

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01. Нефтегазовое дело  
 Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Предотвращение образования отложений парафинов в системе промышленного транспорта нефти на месторождении N (Томская область)

УДК 622.692.486-032.37(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Гайнулина Камила Рамильевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шишмина Л.В.	к.х.н., с.н.с.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Сечин А.И.	д.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

## Результаты освоения образовательной программы

### Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию,

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

**Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской,

		практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

**Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)  ОТФ ГНаучно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> технологический				

19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
	2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.	ОТФ Д «Организация работ по добыче углеводородного сырья»		
	3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.	ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»	ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья проведения геолого-промысловых работ процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ		19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);		
		ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации

			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ» ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
			ПК(У)-7.Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01. Нефтегазовое дело  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Зятиков П.Н.

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

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Гайнулина Камила Рамильевна

Тема работы:

Предотвращение образования отложений парафинов в системе промышленного транспорта нефти на месторождении N (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.04.2021 №97-4/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе:</b></p>	<p>Информация по асфальтеносмолопарафиновым отложениям и методам борьбы с отложениями, включая тексты и графические материалы; технологический регламент установки подготовки нефти; физико-химические свойства и состав нефти; методика моделирования в программе Unisim Design; фондовая и периодическая литература, учебники, монографии.</p>
---	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Асфальтеносмолопарафиновые отложения;</li> <li>2. Современные технологии борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями;</li> <li>3. Объект и методы исследования;</li> <li>4. Исследование причин и условий образования отложений парафинов в межпромысловом трубопроводе;</li> <li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</li> <li>6. Социальная ответственность.</li> </ol>
<b>Перечень графического материала</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Актуальность, цель, задачи работы;</li> <li>2. Принципиальная технологическая схема УПН месторождения N;</li> <li>3. Характеристика нефти месторождения N;</li> <li>4. Моделирование парафиновых отложений;</li> <li>5. Моделирующая схема УПН месторождения N;</li> <li>6. Зависимость толщины и объема отложений от вида грунта;</li> <li>7. Зависимость толщины и объема отложений от температуры окружающей среды;</li> <li>8. Зависимость толщины и объема отложений от материала изоляции;</li> <li>9. Зависимость толщины и объема отложений от материала трубопровода;</li> <li>10. Результаты;</li> <li>11. Заключение</li> </ol>

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В.Б., к.э.н., доцент ОНД ИШПР
Социальная ответственность	Сечин А.И., д.т.н., профессор ООД ШБИП
Иностранный язык	Болсуновская Л.М., к.ф.н., доцент ОИЯ
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Асфальтеносмолопарафиновые отложения	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	15.03.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Шишмина Л.В.	к.х.н., с.н.с.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ94	Гайнулина Камила Рамильевна		



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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Гайнулиной Камиле Рамильевне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

<i>Организационная структура управления Линейный календарный график выполнения работ Графики динамики и сравнения показателей</i>
---

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Гайнулина Камиле Рамильевна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ94	Гайнулина Камила Рамильевна

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема магистерской диссертации: «Предотвращение образования отложений парафинов в системе промышленного транспорта нефти на месторождении N (Томская область)»

<p><b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b> <i>Объектом исследования является участок промышленного трубопровода расположенный на месторождении N, принадлежащий ООО "Норд Империял"</i></p>	
<p><b>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>• организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p><i>Привести специальные правовые нормы трудового законодательства.</i></p> <p><i>Перечислить необходимые организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</i></p>
<p><b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b></p>	
<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p style="text-align: center;"><b>Анализ показателей шума и вибрации</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• установление соответствие показателей нормативному требованию;</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>Анализ показателей микроклимата</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности.</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>Анализ освещенности рабочей зоны</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности;</li> <li>• при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>Анализ электробезопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• наличие электроисточников, характер их опасности;</li> <li>• установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления.</li> <li>• при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету.</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>Анализ пожарной безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности.</li> <li>• категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение.</li> <li>• Разработать схему эвакуации при пожаре.</li> </ul>	<p><b>Для всех случаев вредных и опасных факторов</b> на рабочем месте указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• перечислить средства коллективной и индивидуальной защиты;</li> <li>• привести классы электроопасности помещений, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления,</li> <li>• категорию пожароопасности помещения,</li> <li>• марки огнетушителей, их назначение.</li> </ul> <p>При отклонении показателя предложить мероприятия.</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• защита селитебной зоны</li> <li>• анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>• анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>• анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>• разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Наличие отходов (металлическая стружка, абразивная пыль, черновики бумаги, отработанные картриджи принтера, обрезки электромонтажных проводов) потребовали разработки методов (способов) утилизации перечисленных отходов.</p> <p>Наличие радиоактивных отходов также требует разработки их утилизации.</p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации</li> </ul>	<p>Рассматриваются 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой;</p>

<p>проектируемого решения;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>• разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>• разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>2) техногенная – исключить несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (большая вероятность проведения диверсии).          Предусмотреть мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>• организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Приведены:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• перечень НТД, используемых в данном разделе,</li> <li>• схема эвакуации при пожаре,</li> <li>• схема размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин А.И.	Д.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Гайнулина Камила Рамильевна		

## Реферат

Магистерская диссертация содержит 130 стр., 25 рис., 36 табл., 50 источников литературы.

Ключевые слова: НЕФТЬ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПАРАФИНЫ, ПОДГОТОВКА, ТРУБОПРОВОД, ОТЛОЖЕНИЯ, ИЗОЛЯЦИЯ, ПРИСАДКА.

Объектом данного исследования является технология подготовки и промышленного транспорта товарной нефти на месторождении N.

Цель работы – поиск эффективного способа предотвращения парафиновых отложений в системе промышленного транспорта подготовленной нефти на месторождении N.

В процессе исследования проведен аналитический обзор существующих методов предотвращения и удаления АСПО, создана моделирующая схема установки подготовки нефти и промышленного трубопровода в среде программы UniSim Design, проведено исследование влияния таких факторов, как температура окружающей среды, вид грунта, вид теплоизоляции и материал трубопровода на количество, и место образования парафиновых отложений в трубопроводе.

Установлено, что предложенные материалы трубопровода и изоляция, как меры предотвращения образования отложений не позволили полностью исключить образование отложений парафинов в промышленном трубопроводе. Для дополнительного снижения количества отложений рекомендуется введение регулятора вязкости Реагент 1 с дозировкой 250–500 г/т.

В работе были рассмотрены вопросы экологической безопасности и охраны труда. В экономической части оценена рентабельность научно-исследовательской работы.

Область применения: нефтяное месторождение N (Томская область).

Степень внедрения: работа носит поисковый характер.

## **Определения, обозначения, сокращения**

АВР – аварийно-восстановительные работы

ГС – газовый сепаратор

ЕД – емкость дренажная

МОП – межочистной период

НГСВ – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды

ППД – поддержание пластового давления

СИЗ – средства индивидуальной защиты

УПН – установка подготовки нефти

УПОГ – установка предварительного отбора газа

ФВД – факел высокого давления

ФНД – факел низкого давления

ЧС – чрезвычайная ситуация

## Оглавление

Введение.....	17
1 Асфальтеносмолопарафиновые отложения .....	19
1.1 Состав асфальтеносмолопарафиновых отложений.....	19
1.2 Механизм формирования АСПО.....	21
1.3 Факторы, влияющие на образование АСПО.....	24
1.4 Последствия образования АСПО .....	26
2 Современные технологии борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями.....	27
2.1 Методы борьбы с АСПО .....	27
2.2 Предотвращение образования АСПО.....	28
2.3 Методы удаления АСПО.....	31
2.3.1 Тепловые методы .....	31
2.3.2 Химические методы.....	32
2.3.2.1 Удаление АСПО при помощи углеводородных растворителей	32
2.3.2.2 Удаление АСПО при помощи композиционных углеводородных составов .....	33
2.3.4 Механические методы .....	34
3 Объект и методы исследования.....	35
3.1 Геологическая характеристика месторождения .....	35
3.2 Состояние разработки месторождения N.....	36
3.3 Характеристика пластового флюида.....	39
3.4 Характеристика УПН.....	42
3.5 Характеристика межпромыслового трубопровода.....	44
3.6 Моделирующая программа UniSim Design .....	44
4 Исследование причин и условий образования отложений парафинов в межпромысловом трубопроводе.....	47
4.1 Технология подготовки нефти на УПН.....	47
4.2 Моделирование технологической схемы подготовки нефти .....	50

4.3 Моделирование технологии промышленного транспорта товарной нефти в программном комплексе UniSim Design .....	51
4.4 Исследование влияния различных факторов на количество и место образования парафиновых отложений в трубопроводе .....	53
4.4.1 Зависимость толщины и объема отложений от вида грунта .....	53
4.4.2 Зависимость толщины и объема отложений от температуры окружающей среды .....	56
4.4.3 Зависимость толщины и объема отложений от материала изоляции .....	58
4.4.4 Зависимость толщины и объема отложений от материала трубопровода .....	61
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	67
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	68
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	68
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений .....	68
5.2 SWOT – анализ .....	70
5.3 Структура работ в рамках научного исследования .....	72
5.4 Разработка графика проведения научного исследования.....	73
5.5 Бюджет научно – технического исследования.....	74
5.5.1 Бюджет материальных затрат научно – технического исследования.....	75
5.5.2. Расчет затрат на специальное оборудование .....	76
5.5.3 Основная заработная плата исполнителей темы .....	76
5.5.4 Дополнительная заработная плата .....	78
5.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)...	78
5.6 Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта.....	79

5.7 Определение ресурсной эффективности исследования.....	79
6 Социальная ответственность .....	81
Заключение .....	95
Список публикаций студента .....	97
Список использованных источников .....	98
Приложение А .....	103
Приложение Б.....	123
Приложение В .....	124
Приложение Г .....	126



## **Введение**

В нефтедобывающих регионах в результате длительной разработки нефтяных месторождений исчерпываются запасы «легких» нефтей с малой вязкостью и плотностью. Происходит постепенный переход на добычу нефтей с высоким содержанием смол, асфальтенов и твердых парафинов.

Проблема образования органических отложений в оборудовании является актуальной, поскольку большинство месторождений находятся на поздней стадии разработки, что является благоприятным условием для формирования парафиновых отложений, осложняющих условия добычи, сбора и подготовки скважинной продукции.

Образование асфальтеносмолопарафиновых отложений является одной из основных проблем, способствующей снижению пропускной способности трубопровода, приводящей к необходимости применения мероприятий по их удалению. В результате существенно возрастает стоимость нефти, и усугубляются экологические проблемы. Поэтому задача выбора методов борьбы с органическими отложениями является актуальной.

В настоящее время не существует универсальных методов предотвращения образования и удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений. Причинами тому становятся большие эксплуатационные расходы, широкий диапазон вариаций состава нефтей и их свойств [1].

Целью магистерской диссертации является: поиск эффективного способа предотвращения парафиновых отложений в системе промыслового транспорта подготовленной нефти на месторождении N.

В рамках поставленной цели предполагается решить следующие задачи:

- изучить действующую технологию подготовки нефти на месторождении N;
- смоделировать технологию подготовки нефти на месторождении N;

- смоделировать технологию промышленного транспорта товарной нефти в программном комплексе Unisim Design;
- провести исследование влияния различных факторов на количество и условия образования отложений в трубопроводе;
- разработать рекомендации по предотвращению образования отложений в трубопроводе.

Личный вклад студента заключается в сборе данных по технологии подготовки нефти месторождения N, расположенного в Томской области, построении моделирующих схем в среде программы UniSim Design, анализе полученных результатов и разработке рекомендаций.

Научная новизна: зависимости количества и мест образования отложений парафина из нефти месторождения N в условиях перекачки по межпромысловому трубопроводу.

Практическая значимость: результаты исследования могут быть использованы при выборе способов предотвращения парафиновых отложений в трубопроводах на месторождении N.

Апробация работы: XXIV Международный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне «Проблемы геологии и освоения недр». Томск, апрель 2020 г.

## 1 Асфальтеносмолопарафиновые отложения

### 1.1 Состав асфальтеносмолопарафиновых отложений

Состав асфальтеносмолопарафиновых отложений существенно зависит не только от свойств и состава сырых нефтей, а также от условий выпадения органических отложений, которые нужно учитывать для определения наиболее эффективных методов борьбы с ними.

Исследования состава АСПО проводилось многими авторами [2–4] и на сегодняшний день по данному вопросу имеются достаточно четкие представления. По цвету АСПО представляют собой черную густую либо темно-коричневую мазеобразную массу с высокой вязкостью, при росте температуры, значение которой значительно снижается.

Состав АСПО изменяется в широких пределах в зависимости от множества факторов в скважинах и системах сбора нефти, которые содержат:

- парафины от 12 до 86 %;
- масла от 6,3 до 50 %;
- смолы от 0,8 до 20 %;
- асфальтены от 0,3 до 45 %;
- неорганические включения до 37 %.

Согласно современным представлениям асфальтеносмолопарафиновые отложения являются не простой смесью асфальтенов, парафинов и смол, они представляют собой сложную структурированную систему [5].

В соответствии с источником [6] температура плавления органических отложений изменяется в пределах 25 – 150<sup>0</sup>С.

Основной долей АСПО являются *парафины*. В [7] дано определение парафинов, которое отражает их свойства, существенные с точки зрения нефтепромысловой химии. Парафины – твердые углеводороды, которые в зависимости от температуры содержатся в нефти в растворенном виде либо в кристаллическом состоянии, которые состоят из нормальных алканов,

изопарафиновых углеводородов и нафтеновых углеводородов и представляют собой смесь предельных углеводородов от  $C_{16}$  до  $C_{70}$ .

Согласно ГОСТ Р 51858-2002 содержание в нефти парафинов составляет до 6 % для поставки предприятиям РФ, организациям, для экспорта [8].

Неравномерное распределение парафина в массе отложений по поперечному сечению слоя считается главной особенностью процесса формирования отложений. Наибольшее количество парафина содержится в примыкающем к стене слое, это указывает на возможность перекристаллизации парафина в процессе накопления во внутренних слоях.

*Смолисто-асфальтеновые вещества* – это гетероциклические соединения, которые имеют сложное гибридное строение, в состав которых входят азот, кислород сера, и различные металлы [9]. *Асфальтены* отличаются от других компонентов тем, что они имеют три ароматических либо гетероароматических кольца, а молекула может состоять из четырех или пяти фрагментов.

*Смолы* представляют собой высоковязкие жидкости от бурого до черного цветов и, как правило, именно они обуславливают цвет нефти и значительно влияют на вязкость, удельный вес смол варьируется в пределах от 1 до 1,07, а молекулярная масса от 600 до 800 а.е.м [10].

Нефтяные смолы находятся в генетической связи с асфальтенами и нефтяными маслами. При переходе от нефтяных масел к нефтяным смолам и асфальтенам, происходит увеличение числа гетероатомов и молекулярной массы соединения, доли ароматических элементов структуры, повышается степень их конденсированности, снижается доля как алифатического так и нафтенового углерода, одновременно может увеличиваться доля метильного углерода, которая указывает на рост парафиновых цепей при резком уменьшении их длины [3].

Знание состава АСПО имеет практическую значимость. Определение способов борьбы с отложениями наиболее часто осуществляется согласно классификации, представленной в таблице 1.

Таблица 1 – Классификация асфальтеносмолопарафиновых отложений [11]

Группа	Подгруппа	Отношение содержания П/(С+А)	Количество механических примесей, %
Асфальтеновый	А1	0,9	0,2
	А2	0,9	0,2 – 0,5
	А3	0,9	0,5
Смешанный	С1	0,9 – 1,1	0,2
	С2	0,9 – 1,1	0,2 – 0,5
	С3	0,9 – 1,1	0,5
Парафиновый	П1	1,1	0,2
	П2	1,1	0,2 – 0,5
	П3	1,1	0,5

Приведенный автором работы [12] анализ отобранных на разных глубинах скважин проб АСПО, показал, что на глубине более 1000 м содержание асфальтенов и смол больше, чем парафинов. На этих глубинах механические примеси фактически не принимают участие в формировании отложений, содержание которых менее 4–5 %. Было выявлено, что при уменьшении глубины скважин происходит рост количества механических примесей и парафинов, уменьшение содержания асфальтенов и смол в отложениях.

Несмотря на то, что в составе асфальтеносмолопарафиновых веществ содержание смол и асфальтенов, как правило, намного меньше, чем парафиновых веществ, их присутствие в нефти оказывает значительное воздействие за счет адсорбции как на кинетику образования кристаллов парафина, так и на строение [13–15].

## 1.2 Механизм формирования АСПО

На сегодняшний день существует значительное число публикаций, описывающих динамику отложений АСПО в трубах, авторами

количественной теории считаются Бургер и др. Они разработали современные представления о механизме образования органических отложений и их росте.

Особая роль отводится транспорту парафиновых частиц в пограничном ламинарном слое. Было показано, что образование отложений происходит вследствие движения молекул и взвешенных частиц в нефти микрокристаллов парафина в направлении, перпендикулярном направлению течения нефти – так называемый, поперечный массоперенос. Выведены основные количественные соотношения для всех возможных видов поперечного массопереноса.

Рассмотрим основные механизмы, ответственные за отложения АСПО. Это молекулярная диффузия, броуновская диффузия и сдвиговая дисперсия. Механизм формирования АСПО – это совокупность процессов, обуславливающих накопление твердой фазы на внутренних поверхностях промышленного оборудования при добыче и перекачке нефти [16].

- *Молекулярная диффузия.* В тонком пристенном слое существует ламинарный режим течения. При движении перекачиваемой среды в трубопроводе под действием более холодной окружающей среды в результате охлаждения нефти возникает радиальный температурный градиент в тонком пристенном слое, показанном на рисунке 1.

