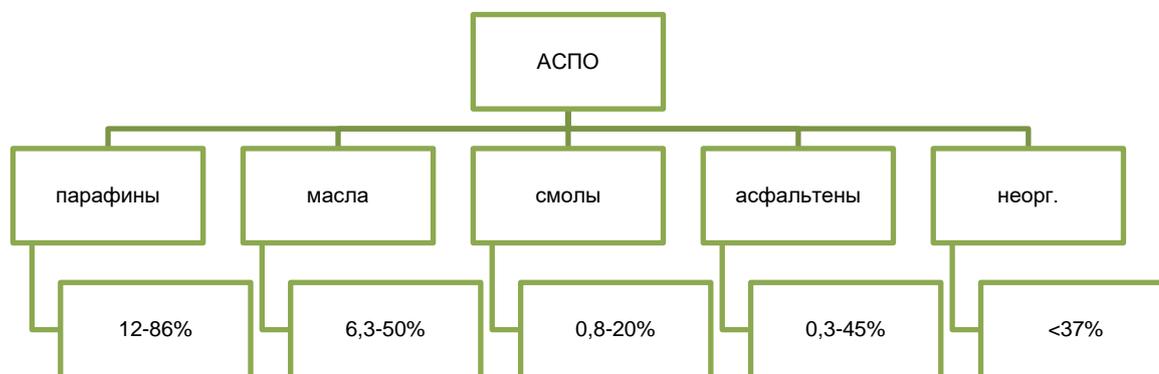


Рисунок 5 - Процентное содержание компонентов АСПО в нефти [2]

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

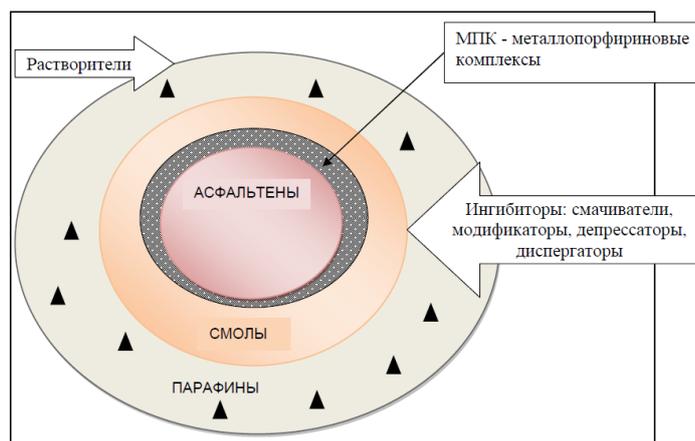


Рисунок 6 – Конфигурация агломерата АСПО [2]

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: асфальтовый, парафиновый, смешанный.

Таблица 5 – Классы АСПО [3]

Класс АСПО		
асфальтовый	парафиновый	смешанный
$\frac{\Pi}{(A + C)} < 1$	$\frac{\Pi}{(A + C)} > 1$	$\frac{\Pi}{(A + C)} \sim 1$

### 1.2.2 Причины образования отложений при промышленном транспорте

Одной из наиболее серьезных проблем, возникающих при разработке и транспортировке нефтепродуктов, является накопление асфальтосмолистых и парафиновых отложений на стенках трубопроводов и самих насосных агрегатах. Отложения парафинов, в основном, обусловлены осаждением (кристаллизацией) высокомолекулярных углеводородов при снижении температуры потока нефти [2].

Эти отложения уменьшают полезное поперечное сечение труб и, как следствие, значительно усложняют эксплуатацию объектов нефтетранспорта, увеличивают потребление электроэнергии, приводят к повышенному износу оборудования. В дополнение к снижению эффективности работы насосных агрегатов, образование вязких сред и отложений парафинов на стенках

трубопровода может инициировать застывание перекачиваемого продукта, это значительно сокращает период капитального ремонта (поскольку необходима периодическая чистка полости трубопровода) и объем перекачиваемой продукции (в связи уменьшением эффективного диаметра трубопровода) [3].

Образование отложений парафина 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 [2]. Основной причиной этих проявлений является наличие воды и движения (скольжения) нефти относительно воды.

Формирование осадений при перекачке нефти обеспечивается увеличением концентрации асфальтосмолистых и парафиновых соединений на поверхности капель нефти. При перекачке нефти по промысловым трубопроводам с водой сопровождается дополнительным увеличением вязкости добытого продукта, что является причиной высоких потерь напора на трение. В результате поверхностный слой приобретает адгезию и легко осаждается из-за высокой активности на поверхности нефтепромыслового оборудования.

Наиболее высокопарафиновые нефти на территории Российской Федерации сосредоточены в нефтегазоносных бассейнах европейской части России: Енисейск-Анабар, Тиман-Печора, Волго-Уральский и Каспийский [20]. Однако эта проблема проявляется в полной мере как в Западной Сибири, так и на Севере, где по сравнению с другими регионами разница между температурами пласта и температурой в стволе скважины является самой большой из-за наличия реликтовой зоны вечной мерзлоты: в интервале глубин до 800 м осадки из парафина образуются очень интенсивно.

Для контроля АСПО и последствий их нахождения в трубопроводе и резервуарах существуют многочисленные механические, химические и

					Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на трубопроводный транспорт нефти	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

физические методы, позволяющие уменьшить эти проявления. Однако на самом деле все они являются дорогостоящими и не всегда эффективны.

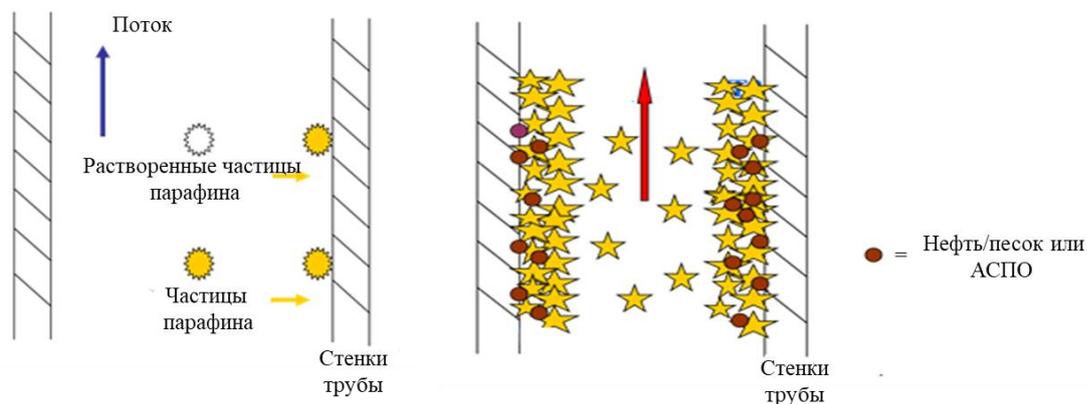


Рисунок 7 - Механизм образования АСПВ [3]

Направлениями контроля АСПО при транспортировке нефти должно быть их предотвращение и удаление образовавшихся отложений. Поэтому разработка новых принципов и методов предотвращения парафинирования оборудования и удаление образовавшегося слоя является актуальной задачей, решение которой позволит уменьшить гидравлические потери углеводородов (УВ), увеличить межремонтный период их эксплуатации и, как следствие, увеличить объем перекачиваемой жидкости.

Контроль процесса образования АСПО [2-3] – сложная инженерная проблема, поскольку процесс формирования осадений чрезвычайно сложный и не изучен полностью. В нем могут участвовать такие физические и химические процессы, как осаждение механически взвешенных частиц, огрубление и осаждение дисперсных компонентов, насыщение молекулярно-растворенных компонентов и образование кристаллов, адсорбция компонентов системы и т.д. Такое разнообразие физических и химических процессов объясняется количеством факторов, влияющих на процесс формирования АСПО. Присутствие частиц песка, глины и других механических примесей в нефти способствует образованию АСПО, часто действуя как центры зарождения парафина.

АСПО могут быть различными даже у нефтей одного месторождения при одинаковых условиях. Они отличаются содержанием асфальтенов, смол и

твердых углеводородов. Характерной особенностью процесса является неравномерное распределение парафина в массе отложений по всему поперечному сечению слоя. Наибольшее количество парафина содержится в слое, который примыкает непосредственно к стене. Это указывает на то, что в процессе накопления осадений во внутренних слоях парафины перекристаллизуются. Отложения становятся более плотными, а жидкая фаза экструдируется. Прямая связь между содержанием парафина и интенсивностью его отложений отсутствует. Это объясняется тем, что особенности образования отложений парафинов в основном зависят не только от абсолютного количества твердых углеводородов, но и от их состава (содержание углеводородов с разветвленными структурами).

### 1.2.3 Условия формирования парафиновых осадений

На практике отложения представляют собой сложную смесь, состоящую из АСПО, стабилизированных водных глобул, механических примесей и минеральных солей. При этом основным материалом осаждения является парафин, но смолы и асфальтены действуют как цементирующее вещество [8].

Механизм парафинообразования подразумевает набор процессов, приводящих к накоплению твердой органической фазы на поверхности оборудования. Обычно термин «парафины» объединяет всю углеводородную часть отложений.

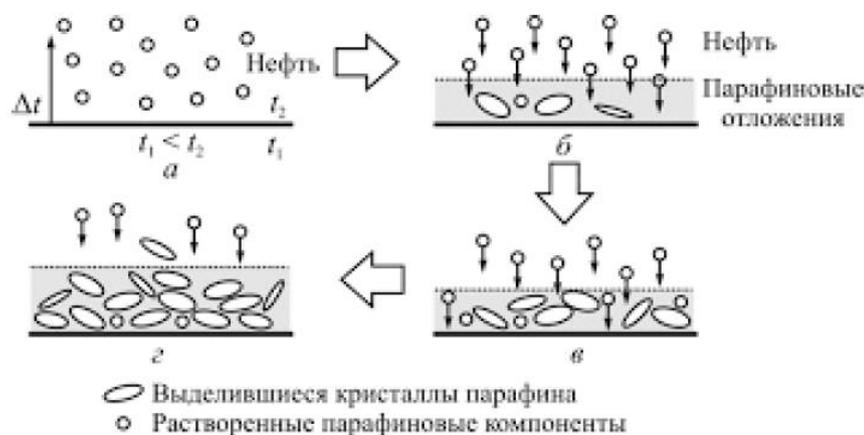


Рисунок 8 – Формирование отложений парафина [8]

Современные представления о механизме образования отложений парафинов на оборудовании нефтеперевозки условно подразделяются на осадочно-объемную и кристаллизующую теории [9]. Первая теория подразумевает, что в объеме движущейся нефти образуются кристаллы парафина, которые постепенно осаждаются на поверхности металла и прикрепляются к нему, образуя осадочный слой органических отложений. Что касается второго механизма, то кристаллы парафина образуются непосредственно на поверхности металла и постепенно кристаллизуются в комплексы. Существует также третий смешанный механизм, сочетающий в себе все особенности первых двух [10].

При этом состояние поверхности и ее структура существенно влияют на процесс формирования парафиновых отложений.

Необходимыми условиями формирования парафиновых осадков являются:

- наличие в нефти высокомолекулярных углеводородных соединений, и в первую очередь парафинов;
- снижение температуры потока жидкости до значений, при которых твердая фаза осаждается из нефти;
- наличие слоя с пониженной температурой, на который прикрепляются высокомолекулярные углеводороды с их достаточно прочной адгезией к поверхности, исключая возможность отторжения отложений потоком жидкой газовой смеси или нефти с заданным технологическим режимом.

Существует много других факторов, способствующих или препятствующих интенсивному образованию отложений парафинов.

Следующие факторы можно назвать основными [10]:

- процессы адсорбции, происходящие на поверхности раздела «твердое тело (металл) – парафин» и основанные на естественных свойствах отложений парафинов, включая полимерные вещества;

					Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на трубопроводный транспорт нефти	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- наличие на поверхности осадений продуктов разрушения пласта, механических примесей, вводимых с поверхности во время технологических операций, продуктов коррозии металлов и т. д.;
- шероховатость поверхности, являющаяся основой адгезии кристаллов парафина, вокруг которой начинают расти агрегаты осаждения;
- скорость движения УВС, которая может обеспечить осаждение кристаллов на поверхности твердых тел или, наоборот, их отрыв от поверхности;
- электрокинетические явления, вызывающие электризацию как поверхности стенки трубопровода, так и поверхности кристалла парафина, что усиливает адгезию парафина к металлу;
- структура течения: наибольшие осадки появляются во время пузырькового газопоршневого потока, когда газ представляет собой дисперсную фазу в виде больших пузырьков;
- охлаждение жидкости при интенсивной дегазации нефти.

#### **1.2.4 Механизм отложений АСПО при трубопроводном транспорте нефти**

Парафины, смолы, асфальтены, присутствующие в нефти, в основном состоят из парафиновых углеводородов ( $C_{18} - C_{36}$ ) и нафтеновых углеводородов ( $C_{30} - C_{60}$ ) [4]. Эти молекулы могут быть прямыми или разветвленными углеводородными цепями и могут содержать некоторые циклические и/или ароматические углеводороды. Углеводородные компоненты парафина могут существовать в различных фазах в виде газа, жидкости или твердого вещества в зависимости от температуры и давления. Когда парафин замерзает, он образует кристаллы. Кристаллы, образованные из парафиновых углеводородов, известны как *макрокристаллические* парафины. Те, которые образованы из нафтенов, известны как *микрокристаллические* парафины.

Если температура нефти снижается ниже температуры кристаллизации парафина, происходит осаждение молекул парафина. Температура

					Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на трубопроводный транспорт нефти	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

кристаллизации парафина – это температура, при которой первый кристалл парафина начинает выпадать из нефти. Кристаллизация молекул парафина может дополнительно развивать упорядоченную твердую структуру, которая захватывает нефть, заставляя ее формировать гелеобразную субстанцию, повышающую потери напора потока трубопровода. Процесс кристаллизации можно разделить на две стадии: *зарождение* и *рост* [17].

Когда температура уменьшается, движение молекул в нефти уменьшается из-за меньшей энергии, чтобы свободно перемещаться. Это облегчает группирование и выравнивание молекул парафина и, наконец, прикрепление друг к другу и достижение критического и стабильного размера [18]. Кластер молекул парафина называется ядрами, а процесс образования известен как *зарождение*. Ядра остаются стабильными, если температура ниже точки плавления парафина. Когда образуются ядра и температура остается низкой, больше молекул парафина осаждается и продолжает расти на участке зародышеобразования; это называется процессом *роста*.

Как правило, изменение давления оказывает очень небольшое влияние на температуру и количество осадков парафина [18]. Выпадение парафина не обязательно приводит к осаждению, потому что отдельные кристаллы парафина склонны рассеиваться в жидкости, а не осаждаться на поверхности. Если количество кристаллов парафина становится достаточно большим или если присутствуют другие зародышеобразующие материалы, такие как асфальтены, образуются мелкие частицы или продукты коррозии, кристаллы могут коллажироваться в более крупные частицы. Затем эти крупные частицы выделяются из жидкости и образуют твердые отложения.

Осаждение парафина представляет собой образование слоя разделенной твердой фазы и возможного роста этого слоя, контактирующего с нефтью. Отложение парафина может быть образовано из предварительно осажденной твердой фазы (парафина) через механизмы дисперсии сдвига, гравитационного осаждения и броуновского движения или из молекул растворенного парафина через механизм молекулярной диффузии [17].

					Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на трубопроводный транспорт нефти	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нефтяные парафиновые отложения состоят из нефти, воды, смол, песка и асфальтенов, в зависимости от природы нефти. Когда условно теплая нефть, выходящая из нефтяного резервуара при температуре выше точки кристаллизации, встречает холодную стенку трубы, она мгновенно выпадает в осадок и образует слой отложений на стенке. Захваченная нефть в зарождающихся отложениях связывается с объемной нефтью через поры отложений, которые открываются на его границе [17]. Из-за образования твердой фазы захваченная нефть удаляется из некоторых более тяжелых углеводородов по сравнению с потоком нефти. Минимальное количество атомов углерода в этих тяжелых углеводородах называется критическим числом. В отложениях доля молекул с числом атомов углерода выше критического числа атомов углерода увеличивается, а доля молекул с числом атомов углерода ниже критического числа атомов углерода уменьшается. Процесс диффузии и контрдиффузии, приводящий к упрочнению осадка, увеличению размера осадка и увеличению количества парафина в слое отложений, называется *старением (упрочнением)*, вторым этапом осаждения парафина [19].

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



Рисунок 9 – Факторы, влияющие на процесс формирования АСПО [18]

*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 10 – Выявление характера влияния температуры газожидкостной смеси на процесс формирования АСПО [22]

*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 11 – Выявление характера влияния обводненности на процесс [23] формирования АСПО



Рисунок 12 – Выявление характера влияния обводнённости свыше 80% на процесс формирования АСПО [23]

*Давление* как основной параметр при эксплуатации нефтепроводов играет значительную роль в формировании АСПО. Профиль давления при

					Влияние асфльтосмолопарафиновых отложений на трубопроводный транспорт нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

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 13 – Выявление характера влияния давления на процесс формирования АСПО [23]

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.

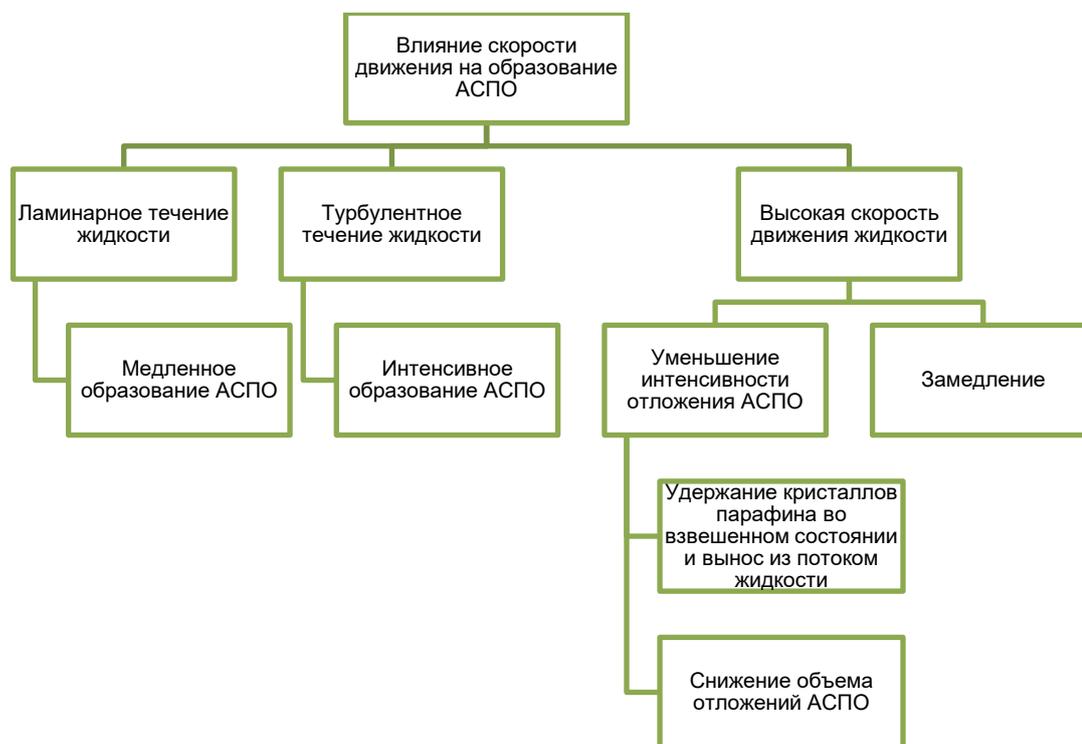


Рисунок 14 – Выявление характера влияния скорости движения газожидкостной смеси на процесс формирования АСПО [23]

*Соотношение газ/нефть* при эксплуатации промысловых 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 15 – 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.

### 1.2.5 Влияние эмульсий на образование АСПО

В процессе добычи вместе с нефтью поднимаются на поверхность различные механические примеси, вода и минеральные соли в виде кристаллов в нефти и раствора в воде [22].

Примерно 60-75% всей нефти добывается в обводненном состоянии. При извлечении смеси нефти с пластовой водой образуется эмульсия, которую следует рассматривать как механическую смесь двух нерастворимых жидкостей (нефти и воды). Содержание в нефти воды приводит к увеличению транспортных расходов в связи с возрастающими объемами перекачиваемой жидкости. Помимо этого, увеличивается вязкость смеси и затрудняет переработку углеводородного сырья. Содержание в нефти водных растворов минеральных солей приводит к внутренней коррозии трубопроводов.

Перед подачей в магистральный трубопровод следует произвести обезвоживание, обессоливание, дегазацию нефти и очистку от механических примесей [22].

Отложения парафина на стенках трубопровода влияют на образование эмульсий, уменьшая его сечение, увеличивают скорость потока и усиливают диспергирование воды в нефти.

При переходе от обратного типа к прямому типу, в системе сбора и подготовки движется трехфазный газожидкостный поток, в котором дисперсная система представлена концентрированной нефтяной эмульсией и свободной водой типа «нефть в воде», что приводит к более интенсивному разрушению металла трубопроводов и оборудования.

					Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на трубопроводный транспорт нефти	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 16 – Факторы перехода одного типа эмульсии в другой [24]

В таких эмульсиях фиксируют высокое содержание смол и асфальтенов и образующая пленка на границе раздела фаз нефть-вода может усложнить технологии разделения.

Чем больше будет содержаться смол и асфальтенов (их содержание может колебаться для смол – от 1 до нескольких десятков % массовых, а для асфальтенов – около 2% до 6% массовых), тем более устойчивыми будут эмульсии [24].

Таблица 6 – Типы эмульсии [25]

Эмульсия прямого типа	Эмульсии обратного типа	«Множественная эмульсия»
I группа (нефть в воде Н/В)	II группа (вода в нефти В/Н)	III группа (В/Н/В или Н/В/Н)
Они образуются в процессах разрушения обратных эмульсий, при высоком содержании воды в продукции скважин и при деэмульсации нефти. Стойкие эмульсии прямого типа могут формироваться также в процессе паротеплового воздействия на пласт.	В ней содержание дисперсной фазы (воды) в дисперсионной среде (нефти) может колебаться от следов до 90 – 95 %; такой тип нефтяных эмульсий охватывает диапазон разбавленных и высококонцентрированных эмульсионных систем, где в большой степени проявляются различия в факторах их стабилизации.	Это эмульсия в эмульсиях: вода-нефть-вода и т.д., либо – нефть-вода-нефть. Такие эмульсии характеризуются обычно повышенным содержанием различных механических примесей, в результате чего накапливаются на границе раздела фаз в аппаратах подготовки нефти и воды и являются одной из причин срыва технологических режимов их работы.

Факторы, определяющие устойчивость эмульсий: средний диаметр частиц воды, время жизни эмульсии, гидродинамическое воздействие на поток УВ, физико-химические свойства УВ, температура.



Рисунок 17 – Факторы устойчивости эмульсии [25]

Таблица 7 – Оценка методов воздействия на эмульсию [25]

Стадии	Характеристика	Значимость процесса по	
		<i>эффективности</i>	<i>технологичности</i>
1	Разрушение бронирующих оболочек	1. Химические реагенты 2. Нагрев 3. Электростатические поля 4. Перемешивание	1. Химические реагенты 2. Перемешивание 3. Нагрев 4. Электростатические поля
2	Укрупнение капель	1. Электрические поля 2. Коалесцирующие насадки 3. Гидродинамические эффекты 4. Импульсные воздействия 5. Промывка в слое воды 6. Применение флокулянтов 7. Магнитное поле	1. Гидродинамические эффекты 2. Промывка в слое воды 3. Электрические поля 4. Коалесцирующие насадки 5. Импульсные воздействия 6. Применение флокулянтов 7. Магнитное поле
3	Разделение фаз	1. Центрифугирование 2. Отстаивание 3. Флотация, пенная деэмульсация 4. Электростатические поля	1. Отстаивание 2. Центрифугирование 3. Электростатические поля 4. Флотация, пенная деэмульсация

Классификация способов деэмульгирования нефтей на рисунке 18.



Рисунок 18 – Способы деэмульгирования [25]

Таким образом, процесс разрушения нефтяных эмульсий является в большей степени физическим, чем химическим и зависит от: компонентного состава и свойства защитных слоев природных стабилизаторов; типа, коллоидно-химических свойств и удельного расхода, применяемого деэмульгатора; температуры, интенсивности и времени перемещения нефтяной эмульсии с деэмульгатором.

Технологический эффект применения деэмульгатора заключается в обеспечении быстрого и полного отделения пластовой воды при его минимальном расходе.

Как было указано выше, механизм разрушения эмульсии определяется, прежде всего, величиной поверхности натяжения на границе раздела фаз между водой и нефтью. Кроме того, увеличение количества смол и асфальтенов сопряжено с ростом концентрации металлоорганических соединений (V, Ni, Cu, Zn и др.), что способствует увеличению поверхностной активности на границе раздела фаз «нефть-металл» и «нефть-вода» и приводит к образованию застойных участков в трубопроводах и технологических узлах.

Согласно рисунку 19, разрушение эмульсий возможно шестью способами: расслоение, седиментация, флокуляция, коалесценция, нарушение пропорциональности и обращение фаз.

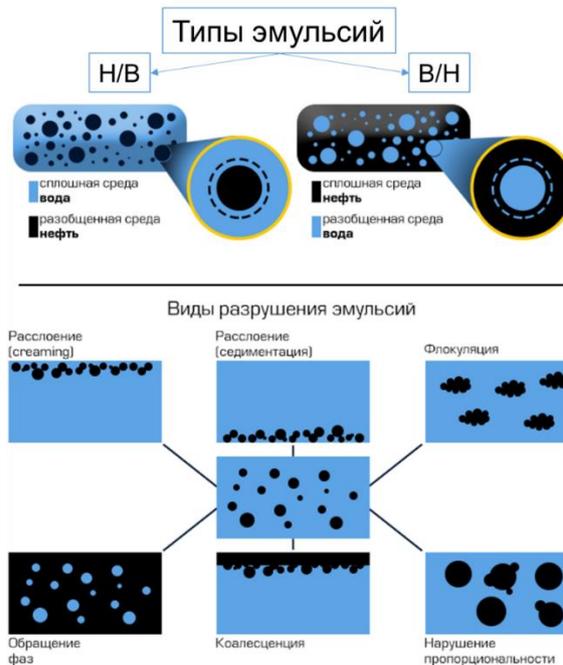


Рисунок 19 – Эмульсии прямого и обратного типа и виды их разрушения [26]

В целом, все процессы имеют схожий механизм разрушения эмульсий, характеризующийся слипанием мелких частиц дисперсных систем в более крупные их ассоциаты вследствие действия сил сцепления с образованием устойчивых коагуляционных структур. Различие состоит в том, каким способом будет происходить выпадение осадка из коллоидного раствора (осаждение / всплытие), какими размерами характеризуется выпадающий осадок (мелкие / укрупненные частицы в виде флокул), как действуют силы сцепления (самопроизвольный процесс, приводящий к расслаиванию коллоидного раствора / искусственный процесс, вызванный добавлением специальных реактивов), какова концентрация исходного и конечного коллоидного раствора.

### 1.3 Вывод по главе 1

В данной главе был рассмотрен вопрос влияния АСПО на трубопроводный транспорт нефти, а также причины, условия и механизм образования АСПО на стенке трубопровода. Практической ценностью для темы ВКР бакалавра являются запасы вязкой и тяжелой нефти. Сложность разработки и эксплуатации указанных месторождений обусловлена отсутствием необходимых технологий для их извлечения и дальнейшей транспортировки.

## 2 МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Современные методы борьбы с АСПО делятся на методы, предотвращающие их образование, методы удаления, а также комбинированные методы.



Рисунок 20 – Методы борьбы с АСПО [25]

					Разработка технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО при эксплуатации нефтепроводов				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Колесников Н.С.					44	124	
Руковод.		Антропова Н.А.							
Консульт.									
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А			

Разработка месторождений негипервязкой нефти сопровождается рядом трудностей, требующих применения 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 (предотвращение отложений) и непосредственную борьбу с уже выпавшими отложениями.

### 2.1 Химические методы борьбы с АСПО

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 [25]

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 [26]

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 винилпироллидоном.	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, парафлюо, 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.

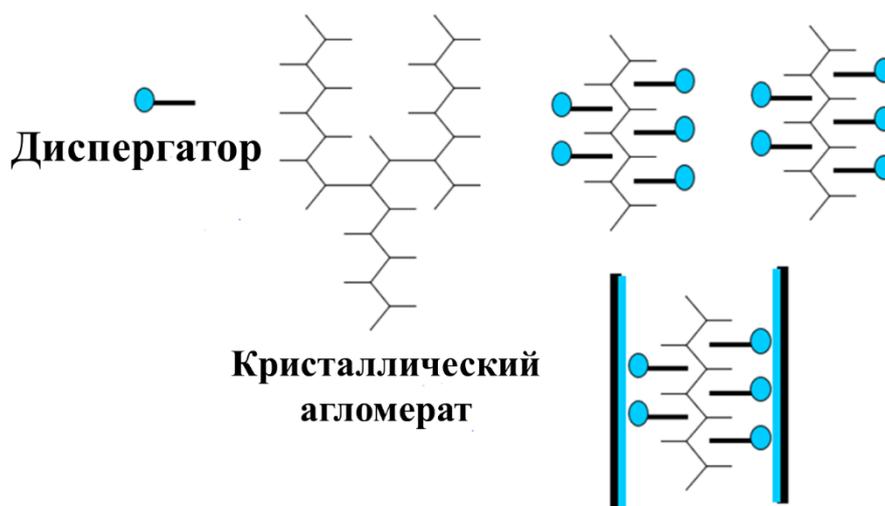


Рисунок 21 - Механизм добавления диспергатора в АСПО [26]

В таблице 10 представлен алгоритм принятия решения по повышению успешности применения технологий борьбы с АСПО с использованием хим. способов.