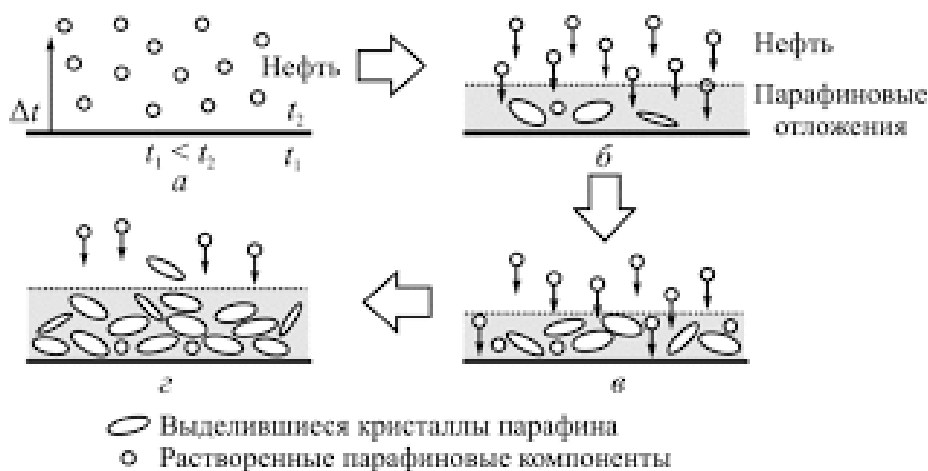


Рисунок 1 – Формирование отложений парафина [17]

Обоснованию механизма формирования парафиновых отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования посвящена работа В.П. Тронова [18]. Радиальный температурный градиент приводит к образованию градиента концентрации растворенного парафина. Этот процесс под действием молекулярной диффузии приводит к движению молекул растворенного парафина к стенке трубы. При достижении границ твердых отложений парафина или стенки трубы происходит их кристаллизация, которая приводит к выделению из раствора.

Скорость кристаллизации отложений на внутренней стенке трубопровода определяется уравнением диффузии Фика:

$$\frac{dG}{dt} = D_M A \frac{dC}{dy} \quad (1)$$

где  $D_m$  – коэффициент молекулярной диффузии;

$G$  – общий объем отложений;

$\frac{dC}{dy}$  – производная от объемной доли растворенных в нефти частиц парафина по расстоянию от стенки трубы;

$A$  – площадь поперечного сечения трубы [16].

- *Броуновская диффузия.* С мельчайшими кристаллами твердого парафина, взвешенными в нефти, постоянно соударяются молекулы нефти. Это определяет броуновское движение микрочастиц. В случае существования градиента концентрации взвешенных микрочастиц броуновское движение приводит к поперечному переносу, который по своему математическому описанию подобен диффузии [16].

- *Сдвиговая дисперсия.* Если микроскопические частицы парафина взвешены в жидкости, находящейся в режиме ламинарного течения, то они стремятся двигаться со средней скоростью потока и в том же направлении, что и поток. Однако слои жидкости, находящиеся на разном расстоянии от стенки трубы, движутся с различной скоростью. Поскольку линейная

скорость частицы совпадает со скоростью потока на линии ее центра, то частица будет совершать вращательное движение с некоторой угловой скоростью [16].

Вращающиеся частицы парафина создают вокруг себя локальное вихревое движение жидкости. Вращающаяся область жидкости оказывает соответствующее силовое воздействие на близлежащие частицы и под воздействием взаимно индуцированного поля в данной области может происходить движение частиц, поперечное к направлению потока. Если концентрация частиц высокая и происходит значительное число групповых взаимодействий, то этот процесс приводит к поперечному движению и дисперсии частиц.

Контроль процесса образования органических отложений является сложной инженерной задачей, так как процесс формирования отложений является чрезвычайно сложным и не до конца изученным.

### **1.3 Факторы, влияющие на образование АСПО**

На основе многочисленных лабораторных исследований можно отметить следующие факторы, которые значительно влияют на интенсивность образования АСПО в системе транспорта, сбора и подготовки нефти [19]:

- наличие в сырой нефти способных к осаждению асфальтеносмолопарафиновых веществ;
- понижение температуры флюида до значений, при которых может выпасть твердая парафиновая фаза, такие условия чаще всего возникают на внутренней стенке трубы;
- падение давления до значений, при которых может происходить насыщение газом нефти, инициирующее флокуляцию асфальтенов, потерю легких углеводородных фракций и пересыщенность нефти парафинами с началом их кристаллизации;



- сцепление парафиновых отложений, которое исключает возможность смыва потоком нефти с внутренней поверхности трубы

Кроме того, на отложение парафинов влияют такие факторы, как:

1. *Скорость потока*: с увеличением скорости потока происходит увеличение интенсивности накопления отложений;

2. *Перепад температур*: при увеличении разницы температур между потоком нефти и окружающей средой происходит рост отложений на внутренней поверхности трубопровода;

3. *Свойства поверхности*: интенсивность отложений значительно зависит от шероховатости внутренней стенки трубопровода, но после уже отложившегося слоя парафина на поверхности трубы скорость отложения не зависит от чистоты обработки поверхности;

4. *Обводненность продукции*: с ростом обводненности потока происходит уменьшение отложений согласно следующим причинам:

- Так как теплоемкость воды выше, чем теплоемкость нефти, то следовательно происходит увеличение температуры перекачиваемой среды, которое приводит к снижению отложений парафина;

- Происходит изменение характера смачиваемой поверхности.

5. *Плотность нефти*: тяжелая нефть хуже растворяет парафины, следовательно, выпадение парафиновых отложений из такой нефти происходит намного интенсивнее.

6. *Время*: количество отложившегося парафина возрастает с течением времени.

Характерной особенностью АСПО является их смешанный органо-минеральный характер и интенсивная адгезия к металлической поверхности [20].

## 1.4 Последствия образования АСПО

В настоящее время проблемы борьбы с АСПО играют важную роль в нефтепромысловом хозяйстве. С изменением термобарических параметров в процессе эксплуатации нефтегазодобывающих скважин происходит уменьшение растворимости парафинов и асфальто-смолистых веществ, которое приводит к интенсивному росту отложений на стенке трубы.

Отложение АСПО, а также механических примесей, определяющих структурно-механические свойства добываемых нефтей на нефтепромысловом оборудовании, приводят к резкому повышению гидравлических сопротивлений, как следствие, минимизируют эффективность работы оборудования.

Образование АСПО приводит к негативным последствиям, таким как сокращение межремонтного периода эксплуатации оборудования, перекрытие проходного сечения трубопровода, износ и выход из строя оборудования, повышение устойчивости эмульсии, которые связаны со специфическими, структурно-механическими, химическими свойствами органических отложений. Все эти трудности усугубляются широким спектром составов и свойств отложений [21].

## 2 Современные технологии борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями

### 2.1 Методы борьбы с АСПО

На сегодняшний день в промышленности применяется множество способов борьбы с отложениями (рисунок 2). Используемые методы борьбы с АСПО подбираются с учетом индивидуальных особенностей состава и свойств парафинов каждой нефти.

Существует два основных подхода борьбы с этим нежелательным явлением: предотвращение образования отложений и различные способы удаления органических отложений [22].

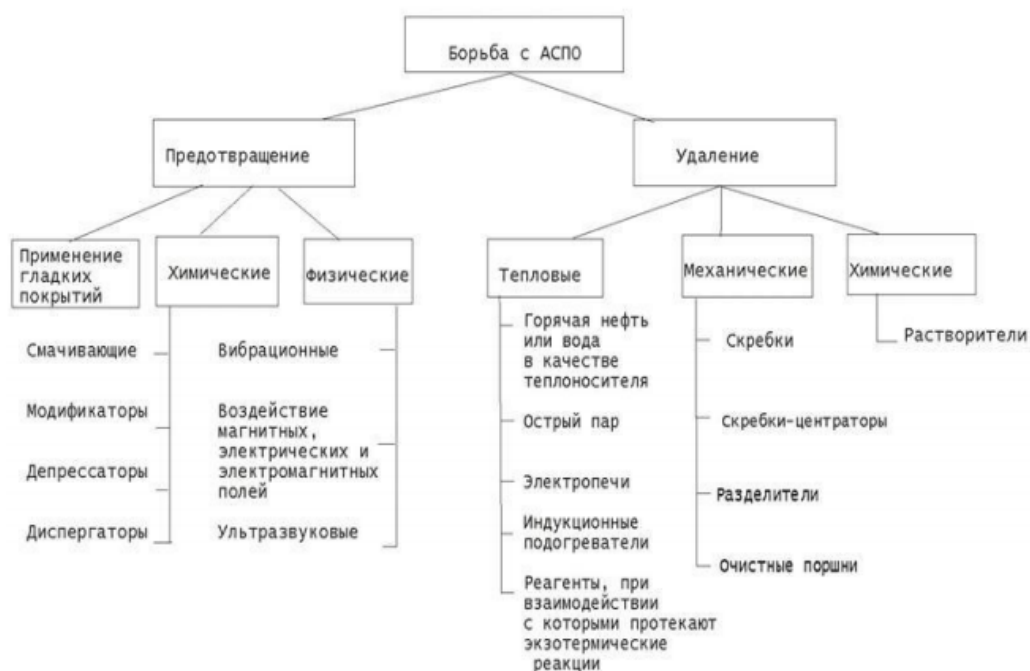


Рисунок 2 – Классификация методов борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями

На основе лабораторных и практических исследований борьбы с парафиновыми отложениями было выделено несколько наиболее активно применяемых и широко распространенных способов. Многообразие условий разработки месторождений и различные характеристики добываемых нефтей часто требуют индивидуального подхода и разработки новых технологий.

## 2.2 Предотвращение образования АСПО

Проблемы борьбы с парафиновыми отложениями можно успешно решить, применяя знания об энергии межмолекулярных связей между кристаллами парафина и поверхностью, на которой происходит отложение парафина [18].

Одним из наиболее эффективных способов борьбы с органическими отложениями является применение недорогих защитных покрытий, выполненных из композитных материалов (рисунок 3), которые слабо взаимодействуют с нефтяными парафинами.

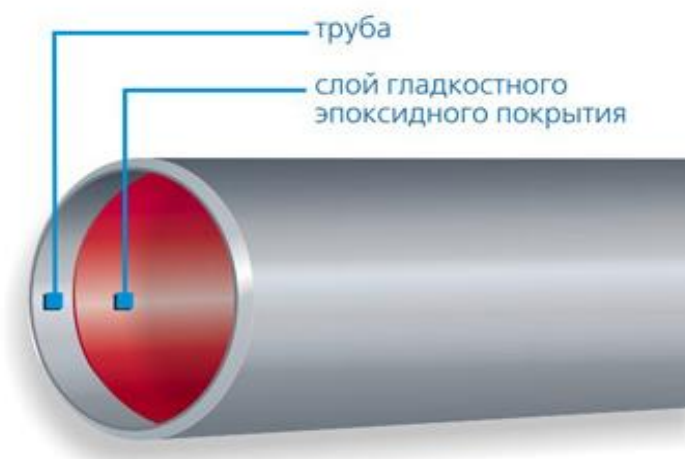


Рисунок 3 – Пример защитного покрытия участка трубы [23]

Также было установлено, что сцепление асфальтеносмолопарафиновых веществ с поверхностями различной природы значительно зависит от степени обработки поверхности. Помимо высокой степени обработки поверхности, необходимо, чтобы материалы обладали низкой межмолекулярной энергией связи с парафинами, возникающей на поверхности трубы.

При проведении исследования зависимости интенсивности парафинизации от полярности испытываемого материала, и от степени их гидрофильности было выявлено, что прочность взаимодействия парафина с материалами различной природы увеличивается, с уменьшением их

диэлектрической проницаемости и степени гидрофильности. Из большого числа исследованных материалов, приведенных в таблице 2 наиболее эффективными оказались стекло и поливинилбутираль.

Прочность взаимодействия парафинов с поверхностями при всех прочих равных условиях значительно зависит от их полярности, ее значение тем ниже, чем выше полярность контактирующих веществ с нефтью.

Таблица 2 – Показатели интенсивности запарафинивания материалов различной природы [24]

Наименование материала	Диэлектрическая проницаемость, $\epsilon$	Угол смачивания, $\theta^0$	Интенсивность запарафинивания, мг/см <sup>2</sup>
Фторопласты	2,1	92	47
Полиэтилен	2,2	88	62
Капрон	3,2	–	35
ПХВ пластикат	3,4	38	15
Капрон	3,6	–	24
КТО	3,6	–	23
АК-7	4,6	–	22
Целлюлоза	5,9	–	8
Полиамидная пленка	6,0	–	7
Поливинилбутираль	6,0–7,0	–	–
Стекло	7,0	4	3
Гетинакс	8,0	–	2
Бакелит	8,0	–	–

### 2.2.1 Химические методы

В настоящее время широко применяются химические методы, которые базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, которые значительно сокращают, а иногда и полностью предотвращают образование отложений парафинов.

В основе действия различных химических реагентов, например, ингибиторов парафиноотложений, лежат адсорбционные процессы, которые происходят на границе раздела между твердой поверхностью и жидкой фазой.

Применяемые химические реагенты для предотвращения образования органических отложений, классифицируются на депрессаторы, диспергаторы и модификаторы.

*Модификаторы* могут взаимодействовать с частицами парафинов и ослаблять процесс укрупнения кристаллов. Данный процесс способствует поддержанию частиц парафина во взвешенном состоянии в процессе их перемещения. Данными свойствами обладают: атактический, низкомолекулярный полиизобутилен, тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпирролидоном [22].

Химические реагенты, препятствующие отложению парафинов на стенках труб и обеспечивающие образование тонкодисперсной системы, которая уносится потоком нефти, называются *диспергаторами*. К ним относятся соли синтетических жирных кислот, соли металлов, силикатно-сульфанолиевые растворы, сульфатированный щелочной лигнин.

Принцип действия *смачивающих реагентов* основан на образовании на металлической поверхности гидрофильной пленки, которая препятствует адгезии кристаллов парафина к металлу и создает условия для их выноса потоком нефти. Например: полиакриламид, силикаты щелочных металлов, кислые органические фосфаты, водные растворы синтетических полимерных поверхностно-активных веществ.

### **2.2.2 Физические методы**

К физическим методам относят такие методы, которые основаны на действии ультразвуковых и механических колебаний, например, вибрационные методы, а также методы на основе электрических и электромагнитных полей [22].

К наиболее перспективным из физических методов наиболее часто относят воздействие *магнитных полей*. Под их воздействием в движущейся жидкости происходит разрушение агрегатов, которые состоят из

ферромагнитных микрочастиц, с концентрациями от 10 до 100 г/т в нефти или в попутной воде.

Каждый из агрегатов содержит в себе от 100 до 1000 микрочастиц, таким образом, разрушение каждого агрегата приводит к резкому росту центров кристаллизации солей и парафинов. [25].

Согласно различным лабораторным исследованиям, было выявлено, что после магнитной обработки образование микропузырьков газа в центрах кристаллизации может обеспечивать газлифтный эффект, который ведет к увеличению дебита скважин [26].

Принцип действия *вибрационных методов* основан на создании в области парафинообразования ультразвуковых колебаний, которые воздействуют на частицы парафина и вызывают их перемещение, которое препятствует осаждению на металлической поверхности.

## **2.3 Методы удаления АСПО**

### **2.3.1 Тепловые методы**

Принцип действия тепловых методов основан на способности парафиновых отложений плавиться при температуре выше 50°C и стекать с нагретой поверхности. Для создания таких условий необходим специальный источник тепла, который располагается непосредственно в зоне отложений.

В настоящее время наиболее часто применяются следующие технологии:

- в качестве теплоносителя применяют горячую нефть или воду;
- использование электропечей наземного и скважинного исполнения;
- применение острого пара;
- применение реагентов, при использовании которых протекают экзотермические реакции.

Одним из главных недостатков тепловых методов являются высокая энергоемкость, во многих случаях высокая электро– и пожароопасность и ненадежность конструкции [27].

### **2.3.2 Химические методы**

#### *2.3.2.1 Удаление АСПО при помощи углеводородных растворителей*

При погружении асфальтосмолопарафиновых веществ в углеводородный растворитель вероятность проникновения вглубь АСПО минимальна, так как происходит набухание асфальтенов. Растворимость смол в углеводородных растворителях намного выше, чем растворимость асфальтенов или парафинов, поэтому на поверхности АСПО в первую очередь растворяются смолы. После удаления смолистой части с агломератов парафина происходит дальнейшее растворение, которое зависит от состава и свойств растворителя. Также возможно протекание следующих процессов [24]:

– если углеводородный растворитель имеет низкую растворяющую способность относительно парафинов, то смолистая часть будет растворяться намного быстрее, чем асфальтены и парафины, которая приводит к их отрыву от общей массы асфальтосмолопарафиновых отложений и происходит их гравитационное осаждение.

– если углеводородный растворитель имеет высокую растворяющую способность относительно парафинов, то растворение парафинов и асфальтенов происходит совместно со смолами асфальтеносмолопарафиновых отложений;

Выбор технологии обработки объектов напрямую зависит от интенсивности растворения и диспергирования. Таким образом, если состав обладает растворяющей способностью, то в статических условиях быстро устанавливается равновесное состояние на границе раздела растворитель – парафины, но при этом не происходит полное удаление отложений.



Наиболее трудно удалять тонкую пленку органических отложений, которая связана адгезионными силами с металлической поверхностью, данный процесс приводит к падению рентабельности за счет роста непроизводительного объема растворителя.

#### *2.3.2.2 Удаление АСПО при помощи композиционных углеводородных составов*

В качестве углеводородных составов наиболее широкое применение получила нефть, керосиновые фракции и хлорированные углеводороды.

В настоящее время в связи с высоким уровнем требований к технологическим жидкостям, методы удаления органических отложений пошли по пути создания новых композиций, которые классифицируются на следующие группы:

1. Композиционный растворитель на основе непредельных и ароматических углеводородов изостроения, их смеси;
2. Сжиженный газ, пены, сероуглерод, разогретая легкая нефть;
3. Углеводородные растворители совместно с ПАВ.

Все перечисленные виды токсичны и огнеопасны, вызывают коррозию металлических поверхностей, а также отравляют катализаторы при нефтепереработке.

Экономически выгодным является применение прямогонных нефтяных фракций, которые получают на установках подготовки нефтей. Чаще всего применяют нестабильный бензин, прямогонные дистилляты либо широкие фракции легких углеводородов. Однако и эти растворители не обладают высокой эффективностью при удалении органических отложений, поэтому их применяют в дополнении с различными присадками [24].

### 2.3.4 Механические методы

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений. За последние десятилетия для данной цели разработан целый ряд скребков различных конфигураций конструкции (рисунок 4) [28].

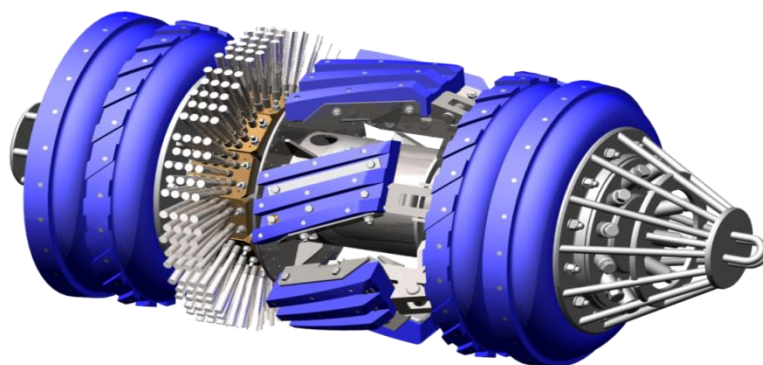


Рисунок 4 – Очистной скребок для удаления отложений [29]

Главным недостатком использования данного метода борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями относится возможность застревание скребков, обрыв крепления, а также возможны другие осложнения.

### **3 Объект и методы исследования**

**Разделы 3.1 – 3.4 удалены т.к. содержат конфиденциальные сведения недропользователя**

### 3.5 Характеристика межпромыслового трубопровода

Таблица 9 – Характеристика межпромыслового трубопровода [33]

Параметр	Значение	Единица измерения
Внешний диаметр трубы	XXX	мм
Толщина стенки трубопровода	X	мм
Протяженность трубопровода	XX	км

Межпромысловый трубопровод монтируется из труб бесшовных нефтегазопроводных повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости. На переходах через автодороги трубопроводы выполнены в кожухах.

Расчетный срок службы трубопроводов определяется с учетом скорости коррозии, принятой по опыту эксплуатации похожих по условиям эксплуатации месторождений, а также отбраковочного размера стенок труб.

Схема межпромыслового трубопровода месторождения N показана в приложении Б.

### 3.6 Моделирующая программа UniSim Design

Объектом исследования была выбрана установка подготовки нефти месторождения N, которая предназначена для приема продукции нефтяных скважин, ее предварительного разделения на нефть, попутный нефтяной газ и пластовую воду и последующей подготовки нефти до товарного качества. Моделирование объекта исследования проводилось при помощи моделирующего комплекса Unisim Desing [34].

UniSim Design – это модульная среда для технологического моделирования и оптимизации, позволяющая объединять статические и динамические модели, широко применяемая для проектирования

промышленных установок, контроля производственных показателей, повышения производительности эксплуатации [35].

Исследуемая модель строится на основе информации о работе установки, которая включает в себя режимные параметры технологического процесса, материальный баланс установки, а также результаты лабораторного анализа.

В программе имеется возможность моделировать отложения парафинов, влияющие на гидравлическое сопротивление и теплопередачу внутри трубы или снаружи.

Расчет парафиновых отложений производится методом Profes Wax. При расчете скорости осаждения предполагается, что осаждение парафина из объема нефти на стенку трубы происходит только за счет массопереноса. Дисперсия сдвига не считается существенным фактором.

Скорость осаждения описывается уравнением:

$$m' = k \cdot [C_{\text{стен}} - C_{\text{ядр}}] \cdot A \cdot Mw, \quad (2)$$

где:  $m'$  – скорость осаждения, кг/с;

$k$  – коэффициент массопереноса, моль/м<sup>2</sup>с;

$C_{\text{стен}}$  – концентрация парафинообразующих компонентов в пристеночном слое, мольная доля;

$C_{\text{ядр}}$  – концентрация парафинообразующих компонентов в ядре потока, мольная доля;

$Mw$  – молекулярная масса парафина, кг/моль;

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

Коэффициент массопереноса ( $k$ ) рассчитывается с использованием следующей корреляции:

$$Sh = \frac{k \cdot D_H}{c \cdot D}, \quad (3)$$

где

$$Sh = 0,015 \cdot Re^{0,88} \cdot Sc^{1/3}, Re = V_i \cdot \rho_i \cdot \frac{D_H}{\mu_i},$$

$D$  – коэффициент диффузии парафина в нефти,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;

$\mu_i$  – вязкость жидкости,  $\text{кг}/\text{мс}$ ;

$\rho_i$  – плотность жидкости,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$k$  – коэффициент массопереноса,  $\text{моль}/\text{м}^2\text{с}$ ;

$D_H$  – гидравлический радиус,  $\text{м}$ ;

$V_i$  – скорость жидкости,  $\text{м}/\text{с}$ ;

$c$  – мольная плотность жидкости,  $\text{моль}/\text{м}^3$ ,

Число Рейнольдса, которое используется в расчетах, основано на локальной скорости жидкости и гидравлическом радиусе.

Как только константы равновесия будут рассчитаны для каждого компонента, далее их используют для определения количества и состава каждой фазы.

## **4 Исследование причин и условий образования отложений парафинов в межпромысловом трубопроводе**

### **4.1 Технология подготовки нефти на УПН**

**Раздел удален т.к. содержит конфиденциальные сведения недропользователя**

## 4.2 Моделирование технологической схемы подготовки нефти

На рисунке 11 показана технологическая схема подготовки нефти месторождения N.

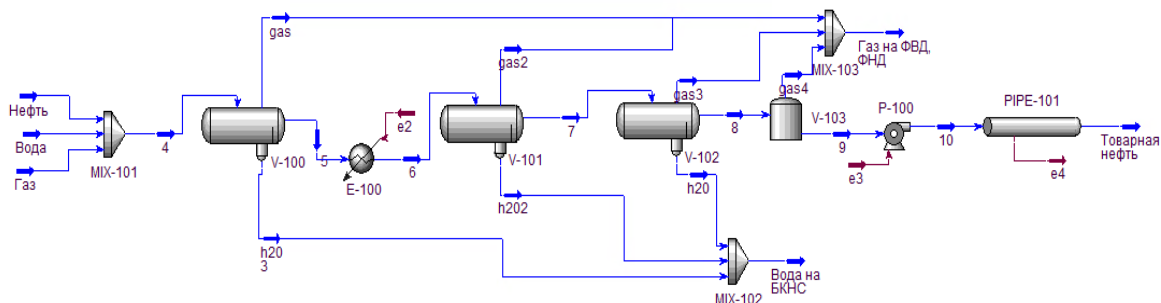


Рисунок 11 – Моделирующая схема УПН месторождения N

Для проведения моделирования необходимо выполнить следующие операции:

- согласно исходным данным необходимо выбрать библиотечные компоненты (рисунок 12) и создать гипотетические компоненты;

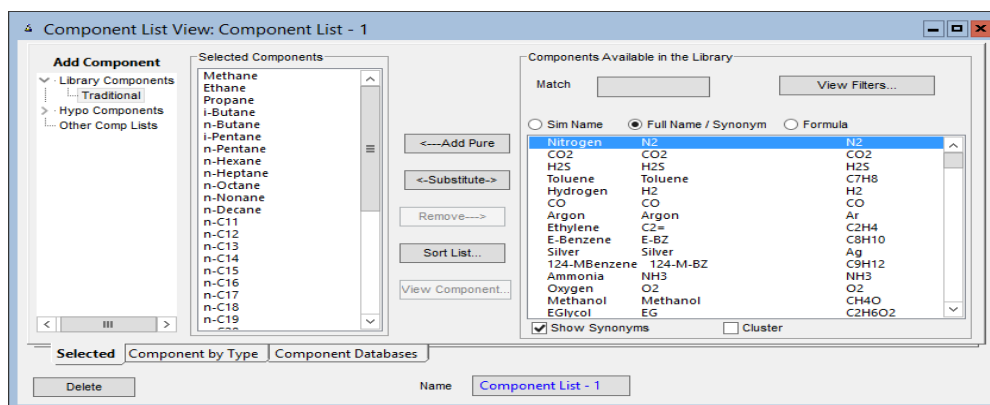


Рисунок 12 – Итоговый компонентный состав нефти

- произвести выбор уравнения состояния;
- провести выход в расчетную среду и начать моделирование материального потока.



### 4.3 Моделирование технологии промышленного транспорта товарной нефти в программном комплексе UniSim Design

Для того чтобы произвести расчет в программе, необходимо задать следующую информацию:

- Inlet и Outlet (входящий и выходящий потоки), затем энергетический поток (рисунок 13). Параметры материального потока представлены в таблице 11.

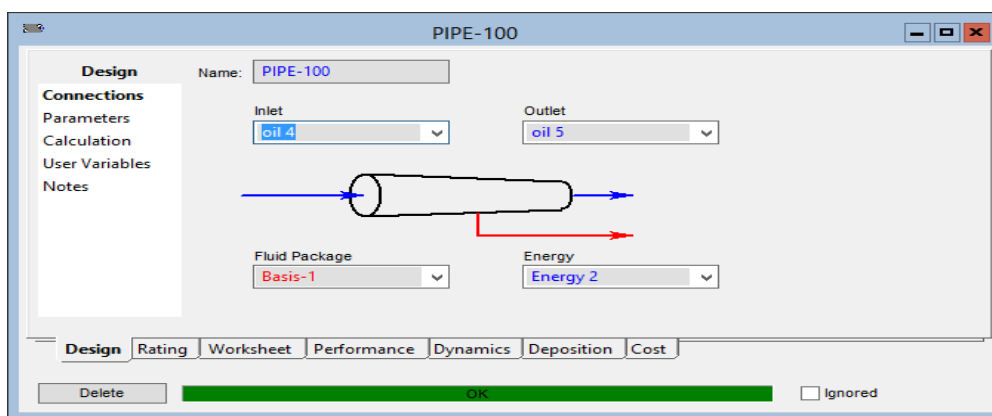


Рисунок 13 – Моделирование трубопровода

Таблица 11 – Исходные данные для входного материального потока

Параметр	Значение	Единица измерения
Температура		°С
Давление		кПа
Расход нефти		кг/ч
Расход газа		м <sup>3</sup> /сут
Расход воды		т/сут

- Sizing (Размеры трубопровода)
  - внешний диаметр трубопровода – XXX мм;
  - толщина стенки трубы – X мм;
  - протяженность межпромышленного нефтепровода XXXXX м.
- Далее необходимо задать Heat Transfer (Теплопередача) и условия прокладки.

Для начала моделирования процесса отложения парафина в трубопроводе, в свойствах трубопровода необходимо выбрать вкладку Deposition. Во вкладке Tuning Data в поле необходимо указать температуру начала кристаллизации парафина (Cloud point). После во вкладке Ref.Components задается состав базового потока.

Полученные результаты приведены в таблице 12. Исходными данными являются: температура окружающей среды 0°C и вид грунта - сухая глина.

Таблица 12 – Результаты моделирования

Длина, км	Толщина,мм	Объем, м <sup>3</sup>	Температура
4	0,52	1,62	22,28
8	0,36	1,13	11,40
12	0,23	0,72	5,77
15	0,15	0,46	2,90
19	0,09	0,27	1,46
23	0,05	0,15	0,73
27	0,03	0,08	0,37
31	0,01	0,04	0,19
35	0,01	0,02	0,09
39	0	0,01	0,05
43	0	0,01	0,03
46	0	0	0,01
50	0	0	0,01
54	0	0	0
58	0	0	0

## 4.4 Исследование влияния различных факторов на количество и место образования парафиновых отложений в трубопроводе

### 4.4.1 Зависимость толщины и объема отложений от вида грунта

Необходимо сравнить интенсивность отложений при прокладке трубопровода в сухой глине, увлажненной глине, влажной и мерзлой глинах.

Для того чтобы получить результаты моделирования отложений в трубопроводе, в программе требуется задать температуру окружающей среды. Таким образом, неизменным условием в данном исследовании является температура окружающей среды, которую принимаем равной 0°C, начальная температура нефти перед входом в трубопровод 30°C.

Результаты исследования приведены в таблице 13 и показаны на рисунках 14,15 и 16.

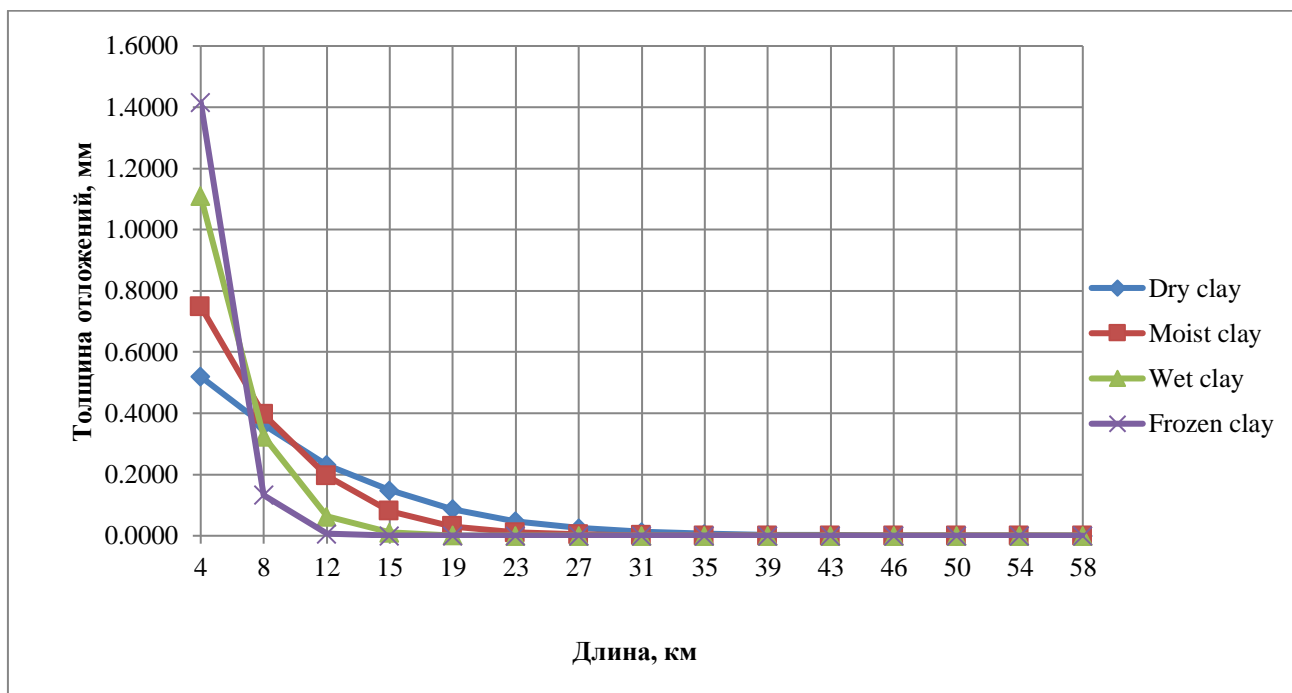


Рисунок 14 – Распределение толщины отложений по длине трубопровода в зависимости от вида грунта

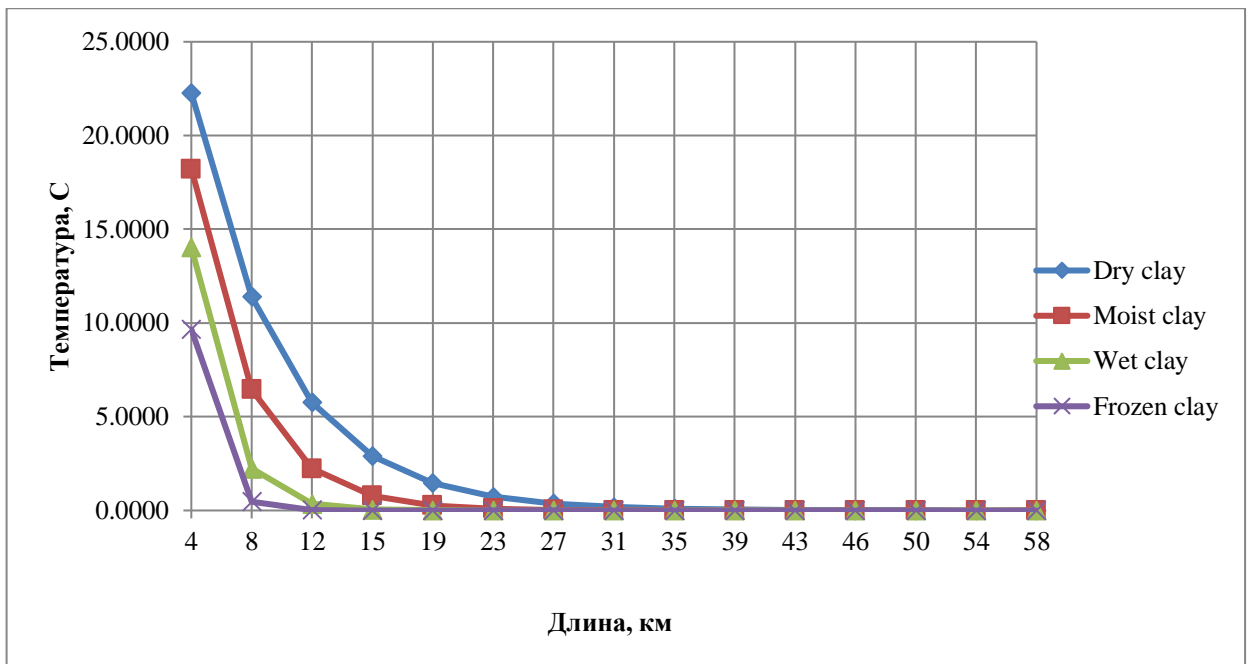


Рисунок 15 – Изменение температуры нефти по длине трубопровода в зависимости от вида грунта

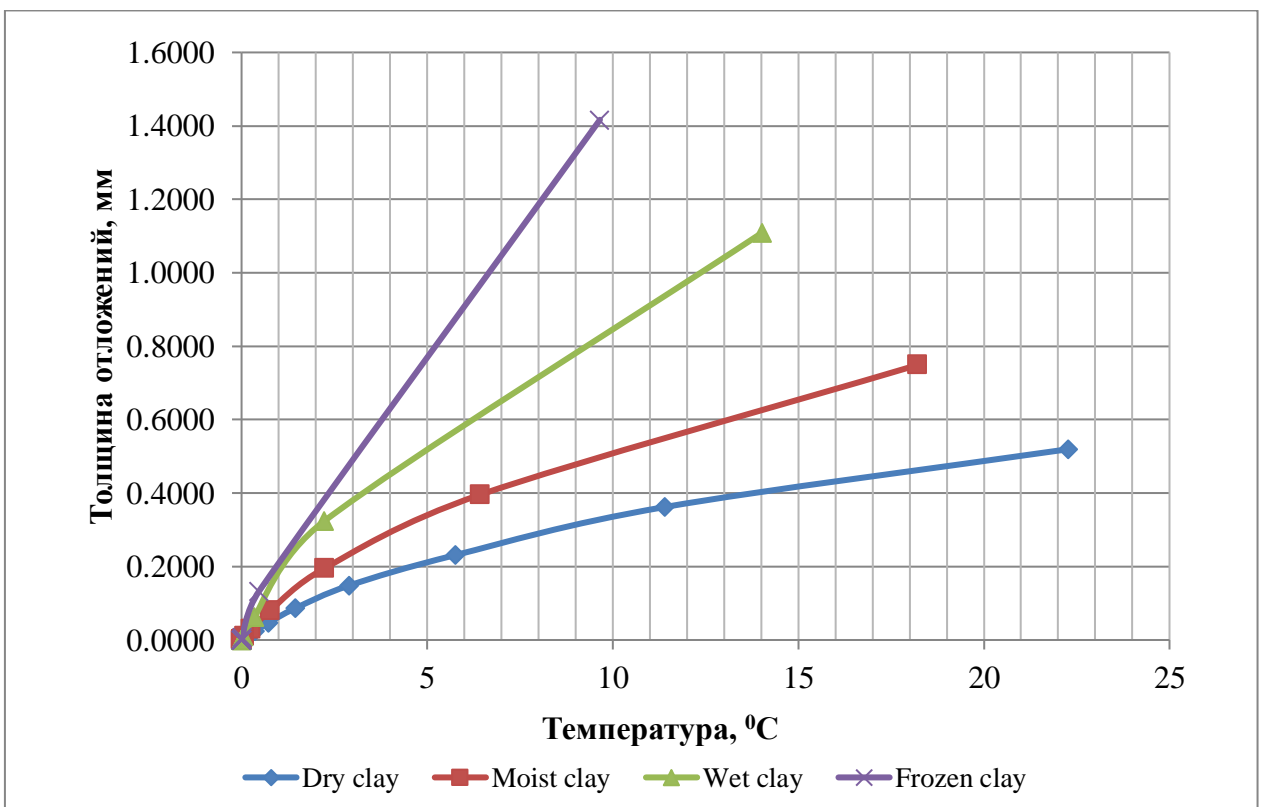


Рисунок 16 – Изменение максимальной толщины отложений в зависимости от температуры для принятых условий: температура окружающей среды 0°C, начальная температура нефти перед входом в трубопровод 30°C.