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, антитурбулентных 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			

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

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, содержащие 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 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  $\alpha$ -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.

Таблица 13 – Эффективность ингибитора на основе исходного состава нефти

Тип ингибитора	Растворяемые компоненты	Не растворимые 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 авторами 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 лабораторного 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 нефти 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  $\alpha$ -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.

Рассмотрим эффективность депрессорной присадки для высокозастывающих парафинистых нефтей авторов К.И. Матиев, А.Д. Ага-заде, М.Э. Алсафарова, Ф.М. Ахмедов. Результаты приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Показатели нефтей, отобранные и обработанные присадкой, эксплуатационных скважин НГДУ имени Н.Нариманова «ПО Азнефть»

№ скв	П, %	А, %	С, %		$t_{заст}, ^\circ\text{C}$	$\eta, \text{мПа} \cdot \text{с}$ (необр/обр)		$\Delta\eta, \%$	
			сг	акц		35 °С	40 °С	35 °С	40 °С
20	19,8	2,65	5,4	17,9	+15	124,03 / 69,68	81,61 / 45,30	43,82	44,49
53	20,1	1,53	15,7	19,44	+21	194,42 / 108,49	64,53 / 34,67	44,20	46,24
266	6,0	0,59	10,0	16,4	+16	21,08 / 10,90	15,33 / 7,45	48,29	51,40
444	19,8	2,65	5,4	17,9	+10	11,78 / 6,49	10,08 / 5,24	44,91	48,02

Примечание: П–парафины, А–асфальтены, С–смолы: сг–силикагельные, акц–акцизные; необр – необработанная нефть, обр – обработанная нефть с использованием 0,04% депрессорной присадки

**Результаты.** Эффективность депрессорной присадки для обработки высокозастывающих парафинистых нефтей можно наблюдать для 4 образцов нефти: в сравнении с необработанной нефтью наблюдается относительное уменьшение вязкости на 50% для всех образцов при 35 °С и 40 °С. Наибольшее изменение вязкости характерно для нефтей с наименьшим массовым содержанием парафина и асфальтенов (6 % и 0,59 %, соответственно).

## 2.2 Физические методы борьбы с АСПО

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

					Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

парафина, вызывают их микроперемещение, 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.

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

					Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

ферромагнитных частиц. Следовательно, кристаллы парафина выпадают в виде объемной, тонкодисперсной, устойчивой взвеси. При этом скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров кристаллов парафина.

В качестве примера – автономное электрическое устройство (АЭУ) – виброакустическая установка производства НПП «ЭНЕРГОМАГ» Акустического института им. академика Н.Н. Андреева – используется для предотвращения и ликвидации отложений на металле, ликвидации пробок, восстановления и интенсификации потока нефти. Рабочие частоты находятся в пределах 40–60 Гц. Механическая мощность составляет 600–1000 Вт. Для очистки резервуаров акустическим способом также предлагается применять технологию виброструйной магнитной активации (ВСМА) жидких сред, при которой воздействие на придонный осадок осуществляется мощными акустическими облучениями, создаваемыми специальной аппаратурой ВЭМА-0.3 (ОАО СКБ «Сибэлектромотор», г. Томск). После завершения этого процесса можно осуществить откачку нефти для дальнейшей переработки.

Новизна предлагаемого метода заключается в замене прямого механического воздействия на извлекаемый осадок воздействием акустического поля. Технология ВСМА используется на установке активации нефти (УАН) которая подсоединяется к основному трубопроводу по байпасной схеме к имеющимся у него фланцевым ответвлениям. Подача нефти из основного трубопровода осуществляется открытием задвижек 31 и 32, при этом задвижка основного трубопровода 33 должна быть перекрыта. УАН способна обрабатывать до 5 тыс. т нефти в сутки. Удельные затраты электроэнергии при этом составляют 0,15 кВт·ч/т. Учитывая способность обработанной нефти сохранять низкую эффективную вязкость в течение не менее 60 ч и скорости перекачки нефти по трубопроводу не менее 1 м/с, появляется возможность сократить количество тепловых станций, а также снизить мощность промежуточных насосных станций магистральных трубопроводов. Технология магнитной защиты (предотвращения и / или удаления нефтяного осадка) от

					Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

АСПО является безреагентным средством (устройством) многоразового использования без каких-либо энергетических, технических или технологических затрат.

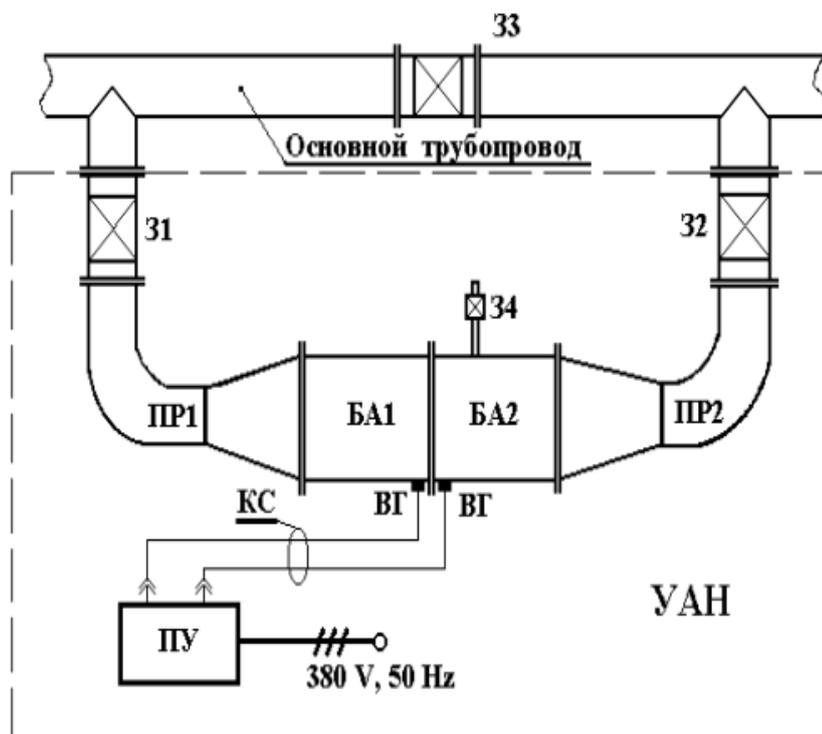


Рисунок 22 - Установка активации нефти (УАН): блок активации БА; пульт управления и контроля ПУ; задвижки З; переходы трубопровода ПР; кабель силовой КС.

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%. 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.

Исследовалось влияние ультразвука и термообработки на изменение реологических свойств нефти. Исследования [35] проводились на высокока-

					Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

рафинистой нефти ( $\omega_{\text{парафина}} = 20 - 22\%$ ,  $t_{\text{заст}} = 23 \text{ }^\circ\text{C}$ ) Кыртаельского месторождения. Оборудование: УЗ аппарат УЗТА-0,4/22-ОМ, реометр НААКЕ VT550.

Кривая течения нефти представляет собой петлю гистерезиса, так как нефти присущи тиксотропные свойства. Вязкость уменьшается при увеличении скорости сдвига. Напряжение сдвига увеличивается с увеличением скорости сдвига.

Таким образом, эффект действия акустической обработки схож с действием термообработки при нагреве до одинаковых температур.

Вопрос ультразвуковой интенсификации технологических процессов нефтедобычи и нефтепереработки изучал М.С. Муллакаев [44].

Таблица 15 – Сравнительные результаты изменения вязкости Лузановской нефти [44]

Образец	$\eta$ , мПа · с		$\Delta\eta$ , %	
	Р	Р+УЗ	Р	Р+УЗ
Исходная нефть	1121	1009	–	9,9
Нефть + 1/2/3% метанола	744/	707/	33,6/	4,8/
	697/	635/	37,8/	8,8/
	747	617	33,4	17,4
Нефть + 1/2/3% Р-12 (разбавитель)	701/	671/	37,5/	4,3
	559/	440/	50,1/	21,3
	536	441	52,2	17,7

По данным таблицы 15: Лузановская нефть характеризуется повышенным содержанием смол, наиболее эффективным способом обработки является реагентная обработка (РО). Уменьшение вязкости при обработке разбавителем Р-12 происходит на более, чем 50%. Реагентная и ультразвуковая обработка (УЗО) максимальное снижает значение вязкости на 21,3%. Зависимость температуры застывания от концентрации реагента:  $t_{\text{заст}}$  с ростом концентрации реагента понижается.

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

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

где  $\tau_p$  - время разрыва межмолекулярных связей;  
 $\tau_0$  - постоянная, определяемая свойствами материала;  
 $E_0$  - энергия разрыва,  
 $\sigma_c$  - статическое напряжение;  
 $\sigma_u$  - напряжение, создаваемое ультразвуком;  
 $\gamma$  - 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 (1.12) примет вид:

$$\tau_p = \tau_0 \exp \left\{ \frac{E_0 - \gamma(\sigma_c + \sigma_0 N_p)}{kT} \right\}, \quad (1)$$

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

Получим с логарифмической точностью

$$N_p = \frac{E_0 - \gamma \sigma_c}{\gamma \sigma_0} - \frac{kT}{\gamma \sigma_0} \ln \left\{ \frac{E_0 - \gamma \sigma_c}{\gamma \sigma_0} \right\}. \quad (2)$$

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

$$N_p = \frac{\sigma_T}{\sigma_0} - \frac{kT}{\gamma \sigma_0} \ln \left\{ \frac{\sigma_T}{\sigma_0} \right\}, \quad (3)$$

где  $\sigma_T$  - напряжение разрыва межмолекулярных связей.

а продолжительность ультразвукового (УЗ) воздействия равна

$$\tau_p = N_p / \omega. \quad (4)$$

Если считать молекулы нефти ассоциатами (твердыми упругими шариками радиуса  $r$  и массой  $m$ , движущиеся со скоростью  $\vartheta$ ), то по представлениям молекулярной физики вязкость ( $\mu$ ) после ультразвуковой обработки можно определить из выражения:

$$\mu = \frac{\rho m \bar{v}}{9\sqrt{2}} r \equiv \mu_0 \frac{r}{r_0}, \quad (5)$$

где  $\mu_0$  - вязкость ассоциатов до УЗО,  
 $r_0$  - радиус ассоциатов до УЗО.

Эффективность применения УЗО для уменьшения вязкостно-температурных свойств нефти исследовалось с помощью ULTRASONIC: мощность генератора 4 кВт, интенсивность УЗО 10 Вт/см<sup>2</sup> на частоте 22 кГц.

Время обработки в диапазоне 1-20 мин при температуре 25-30 °С. Результаты показаны на рисунках 23 и 24.

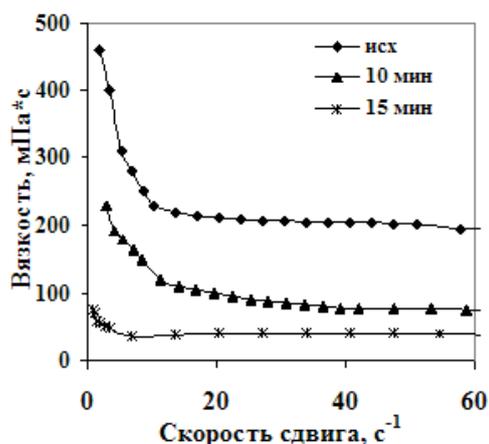


Рисунок 23 – Зависимость вязкости от скорости сдвига при УЗО парафинистой высокосмолистой нефти

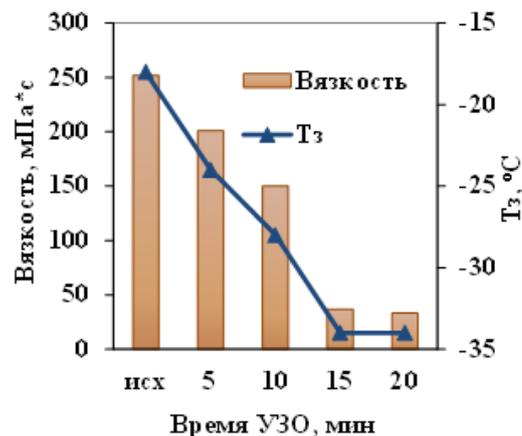


Рисунок 24 – Влияние времени УЗО на вязкости и температуру застывания парафинистой высокосмолистой нефти

*Вывод* по данным рисунков 23-24: значение вязкости и температуры застывания образца парафинистой высокосмолистой нефти уменьшается с увеличением времени УЗО. После 15 мин обработки практически не происходит изменений, значение вязкости и температуры остаются неизменными. Также эта зависимость для вязкости сохраняется при увеличении скорости сдвига: в среднем, после 20 с<sup>-1</sup>, вязкость сохраняется полученный эффект обработки, дальнейшее увеличение скорости сдвига не приводит к снижению значения вязкости. Оптимальное время также составляет 15 мин.

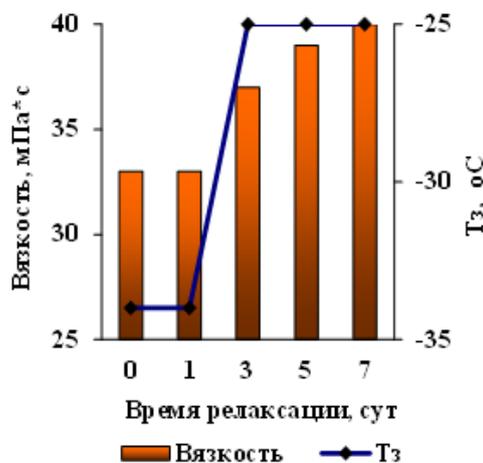


Рисунок 25– Релаксация вязкости и температуры застывания обработанной нефти

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Исходя из данных рисунка 25, можно проследить время релаксации для значения вязкости и температуры застывания: для  $\eta$  – 7 суток, для  $t_{\text{заст}}$  – 3 суток.

Таблица 16 – 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.

### 2.3 Тепловые методы борьбы с АСПО

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 17 – 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 плавления 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

					Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

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. 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 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.

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.

					Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Принцип работы автоматизированного индукционного нагрева вязкой нефти представлен на рисунке 26.