Таблица 13 – Результаты моделирования отложений в трубопроводе в зависимости от различных видов грунта

Параметры	Вид грунта			
	Dry clay	Moist clay	Wet clay	Frozen clay
Максимальная толщина отложений, мм	0,52	0,75	1,11	1,42
Суммарный объем отложений, м <sup>3</sup>	4,51	4,58	4,7	4,84
Теплопотери, кДж/ч	684607,96	684642,31	684653,10	684658,58
Коэффициент теплопередачи, кДж/(ч•м <sup>2</sup> •°С)	4,53	6,9	12,18	19,9

Согласно полученным результатам, приведенным на рисунке 14 видно, что при прокладке трубопровода в сухой глине (dry clay) отложения формируются постепенно с начала участка трубопровода и до середины (около 34 км) это связано с тем, что трубопровод, проложенный в сухой глине, дольше сохраняет свое тепло (рисунок 14) по сравнению с влажной и мерзлой глиной. Максимальная толщина отложений составляет 0,519 мм, суммарный объем отложений равен 4,51 м<sup>3</sup>.

При прокладке трубопровода в увлажненной глине (moist clay) отложения формируются с начала участка трубопровода и до 27 км. Максимальная толщина отложений составляет 0,749 мм, суммарный объем отложений равен 4,579 м<sup>3</sup>.

При прокладке трубопровода во влажной глине (wet clay) отложения формируются с начала участка трубопровода и выпадают до 19 км. Максимальная толщина отложений составляет 1,109 мм, суммарный объем отложений равен 4,697 м<sup>3</sup>.

При прокладке трубопровода в мерзлой глине (frozen clay) отложения выпадают на начальном участке трубопровода до 12 км. Максимальная толщина отложений при данных условиях составляет 1,417 мм, суммарный объем отложений равен 4,851 м<sup>3</sup>.

Наиболее резкий перепад температуры характерен для случая прокладки трубопровода в мерзлой и влажной глине (рисунок 14 и 15), это связано с более интенсивным теплообменом, теплотери составляют 684658,6 и 684653,1кДж/ч соответственно.

С увеличением теплотерь сокращается интервал выпадения парафинов в трубе, увеличивается толщина отложений и их общий объем.

#### **4.4.2 Зависимость толщины и объема отложений от температуры окружающей среды**

Необходимо исследовать влияние температуры окружающей среды при прокладке трубопровода на интенсивность отложений. Для этого в программе требуется задать вид грунта. Неизменным условием в данном исследовании является вид грунта, выбираем сухой грунт, начальная температура нефти перед входом в трубопровод 30°C.

Полученные результаты приведены в таблице 14 и показаны на рисунках 17 и 18.

Таблица 14 – Результаты моделирования отложений в трубопроводе

Параметры	Температура			
	-3	0	5	10
Максимальная толщина отложений, мм	0,59	0,52	0,41	0,32
Суммарный объем отложений, м3	5,75	4,51	3,25	2,38
Теплотери, кДж/ч	749298,52	684607,96	575660,33	465302,71
Коэффициент теплопередачи, кДж/(ч•м <sup>2</sup> •°С)	4,51	4,53	4,55	4,56

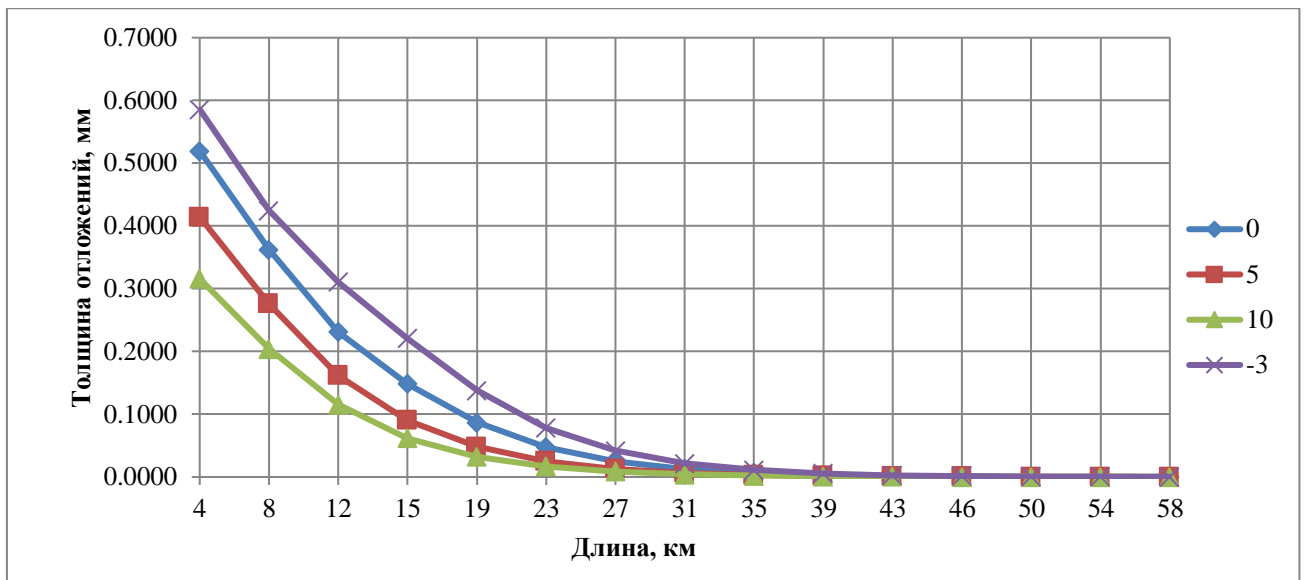


Рисунок 17 – Распределение толщины отложений по длине трубопровода в зависимости от температуры окружающей среды

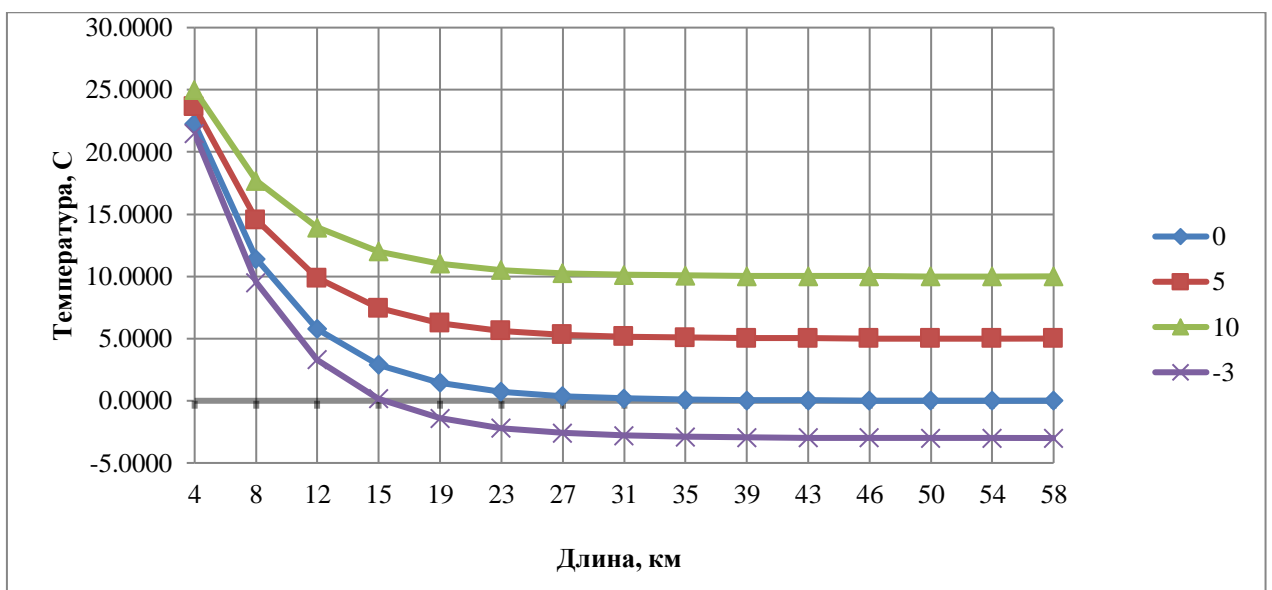


Рисунок 18 – Изменение температуры нефти по длине трубопровода в зависимости от температуры окружающей среды

Происходит резкое изменение температуры перекачиваемой жидкости для всех заданных условий. Максимальный перепад температуры характерен для отрицательной температуры окружающей среды, это приводит к тому, что жидкость охлаждается быстрее, чем при положительных температурах.

Для всех заданных температур грунта наблюдается выпадение парафинов на начальном участке и до 42,5 км. С увеличением температуры окружающей среды общее количество парафинов уменьшается и уменьшается толщина отложений.

#### 4.4.3 Зависимость толщины и объема отложений от материала изоляции

Одним из методов борьбы с отложениями парафинов является поддержание требуемой температуры, посредством нанесения изоляции.

Для того чтобы получить результаты моделирования парафиновых отложений в программе требуется наличие изоляции, температуры окружающей среды и вида грунта. Неизменными условиями в данном исследовании является толщина изоляции 10мм, температура окружающей среды 0<sup>0</sup>C и грунт мерзлая глина (жесткие условия).

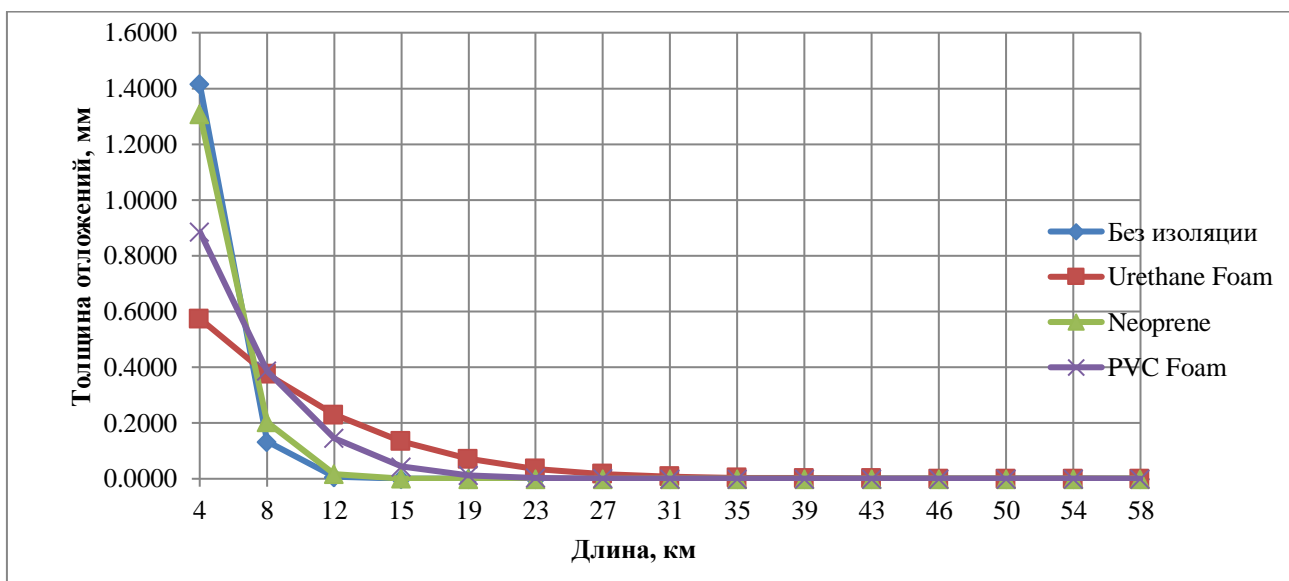


Рисунок 19 – Распределение толщины отложений по длине трубопровода в зависимости от вида изоляции



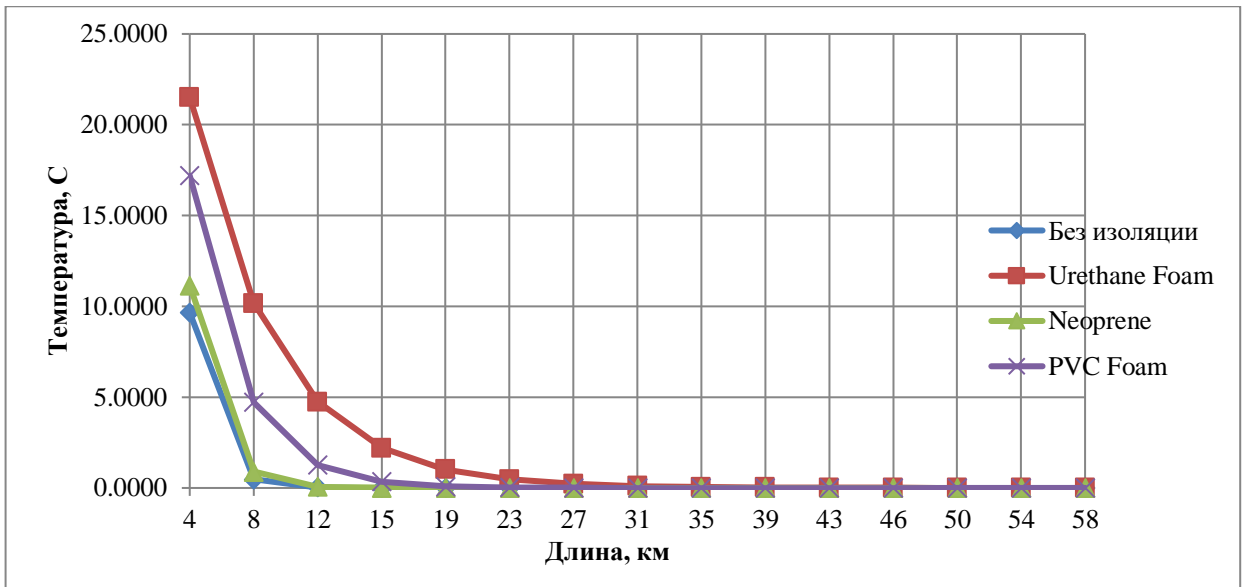


Рисунок 20 – Изменение температуры нефти по длине трубопровода в зависимости от вида изоляции

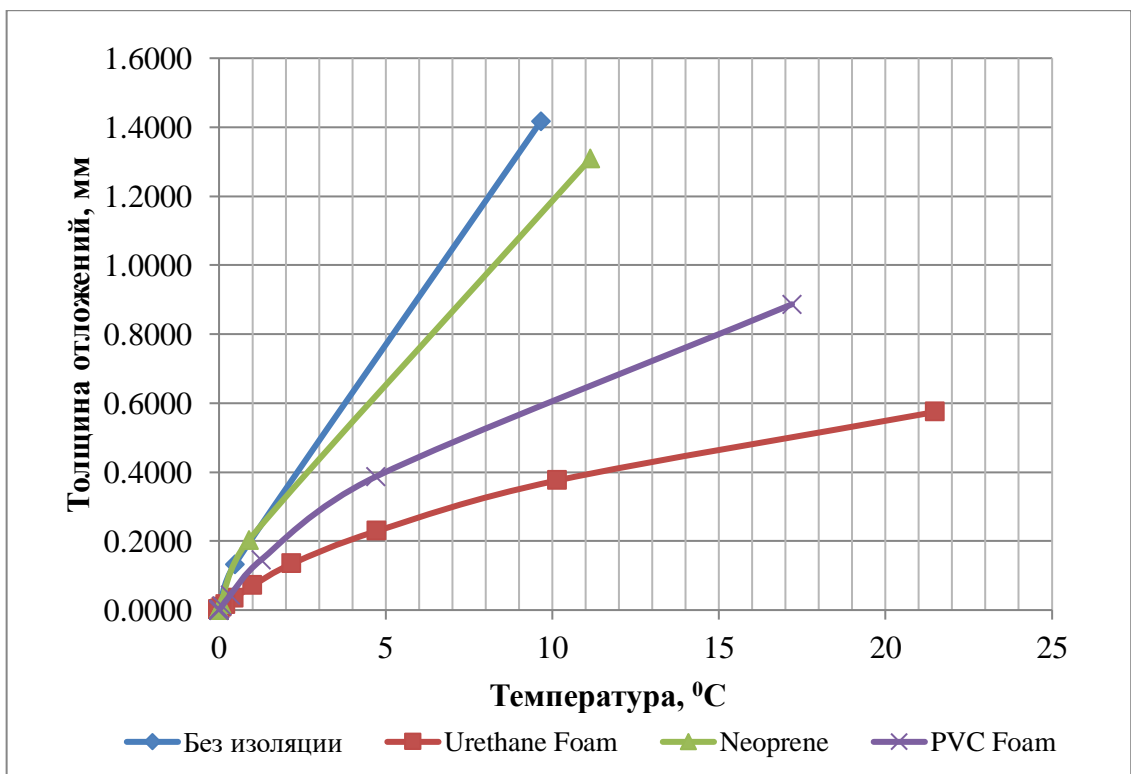


Рисунок 21 – Изменение толщины отложений в зависимости от температуры для принятых условий: толщина изоляции 10мм, температура окружающей среды 0°C и грунт мерзлая глина

Таблица 15 – Результаты моделирования отложений в трубопроводе в зависимости от вида изоляции

Параметры	Виды изоляции			
	Без изоляции	Neoprene	PVC Foam	Urethane Foam
Суммарный объем отложений, м <sup>3</sup>	4,84	4,76	4,61	4,53
Максимальная толщина отложений, мм	1,42	1,31	0,89	0,58
Теплопотери, кДж/ч	684658,58	684656,94	684647,62	684626,98
Коэффициент теплопередачи, кДж/(ч•м <sup>2</sup> •°С)	19,9	16,7	8,62	5,06

Анализируя полученные зависимости на рисунках 19 и 20, 21 мы видим, что с использованием изоляции уменьшается интенсивность теплообмена с окружающей средой, перепад температур потока нефти без использования изоляции имеет максимальное значение.

Сравнивая полученные результаты можно сделать вывод, что наиболее эффективной оказалась изоляция, выполненная из Urethane Foam, т.к. при использовании данной изоляции максимальная толщина и объем отложений имеют минимальное значение и составляют 0,575 мм и 4,529 м<sup>3</sup> соответственно.

Наименее эффективной оказалась изоляция, выполненная из neoprene при использовании которой толщина и объем отложений имеют максимальное значение и составляют 1,309 мм и 4,764 м<sup>3</sup> соответственно.

Кривая с наилучшей изоляцией (Urethane Foam) лежит ниже (рисунок 21), потому что при использовании данной изоляции скорость понижения температуры самая медленная. Интервал области отложений парафинов по длине трубопровода увеличился до 31 км, а объем отложений уменьшился незначительно.

Все остальные кривые лежат выше, потому что при использовании других видов изоляции отложений выпадает больше, т.е. чем хуже изоляция,

тем больше толщина отложений и тем больше количество выпадающего парафина

#### 4.4.4 Зависимость толщины и объема отложений от материала трубопровода

Программа позволяет сравнить интенсивность отложений при использовании трубопроводов, выполненных из стали, имеющих защитное покрытие, а также трубопроводов, выполненных из композитного материала.

Для того чтобы получить результаты моделирования отложений в трубопроводе, в программе требуется задать температуру окружающей среды и вид грунта. Таким образом, для данного исследования приняты жесткие условия, неизменным условием в исследовании является температура окружающей среды, которую принимаем равной 0°C, начальная температура нефти перед входом в трубопровод 30°C и вид грунта – мерзлая глина.

Полученные результаты исследования приведены в таблице 16 и показаны на рисунках 22,23 и 24.

Таблица 16 – Результаты моделирования отложений в трубопроводе

Параметры	Материалы трубы		
	Mild steel	Drawn Tube	Plastic Tubing
Максимальная толщина отложений, мм	1,56	1,43	1,28
Суммарный объем отложений, м <sup>3</sup>	4,84	4,87	4,77
Теплопотери, кДж/ч	684658,58	684656,81	684655,03
Коэффициент теплопередачи, кДж/(ч•м <sup>2</sup> •°С)	19,9	19,88	15,71
Абсолютная шероховатость, м	0,0000457	0,0000015	0

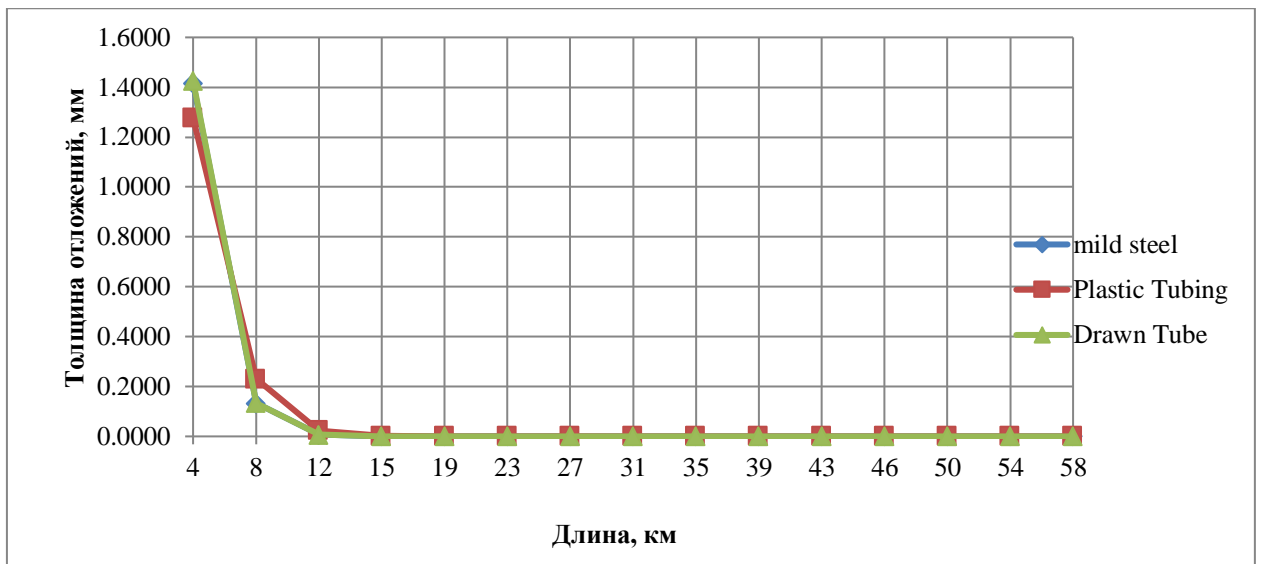


Рисунок 22 – Изменение толщины отложений по длине трубопровода в зависимости от материала трубы

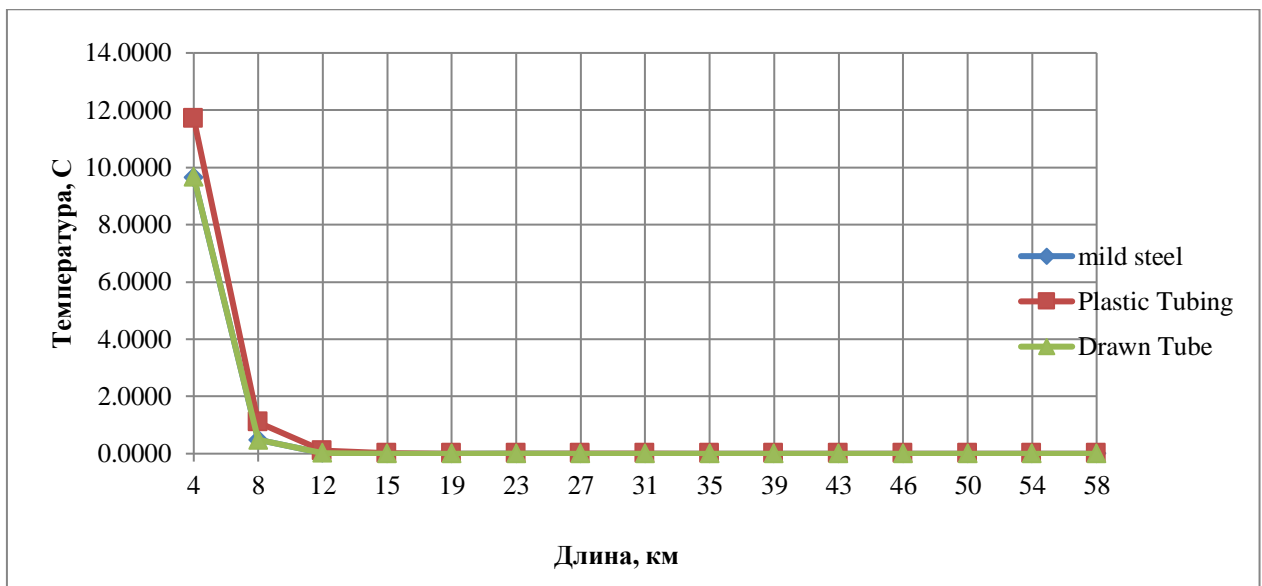


Рисунок 23 – Изменение температуры нефти по длине трубопровода в зависимости от материала трубопровода

На основе полученных результатов можно сделать вывод, что материал трубопровода влияет на толщину и объем отложений. Применение трубы из композитного материала позволяет несколько сократить объем, уменьшить толщину отложений, но не предотвращает образования отложений.

На рисунке 24 показано изменение скорости отложений парафина для принятых условий: температура окружающей среды равна 0°C, грунт

замороженная глина, температура нефти на входе в промышленный трубопровод 30<sup>0</sup>С.

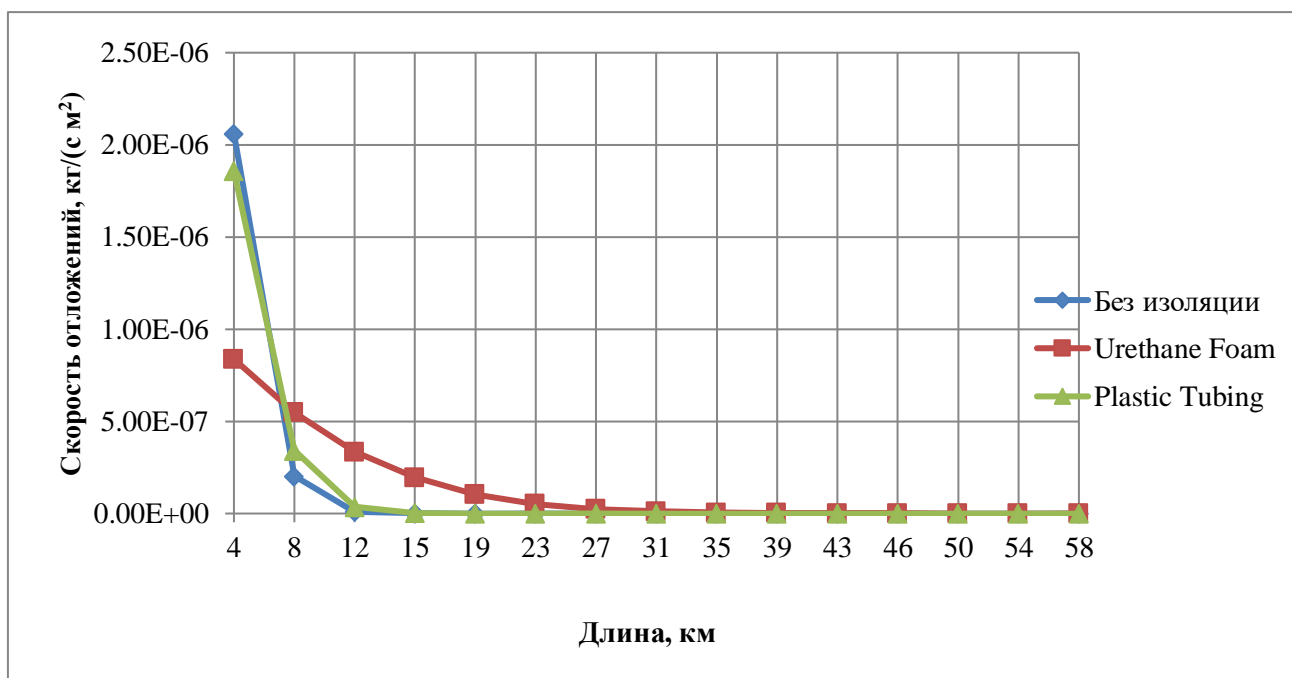


Рисунок 24 – Изменение скорости отложений парафина по длине трубопровода

Анализируя полученные результаты, показанные на рисунке 24, мы видим, что при использовании изоляции из Urethane Foam скорость отложений имеет наименьшее значение на начальном участке трубопровода, а затем будет превышать значения, полученные для других видов изоляции, т.е. выпадение парафиновых отложений для Urethane Foam закончится на 31 км, для двух других случаев парафины выпадут уже на 12–15 км.

## **Выводы по главе**

Несмотря на предложенные меры предотвращения отложений, происходит выпадение парафина из нефти, следовательно, предложенные методы не являются достаточно эффективными, поэтому остается необходимость в применении химического метода борьбы.

На основе лабораторных исследований приведенных в [36] для товарной нефти месторождений был проведен подбор ингибиторов парафиноотложений.

Целью исследования являлся подбор наиболее эффективной присадки, снижающей вязкость нефти и интенсивность парафиноотложений.

В процессе лабораторных исследований методом «холодного стержня» было изучено ингибирующее влияние реагентов на процесс осаждения асфальтено-смоло-парафиновых отложений на холодной (-18<sup>0</sup>C) металлической поверхности. Результаты эксперимента приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты проведенных исследований [36]

### **Таблица удалена т.к. содержит коммерческую тайну**

По данным таблицы 17 видно, что лучшие результаты показали Реагент 1 и Реагент 2. Следует отметить, что эффективность регулятора вязкости Реагент 2. лишь незначительно уступает показателям Реагента 1. Эти два реагента были выбраны для проведения вискозиметрических исследований.

Для определения температуры эксперимента, при которой необходимо проводить сравнение эффективности присадок депрессорного действия, была построена температурная зависимость динамической вязкости нефти без присадок. Температура, при которой на кривой будет наблюдаться перегиб, соответствует началу процесса кристаллизации парафинов и принимается за температуру эксперимента. Температурные зависимости вязкости приведены на рисунке 9.

По данным рисунка 9 видно, что точка перегиба наблюдается при температуре минус 10,5 °С. Именно при этой температуре и должен проводиться эксперимент.

Все присадки испытывались при скорости вращения ротора 12 об/мин., дозировке 500 г/тн и температуре -10,5 °С. Одновременно определялась температура каплепадения. Результаты испытаний представлены в таблице 18 и на рисунке 25.

Таблица 18 – Результаты проведенных исследований [36]

**Таблица удалена т.к. содержит коммерческую тайну**

На рисунке 25 приведены результаты отложений на стержнях.

**Рисунок удален т.к. содержит коммерческую тайну**

По данным таблицы 18 можно сделать вывод о высокой эффективности регулятора вязкости Реагента 1. Температуру каплепадения для нефти, обработанной всеми присадками определить не удалось из-за невозможности достижения температуры ниже минус 18 °С.

## **5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

На сегодняшний день состояние энергетического сектора страны характеризуется ухудшением структуры добываемых энергоресурсов вследствие истощения традиционных запасов.

Для нефтяного рынка альтернативными источниками углеводородов служат трудноизвлекаемые запасы, которые характеризуются: высокой долей обводненности скважинной продукции, малой проницаемостью коллекторов и повышенным содержанием парафинов. Для трубопроводного транспорта последних необходимы специальные технологии, поскольку использование традиционных способов приводит к значительным энергетическим и экономическим потерям.

В связи с этим остро стоит проблема поиска альтернативных путей модернизации нефтегазопроводных систем страны, особенно при транспортировке высоковязких сред. Очевидным перспективным и современным направлением является внедрение труб, выполненных из композитных материалов. с высокой коррозионной стойкостью и минимальным гидравлическим сопротивлением.

Целью экономического анализа является сравнение расчетов стоимости замены действующего стального трубопровода на стеклопластиковый, либо новый стальной или с покрытием.



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

### 5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Основными целевыми потребителями композитных труб являются нефтяная, угольная и газовая отрасли, где необходимы трубы, устойчивые к агрессивным средам, имеющие минимальные гидравлические сопротивления.

Сегментирование рынка можно провести по следующим критериям: область применения и виды труб (таблица 19).

Таблица 19 – Карта сегментирования рынка

		Область применения		
		Водопроводы	Канализационные сети	Нефтепроводы и газопроводы
Виды	Однослойные СПТ			
	Двухслойные СПТ			
	Многослойные СПТ			



– спрос отсутствует



– спрос есть

Анализ сегментирования рынка показал, что в нефтегазовой отрасли для транспортировки нефтегазовых эмульсий наиболее часто применяются многослойные стеклопластиковые трубы, т.к. они считаются наиболее герметичными, механически прочными и долговечными.

### 5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, должен проводиться систематически, т.к. рынок всегда находится в постоянном движении. Данный анализ позволяет вносить коррективы в научное исследование,

чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки; уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений согласно формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (4)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$V_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		$B_{\phi}$	$B_{K1}$	$B_{K2}$	$K_{\phi}$	$K_{K1}$	$K_{K2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Производительность	0,10	5	4	4	0,5	0,4	0,4
Масса – габариты	0,09	5	2	5	0,45	0,18	0,45
Энергоэкономичность	0,07	5	2	4	0,35	0,14	0,28
Простота эксплуатации	0,08	5	2	5	0,4	0,16	0,4
Безопасность	0,1	4	2	4	0,4	0,2	0,4
Надежность	0,09	4	2	4	0,36	0,18	0,36
Время строительства	0,05	5	2	5	0,25	0,1	0,25
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность	0,08	5	2	4	0,4	0,16	0,32
Цена	0,11	3	5	4	0,33	0,55	0,44

Послепродажное обслуживание	0,06	5	2	3	0,3	0,12	0,18
Перспективность использования	0,09	5	2	3	0,45	0,18	0,27

*Продолжение таблицы 20*

Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	2	4	0,4	0,16	0,32
Итого:	<b>1</b>	56	29	49	<b>4,59</b>	<b>2,53</b>	<b>4,07</b>

\*Б<sub>ф</sub> – стеклопластиковая труба, Б<sub>к1</sub> – стальная труба, Б<sub>к2</sub> – стальная труба с полипропиленовым покрытием

Анализ полученных результатов показал, что стеклопластиковые трубы согласно экономическим и техническим критериям являются лидирующими по сравнению с конкурентными. Слабые стороны конкурентов обусловлены малым сроком эксплуатации, низкой безопасностью и надежностью, а также сложностью строительства.

## 5.2 SWOT – анализ

SWOT — это аббревиатура, которая расшифровывается следующими словами: strengths (сильные стороны), weaknesses (слабые места), opportunities (возможности), threats (угрозы).

Сопоставив все факторы, влияющие на работу компании или выпуск продукта, относящиеся к этим категориям, можно попытаться устранить негатив и усилить сильные стороны перед запуском.