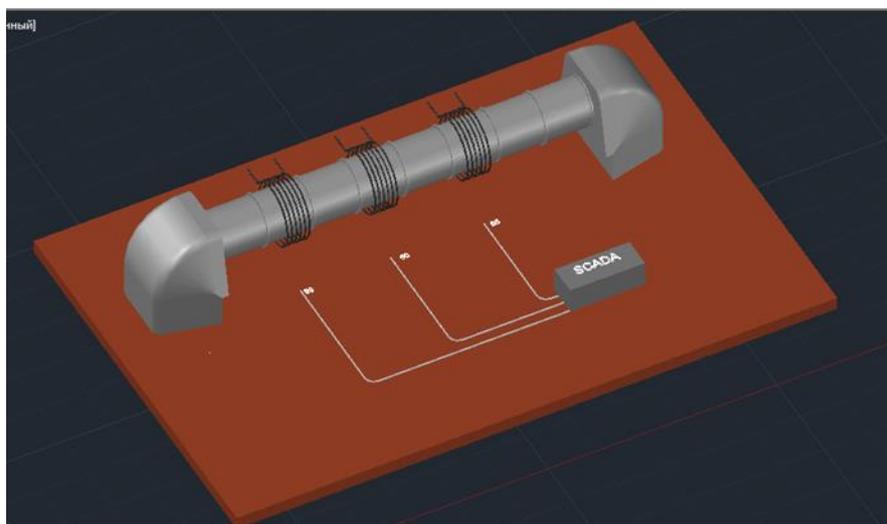


Рисунок 26 – Схема автоматизированного индукционного нагрева нефти

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 поддержать необходимую температуру по всему трубопроводу.

В статье [33] рассматривается влияние температуры на реологические свойства нефтяных дисперсных систем. Использованное оборудование для определения ряда реологических свойств – ротационный вискозиметр Brookfield DV-II + Pro, Zetatrac. В исследовании можно проследить зависимость массовой доли АСП в образце нефти в зависимости от вязкости и плотности исходных образцов (таблица 18).

Таблица 18 – Состав некоторых образцов нефти

Параметр	Образец 1	Образец 2
$\mu$ , мПа · с при $t = 25^\circ\text{C}$ , $v = 24,6 \text{ c}^{-1}$	35	45
$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	886	877
Смолы, % масс.	11,5	12,2
Асфальтены, % масс.	2,87	5,3
Парафины, % масс.	2,3	

Примечание: образец 1 – нефть Усть-Тегусского месторождения, образец 2 – нефть Западно-Салымского месторождения

Можно сделать предварительное заключение: вязкость тем выше, чем выше процентное содержание по массе в составе нефти смол и асфальтенов. Тяжелые нефти одновременно являются высоковязкими.

В статье [34] исследовали влияние теплового поля на реологические свойства нефтяных дисперсных систем. Из оборудования: ротационный вискозиметр Brookfield DV-II + Pro при скоростях сдвига  $G=20-250\text{c}^{-1}$ , измерение размеров частиц в нефтяной дисперсной системе с помощью Zetatrac.

Из результатов исследования (рисунки 27, 28): получили зависимость  $\mu$  от температуры обработки при разных скоростях сдвига на образце нефти Западно-Салымского месторождения, а также, наоборот, зависимость от скорости сдвига при разной температуре того же образца нефти.

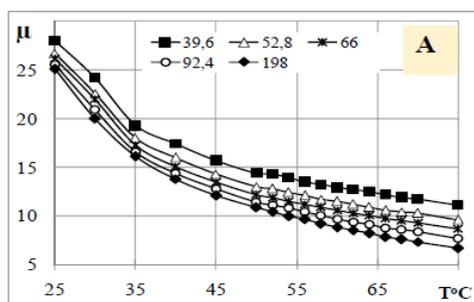


Рисунок 27 – Зависимость вязкости нефти Западно-Салымского месторождения от температуры при разных скоростях сдвига

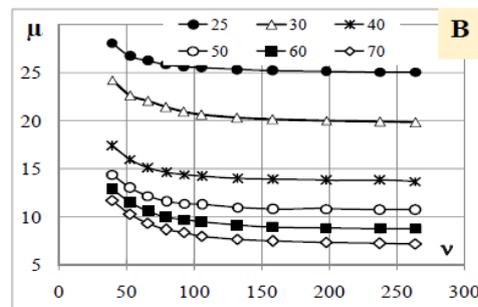


Рисунок 28 – Зависимость вязкости нефти Западно-Салымского месторождения от скорости сдвига при разной температуре

Ученые делают вывод: термодинамические функции, определяющие вязкость нефтей под действием сдвиговых деформаций – энтальпия и энтропия – взаимно частично компенсируют свое влияние на вязкость ( $\mu$ ) нефтяных дисперсных систем. Снижение вязкости при повышении температуры объясняется достижением определенных характерные температуры нефтей.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

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;  $\Delta H$  – изменение энтальпии;  
 $\Delta S$  – 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.

Действие высокочастотного ЭМ поля было рассмотрено на изменении вязкости нефтепродуктов [40].

Результатами работы можно считать рисунки 29 - 32.

*Вывод.* Исходя из рисунка 29, существует оптимальное время обработки этиленгликоля: при обработке 80 и 150 МГц оно составляет 60 мин., значение вязкости уменьшается на более чем 2 мм<sup>2</sup>/с. Дальнейшее время обработки не дает положительного результата. На рисунке 30 показана зависимость изменения кинематической вязкости от продолжительности ЭМ воздействия на изомер пропиленгликоля. Оптимальное время обработки также составляет 60 мин. при частоте обработки: 30, 100 и 200 МГц. Максимальное снижение вязкости: обработка частотой 100МГц на значение более, чем

10 сСт. Этиленгликоль возвращается свое исходное значение вязкости на 150 ч после облучения на частоте 150 МГц, изомер пропилен – исследование представлено до значения времени релаксации 120 ч, за это время нефтепродукт не вернул своих исходных значений вязкости после обработки на частоте 30 МГц.

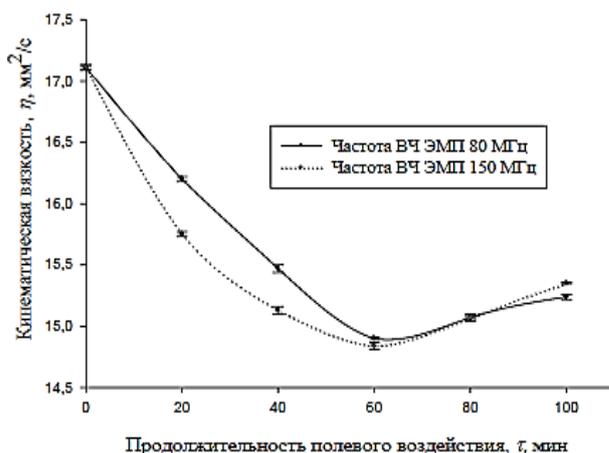


Рисунок 29 – Зависимость  $\nu$  этиленгликоля от продолжительности воздействия при 80 МГц и 150 МГц

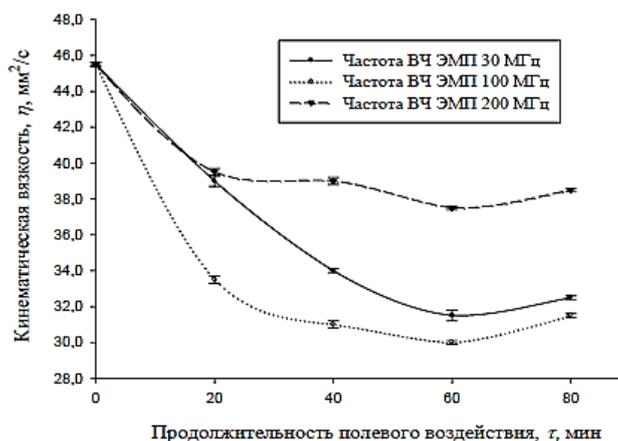


Рисунок 30 – Зависимость  $\nu$  1,2-пропиленгликоля от продолжительности воздействия при 30 МГц, 100 МГц и 200 МГц

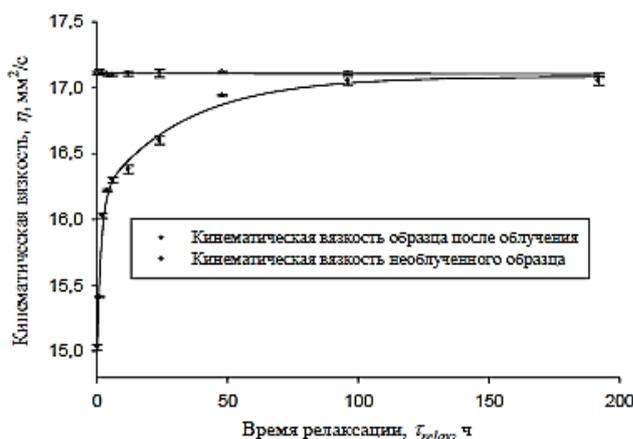


Рисунок 31 – Релаксация  $\nu$  этиленгликоля после облучения высокочастотным ЭМ полем на частоте 150 МГц

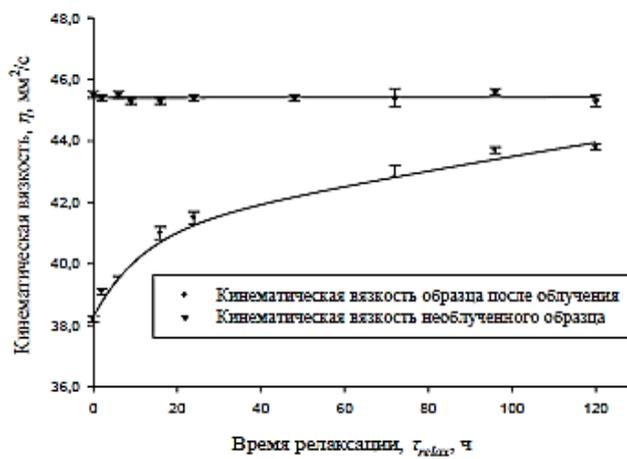


Рисунок 32 – Релаксация  $\nu$  1,2-пропиленгликоля после облучения высокочастотным ЭМ полем на частоте 30 МГц

Для снижения вязкости нефти Русского месторождения [42] применяли метод *термохимического* воздействия. Авторы использовали Ротационный вискозиметр Chandler 5550 для измерения реологических свойств.

Состав нефти Русского месторождения: С=8,1%, А=0,3%, П=1,7%. Результаты воздействия приведены на рисунке 33.

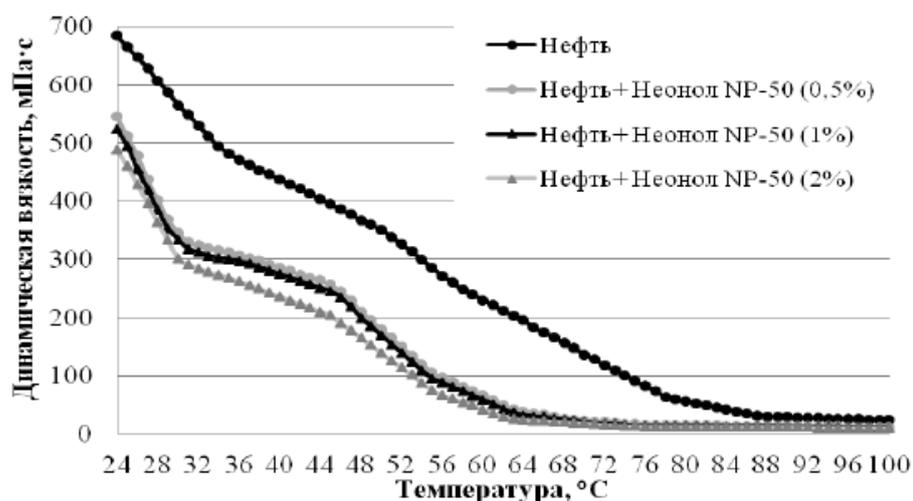


Рисунок 33– Зависимость  $\eta$  нефти от температуры в присутствии реагента в разных процентных концентрациях

*Вывод.* Результаты (рисунок 33) демонстрируют разницу действия теплового и комбинированного (теплового и химического) полей. Тепловое поле способствует максимальному снижению вязкости практически в 700 раз при 100 °C. Комбинированный же способ позволяет достичь таких результатов при значительно низких температурах (примерно при 70 °C) с дополнительным использованием ПАВ.

Другим способом комбинированного воздействия является *ультразвук* и *термообработка*. Исследования [35] проводились на высокопарафинистой нефти ( $\omega_{\text{парафина}} = 20 - 22\%$ ,  $t_{\text{заст}} = 23$  °C) Кыртаельского месторождения. Оборудование: УЗ аппарат УЗТА-0,4/22-ОМ, реометр НААКЕ VT550. Исходной нефтью считается нефть, нагретая до 40 °C, обработка до 80 °C. Влияние тепловой и УЗ обработки исследовалось при охлаждении нефти до 20 °C.

*Вывод.* Не показано совместное влияние УЗ и тепловой обработки, однако, представили разницу между ними. Кривая течения нефти представляет собой петлю гистерезиса, так как нефти присущи тиксотропные свойства. Вязкость уменьшается (рисунок 35) при увеличении скорости сдвига. УЗ и тепловое воздействие показывают схожую траекторию снижения вязкости. Согласно рисунку 34, напряжение сдвига увеличивается с увеличением

скорости сдвига. В сравнении с кривой исходной нефти, физические поля обработки показывает не такой резкий рост этой зависимости.

Результаты работы приведены на рисунках 34 и 35.

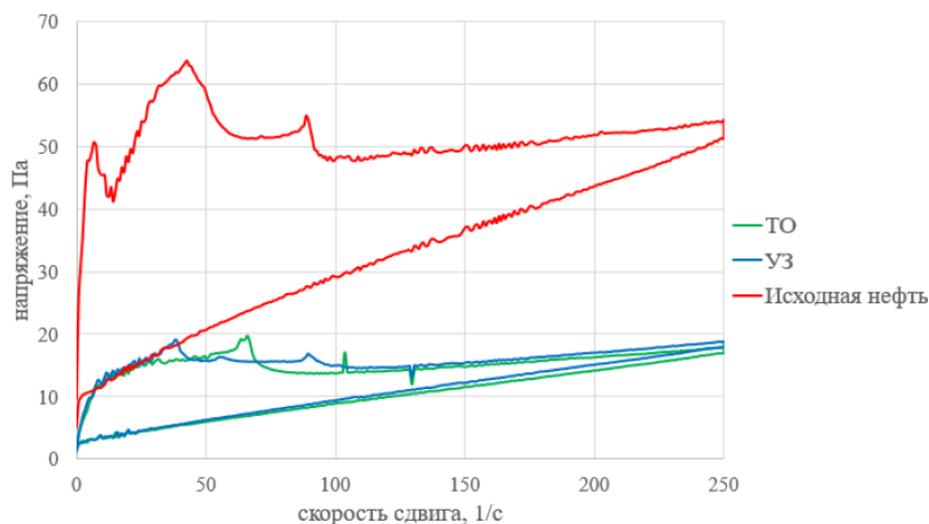


Рисунок 34 – Зависимость напряжения от скорости сдвига при разных способах воздействия

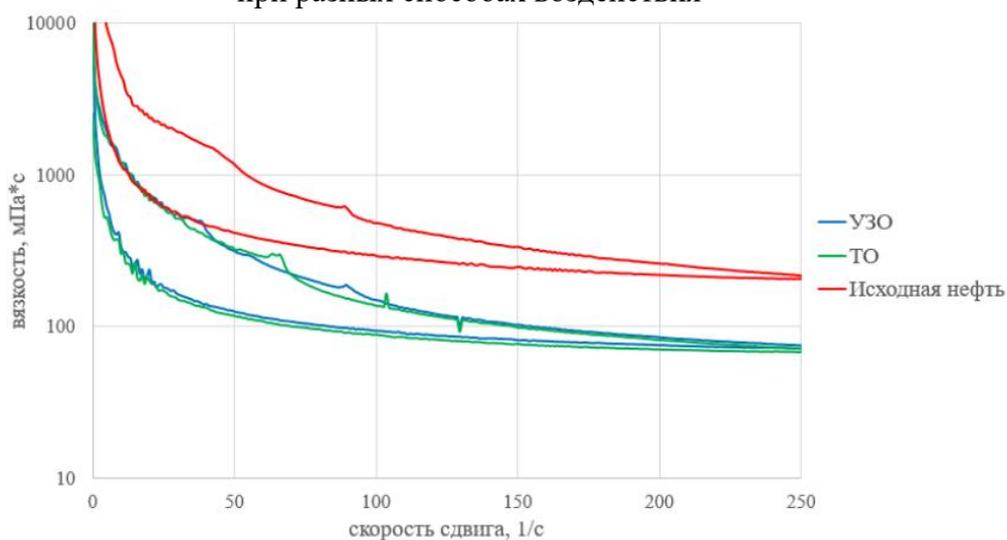


Рисунок 35 – Зависимость вязкости от скорости сдвига при разных способах воздействия

Таким образом, эффект действия акустической обработки схож с действием термообработки при нагреве до одинаковых температур.