Анализ сильных и слабых сторон организации, возможностей и угроз, исходящих из окружающей среды, проводится с помощью вспомогательных таблиц (матриц). Каждый фактор помечается определенным знаком: «+» - сильное соответствие сильных сторон возможностям, «-» - слабое соответствие, «0» - сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Интерактивная матрица представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		S1	S2	S3	S4	S5
	O1	-	+	+	+	0
	O2	-	-	+	-	-
	O3	-	-	-	+	+
Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		W1		W2		
	O1	+		-		
	O2	0		-		
	O3	-		-		
Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		S1	S2	S3	S4	S5
	T1	0	-	-	-	-
	T2	+	-	-	-	-
	T3	-	-	0	0	+
	T4	-	+	+	+	+
Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		W1		W2		
	T1	+		0		
	T2	+		-		
	T3	-		0		
	T4	0		-		

Результаты итоговой матрицы SWOT – анализа приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Матрица SWOT анализа

	Сильные стороны (Strength):	Слабые стороны (Weakness):
	<p><b>S1.</b> Отработана система поставщиков сырья, материалов и комплектующих;</p> <p><b>S2.</b> Инновационная технология производства;</p> <p><b>S3.</b> Замена изношенных труб;</p> <p><b>S4.</b> Увеличение надежности работы;</p> <p><b>S5.</b> Экологичность проекта</p>	<p><b>W1.</b> Относительно высокая цена;</p> <p><b>W2.</b> Отсутствие нормативно – технической документации</p>

<b>Возможности (Opportunity):</b>	1. Развитие проекта для возможности исследования новых технических решений; 2. Малая износостойкость продукции приводит к ее длительной эксплуатации;	1. Поиск решений для уменьшения себестоимости продукции, что приведет к увеличению спроса; 2. Развитие нормативно – технической базы
<b>О1.</b> Технический прогресс дает возможность развития продукта; <b>О2.</b> Повышение спроса на продукт; <b>О3.</b> Снижение риска утечек		
<b>Угрозы (Threat):</b>	1. Отслеживание новых научных разработок на рынке; 2. Стимулирование повышения интереса к проекту	1. Уменьшение стоимости продукции путем отказа от импортного сырья
<b>Т1.</b> Обострение конкуренции; <b>Т2.</b> Изменение курса валют, что напрямую влияет на стоимость сырья продукции; <b>Т3.</b> Низкий уровень известности качественных характеристик продукта среди целевых клиентов (текущая ориентация на традиционную трубную продукцию (стальные трубопроводы)); <b>Т4.</b> Появление новых технологий		

### 5.3 Структура работ в рамках научного исследования

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ.

Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№ раб	Основные этапы	Содержание работ	Должность исполнителя
1	Выбор темы исследования	Разработка алгоритма исследования	Руководитель Исполнитель
		Календарное планирование работ	Руководитель
		Литературный обзор	Исполнитель
2	Составление тех. задания	Разработка и утверждение тех. задания	Руководитель
3	Теоретические исследования	Проведение теоретического анализа	Исполнитель
		Проведение расчетов	Исполнитель
4	Обобщение и оценка результатов	Анализ полученных результатов	Руководитель Исполнитель
5	Составление пояснительной	Оформление отчета	Руководитель

### 5.4 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (5)$$

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (6)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году, 365 дней;  $T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году, 104 дня;  $T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году, 14 дней.

Подставим числовые значения в формулу  $x$ :

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,5$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе заносятся в таблицу 25.

Таблица 25 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{\text{min}}$ , чел-дни	$t_{\text{max}}$ , дни	$t_{\text{ож}}$ , чел-дни			
Разработка алгоритма исследования	2	6	3,6	Руководитель Исполнитель	2	3
Календарное планирование работ	2	6	3,6	Руководитель	2	3
Литературный обзор	4	9	6	Исполнитель	4	6

Разработка и утверждение тех. задания	2	4	2,8	Руководитель	2	3
Проведение теоретического анализа	7	19	11,8	Исполнитель	12	18
Проведение расчетов	3	11	6,2	Исполнитель	5	8
Анализ полученных результатов	4	9	6	Руководитель Исполнитель	6	9
Оформление отчета	8	16	11,2	Руководитель Исполнитель	9	14

На основе полученных данных таблицы 25 строится план – график за период времени дипломирования.

Таблица 26 – Календарный план – график проведения НИОКР

№	Вид работ	Исполнители	Ткi, дни	Продолжительность работ											
				Февр		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Разработка алгоритма исследования	Руководитель Исполнитель	3	■											
2	Календарное планирование работ	Руководитель	3	■											
3	Литературный обзор	Исполнитель	6		■										
4	Разработка и утверждение тех. задания	Руководитель	3			■									
5	Проведение теоретического анализа	Исполнитель	18			■	■								
6	Проведение расчетов	Исполнитель	8						■	■					
7	Анализ полученных результатов	Руководитель Исполнитель	9								■	■			
8	Оформление отчета	Руководитель Исполнитель	14										■	■	



- Руководитель



- Исполнитель

## 5.5 Бюджет научно – технического исследования

Бюджет научно – технического исследования формируется следующим образом:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- страховые отчисления;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

### 5.5.1 Бюджет материальных затрат научно – технического исследования

В данной части проведен расчет стоимости всех материалов, которые используются для разработки проекта.

Для разработки выпускной квалификационной работы используется компьютер с соответствующим программным обеспечением.

Таблица 27 – Материальные затраты

№	Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.			Затраты на материалы		
				Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1.	Бумага для принтера	пачка	1	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
				250	300	600	250	300	600
2.	Картридж для принтера	шт.	1	480	500	590	480	500	590
3.	Ручка шариковая	шт.	2	15	35	40	30	70	80
4.	Карандаш простой	шт.	2	15	25	35	30	50	70



Таким образом, материальные затраты для исполнения 1 – 790 рублей, для исполнения 2 – 920 рублей, для исполнения 3 – 1340 рублей.

### 5.5.2. Расчет затрат на специальное оборудование

В данную статью включены все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Результаты расчетов по данной статье приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Затраты на специальное оборудование

Наименование	Единица измерения	Кол ичес тво	Цена за ед., руб.			Затраты на материалы		
			Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Ноутбук	шт.	1	23500	36000	45000	23500	36000	45000

### 5.5.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данную часть включена основная заработная плата научного руководителя и исполнителя, непосредственно участвующих в написании дипломной работы.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Результаты расчета заработной платы

Название работы	Трудоемк ость	Исполнители	ЗП, на один чел – дн., тыс. руб. руб	Всего ЗП по тарифу, тыс.руб.
Разработка алгоритма исследования	3,6	Руководитель Исполнитель	1,24	4,46
Календарное планирование работ	3,6	Руководитель	1,137	4,09
Литературный обзор	6	Исполнитель	0,103	0,62

Разработка и утверждение тех. задания	2,8	Руководитель	1,137	3,18
Проведение теоретического анализа	11,8	Исполнитель	0,103	1,22
Проведение расчетов	6,2	Исполнитель	0,103	0,64
Анализ полученных результатов	6	Руководитель Исполнитель	1,24	7,44
Оформление отчета	11,2	Руководитель Исполнитель	1,24	13,89

Основная заработная плата вычисляется по следующей формуле:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (7)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12 – 20% от  $Z_{осн}$ ).

Основная заработная плата от предприятия вычисляется по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (8)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дней;  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (9)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: 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.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (10)$$

где  $Z_{тс}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб;  $k_{пр}$  – премиальный коэффициент;  $k_d$  – коэффициент доплат и надбавок;  $k_p$  – районный коэффициент.

Таблица 30 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З <sub>тс</sub> , руб.	к <sub>пр</sub>	к <sub>д</sub>	к <sub>р</sub>	З <sub>м</sub> , руб	З <sub>дн</sub> , руб	Т <sub>р</sub> , раб. дн.	З <sub>осн</sub> , руб
Руководитель	23,264	0,3	0,3	1,3	48,39	2,04	21	42,84
Исполнитель	2,52	0	0	1,3	3,28	0,14	38	5,32
Итого:								48,16

#### 5.5.4 Дополнительная заработная плата

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (11)$$

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

Таблица 31 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	к <sub>доп</sub>	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб
Руководитель	0,13	42840	5569
Исполнитель	0,13	5320	692
Итого:		48160	6261

#### 5.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (12)$$

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

В нашем случае в качестве дохода для исполнителя является стипендия, с которой не производят отчисления в страховые фонды. Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды 30%.

Таблица 32 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.
Руководитель	42840	5569
Итого:		13119

## 5.6 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 33 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НТИ	24290	36920	46340
2. Затраты по основной заработной плате	48160	48160	48160
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	6261	6261	6261
4. Отчисления во внебюджетные фонды	13119	13119	13119
5. Накладные расходы	14693	16714	18221
6. Бюджет затрат НТИ	106523	121174	132101

## 5.7 Определение ресурсной эффективности исследования

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

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приводится в таблице 34.

Проведем расчет показателей ресурсоэффективности:

$$I_{p-исп\ 1} = 5; I_{p-исп\ 2} = 2,55; I_{p-исп\ 3} = 3,95$$

Таблица 34 – Сравнительная характеристика вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Способствует росту производительности труда пользователя	0,15	5	3	4
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,2	5	3	5
Безопасность	0,2	5	2	4
Энергосбережение	0,25	5	2	3
Надежность	0,2	5	3	4
Итого:	1	25	13	20

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 35).

Таблица 35 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Интегральный финансовый показатель разработки	0,81	0,92	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	2,55	3,95
Интегральный показатель эффективности	6,17	2,77	3,95
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	2,22	0,71	1

На основе полученных результатов можно сделать вывод о том, что среди предложенных вариантов наиболее эффективными оказались стеклопластиковые трубы.

В ходе выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы была доказана конкурентоспособность предложенного технического решения, произведен SWOT-анализ, рассчитана ресурсоэффективность проекта.

Был рассчитан бюджет НТИ, основная часть которого приходится на заработные платы сотрудников и который составил 106 523 для исполнения 1, 121 174 для исполнения 2 и 132 101 для исполнения 3.

## **6 Социальная ответственность**

### **Введение**

В данном разделе проводится анализ опасных и вредных факторов, возникающих при замене участка стального трубопровода на трубопровод, выполненный из композитных материалов.

Строительство трубопровода производится на открытом воздухе в зимний и летний период с периодичностью, принятой эксплуатирующей организацией, выездом рабочих к месту расположения строительства трубопровода.

В данном разделе проводится анализ опасных и вредных факторов, возникающих при замене участка трубопровода расположенного в Томской области. При проведении работ возможны различные чрезвычайные ситуации: возгорание или взрыв паров нефти, разрушение нефтепровода, а также ошибочные действия персонала при проведении работ.

Одной из важнейших проблем, является необходимость обеспечения безопасного проведения работ персоналом, а также охрана окружающей среды от вредных факторов в ходе эксплуатации трубопровода.

### **6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

В соответствии с нормативной документацией, к работам по строительству допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста которые прошли медицинский осмотр и не имеющие противопоказаний, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте, получившие допуск к самостоятельной работе.

Запрещается проводить строительные работы без оформления необходимых разрешительных документов. Организационно-технические

мероприятия по обеспечению безопасного производства огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности включают разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ или их подборку.

Все работники, выполняющие работы по строительству промышленного трубопровода обязаны использовать спецодежду, спецобувь, а также иные средства индивидуальной защиты в соответствии с нормами [37].

Организационно-технические мероприятия на проведение строительных работ на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах промышленного нефтепроводов включают мероприятия, выполняемые при подготовке объекта к проведению работ, и мероприятия, выполняемые непосредственно при проведении работ.

Рабочий персонал, в соответствии с федеральным законом от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст. 147 ТК РФ и ст. 117 ТК РФ, получает надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней, как работники, занятые на работах с вредными или опасными условиями труда [38].

### **6.1.2 Организационные мероприятия компоновке рабочей зоны**

Для безопасного и эффективного ведения работ нужно правильно организовать рабочее место.

При работах в темное время суток участки работ, рабочие места, проезды и подходы к ним освещены в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.046-85. Равномерная освещенность, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не допускается.

Погрузочно-разгрузочные работы выполняются в соответствии со СНиП 12-04-2002, ГОСТ 12.3.009-76 «Система стандартов безопасности

труда (ССБТ). Работы погрузочно-разгрузочные» [39].

При сооружении трубопровода вблизи населенных пунктов и на пересечениях дорог место производства работ огораживают и устанавливают сигнализацию. Ограждение трассы трубопровода проводится после разбивки и закрепления трассы на местности, установки указателей о наличии пересекаемых подземных коммуникаций.

Лица, не занятые на производстве работ, удаляются за пределы огражденной территории на безопасное расстояние, не менее чем на 100 м.

## 6.2 Производственная безопасность

В таблице 36 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, характерных для проектируемой среды, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [40].

Таблица 36 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы	Этапы работ		Нормативная документация
	Разработка траншеи	Грузоподъемно-монтажные работы	
1	2	3	4
Отклонение показателей микроклимата	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96 [41]
Превышение уровня шума	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» [42]
Превышение уровня вибрации	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. «Вибрационная безопасность» [43]
Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	ГОСТ 12.1.007-76. «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» [44]
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-



			05-95* [45]
--	--	--	-------------

*Продолжение таблицы 36*

Движущиеся части механизмов	+	+	ГОСТ 12.4 011 89 «Средства защиты работающих. Классификация» [37].
-----------------------------	---	---	--

### **6.1.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов и мероприятия по их снижению**

**Микроклимат.** Работы по строительству промысловых нефтепроводов проводятся на открытой местности, поэтому на рабочих оказывает действие атмосферных осадков, таких как: сильный ветер, влажность, повышенная и пониженная температура воздуха, которая зависит от географического положения трубопровода и времени года.

Под воздействием высоких температур, возможно, получить тепловой удар или термический ожог, при низких температурах – переохлаждение организма. Профилактика перегревания и переохлаждения осуществляется организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом.

Для предотвращения воздействия метеорологических условий для рабочих предусматривается специальная одежда, головные уборы и средства индивидуальной защиты [41].

**Шум.** Источниками шума при сооружении трубопровода являются машины, механизмы, установки, устройства, аппараты, и др.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003 – 2014 допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления свыше 135 дБА.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003 – 2014 применяются следующие меры по снижению уровня шума:

- Разработка шумобезопасной техники;
- Применением акустических (звукоизолирующие ограждения зданий и помещений, звукоизолирующие кожухи, глушители шума и т.д.) средств и методов коллективной защиты акустические (звукоизолирующие ограждения зданий и помещений, звукоизолирующие кожухи, глушители шума и т.д.);
- Применение малошумных технологических процессов;
- Применение малошумных машин;
- Использование рациональных режимов труда и отдыха работников.

Применением средств индивидуальной защиты: противошумные наушники, вкладыши, шлемы и каски, костюмы [37].

**Вибрация.** Источниками вибрации при строительстве трубопровода являются машины, механизмы, установки, устройства, аппараты.

Длительное систематическое воздействие вибрации приводит к развитию вибрационной болезни, которая включена в список профессиональных заболеваний. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6...9 Гц.

Вибробезопасные условия труда обеспечиваются:

- Применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- Применением средств индивидуальной защиты тела от вибрации, снижающих воздействие от вибрации на работающих на путях ее распространения от источника возбуждения;
- Поддержанием в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном нормативно технической документацией;
- Введением режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих [44].

**Повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне.** При проведении строительных работ нефтепровода воздух в рабочей зоне насыщается парами нефти, пылью, вредными газами. Перед началом работ на месте проверяется уровень загазованности воздушной среды. Во время строительных работ контроль газовой среды в котловане осуществляется каждые 30 минут. Содержание газов и паров нефти не должно превышать ПДК по санитарным нормам. Выполнение работ разрешается только после устранения опасных условий.

В целях защиты органов дыхания используются средства индивидуальной защиты (противогазы, респираторы). Противогазы используют для защиты от вредных паров и газов, а респираторы – для защиты легких человека от воздействия пыли, взвешенной в воздухе.

**Освещенность.** Согласно ГОСТ 12.1.046-85 для электрического освещения строительных площадок и участков применяются типовые стационарные и передвижные инвентарные осветительные установки.

Передвижные инвентарные осветительные установки размещаются на строительной площадке в местах производства работ, и в зоне транспортных путей и др.

Строительные машины оборудуют осветительными установками наружного освещения.

Общее равномерное освещение применяют, если нормируемая величина освещенности не превышает 2 лк. В остальных случаях и дополнении к общему равномерному предусматривается общее локализованное освещение или местное освещение [46,48,49].

**Электробезопасность.** При выполнении работ по монтажу трубопровода, работники имеют дело с электрооборудованием и электроустановками. Источником поражения электрическим током являются плохо изолированные токопроводящие части и провода.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм: ожоги различной степени, металлизация кожи, механические

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

Ограждению подлежат незаизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Для защиты от поражения электрическим током персонала используют такие средства индивидуальной защиты, как: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Нормы на допустимые токи и напряжения прикосновения в электроустановках устанавливаются в соответствии с предельно допустимыми уровнями воздействия на человека тока и напряжения прикосновения [50].

**Пожарная безопасность.** Взрывы и пожары на трубопроводах происходят в результате техногенных аварий, связанных с газопроявлениями, разгерметизацией оборудования или трубопроводов и выходом в окружающее пространство газа, который образует с воздухом взрывоопасную смесь, а также разливов нефти и нефтепродуктов.

Основные документы, регламентирующие меры безопасности:

- Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: осколки, движущиеся части разрушившихся аппаратов, взрыв.

Для предотвращения возможности возникновения взрыва необходимо:

- уменьшить или исключить наличие веществ, способных

образовывать взрывоопасные смеси;

- установить детекторы газа или потока, совмещённые с системой аварийной сигнализации;
- контролировать герметичность установок, трубопроводов и другой технологической аппаратуры;
- соблюдать правила работы с взрывоопасными веществами.

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения. В качестве пожарного инвентаря используют: монопомпы, огнетушители (ОП-50, ОХП-10, ОХ 13П-10, ОПШ -10,– углекислотные), пеногенераторы (ГПС - 200, ГПС - 600), рукава с гайками и без, запас воды, пожарные щиты, ящики с песком, кошма, вёдра, лопаты.

При обвязке техники и трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра.

**Движущиеся части механизмов.** При проведении полевых работ используются экскаваторы, трактора и другие движущиеся установки различного назначения, в связи, с чем проводятся мероприятия по устранению возможного травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности.

Для защиты от движущихся механизмов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.061-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов [47].

Для обеспечения безопасности при работе со специальными машинами и установками поводят следующие мероприятия:

- Проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- Плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- Проверка состояния оборудования и своевременное устранение

дефектов.

## **6.2 Экологическая безопасность**

Работы, проводимые при строительстве трубопровода, выполняются в соответствии с требованиями нормативно-технической документации в части охраны окружающей среды и сохранения ее устойчивого экологического равновесия.

### **6.2.1 Защита селитебной зоны**

Опасные производственные объекты, располагаются на достаточном расстоянии от жилых зон для обеспечения безопасности населения и невозможности проникновения на объект. Для этого применяют следующие меры:

- Территория огораживается по периметру;
- Устанавливается видеонаблюдение и охранная сигнализация;
- Устанавливаются специальные информационные и запрещающие знаки.