## 2.4 Вывод по главе 2

Опираясь на данные проведенных исследований ряда авторов, весьма перспективным воздействием на снижение коэффициента вязкости нефти или нефтепродуктов, наряду с гидротранспортом и подогревом, является их термообработка, добавление присадок для снижения коэффициента гидравлических потерь, электроискровая обработка, виброобработка и использование комбинированных методов.

Для высокосмолистых нефтей эффективная обработка химическим полем, температурная обработка оптимальна для парафинистых нефтей.

Исходя из теоретического обзора вариантов подготовки и транспорта вязкой нефти следует отметить, что метод ультразвуковой обработки, в отличие от других методов, оказывает меньшее воздействие на экологическую среду. Применение комбинированного подхода с ультразвуковой обработкой способствует более комплексному решению задачи подготовки и транспортировки, но с наибольшими затратами для предприятия.

Проведенный литературный обзор свидетельствуют, 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. Обзор методов технологии предварительного воздействия на нефть для предотвращения и удаления АСПО и улучшения реологических свойств приведено в Приложении А.

					Методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

#### 3.1 Объект исследования

Объект исследования – промышленный трубопровод. Предмет исследования – асфальтосмолопарафиновые отложения.

Для расчета примем модельным участком нефтесборный трубопровод. Основные технические характеристики трубопровода в таблице 19.

Таблица 19 – Характеристика модельного участка трубопровода

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

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 Методики определения физико-химических свойств нефти

Неньютоновскую жидкость испытывают с помощью ротационной вискозиметрии по методике, описанной в СІРАС МТ 192. Вязкость определяется при постоянной температуре интервала (20 – 40)°С. Вязкость жидкостей следует определять при температуре 40°С. В стандарте ГОСТ 33452-2015 [66] используются методы, отвечающие требованиям объектов по стандартизации и правительственных агентств.

					Разработка технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников Н.С.			Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					66	124
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 2Б8А		

Напряжение сдвига:

$$\tau = \eta \cdot G, \quad (8)$$

где  $\tau$  – напряжение сдвига, Па;  
 $\eta$  – динамическая вязкость, Па·с;  
 $G$  – скорость деформации сдвига, с<sup>-1</sup>.

Вязкость ньютоновской жидкости постоянна при изменении скорости сдвига, зависит от внешних факторов: давления и температуры.

Вязкость неньютоновской жидкости непостоянная при изменении скорости сдвига.

Кинематическая вязкость (определяемая капиллярным вискозиметром):

$$\nu = \eta / \rho, \quad (9)$$

где  $\nu$  – кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с;  
 $\eta$  – динамическая вязкость, Па · с;  
 $\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>.

В практическом применении:  $[\eta] = \text{мПа} \cdot \text{с} = \text{сПз}$ ,  $[\nu] = \frac{\text{мм}^2}{\text{с}} = \text{сСт}$ .

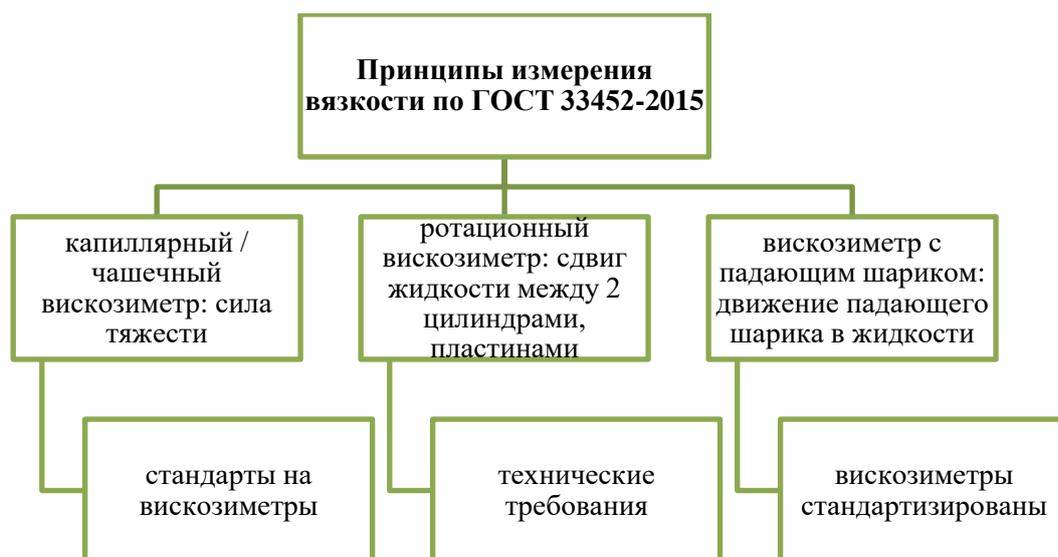
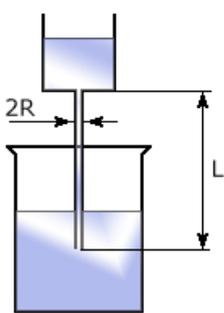
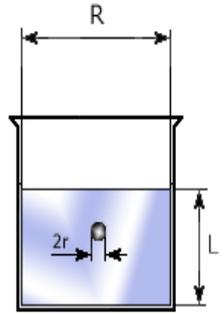
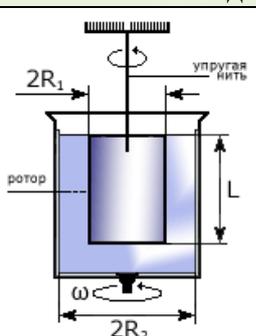
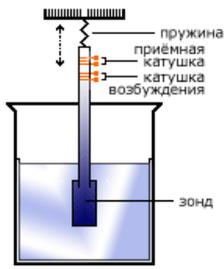


Рисунок 36 – Принципы измерения вязкости жидкости согласно ГОСТ 33452-2015

Более подробное описание методов представлено в таблице 20.

Таблица 20 – Распространенные методы измерения вязкости жидкостей

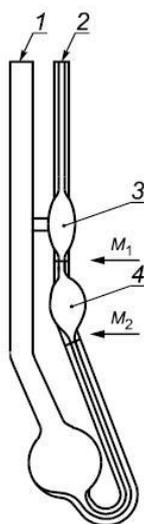
Закон	Модель	Условные обозначения	Описание
<b>Капиллярный метод</b>			
Закон Пуазейля	 <p>Капиллярный вискозиметр</p>	<p><math>Q</math> – количество жидкости через капилляр;  <math>R</math> – радиус капилляра, м;  <math>p</math> – разность давлений на концах капилляра, Па;  <math>L</math> – длина капилляра, м;  <math>h</math> – коэффициент, приближенный к единице</p>	<p>Жидкость перемещается под влиянием разности давлений через капилляр в сосуд.</p> $Q = \pi R^4 p / \eta L;$ <p>Уравнение Пуазейля:  <math display="block">\eta = (\pi R^4 p / 8QL) - (hQ\rho / 8\pi).</math> <p>Формула Пуазейля только для ламинарного режима.</p> </p>
<b>Метод падающего шарика</b>			
Закон Стокса	 <p>Метод падающего шарика</p>	<p><math>V</math> – скорость падения твердого шарика;  <math>d</math> – плотность шарика;  <math>r</math> – радиус шарика.</p>	$V = 2(d - \rho)r^2 g / 9\eta.$ $\frac{r}{R} < 0,1.$ $\eta = \frac{2r^2(d - \rho)g}{9V(1 + \frac{2,4r}{R})(1 + \frac{3,3r}{L})}$
<b>Метод соосных цилиндров (ротационный)</b>			
Закон течения жидкости между соосными цилиндрами	 <p>Ротационный вискозиметр</p>	<p><math>R_1</math> – радиус ротора;  <math>L</math> – длина ротора;  <math>R_2</math> – радиус резервуара;  <math>\omega</math> – угловая скорость;  <math>M_1</math> – момент вращения;  <math>M_2</math> – момент упругости нити;  <math>d</math> – диаметр нити упругости;  <math>l</math> – длина нити упругости;  <math>\varphi</math> – угол поворота нити;  <math>G</math> – момент упругости материала нити;  <math>k</math> – постоянная вискозиметра.</p>	<p>Основной тезис: мерой вязкости выступает момент вращения ротора.</p> $M_1 = 4\pi L \omega \eta (R_2^2 R_1^2) / (R_2^2 - R_1^2)$ $M_2 = (\pi d^2 G \varphi) / (32l)$ <p>При <math>M_1 = M_2</math>:  <math display="block">\eta = \frac{k\varphi}{\omega}</math></p>
<b>Вибрационный метод вискозиметрии</b>			
Вынужденные колебания гармонической силы	 <p>Вибрационный вискозиметр</p>	<p><math>\omega</math> – частота колебаний;  <math>\tau</math> – время колебаний;  <math>S</math> – площадь пластины зонда;  <math>F_0 \sin(\omega\tau)</math> – гармоническая сила;  <math>\varphi = \frac{\pi}{2}</math> – частота колебаний;  <math>A</math> – амплитуда.</p>	<p>Частотно-фазовый вариант для сильно-вязких Ж, амплитудно-резонансный – для менее вязких сред.</p> $\sqrt{\eta\rho} = F_0 / (\omega^{3/2} S \sqrt{10A}).$

Условия измерения вязкости жидкости: во время испытания температура образца жидкости составляет 20°C, при повторном испытании – 40°C. При каждой температуре не менее двух измерений. Приведем еще некоторые характеристики методов измерения вязкости в таблице 21.

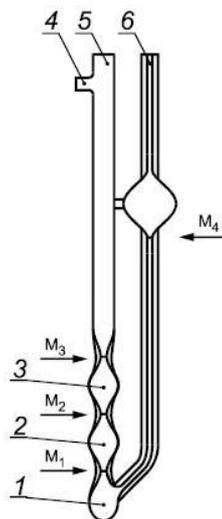
Таблица 21 – Характеристики методов определения вязкости

Вязкость	Диапазон измерений
<b>Капиллярный вискозиметр</b>	
кинематическая	(0,5-105) сСт
<b>Чашечный вискозиметр</b>	
кинематическая	(8-700) сСт
<b>Ротационный вискозиметр</b>	
динамическая	(10-105) сПз
<b>Вискозиметр с падающим шариком (Гепплера)</b>	
динамическая	(0,5-109) сПз
<b>Вискозиметр с катящимся шариком</b>	
динамическая	(0,5-107) сПз

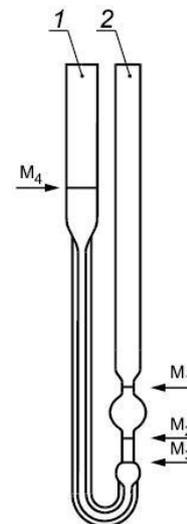
Методика измерения вязкости согласно ГОСТ 33-2016: измерение времени истечения Ж под влиянием силы тяжести с помощью калиброванного стеклянного вискозиметра. Определяемая кинематическая вязкость получается путем умножения времени истечения на постоянную вискозиметра. На рисунке 37 приведены разные виды капиллярных вискозиметров.



а) Вискозиметр типа Каннон-Фенске с обратным истечением для непрозрачных Ж



б) Вискозиметр типов ВНЖ, ВНЖТ (Каннон-Фенске-Опак) с обратным истечением для прозрачных и непрозрачных Ж



в) Вискозиметр типа BS/IP/RF с U-образной трубкой с обратным истечением для прозрачных и непрозрачных Ж

Рисунок 37 – Типы вискозиметров для прозрачных и непрозрачных жидкостей

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Приведем методики определения физико-химических характеристик нефти, за исключением ранее рассмотренной вязкости, в виде таблицы 22.

Таблица 22 – Методика определения некоторых физико-химических характеристик нефти

Параметр	НТД	Сущность
Плотность	ГОСТ 3900-85	В исследуемую жидкость погружается ареометр, затем снимаются показания по его шкале.
Содержание парафинов	ГОСТ 11851-2018	1 – предварительное удаление (экстракция, адсорбция) асфальто-смолистых веществ перед выделением парафина при $-20^{\circ}\text{C}$ с помощью ацетона и толуола; 2 – предварительное удаление (вакуумная перегонка с отбором фракций при $(250 - 550)^{\circ}\text{C}$ ) асфальто-смолистых веществ перед выделением парафина при $-20^{\circ}\text{C}$ с помощью спирта и эфира.
Содержание воды	ГОСТ 2477-2014	Жидкость нагревается и перегоняется с смеси с растворителем в колбе с холодильником. Сжиженный растворитель и вода разделяются в ловушке, растворитель циклически возвращается в колбу.
Содержание серы	ГОСТ 32139-2019	Образец жидкости помещают в пучок излучения рентгеновской трубки, измеряют сигнал возбужденного излучения, сравнивают с калибровочными образцами.
Содержание асфальтенов и смол	ГОСТ 11858-66	Выделение асфальтенов $n\text{-C}_7\text{H}_{16}$ / петролейным эфиром и дальнейшее отделение фильтрацией, в результате в фильтрате растворенные смолы адсорбируются на силикагеле и затем обратно десорбируются с помощью спирто-толуольной смеси.
Содержание хлористых солей	ГОСТ 21534-76	Извлечение солей водой и последующим их титрованием (индикаторным или потенциометрическим) в водной вытяжке.