### **6.2.2 Защита атмосферы**

При сооружении трубопровода воздействие на атмосферный воздух можно отнести к кратковременному воздействию. Оно происходит за счет выбросов загрязняющих веществ и является временным. Источниками загрязнения при строительстве являются:

- Работа строительных механизмов и автотранспорта (выделяются отработанные газы);
- Сварочные работы;
- Выемочно-погрузочные работы;

- Земляные работы и работы с сыпучими материалами.

К основным мероприятиям по охране атмосферы от загрязнения на период проведения строительно-монтажных работ относятся:

- Снижение времени работы двигателей строительно-монтажной техники или ее исключение;
- Работа машин в режиме, который сводит к минимуму количество вредных выбросов в атмосферу;
- Регулярный контроль технического состояния машин и механизмов строительных организаций, проверка выхлопных газов на диоксид углерода.

В период нормального режима эксплуатации трубопроводы не оказывают отрицательного воздействия на атмосферный воздух.

### **6.2.3 Защита гидросферы**

Особенно опасными для гидросферы являются аварийные разливы и утечки нефти. Влияние нефти, керосина, бензина, мазута, смазочных масел на водоем проявляется как:

- Ухудшение физических свойств воды, т.е. происходит ее замутнение, изменение цвета, запаха;
- Растворение в воде токсических веществ;
- Образование поверхностной пленки нефти и осадка на дне водоема, понижающей содержание в воде кислорода, как следствие ухудшение качества воды и условий обитания водных организмов и растений.

При оборудовании временного городка и оснащении участков работ предусматриваются специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также их оснащают емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов.

Исключается также попадание неочищенных стоков в водоемы.

#### **6.2.4 Защита литосферы**

При замене трубопровода в зоне производства работ происходит негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности. Воздействие заключается в нарушении сплошности грунта, также при выполнении строительных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования.

Последствиями негативного влияния на литосферу являются такие процессы, как развитие эрозии, оврагов, оползней, изменение рельефа, активизация криогенных процессов, заболачивание территории, уничтожение культурных посевов, развитие безлесных ландшафтов.

К мерам по защите литосферы относят:

- Подъездные пути и временные автомобильные дороги при строительстве трубопровода строятся с учетом требований для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий;
- Все строительные работы проводят исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей среде;
- Вывоз производственных отходов (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) по окончании всех работ;
- Восстановление нарушенного рельефа местности.

#### **6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

К наиболее возможным чрезвычайным ситуациям для данной рабочей зоны можно отнести: разгерметизация трубопровода с последующим выходом нефти во время проведения ремонта, взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов, механические повреждения при производстве



работ.

Все эти ЧС чаще всего возникают в результате использования неисправного оборудования или нарушения техники безопасности при проведении работ и приводят к загрязнению водоемов, почв, атмосферы.

В случае возникновения ЧС с разгерметизацией трубопровода и выходом нефти наружу при выполнении ремонтных работ осуществляют следующие действия:

- прекратить все работы в охранной зоне трубопровода;
- заглушить все работающие механизмы в зоне аварии;
- отключить питание электрооборудования;
- вывести персонал из зоны аварии и организовать охрану зоны аварии для предотвращения доступа посторонних лиц;
- отвести технические средства на безопасное расстояние вне зоны аварии;
- известить оператора НПС или диспетчера РНУ об аварии;
- оградить место аварии аварийными знаками, флажками;
- до прибытия на место аварии руководителя аварийной бригады действовать согласно оперативной части
- по прибытию на место аварии руководителя аварийной бригады выполнять его распоряжения.

Для снижения риска возникновения проводят следующие мероприятия:

- организуется техническая диагностика оборудования, а также его техническое обслуживание и ремонт;
- осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации;
- проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

При разгерметизации участка трубопровода ликвидация аварий на

объектах промысловых нефтепроводов осуществляется в соответствии с планом ликвидации аварий.

Руководство над работами по ликвидации аварии осуществляет начальник или технический руководитель структурного подразделения.

## **Выводы по главе**

Промысловые нефтепроводы являются сложными техническими системами, разрушение которых может привести к серьезным последствиям.

В целях обеспечения бесперебойного функционирования нефтепроводов, промышленной, экологической безопасности и охраны труда, а также надежности объектов промышленных нефтепроводов, необходимо своевременное, регулярное, надлежащее и требуемое обслуживание и проведение ремонтных работ на промышленных нефтепроводах. В частности, это касается порядка организации и выполнения работ по техническому обслуживанию, диагностике, ремонту и ликвидации аварий на промышленных трубопроводах.

Таким образом, в данной работе были освещены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности рабочей зоны, приведены основные элементы производственного процесса, которые формируют опасные и вредные факторы воздействия на человека. Для того, чтобы избежать негативное воздействие осуществляется постоянный контроль за его источниками, соблюдение основных правил, использование СИЗ.

## Заклучение

В работе впервые проведено исследование влияния таких факторов, как: температура окружающей среды, вид грунта, вид теплоизоляции и материал трубопровода на количество, и место парафиновых отложений в промышленном трубопроводе на месторождении N при транспорте подготовленной парафинистой нефти в среде моделирующей программы UniSim Design.

Установлено, что в промышленном трубопроводе образование парафиновых отложений начинается с самого начала трубопровода в связи с тем, что в составе нефтяных парафинов присутствуют очень тяжелые компоненты, например  $C_{44}H_{90}$  с молекулярной массой 619 г/моль и содержанием его в нефти 0,062 %.

Наиболее благоприятными условиями с точки зрения предотвращения образования отложений оказалась прокладка трубопровода в сухой глине.

Одним из методов предотвращения образования парафиновых отложений был предложен способ поддержания требуемой температуры, посредством изоляции. Было показано, что наилучшей изоляцией является Urethane Foam: при нем достигается минимальное количество отложений (4,53 м<sup>3</sup>). Чем эффективнее изоляция, тем ниже тепловые потери и, как следствие, количество отложений. При использовании изоляции наблюдается сдвиг области отложений к середине длины трубопровода.

Был предложен еще один метод предотвращения парафиновых отложений, как альтернативный материал стальным трубопроводам в виде композитных труб. Максимальная толщина отложений при использовании данного метода составила 1,28 мм, что в 0,8 раз меньше, чем при использовании стальных труб.

Несмотря на предложенные меры предотвращения образования отложений, происходит выпадение парафина из нефти, следовательно,

исследованные методы не позволили полностью предотвратить отложения парафинов в промышленном трубопроводе.

Поэтому остается необходимость в применении химического метода борьбы в частности присадки. Для предотвращения образования АСПО рекомендуется введение регулятора вязкости Реагент 1 с дозировкой 250–500 г/т,

При его тестировании в лабораторных условиях динамическая вязкость нефти снижается в среднем в три раза, а интенсивность отложения парафинов на металлической поверхности – на 75–80 %. Можно ожидать, что в совокупности с эффективной изоляцией результат применения присадки будет выше.

Результаты проведенных исследований могут быть использованы для предотвращения образования парафиновых отложений в промышленном трубопроводе на месторождении N.

## Список публикаций студента

1. Гайнулина К. Р. Технологии подготовки парафинистых нефтей / К. Р. Гайнулина ; науч. рук. Л. В. Шишмина // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 2. — [С. 63-64].

2. Гайнулина К. Р. Анализ производственных показателей деятельности компании ОАО "Варьеганнефть" / К. Р. Гайнулина, А. А. Нурсалиева, А. А. Усенова ; науч. рук. И. В. Шарф // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 2. — [С. 591-592].

## Список использованных источников

1. Переверзев А.Н. Производство парафинов. / А.Н. Переверзев, Н.Ф. Богданов, Ю.Н. Роцин - М., 1973. - 224 с.
2. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Нефтегазовое дело. – 2011.- № 1.-С. 268-274.
3. Кирбижекова Е.В. Исследование состава АСПО при образовании обратных водонефтяных эмульсий / И.В. Прозорова, Н.В. Юдина // Вестник ТГУ.- 2014.-№ 338. - С. 257-262.
4. Шарифуллин А.В. Особенности структурно-группового состава АСПО / А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, Л.И. Фаррахова // Вестник Казанского технологического университета - №5. - 2006.- С. 190-197.
5. Минеев Б.П. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти / Б.П. Минеев, О.В. Болигатова // Нефтепромысловое дело. – 2004.-№ 12.- С. 41- 43.
6. Табакаева Л.С. Влияние газосодержания нефти на формирование АСПО в подъемнике скважины / Л.С. Табакаева, А.В. Сорокин // Бурение и нефть – 2004.- №2.- С.25-26.
7. Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия: Аналитические методы / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов // Владивосток: Дальнаука. – 2011.- 156 с.
8. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия
9. Бабалян Г.А. Борьба с отложениями парафина. / Г.А. Бабалян - М.: Недра, 1965. - 340 с.
10. Химия нефти и газа: учебное пособие для вузов / А.И. Богомолов, А.А. Гайле, В.В. Громова [и др.]; Санкт-Петербург: Химия, 1995.- 448с.
11. Химия нефти / И.Ю. Батуева, А.А. Гайле, Ю.В. Поконова [и др.]; Л.: Химия, 1984. — 360 с.

12. Галонский П.П. Борьба с парафином при добыче нефти. Теория и практика. / П.П. Галонский - М: Гостоптехиздат, 1960. - 88 с.
13. Ганеева Ю.М. Асфальтеновые наноагрегаты: структура, фазовые превращения, влияние на свойства нефтяных систем / Ю.М. Ганеева // Успехи химии, - 2011.- № 10. - С. 1034–1050.
14. Acevedo S. Relations between asphaltene structures and their physical and chemical properties: the rosary-type structure / S. Acevedo, A.Castro, J.G. Negrin, A.Fernandez, G. Escobar, V. Piscitelli // Energy & Fuels, – 2007. - № 21. - P. 2165–2175.
15. Мазепа Б.А. Борьба с парафиновыми отложениями при добыче нефти за рубежом. / Б.А. Мазепа - М.:Гостоптехиздат, - 1961. - 92 с.
16. Баталин О.Ю. Прогнозирование экологической безопасности работы нефтепровода с точки зрения его блокировки парафинами / О.Ю. Баталин, Н.Г. Вафина // Институт проблем нефти и газа РАН – С.12-18.
17. Илюшин П.Е. Оценка эффективности метода "холодный поток" в борьбе с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями / П.Е. Илюшин, А.В. Лекомцев, Т.С. Ладейщикова, Р.М. Рахимзянов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело – 2018. - №1. – С. 53-62.
18. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В.П. Тронов // М.: Недра. - 1970. - 192 с.
19. Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия: Предупреждение и устранение АСПО. / В.Н. Глущенко, М.А. Силин. - М.: Интерконтакт Наука, - 2009. - 475с.
20. Канзафаров Ф.Я. Анализ причин образования твердых отложений в скважинном оборудовании / Ф.Я. Канзафаров, А.Н. Ермолаев, В.А. Градов // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО - Югры: IX н/п конф. - Т.1. - Х-Мансийск: ИздатНаукаСервис, - 2000. - С. 439-443.
21. Фарляева А.Ф. АСПО их свойства, причины образования / А.Ф. Фарляева, А.Р. Филиппова, Е.Ф. Трапезникова // Вестник УГНТУ, - 2015. - №3. - С. 101-106.



22. Бабалян, Г. А. Об исследованиях и практических результатах борьбы с отложениями парафина в нефтепромысловом оборудовании / Г.А. Бабалян // Борьба с отложениями парафина. – М., - 2008. – С. 5–10.
23. Шутова А.Л. Эпоксидные лакокрасочные материалы для трубопроводов тепловых сетей / А.Л. Шутова, Н.Р. Прокопчук, А.Н. Потапчик, Е.Н. Сабадаха // Труды БГТУ. – 2017. - №2 – С. 96-101.
24. Ибрагимов Н.Г. Коллоидно-химические основы возникновения и удаления асфальто-смоло-парафиновых отложений при разработке нефтяных месторождений / Н.Г. Ибрагимов, С.В. Крупин – КНИТУ.,-2008.- 133 С.
25. Шаммазов А.М. Основы технической диагностики трубопроводных систем нефти и нефтепродуктов. / А.М. Шаммазов, Б.Н. Мастобаев, А.Е. Сощенко – М. :Недра, - 2010. – 428 с.
26. Капырин, Ю.В. Об изучении кристаллизации парафина из пластовых нефтей / Ю.В. Капырин, Г.Ф. Требин // Разработка нефтяных месторождений и гидродинамика. – М., - 1965. - №27. - С. 79–83.
27. Муравьев И.М. О некоторых методах борьбы с отложениями парафина в трубах / И.М. Муравьев // Разработка и эксплуатация месторождений нефти и газ . – М. - №48.- 1964.
28. Булатов А.И. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. / А.И. Булатов, Г.В. Кусов, О.В. Савенок - Т.2. - 2011. - 348 с.
29. АО «Транснефть – Диаскан»: официальный сайт. - Обновляется в течение суток. - URL: <https://diascan.transneft.ru/klientam/prodykciya/skrebki/> (дата обращения: 19.02.2020). - Текст : электронный.
30. Подсчёт запасов нефти категории С<sub>2</sub> пласта Ю<sub>14-15</sub> Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> нефтяного месторождения N. - Томск – 2011.
31. Показатели текущего состояния разработки месторождения N. - 2011-2015.

32. Шаманин А.Г. Обустройство месторождения N на период пробной эксплуатации. - Томск. -2007. – 222с.
33. Технологический регламент участка предварительной подготовки нефти нефтяного месторождения N, Томск. - 2017 – 73с.
34. Nysys. Модульные операции [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://studfile.net/preview/2828649/page:75/>, свободный. - Загл. с экрана.
35. Технологическое моделирование с использованием UniSimDesign. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: [https://www.honeywellprocess.com/en-US/online\\_campaigns/russian-technology](https://www.honeywellprocess.com/en-US/online_campaigns/russian-technology), свободный. - Загл. с экрана.
36. Акт лабораторных исследований по подбору ингибиторов парафиноотложений марки Реаент 1 для товарной нефти месторождений – Томск. – 2009. – 8с.
37. ГОСТ 12.4 011 89. Средства защиты работающих. Классификация
38. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ
39. ГОСТ 12.3.009-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы погрузочно-разгрузочные
40. ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
41. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
42. ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности
43. ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования
44. ГОСТ 12.1.007-76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
45. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение.

Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*

46. ГОСТ 12.1.046-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Нормы освещения строительных площадок

47. ГОСТ 12.2.061-81. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам

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

49. ГОСТ 12.1.046-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Нормы освещения строительных площадок

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

## Приложение А

(справочное)

### Prevention of the formation of wax deposits in the system of commercial oil transportation in the N field (Tomsk region)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Гайнулина Камила Рамильевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шишмина Людмила Всеволодовна	доцент, к.х.н		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Болсуновская Людмила Михайловна	доцент, к.ф.н		

## 1.1 Wax deposition

Wax deposition refers to the formation of a solid phase and the growth of this layer on the surface in contact with crude oil.

Hard deposits can be formed by solid phase that was precipitated already (paraffin) through shear dispersion mechanisms, sedimentation by gravity and Brownian motion or from dissolved paraffin molecules through a molecular diffusion mechanism.

The deposited paraffin molecules begin to form a nascent layer on the surface of the pipe wall. The resulting deposits on the wall are a three-dimensional network of paraffin crystals and contain a significant amount of oil trapped them. Deposits grow over time and there are radial gradients of heat and mass transfer as a result of heat loss to the surrounding area, as shown in Figure 1 [1].

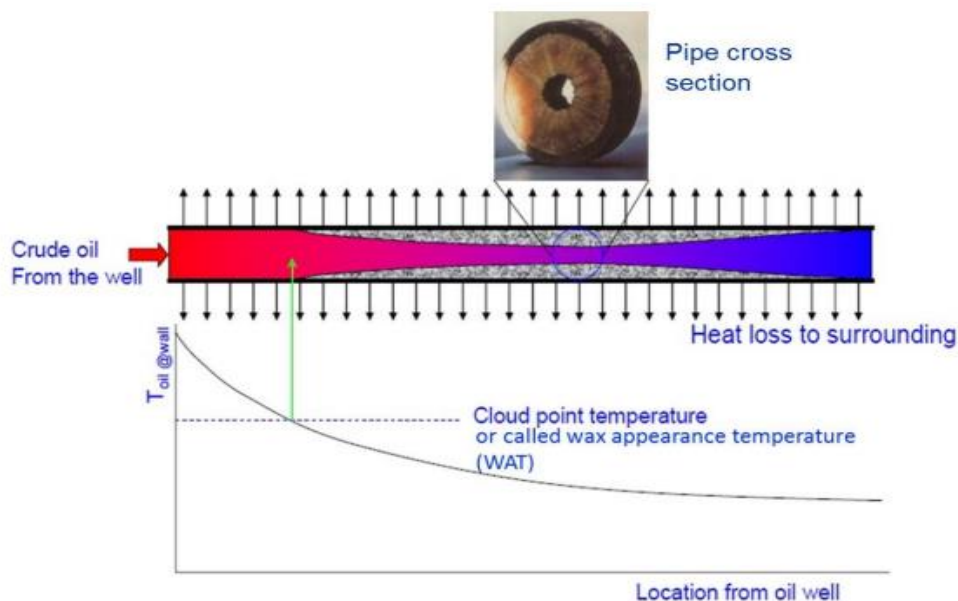


Figure 1 – Wax deposition process in the pipeline [1]

## 1.2 Wax Crystallisation

An important point to note is that the wax deposits are not hard wax, but a mixture of entrained liquid and hard wax crystals. It is also known that the deposit hardens with time in a process termed aging.

Sediments can precipitate as a solid if the temperature of the crude oil falls below the paraffin appearance temperature, i.e. temperature at which the first crystals begin to precipitate in crude oil during cooling [2].

Crystallization is the process of separating a solid phase from a homogeneous solution, the separated solid phase appears in the form of crystals. Paraffins remain in crude oil in the form of natural components until the temperature falls below or below their solubility limit.

There are two types of wax crystals: macrocrystalline wax, mainly composed of normal wax, and micro-crystalline paraffin from isoparaffins and naphthenes shown in Figure 2.

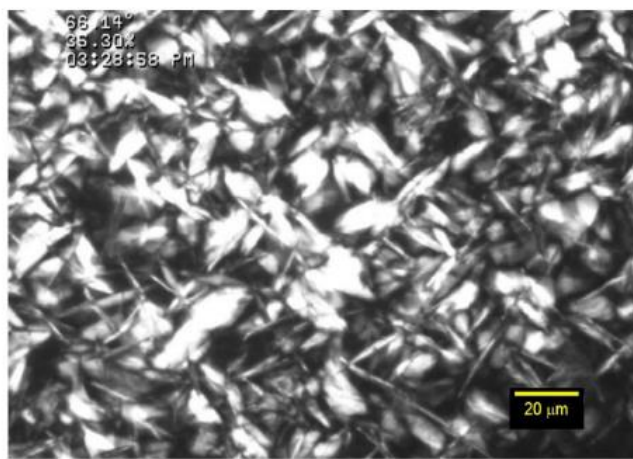


Figure 2 – Picture of wax crystals [2]

Wax crystallisation involves two stages: nucleation and then a growth stage. As a result of a decrease in temperature, as the solubility limit is approached, the kinetic energy of paraffin molecules decreases.