### 3.3. Характеристика образцов нефти

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

Таблица 23 – Характеристика образца нефти №1

№	Наименование показателя	Результат	Характеристика
1	Плотность нефти при $20^{\circ}\text{C}$ , $\text{кг}/\text{м}^3$	801,9	Особо легкая
2	Вязкости нефти при $20^{\circ}\text{C}$ , $\text{мПа} \cdot \text{с}$	3,41	Незначительной вязкости
3	Массовая доля воды, %	0,03	Первая группа качества
4	Массовая концентрация хлористых солей, $\text{мг}/\text{дм}^3$ (%)	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

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

характеристики добываемой нефти представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Характеристика образца нефти №2

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

### 3.4 Вывод по главе 3

Для расчета приняли модельным 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 промысловой подготовки.

## 4. РАСЧЕТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 4.1 Расчет на прочность модельного участка промыслового 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.

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):

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

					Разработка технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников Н.С.			Расчетно-технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					72	123
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 2Б8А		

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

где  $\gamma_d$  – коэффициент условий работы;  
 $\gamma_{mi}$  – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности;  
 $\gamma_{my}$  – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести (1,15);  
 $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности трубопровода (1,10).

Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности  $\gamma_{mi}$  следует принимать в зависимости от характеристик труб.

Таблица 25 – Значения коэффициента надежности по материалу труб  $\gamma_{mi}$

№	Характеристика труб	$\gamma_{mi}$
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  $\gamma_d$  для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, определяется в зависимости от категории участка.

Таблица 26 – Значения коэффициента условий работы трубопровода

Категория участка трубопровода	Коэффициент условий работы трубопровода $\gamma_d$
Н	0,921
С	0,767
В	0,637

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 нефтесборный трубопровод относится к категории Н (нормальная). Так как рассматриваемые трубы из стали 13ХФА являются трубам стальными бесшовными нефтегазопроводными повышенной эксплуатационной надежности, то значения коэффициентов  $\gamma_{mi}$  и  $\gamma_d$  принимаем равными 1,4 и 0,921 соответственно.

Выполним расчет сопротивлений  $R_u$  и  $R_y$ :

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

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

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

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

Выполним расчет кольцевых напряжений, проверку условия прочности:

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n} = \frac{1,15 \cdot 4,0 \cdot 219}{2 \cdot 8} = 63 \text{ МПа},$$
$$\sigma_h \leq \min\{R_u, R_y\}; 63 \text{ МПа} \leq 311 \text{ МПа}.$$

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  $\sigma_l$  – продольное напряжение, МПа;  
 $\sigma$  – эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;  
 $\sigma_y$  – 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.

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 27 – Значение расчетных коэффициентов  $f_I, f_{eq}$

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

Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса  $\sigma_{eq}$ , вычисляем по формуле:

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

где  $\sigma_h$  – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;  
 $\sigma_I$  – продольное напряжение, МПа.

Продольные напряжения  $\sigma_I$  для подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений вычисляются по формуле:

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

где  $\mu$  – коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);  
 $\sigma_h$  – кольцевое напряжение, МПа;  
 $E$  – модуль деформации материала труб (переменный), МПа;  
 $D$  – наружный диаметр трубы, номинальный, м;  
 $R$  – радиус упругого изгиба, 200 м;  
 $\alpha$  – коэффициент линейного температурного расширения, (°C)<sup>-1</sup>;  
 $\Delta T$  – температурный перепад, 30°C.

Рассчитаем продольные напряжения:

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

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

Для дальнейших расчетов принимаем наибольшее по модулю значение.

Рассчитаем эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса:

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

Выполним проверку трубопровода на прочность для продольных и эквивалентных напряжений:

					Расчетно-технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

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

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

Оба условия прочности выполнены с большим запасом. Соответственно, все три условия прочности, согласно ГОСТ Р 55990-2014, 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
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 4.2 Расчет гидравлических потерь при перекачке по модельному участку промыслового трубопровода

При перекачке высоковязкой нефти с динамической вязкостью  $\mu_2$  и плотностью  $\rho_2$ , массовым расходом  $G$  по трубопроводу длиной  $L$  метров, диаметром  $d$  и абсолютной эквивалентной шероховатости  $\Delta$ , образовался слой парафина толщиной  $\delta$  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  $\mu_1$  плотностью  $\rho_1$ .

Таблица 28 – 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 <sup>3</sup>
Плотность нефти №1	802	кг/м <sup>3</sup>
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;

$\delta$  – 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  $\mu$  – динамическая вязкость высоковязкой нефти, мПа·с;

$\rho$  – плотность высоковязкой нефти, кг/м<sup>3</sup>.

					Расчетно-технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

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, м<sup>3</sup>/с;

$S_2$  – площадь поперечного сечения, м<sup>2</sup>;

$G$  – 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 является ламинарным.

Далее необходимо 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 являться турбулентным, зона гидравлически гладких труб.

7. Коэффициент гидравлического сопротивления:

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

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\lambda_2 = \frac{0,3164}{\text{Re}_2^{0,25}} = \frac{0,3164}{8605^{0,25}} = 0,033 \quad (25)$$

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  $\Delta Z$  - 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  $\mu$  - динамическая вязкость маловязкой нефти, Па·с;  
 $\rho$  - плотность маловязкой нефти, кг/м<sup>3</sup>.

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 парафиненном 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, м<sup>3</sup>/с;  
 $S_1$  - площадь поперечного сечения, м<sup>2</sup>;  
 $G$  - массовый расход, кг/с.

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						79
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  $\Delta Z$  - разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, м.

					Расчетно-технологическая часть	Лист
						80
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:  $\frac{h_{T2}}{h_{T1}} = \frac{215,14}{103,13} = 2,13$ ,  $\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} = \frac{1,84}{0,80} = 2,3$ .

### 4.3 Вывод по главе 4

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
						81
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 Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: ингибитор АСПО.

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

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

### 5.2 Анализ конкурентных технических решений

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 «ТюменьНефте-Технологии» является разработка и производство ингибиторов парафинообразования. Компании «Полиэкс» и «Baker Hughes» 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 технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников Н.С.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					82	124
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
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 <sub>1</sub>	Б <sub>2</sub>	Б <sub>3</sub>	К <sub>1</sub>	К <sub>2</sub>	К <sub>3</sub>
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
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
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
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
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>43</b>	<b>33</b>	<b>32</b>	<b>3,51</b>	<b>2,66</b>	<b>2,69</b>

Примечание:

*Б<sub>1</sub>* –ингибиторы «ТюменьНефтеТехнологии»;

*Б<sub>2</sub>* – ингибиторы «Полиэкс»;

*Б<sub>3</sub>* –ингибиторы «Baker Hughes».

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

### 5.3 SWOT – анализ

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

Составляем матрицу SWOT-анализа (таблица 2).

Таблица 2 – Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b> С1. Высокая экономичность технологии; С2. Экономичность технологии; С3. Повышение безопасности производства; С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b> Сл1. Трудность внедрения функции; Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.
<b>Возможности:</b> 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 своевременной 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.
<b>Угрозы:</b> 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.

### 5.4 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.

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:

$$t_{ожі} = \frac{2t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (1)$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

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

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

$$K_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66 - 15} = 1,22.$$

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
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

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	■														



**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  $H_A$ :

$$H_A = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 0,02. \quad (7)$$

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
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

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
<b>Итого:</b>							<b>27,1</b>	<b>32,21</b>	<b>31,05</b>

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:

$$Z_{\text{дн}} = Z_m * M / F_d = 37440 * 10,4 / 243 = 1602 \text{ руб.} \quad (13)$$

где  $Z_m$  – 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;

$F_d$  – 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	52	52
- праздничные	14	14
Потери рабочего времени:		
- отпуск	56	28
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	271

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) k_p = 19200 * (1 + 0,3 + 0,4) * 1,3 = 37440 \quad (14)$$

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  $Z_{\text{тс}}$ );

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

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) – 37770 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 19200 руб.

Таблица 9 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	$Z_{тс}$ , тыс. руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , руб.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	37770	0,3	0,2	1,3	73651,5	3152,16	26	81956,24
Исполнитель	19200	0,3	0,2	1,3	37440	1602,37	70	112165,93
<b>Итого, тыс. руб.:</b>								<b>194,12</b>

Таблица 10 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	$Z_{тс}$ , тыс. руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , руб.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	37770	0,3	0,2	1,3	73651,5	3152,16	23	72499,75
Исполнитель	19200	0,3	0,2	1,3	37440	1602,37	68	108961,19
<b>Итого, тыс. руб.:</b>								<b>181,5</b>

Таблица 11 – Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	$Z_{тс}$ , тыс. руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , руб.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	37770	0,3	0,2	1,3	73651,5	3152,16	28	88260,56
Исполнитель	19200	0,3	0,2	1,3	37440	1602,37	76	121780,15
<b>Итого, тыс. руб.:</b>								<b>210,1</b>

#### *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 ежегод-

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

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 81956,24 = 12293,44 \text{ руб. ;}$$

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 112165,93 = 16824,89 \text{ руб.}$$

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:

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 72499,75 = 10874,96 \text{ руб. ;}$$

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 108961,19 = 16344,18 \text{ руб.}$$

Для исполнения 3 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 88260,56 = 13239,08 \text{ руб. ;}$$

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 121780,15 = 18267,02 \text{ руб.}$$

*Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)*

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) \quad (15)$$

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

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	81,96	72,50	88,26	12,29	10,87	13,24
Исполнитель проекта	112,17	108,96	121,78	16,82	16,34	18,27
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,30					
<b>Итого:</b>						
<b>Исполнение 1</b>	<b>Исполнение 2</b>		<b>Исполнение 3</b>			
<b>66,97</b>	<b>62,60</b>		<b>72,46</b>			

*Прочие расходы*

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

следования, 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	97744,22	132077,56	127910,89
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	194122,16	181460,93	210040,71
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	29118,32	27219,14	31506,11
5. Отчисления во внебюджетные фонды	66972,15	62604,02	72464,05
6. Затраты на покупку компьютера	28000	28000	28000
7. Прочие расходы	24000	24000	24000
<b>8. Бюджет затрат НТИ</b>	<b>1624888</b>	<b>2040293</b>	<b>2028853</b>

#### **5.5 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 получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) 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:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

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

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

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналогу).

Для 1-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = 1624888 / 2040293 = 0,77$$

Для 2-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = 2040293 / 2040293 = 1$$

Для 3-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = 2028853 / 2040293 = 0,99$$

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:

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

где  $I_{pi}$  – 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
						95
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
<b>Итого:</b>	<b>1</b>	<b>4,6</b>	<b>3,05</b>	<b>3,9</b>

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

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

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

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

## Выводу по главе 5

Сравнительная оценка характеристик проекта была проведена в трех исполнениях: Б1 –ингибиторы «ТюменьНефтеТехнологии» (исполнение 1); Б2 – ингибиторы «Полиэкс» (исполнение 2); Б3 –ингибиторы «Baker Hughes» (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 «ТюменьНефтеТехнологии» 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 НТИ (1472317 рублей), основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением спецоборудования. Все, вышеперечисленные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что данное исполнение ингибитора АСПО экономически выгодно.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### Введение

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 технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО» состоит в безопасном функционировании опасного производственного объекта, в данном случае промысловых 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 технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников Н.С.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					98	124
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## 6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Строительство трубопровода ведется на открытом воздухе в летний и зимний период с периодичностью, принятой предприятием. Строительство предполагает выезд рабочих к месту расположения сооружаемого трубопровода, которое может находиться в труднодоступной местности, в непосредственной близости к водным объектам.

Внутренний режим работы устанавливается самим предприятием. Может быть установлена пятидневная рабочая неделя с двумя выходными днями в случае обеспечения предприятием ежедневного возвращения работников в места постоянного проживания. В случае значительного удаления мест производства работ от места постоянного проживания работников применяется вахтовый метод работы [1]. Работник узнает свой режим работы при устройстве на предприятие.

Оплата труда устанавливается предприятием с учетом районного коэффициента и других надбавок, полагающихся работнику. При выполнении работы в условиях Крайнего Севера или приравненных к ним местностям, работники имеют дополнительные права и льготы, отраженные в соответствующем законе [2].

Условия труда по степени вредности определяются проведением специальной оценки условий труда на предприятии. В зависимости от условий труда работнику также могут быть начислены надбавки к заработной плате. Порядок оплаты труда, надбавки, социальные гарантии предприятия работник также узнает при приеме на работу.

Рабочая зона и ее оснащение зависит от характера выполняемых работ. Так, при строительстве трубопровода рабочей зоной может являться разработанная траншея. При эксплуатации трубопроводов рабочей зоной может являться как цех по обслуживанию трубопроводов (название структурного подразделения может различаться в зависимости от предприятия), так и объекты, имеющие непосредственное отношение к трубопроводу (узлы подключения,

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

камеры пуска и приема очистных устройств, задвижки). Оснащение рабочей зоны в любом случае должно обеспечивать безопасность труда работника.

## 6.2 Производственная безопасность

Данной работой предусматриваются строительно-монтажные работы. При выполнении указанных работ работники могут подвергаться воздействию вредных и опасных производственных факторов, представленных в таблице 1.

Таблица 1 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Строительство	Эксплуатация	
1	2	3	4
Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны	+	+	ГОСТ 12.1.005-88[3] СанПиН 2.2.4.548–96[4]
Повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне	+		ГОСТ 12.1.005-88
Повышенный уровень шума	+		ГОСТ 12.1.003-2014[5] СанПиН 2.2.4.3359–16[6]
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)	+	+	ГОСТ 12.3.009-76[7] ГОСТ 12.2.003-91[8]
Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017[9] ГОСТ 12.1.030-81[10]
Пожаро- и взрывоопасность	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 ГОСТ 12.1.004-91

## 6.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

### 1. Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны

Данный вредный фактор исходит из того, что строительство трубопровода ведется на открытом воздухе как в летний, так и зимний период.

Отклонение показателей микроклимата на производстве от оптимальных может вызывать физиологические сдвиги в организме работника, способствовать возникновению патологических состояний и профессиональных заболеваний [3,4].

Нормирование параметров микроклимата на открытом воздухе не производится, но должны быть определены мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия микроклимата на организм работника. Для выполнения строительно-монтажных работ все работники должны быть обеспечены сертифицированными средствами индивидуальной защиты и соответствующей времени года спецодеждой.

При работе на открытом воздухе в зимний период предприятие устанавливает перерывы для обогрева работников в специально-оборудованных теплых помещениях.

### 2. Повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне

В процессе выполнения работ по замене участка промыслового трубопровода, работники могут быть подвержены воздействию природного газа, паров нефти и других химических веществ, применяемых на месторождении. Природный газ и пары нефти могут попасть в воздух рабочей зоны при разгерметизации трубопроводов.

Углеводородные газы и пары нефти при определенном содержании могут вызывать отравления работников. Тяжелые углеводородные газы могут оседать на месте производства работ вытесняя при этом кислород, становясь причиной недостатка кислорода на рабочем месте.

Согласно [3] предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны составляет для паров нефти и углеводородных газов 10 мг/м<sup>3</sup>. При перекачке нефть относят к третьему классу опасности.

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

При строительстве промышленного трубопровода контроль газовоздушной среды в котловане осуществляется каждые 30 минут. В случае повышения концентрации опасных веществ в воздухе, работы немедленно останавливают. Для защиты от вредного воздействия на организм паров нефти и газов необходимо применять средства индивидуальной защиты – шланговые противогазы.

### *3. Повышенный уровень шума*

Источником шума на рабочем месте при строительстве трубопровода может являться специальная техника, участвующая в сооружении трубопровода или разработке траншеи.

Воздействие шума на работника повышает его утомляемость, снижает концентрацию внимания. Длительное воздействие шума может повлечь тугоухость работника.

Согласно [6] нормативное значение эквивалентного уровня звука на рабочем месте составляет 80 дБА. Эквивалентный уровень звука работающей специальной техники, используемой на строительном-монтажных работах, может превышать это нормативное значение. Чтобы обезопасить работников от превышения уровня шума могут использоваться специальные средства защиты, такие как защитные акустические экраны, глушители шума или противошумные наушники.

### *4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)*

Ведение строительных работ невозможно без специальной техники, например, экскаватора или бульдозера. При нахождении работников в непосредственной близости к работающей технике или механизмам возможно получение механических травм работниками. Опасной скоростью перемещения подвижных частей машин и оборудования, способных травмировать работника ударом, является скорость более 0,15 м/с [7].

Условием безопасного труда в данном случае является недоступность подвижных частей для работника в ходе рабочего процесса. Для этого, рабочая

					Социальная ответственность	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

зона, в которой нахождение работников опасно, обязана быть ограждена и обозначена предупреждающими знаками. А на саму технику и оборудование устанавливают защитные устройства – крышки, кожухи, местные ограждения и т.д.

#### *5. Производственные факторы, связанные с электрическим током*

При выполнении работ по строительству промышленного трубопровода, работники имеют дело с электрооборудованием и электроустановками. При невыполнении требований по электробезопасности возможно получение работниками электротравм. Степень воздействия электрического тока на человека зависит от множества параметров, таких как напряжение, частота тока, режима и продолжительности воздействия тока на человека.

Для обеспечения безопасности от воздействия электрического тока на работника применяют: электрическую изоляцию токоведущих частей, ограждения, защитное заземление и зануление, защитное отключение, средства индивидуальной защиты.

#### *6. Пожаро- и взрывоопасность*

Источниками возникновения взрыва при сооружении промышленного нефтепровода могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением. Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход. Объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. Отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающих газов в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникно-

					Социальная ответственность	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах

Предотвращение возникновения источника инициирования взрыва должно быть обеспечено: регламентацией огневых работ; предотвращением нагрева оборудования до температуры самовоспламенения взрывоопасной среды; применением средств, понижающих давление во фронте ударной волны; применением взрывозащищенного оборудования и др.

### **6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных вредных факторов на исследователя (работающего)**

Снижения воздействия опасных и вредных факторов на работника можно добиться при обязательном соблюдении работником инструкции по охране труда и других нормативных актов, разработанных на предприятии. Применение средств индивидуальной защиты согласно инструкции по охране труда, позволит обезопасить работника от воздействия вредных и опасных факторов.

Так, например, требования по охране труда перед началом работ включают следующие пункты. Работник обязан одеть специальную одежду, обувь и средства защиты, привести в порядок используемую спецодежду. Далее работник получает от ответственного руководителя работ производственное задание, при необходимости получает от него дополнительные средства индивидуальной защиты. Уже непосредственно на рабочем месте работник должен проверить его на соответствие требованиям безопасности.

Так же не менее важно контролировать актуальность знаний работника проведением инструктажей и проверок знаний по охране труда с установленной периодичностью.

### **6.3 Экологическая безопасность Защита атмосферы**

При ведении работ по замене участка стального трубопровода на композитный, негативное влияние на атмосферу оказывает строительная техника и

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

транспорт. Так в атмосферу попадают выбросы от работы двигателей автомобилей обеспечения, строительной техники при производстве земляных и монтажных работ, выбросы при сварочных работах и газовой резки металла.

При возможном повреждении и разгерметизации действующего трубопровода к выбросам в атмосферу добавятся пары нефти и потери природного газа. Установленные ПДК в воздухе для них следующие: для нефти 10 мг/м<sup>3</sup>, для метана и пропана 300 мг/м<sup>3</sup>, для сероводорода 10 мг/м<sup>3</sup> [11].

Для сокращения выбросов вредных веществ в атмосферу необходимо исключить вероятность повреждения действующих трубопроводов, вызывающих аварийные разливы нефти.

Для сокращения выбросов от работы двигателей техники необходимо регулярно контролировать состояние парка специальной техники, своевременно проводить техническое обслуживание, максимально эффективно использовать ее в работе.

### **Защита гидросферы**

При устройстве подводных и береговых траншей для прокладки трубопровода возможно механическое разрушение берегов и русла. Так же возможно загрязнение водоема топливом и различными маслами при работе строительной техники. Но особую опасность для гидросферы представляют аварийные разливы нефти и нефтепродуктов из трубопроводов.

В случае загрязнения водоема нефтепродуктами ухудшаются физические свойства воды (замутнение, изменение запаха и цвета), на поверхности образуется нефтяная пленка, а в толщу воды проникает осадок, который понижает содержание в воде кислорода. В результате ухудшаются качество воды и условия обитания организмов.

ПДК загрязняющих веществ, попадание которых в водоем возможно при аварийном разливе нефти следующие [12]:

- Нефть – 0,3 мг/м<sup>3</sup>;
- Нефть многосернистая – 0,1 мг/м<sup>3</sup>.

					Социальная ответственность	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Исключить попадание загрязняющих веществ в гидросферу можно предусматривая специальные зоны для заправки и технического обслуживания машин и техники, находящихся на безопасном расстоянии от водных объектов. Проведение работ в пределах водных объектов допускается только после получения разрешения, выдаваемого компетентными органами. Сброс отходов и неочищенных стоков в водоемы не допускается [13].

### **Защита литосферы**

Выполняя разработку траншеи для строительства трубопровода, оказывается прямое механическое воздействие на почвенно-растительный комплекс, заключающееся в нарушении сплошности грунта. При выполнении строительных работ не исключено попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники.

В результате негативного воздействия на литосферу могут происходить такие процессы, как развитие эрозии, образование оврагов, изменение рельефа, заболачивание территории.

Для защиты литосферы необходимо принимать следующие меры:

- Для подъезда к месту проведения работ необходимо устраивать подъездные пути с учетом всех требований, необходимых для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности;
- Проведение всех строительных работ разрешается исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде;
- По окончании работ необходимо вывезти производственные отходы и провести рекультивацию почвы.

Особую опасность для литосферы представляют аварийные разливы нефти при разгерметизации трубопровода. В случае обнаружения аварийных разливов проводятся мероприятия, предусмотренные планом по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти, предусматривающие восстановление загрязненной почвы.

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении работ по строительству промышленного трубопровода и при его эксплуатации могут произойти чрезвычайные ситуации (наводнения, аварийные разливы нефти на почву и воду, взрывы, возгорание нефти), причины которых следующие:

- воздействие внешних сил (наводнения, половодья, пожары, землетрясения, а также террористическими актами);
- разгерметизация трубопровода, влекущая аварийный разлив нефти;
- механические повреждения трубопровода и оборудования в процессе производства работ.

Для трубопроводного транспорта наиболее актуально рассмотреть чрезвычайную ситуацию, связанную с аварийным разливом нефти при разгерметизации трубопровода. Она может быть вызвана множеством причин, некоторые из них это: коррозионное разрушение, механическое повреждение трубопровода, нарушение технологии эксплуатации.

Основное внимание по предупреждению аварий уделяется на этапе проектирования, строительства и эксплуатации опасных производственных объектов. На объектах трубопроводного транспорта заблаговременно проводятся мероприятия, направленные на предотвращение чрезвычайных ситуаций и на максимальное снижение размеров ущерба в случае их возникновения. На этапе эксплуатации периодически проводят оценку состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации при помощи неразрушающего контроля.

Согласно [14] на предприятиях трубопроводного транспорта разрабатываются планы по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти. В этом плане прогнозируются возможные разливы нефти, описывается количество сил и средств для ликвидации аварии, взаимодействие и управление. С работниками отрабатываются первоочередные действия при получении сигнала об аварии.

Свои действия при аварии работник может узнать, ознакомившись с нормативными актами, принятыми на предприятии.

					Социальная ответственность	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6.5 Основные выводы по главе 6

В разделе «социальная ответственность» рассматриваются законодательные основы трудовых взаимоотношений работника с предприятием. Это именно то, что необходимо знать и учитывать, не только при трудоустройстве, но и при осуществлении своей трудовой деятельности.

Также, именно в этом разделе рассматриваются вредные и опасные производственные факторы. Правильная организация труда, с учетом этих факторов не только повышает производительность работника, но и что более важно, значительно снижает риск получения производственных травм.

Нельзя забывать и об экологической безопасности, основы которой приведены в данном разделе. В современном мире забота об экологии является важной частью деятельности производственных предприятий.

Особо важным является и знание своих действий для работника при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Таким образом, полные и точные знания работника охраны труда и социальной ответственности, является одним из важнейших принципов осуществления своей деятельности для производственных предприятий.

					Социальная ответственность	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы: были рассмотрены причины, условия, механизм образования и состав АСПО; проведен литературный обзор современных методов 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.

Выбор любой технологии предварительного воздействия на нефть заключается не только в эффективном изменении реологических свойств, но и в их сохранении в течении длительного периода времени, поэтому в постановке задач исследования данной ВКР был заложен фактор времени и принцип комбинирования технологий.

На перекачку высоковязкой нефти требуется более мощное насосное оборудование. Исходя из полученных результатов расчетов, можно сделать вывод, что при перекачке высоковязкой нефти увеличиваются показатели потери напора на трение и потери давления, что, определенно, приведет к ухудшению результатов перекачки и будет крайне нецелесообразно с экономической точки зрения. Все это указывает на важность совершенствования технологии перекачки вязкой нефти.

Эффективность проведенной обработки нефти для улучшения ее реологических свойств нужно рассматривать для каждого конкретного случая, поскольку исходные нефти отличаются набором определенных физико-химических свойств.

					Разработка технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников Н.С.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					10	124
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Системные исследования в энергетике: методология и результаты / Под ред. акад. А.А. Макаров, чл.-корр. Н.И. Воропай. М.: ИНЭИ РАН, 2018. 309 с. [Электронный ресурс]. – URL: [https://www.eriras.ru/files/sistemnye\\_issledovaniya\\_-mch-.pdf](https://www.eriras.ru/files/sistemnye_issledovaniya_-mch-.pdf) (11.10.2021).
2. Структура добычи нефти: прогноз Минэнерго, 2015 –2035 гг. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.ngv.ru/magazines/article/triz-i-nalogi/> (11.10.2021).
3. 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
4. Бокор В. А. Изучение характеристик слоев при разделении эмульсии вода-в-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].
5. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (01.09.2021).
6. 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/> (25.11.2021).

					Разработка технологических решений по повышению эффективности при эксплуатации нефтепроводов с АСПО при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников Н.С.			Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					110	124
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

7. Технологии подготовки сверхвязкой нефти Татарстана [Текст]/ 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](http://minenergo.ru) (11.10.2021).
12. Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых (ФБУ «ГКЗ») [Электронный ресурс]. – URL: [gkz.ru](http://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](http://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
						111
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., Абдусаламов 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
						112
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/tiksotropnyye-smesi/> (11.01.2022).
37. Влияние эффектов полярности и добавок на снижение вязкости тяжелой нефти / А.Е. Воробьев, М. Агхамохаммадигалехджуи, 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
42. Исследование термохимических процессов снижения вязкости нефти Русского месторождения / Е.Н. Архипова, А.А. Севастьянов

					Список использованных источников	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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
54. Определение количества нефтяных отложений по методу «холодного стержня». Методические указания к выполнению лабораторной работы. Е.В. Бешагина.

					Список использованных источников	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.
65. Лурье, М.В. Защита магистральных нефтепродуктопроводов от волн повышенного давления встречными волнами разрежения / М.В. Лурье, Е.В. Фериченкова // 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)

					Список использованных источников	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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, Jiayu 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 Nayya, 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)
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

					Список использованных источников	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19671/)
86. IS CSR26000:2011 Социальная ответственность организации. Требования.
87. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).
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.

					Список использованных источников	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.
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

					Список использованных источников	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

					Список использованных источников	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

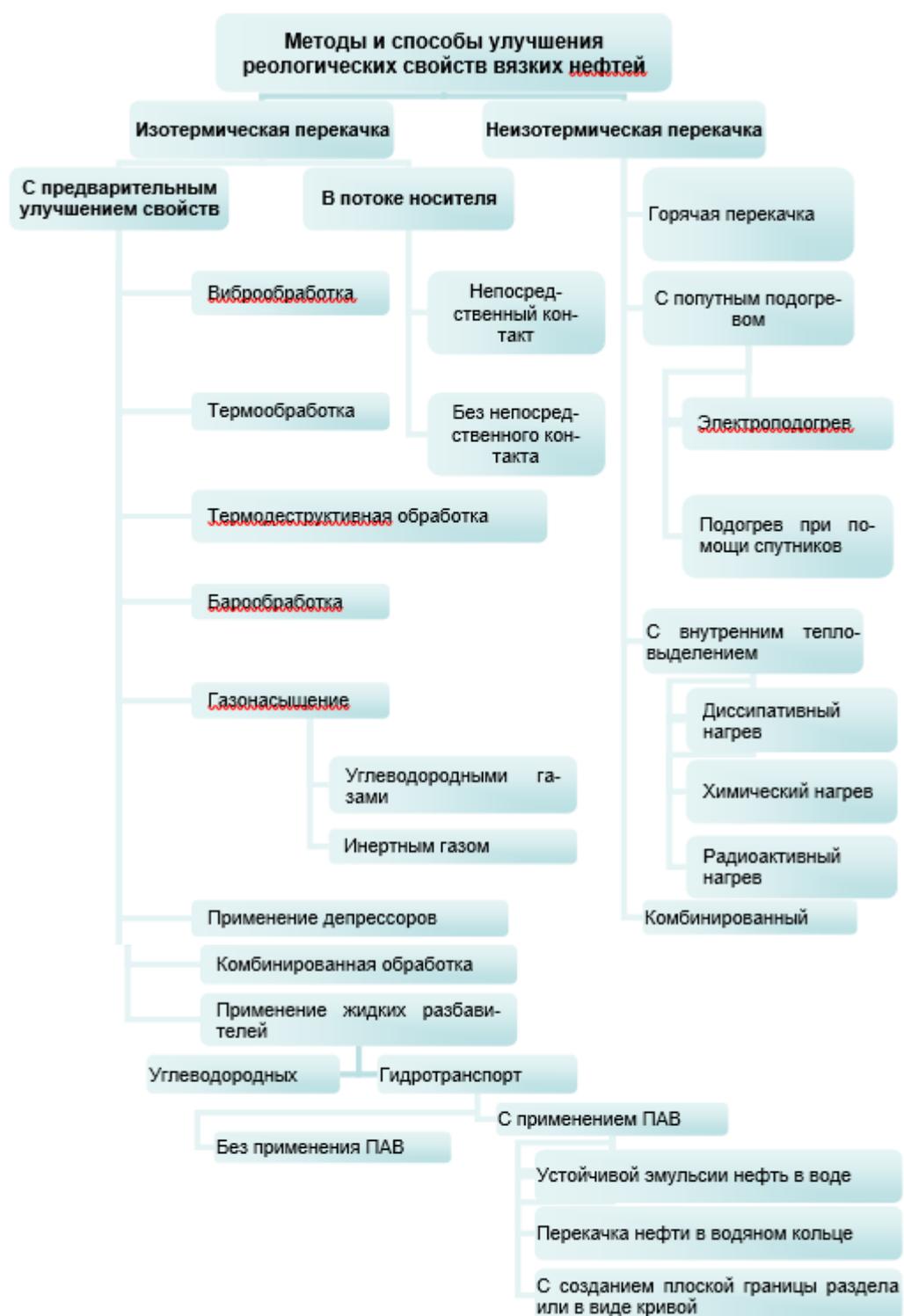
## Приложение А – Эксплуатация нефтепроводов со специальной технологией перекачки нефти

Методы борьбы с АСПО						
Термообработка нефтей	Перекачка нефти с подогревом		Электроискровая обработка	Виброобработка	Перекачка нефтей с разбавителями	
	Схемы подогрева коротких трубопроводов	Метод «горячей» перекачки магистральных нефтепроводов			Перекачка нефтей с разбавителями	Гидротранспорт нефти и нефтепродуктов
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
Сущность метода						
Нагревание нефти до определенной температуры и последующем охлаждении ее с заданными темпом	Уложив рядом трубопровод и паропровод и заизолировав, получим трубопровод с путевым подогревом.	Нефть нагревается в печах и теплообменниках ГНПС и насосами подается в магистраль.	Нагрев перекачиваемой нефти в динамических условиях.	Создание высокого градиента скорости сдвига виброустройствами.	Смешение аномерно вязких и застывающих нефтей с маловязкими разбавителями.	Совместная перекачка высокопарафинистых или высоковязких нефтей с водой
Особенности метода (область применения, характеристика нефти, оборудование)						
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Эффективность зависит от достаточного количества (АСВ), возникают ограничения на применимость метода для чисто парафинистых нефтей.</li> <li>• Оптимальный параметр нагрева и охлаждения влияет на эффект термообработки.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Короткие внутристанционные и нефтебазовые трубопроводы.</li> <li>• Паропровод располагается внутри нефтепровода на специальных опорах.</li> <li>• Электроподогрев: индукционный и прямой нагрев; нагревательные элементы.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Предварительный подогрев в резервуарах, специальных теплообменных аппаратах.</li> <li>• Сжигание одного топлива для перекачки другого требует экономической обоснованности в каждом конкретном случае.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Напряжение на графитовые электроды: в местах соприкосновения нестационарные электрические разряды в виде микроскопических дуг (3500 °С)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Применение при температурах 5-10 К ниже <math>t_{заст}</math>.</li> <li>• Высокопарафинистые нефти, не содержащие асфальтенов, практически не изменяют свойств после разрушения.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Маловязкие разбавители: маловязкие УВ – бензины, керосины, газовые конденсаты; маловязкие нефти; жидкости с ПАВ; депрессоры; вода.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 способ: Ж внутри водяного кольца.</li> <li>• 2 способ: смесь с водой, эффект скольжения.</li> <li>• <math>\eta</math> НеНью Ж уменьшается с возрастанием <math>G</math>, зависит от времени существования суспензии.</li> </ul>

## Окончание приложения А

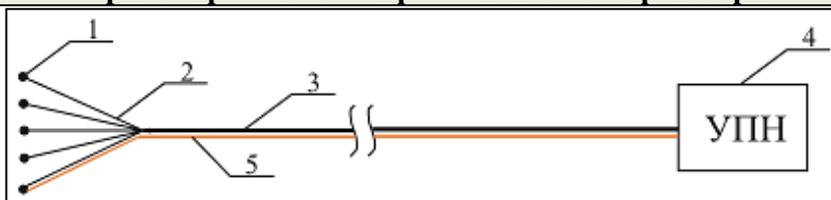
1	2	3	4	5	6	7
<b>Достоинства метода</b>						
<ul style="list-style-type: none"> <li>Повторный нагрев: либо для улучшения всасывающей способности насосов, либо для ускорения сливоналивных операций.</li> <li>Метод достаточно широко изучен в лабораторных и полевых условиях.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Все тепло теплоносителя на подогрев нефти.</li> <li>Электродогрев: высокий КПД, регулирование температуры в широких пределах, работа подогревателя с перерывами, легкость монтажа, компактность.</li> <li>Достаточная изученность.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Наибольшее распространение для магистральных трубопроводов.</li> <li>Метод достаточно широко изучен в лабораторных и полевых условиях.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Распад и исчезновение твердых парафиносмолистых отложений.</li> <li>Эффективность по сравнению с другими распространяемыми методами значительно выше.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Интенсификация откачки, уменьшение сдвиговых напряжений на сложных участках обвязки, сокращение энергозатрат при горячем способе перекачки путем снижения температуры нагрева на 10-15 К.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>При смешении нефти разных сортов достигается снижения <math>\eta</math>, <math>t_{\text{заст}}</math> и <math>\tau</math> смеси, обеспечивается совместная перекачка обычным способом с экономическим эффектом.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Вода имеет малую вязкость, значит малы потери на трение.</li> <li>Эффект скольжения.</li> </ul>
<b>Недостатки метода</b>						
<ul style="list-style-type: none"> <li>Реологические параметры с течением времени ухудшаются и достигают первоначальных значений.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Не применяется для магистральных трубопроводов.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Без применения изоляции большая часть тепловой энергии уходит в грунт.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Возможно образование легких и газообразных продуктов, полимеризация и поликонденсация, вплоть до образования кокса.</li> <li>Проблема практического использования.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Подготовительный, вспомогательный метод.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Наличие нефтей, обладающих различными физико-химическими свойствами, добываемых на одном месторождении или рядом расположенных месторождений.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Сложно осуществляется на практике.</li> <li>Без вращения потока при 1 способе образуется эмульсия.</li> <li>Ограничение использования метода для тяжелых нефтей.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Печи подогрева - источник загрязнения среды.</li> <li>Использование нефти и газа в качестве топлива.</li> <li>Большая металлоемкость и сложность производимых операций нагрева.</li> <li>Отложение солей в трубопроводах.</li> </ul>						

## Приложение Б – Методы и способы улучшения реологических свойств вязких нефтей



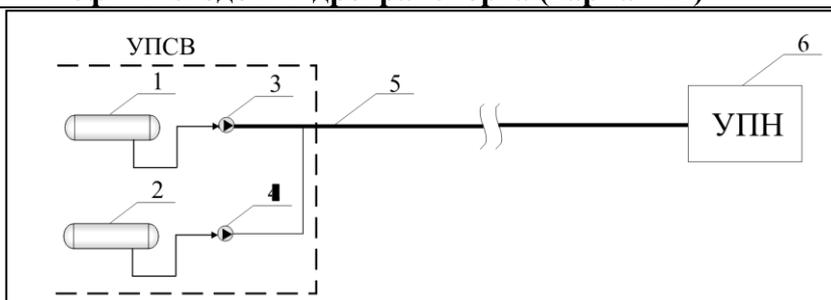
## Приложение В – Технологическая схема транспорта вязкой нефти

### Транспорт вязкой нефти в системе нефтесбора



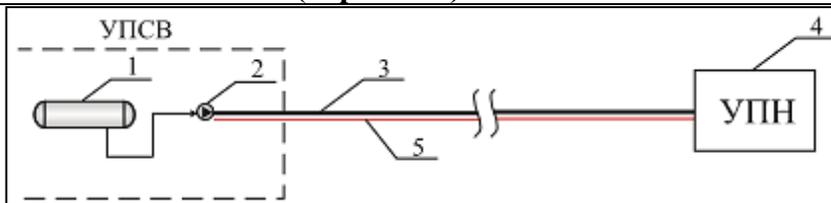
1 – скважинные насосы; 2 – выкидные трубопроводы; 3 – основной трубопровод; 4 – установка подготовки нефти; 5 – трубопровод затрубного газа

### Принципиальная технологическая схема транспорта эмульсии сверхвязкой нефти методом гидротранспорта (вариант 1)



1 – нефтяная буферная емкость; 2 – водяная буферная емкость; 3 – нефтяной насос; 4 – водяной насос; 5 – внешний трубопровод; 6 – установка подготовки нефти

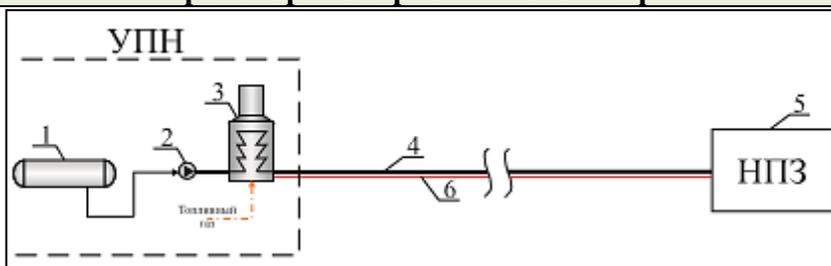
### Принципиальная схема транспорта эмульсии СВН методом гидротранспорта (вариант 2)



1 – нефтяная буферная емкость; 2 – нефтяной насос; 3 – внешний трубопровод; 4 – установка подготовки нефти; 5 – теплоизоляция трубопровода

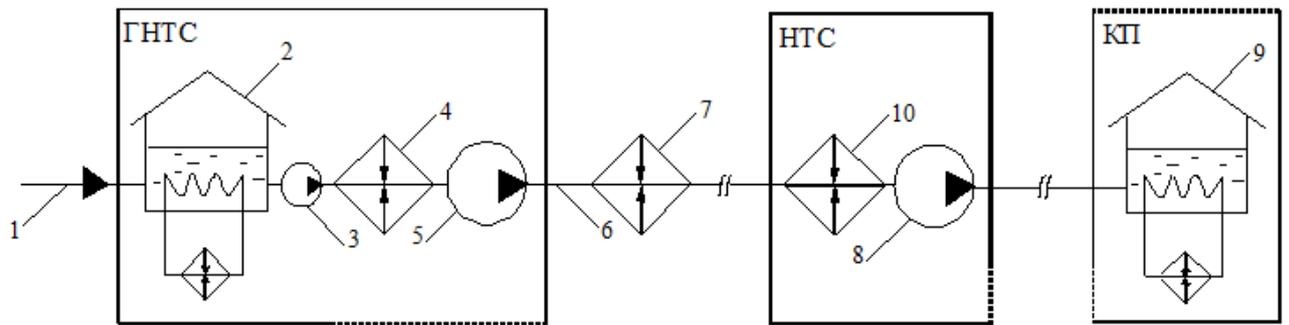
### Принципиальная схема транспорта обезвоженной СВН

### Транспорт товарной вязкой нефти



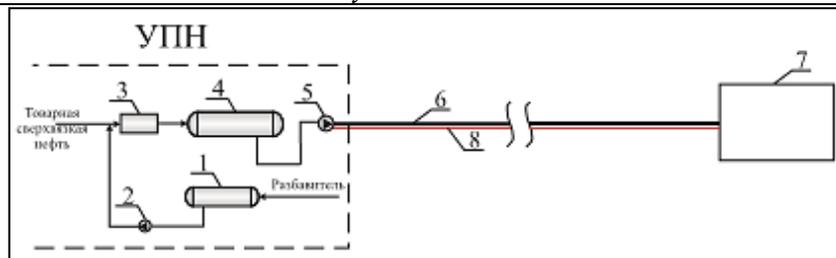
1 – нефтяная буферная емкость; 2 – нефтяной насос; 3 – печь; 4 – внешний трубопровод; 5 – нефтеперерабатывающий завод; 6 – теплоизоляция трубопровода

### Принципиальная технологическая схема транспорта товарной сверхвязкой нефти с предварительным подогревом («горячая» перекачка)



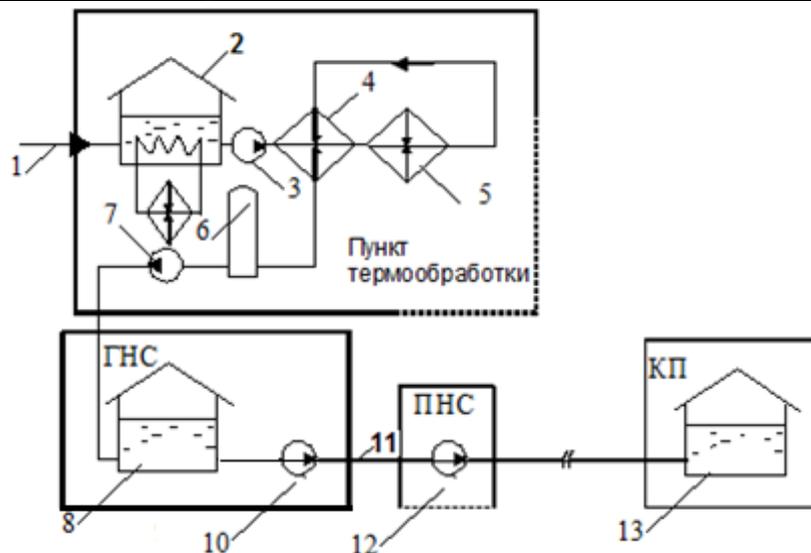
**Принципиальная технологическая схема «горячей» перекачки нефти**

1 - подводящий трубопровод; 2,9- резервуары; 3- подводящий насос; 4,7,10- дополнительные подогреватели (печи подогрева через 25-100 км); 5,8 - основные насосы; ГНТС- головная насосно-тепловая станция; НТС- насосно-тепловая станция; КП- конечный пункт



1 – буферная ёмкость для разбавителя; 2 – насос для разбавителя; 3 – технологический смеситель; 4 – буферная ёмкость; 5 – насос; 6 – внешний трубопровод; 7 – нефтяной объект (УПН или НПЗ); 8 – теплоизоляция трубопровода

**Принципиальная технологическая схема транспорта товарной сверхвязкой нефти в смеси с разбавителем**



**Принципиальная технологическая схема перекачки термообработанной нефти**

1 – подводящий трубопровод, 2, 8, 13 – резервуары, 3 – технологический насос, 4 – теплообменник типа «труба в трубе», 5 – печь подогрева, 6 – колонны статического охлаждения, 7 – подпорный насос, 10, 12 – основные насосы, 11 – МН