As a consequence of this reduced kinetic energy, the movement of the paraffin molecules is impeded, resulting in a continuous contraction and closure of the space between the molecules.

As this process continues, the paraffin molecules forming clusters that grow larger and become stable upon reaching a certain size. In the oil system, nucleation and growth occur simultaneously

## **1.3 Wax Deposition**

Wax deposition mechanisms are similar to other deposition mechanisms found in other fields.

There are a number of mechanisms for describing the formation of hard deposits on the inner walls of pipes, including:

- **Brownian diffusion:** deposition of deposits due to the diffusion of deposited particles to the wall, which is caused by Brownian motion;
- **Molecular diffusion:** deposition due to the diffusion of dissolved paraffin molecules to the pipe wall;
- **Shear dispersion:** deposition of deposits by dispersion of deposited particles of heavy components towards the pipe wall;
- **Gravity settling:** Due to the sedimentation of the precipitated particles of heavy components, the wax settles towards the bottom of the pipe.

### **1.3.1 Molecular Diffusion**

Oil will flow laminar for all flow conditions, either through the pipe or in a thin laminar sub-layer adjacent to the pipe wall. As a result of oil cooling in the laminar sub-layer, a temperature gradient arises.

The temperature profile on the pipe wall will lead to a concentration gradient of the dissolved paraffin, and this dissolved material will be transferred to the wall due to molecular diffusion. As shown in Figure 3, when the diffusible material reaches the liquid / solid interface, it precipitates out of solution.

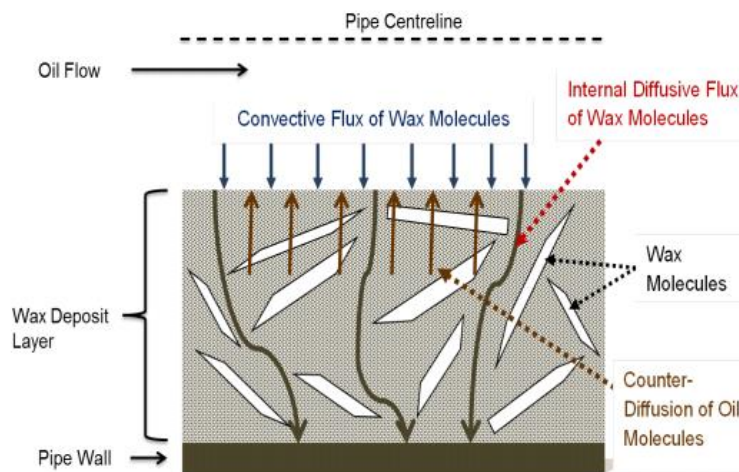


Figure 3 – Paraffin molecules diffuse to form a layer of wax deposits [3]

Depending on the composition of the crude oil, petroleum wax deposits contain some entrained crude oil, water, resins, sand and asphaltenes.

In the deposit, the fraction of molecules with a number of carbon atoms above the critical number increases, while the fraction of molecules with a number of carbon atoms below the critical number of carbon atoms decreases. Diffusion and counter-diffusion, leading to solidification of the deposit, increase its size and increase the amount of paraffin in the gel precipitate; this process is called aging, the second stage of hard deposition.

Authors of works [4] proposed four different stages in the molecular diffusion mechanisms for paraffin deposition, as shown in figure 4, these steps are outlined below.

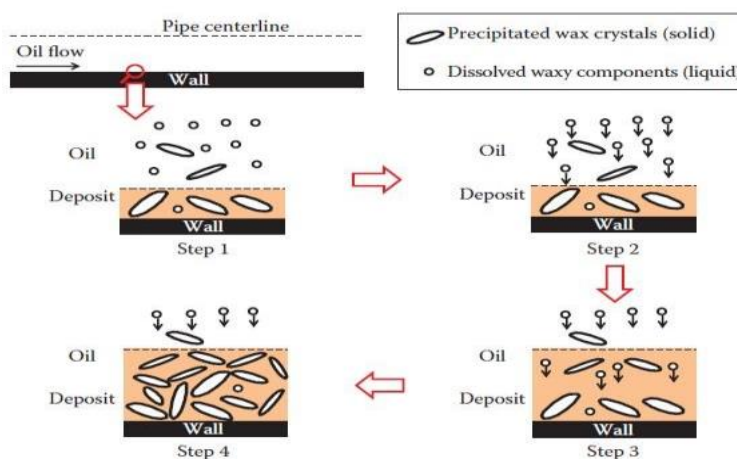


Figure 4 – Schematic of molecular diffusion as the wax deposition mechanism [4]



### *Step 1: Precipitation of dissolved wax molecules*

Once the fluid temperature decreases to below the paraffin appearance temperature, the dissolved waxy components start to precipitate out of the oil and form crystals. Precipitation of the waxy components can occur both in the bulk oil and on the pipe wall, as long as the temperature at that particular location is below the WAT, as shown in figure 4 (step 1). The precipitated wax crystals that form in the bulk are believed to flow with the oil and are not deposited on the pipe wall. Therefore, it is the precipitation of the waxy components at the wall that forms the incipient layer of the wax deposit.

### *Step 2: Formation of radial concentration gradient of dissolved waxy components*

During normal cooling conditions, the pipe inner wall usually has a lower temperature than the bulk oil. Therefore, the degree of precipitation of waxy components is generally greater on the wall than in the bulk, resulting in a greater concentration of dissolved waxy components in the bulk oil than on the pipe wall, thereby creating a radial concentration gradient of the waxy components between the bulk oil and the wall. The concentration gradient results in the diffusion of the waxy components from the bulk oil, which has a higher concentration of the dissolved waxy components, towards the wall, which has a lower concentration of the dissolved waxy components, as highlighted in figure 4 (step 2).

### *Step 3: Deposition of waxy components on the surface of an existing deposit*

The precipitation of waxy components on the surface of a wall contributes to the formation of the paraffin deposit. Once an incipient deposit layer is formed, the boundary of the oil region becomes the surface of the deposit. In this case, the precipitation of the dissolved waxy components on the deposit surface leads to further growth of the wax deposit, as shown in figure 4 (step 3). Due to the fact that the waxy crude oil continues to flow through the pipe, diffusion of dissolved waxy components towards the deposit continues to occur, resulting in the build-up of the wax deposit.

*Step 4: Internal diffusion and precipitation of waxy components in the deposit*

Although diffusion constantly brings the molecules of waxy components to the oil-deposit interface, not all of these molecules that precipitate at the interface form a new layer of deposit. Some of these dissolved waxy components have been found to continue to diffuse into the wax deposit, resulting in an increase in the paraffin fraction in the hard deposit (deposit aging). Consequently, during the course of the wax deposition, most of these dissolved waxy components in the deposit are above the solubility limit and could further precipitate to form crystals, resulting in an increase in the solid fraction in the deposit.

#### **1.4 Factors Affecting the Wax Deposition**

Several factors influence and control the paraffin deposition process in pipelines, such as pipe wall temperature, crude oil composition, crude oil temperature, flow rate, ambient temperature, thermal history, pressure and time [5].

Laboratory data show that some of the most dominant paraffin wax deposition factors are:

- Wall-fluid temperature difference;
- Shear stress and shear rate;
- Flow rate or flow regime (Reynolds number);
- Wax bulk concentration;
- Wax crystal formation rate;
- Gravity in non-flowing systems;
- Conduit wall wettability;
- Conduit wall roughness.

### **1.4.1 Temperature Differential and Cooling Rate**

With an increase in the temperature difference between the cold pipe surface and the bulk of the paraffin solution, wax deposits grow. Wax settling occurs when the pipe surface temperature is lower than the solution temperature and the cloud point of the paraffin. The wax deposition rate is high in the initial section of the pipeline, but it slows down as more paraffin is deposited on the pipe surface. The wax layer increases in thickness and acts as thermal insulation and reduces the temperature drop. This reduces the availability of wax crystals for further deposition. The number and size of the wax crystals formed are very important for solid deposition [5].

At a higher cooling rate, the wax falls out of the oil as smaller crystals, and due to the large number of available crystallization centers, a large number of crystals are formed. At a lower cooling rate, the crystallization process is more uniform i.e. more uniformly packed crystals are formed, which have a relatively small surface area and free energy.

The temperature difference affects the composition of the applied paraffin: if it is high, cooling occurs quickly and paraffins with lower and higher melting points crystallize at the same time, forming a weak porous structure with cavities filled with oil.

### **1.4.2 Crude Oil Composition**

Authors of works [6] stated that the composition of crude oil is one of the main factors that significantly affect wax deposition and are responsible for the pour point and decrease in viscosity.

Crude oil contains molecules of different natures: heavy molecules, such as alkanes and isoparaffins, which tend to change phase at low levels, and light molecules, such as methane, which are responsible for the formation of solid hydrates at high pressures and low temperatures. A shift to more polar compounds

is also observed due to the appearance of aromatics and the presence of heteroatoms (oxygen, sulfur and nitrogen) in fractions known as resins and asphaltenes.

### **1.4.3 Flow Rate**

Wax deposition in laminar flow increases with decreasing flow rate. This can be explained by the presence of more particles to be deposited on the surface. With an increase in the flow rate to a turbulent regime, due to an increase in shear dispersion, wax deposition decreases; therefore, as the flow rate and turbulence increase, wax deposition gradually decreases.

At all stages shear dispersion dominates the flow. The flow behavior in a turbulent flow is described by the Reynolds number; above two thousand this is often considered turbulent flow.

Increasing the flow rate results in fragmentation of the wax crystals into small particles by minimizing paraffin adhesion to the pipe wall, reducing the rate of wax settling and preventing it. Wax deposition has been found to be problematic in low production wells [7].

### **1.4.4 Pipe Surface Properties**

During deposition, wax crystals adhere to the surface of the pipe; therefore, wax deposition can also depend on surface properties. When paraffin is deposited on a surface, it is held in place by adsorption forces. The adsorption forces depend on the free surface energy of both the wax and the surface. Paraffin deposits cannot adhere to metals, but they are held back by the roughness of the pipe surface.

There is no direct relationship between wax deposition and surface roughness, but the adhesive bond on the surface must be proportional to the total contact area and therefore refer to the surface roughness. The wax moves through

diffusion and sticks to the wall. The adhesion rate depends on the temperature difference between the wall and the liquid.

The inner surfaces of pipes with a low coefficient of friction will also resist deposition, if not deposition, since wax crystals can only adhere to the pipe walls if they have a sufficiently high coefficient of friction.

Thus, the reduced pipe diameter and increased surface roughness create a larger pressure drop and a decrease in flow rate; in the worst case, hard deposits can be so severe that the pipe becomes clogged and production stops altogether.

## **2 Control and Remediation**

Wax deposition from crude oils is a major problem during production, transportation, storage and processing of oil. The recommended approach in sequence would be: predict/diagnose, prevent and mitigate/remediate the solid deposition [8]. When evaluating wax problems, various factors should be considered like the concentration of the n-paraffins, the carbon number distribution, concentration of branched paraffins, naphthalenes, aromatics, resins, asphaltenes and the temperature of the geographical area.

Different methods such as thermal, chemical, mechanical and biological methods will be discussed in this section. Cold flow has recently been identified as an alternate method for controlling wax deposition. Some researchers also state ‘sloughing’ mechanism of wax deposit as an effective method of wax removal in pipelines.

### **2.1 Mechanical Methods**

The crude oil industry most generally uses various mechanical equipment to scrape off wax deposits from pipelines such as, rod scrapers, paraffin cutters, plunger lifts and flowline pigs. Flowline pigs or pigging is most common method for removing solid deposits. However, there are a few drawbacks associated with the usage of these devices such as stuck pigs in the pipeline, wearing of the tube due to continuous use of these tools, flowline excavation, capital investment and maintenance cost for these devices. Using pigs regularly can help in avoiding large wax deposition in pipelines. More recent methods include using of remote controlled tools that reduce use of wirelines thus preventing severed lines [8].

## **2.2 Thermal Methods**

The application of external heat on deposition surface or minimizing heat loss from pipelines can serve to prevent wax deposition. Authors of work [9] proposed the insulation of pipeline to minimize heat loss or maintain a higher pressure in flow lines to reduce cooling due to dissolved gas expansion. Authors of work [10] suggested the injection of hot water or use of hot oil and providing electrical heating element as methods of application of external heat to mitigate wax deposition. Hot oil acts both as a heater as well as a solvent for wax deposits but the drawback is that it could plug pumps or separators due to eventual cooling. Usage of electrical heating elements requires a lot of power and hence, a large investment when applied over long pipelines. A method to accomplish this could be to use electrical heating intermittently over the length of the pipeline. Some research using electromagnetic radiation and inductive heating have also been carried out to eliminate wax deposition. A 50 % decrease in oil viscosity and 87.5% decrease in wax deposition rate was observed in experiments wherein magnetic paraffin control (MPC) was studied.

## **2.3 Chemical Methods**

Chemical methods include use of solvents, surfactants, pour point depressants, paraffin crystal modifiers, anti-sticking agents or a combination of one or more of these chemicals. One of the commonly used methods for elimination of paraffin deposition in crude oil is to add crystal modifiers to the crude oil. These substances essentially change the lattice structure of paraffin wax thus preventing the agglomeration of wax crystals and formation of a massive crystal lattice structure. A research was carried out by work [11] in which they treated the waxy crude oil samples with 12 different commercial wax-crystal modifiers. The results showed that this method was applicable only till a certain molecular weight of compounds. Higher weight fractions of hydrocarbons ( $> C_{30}$ ) remained

unaffected. Thus, this method cannot be used for elimination of deposition of heavier hydrocarbons.

Another method to curb this problem is the addition of detergents and dispersants to the waxy crude oil. Authors of work [12] suggested the use of a chemical dispersant with anti-sticking properties could considerably reduce the amount of wax deposition by lowering the WAT along with creating less adhesion between wax deposit and the metal surface. The major drawback of this method is that it is temperature dependent; the inhibition activity reduces with decrease in temperature. Certain coatings on the pipe could help in reducing wax deposition as well. Authors of work [13] the use of nanocomposite polymers such as fluoro-siloxanes, fluoro-urethanes, oxazolanebased polymers, and DLC-polymer hybrids which exhibit low surface energy properties.

### **2.3.1 Chemical Inhibitors**

As mentioned above, chemical inhibitors are considered the best solution for deepwater hydrocarbon production. Depressants that lower the pour point by changing the crystal structure prevent the formation and growth of paraffin crystals. Although this reduces the yield stress, viscosity and pour point of the oil, it cannot reduce the paraffin deposition rate.

A crystal modifier has a similar molecular structure to paraffin. It co-precipitates or co-crystallises with a paraffin crystal by replacing paraffin molecules on the crystal lattices. It imposes steric hindrance on wax crystals, which interferes with the proper alignment of the new incoming wax molecules to the degree that growth terminates. Although this can reduce the wax deposition rate and prevent wax deposition on the pipe wall, it cannot prevent wax precipitation. A crystal modifier may also adsorb onto the paraffin crystal, thereby preventing agglomeration or deposition. Commercially, the crystal modifiers are referred to as pour point depressants.



Crystal modifiers are polyethylene, copolymer esters, ethylene, olefin, vinyl acetate copolymers, ester copolymers, alkyl phenol resins and polymethacrylates.

Dispersants are similar to surfactants in their molecular structure. One end of the molecule is attracted to the paraffin, but the other end is soluble in either oil or water, depending on the phase in which the paraffin is dispersed.

Dispersants break the wax crystals into many small particles and reduce the rate of wax deposition, preventing it by minimizing the adhesion of deposits to the pipe. Alkylaryl sulfonate is an example of a dispersant. Solvents increase the solubility of wax in oil and dissolve already deposited wax [14].

Chlorinated hydrocarbons of various types are efficient solvents because they are relatively inexpensive and have a high specific gravity. High specific gravity is an important factor that will help solvents penetrate and dissolve the paraffin deposits typically at the bottom of the flow section. However, the use of some of the solvents mentioned above is problematic: chlorinated hydrocarbons cause process poisoning, aromatic solvents are difficult to use downhole, they have low flash points, carbon disulfide is very effective, but also flammable and toxic.

The advantage of the wax inhibitor in addition to the crude oil sample compared to the pigging method is that deposition can be mitigated without stopping production. Although many wax inhibitors have been developed, there is currently no universal inhibitor that can be used for all types of oil due to the different properties of crude oils.

Authors of work [15] found that about 60%-90% of wax thickness is reduced by applying different inhibitor concentrations during experimental work investigation. The presence of a small concentration of inhibitors can coalesce with wax crystals and interfere with their growth.

Molecular simulation methods have developed a better understanding of the interaction mechanism of polymers; for example, the inhibition of wax formation and growth has been examined using poly octadecyl acrylate, where it interacts with the wax molecules and prevents long chain wax formation.

Polymers have been used successfully in some fields as modifiers and their use should expand as more efficient polymers are developed. The molecular weight of the polymer affects the lowering of the pour point. Lower molecular weight polymers cause little disruption to wax agglomeration and growth, while higher molecular weight polymers interact with the molecule itself rather than with the wax structures. This interaction reduces the rate of formation of paraffin deposits and results in a softer oiling.

## **2.4 Biological Methods**

The use of enzymes has been studied as a method to prevent wax deposition. These enzymes were injected into a well bore and allowed to soak. The enzymes then start to break down the wax deposit and thus, form shorter chained alkanes. Authors of work [16] suggested the use of bacteria for the prevention of wax deposition. The metabolic activity of bacteria causes the alkanes to break down and form organic acids and alcohols. The drawback with this method is that the bacteria blend and treatment volume needs to be determined for different crude oils and reservoir surroundings.

## **2.5 Cold Flow of Waxy Crude Oils**

The methods discussed above have limitations with respect to the wearing of equipment and cost and power requirements, especially for longer pipelines. The cold flow approach overcomes these disadvantages and can serve as a useful method to curb the issue of wax deposition. 'Cold flow' takes place when the crude oil being transported through pipelines is in the form of a slurry, having solid wax suspended in it and no deposition takes place under stable conditions. The cold flow takes place when the temperature of the crude oil falls between its WAT and PPT. In order to apply the cold flow method as a way of preventing wax deposition, the precipitated solids in the oil should serve only as nucleation sites

and no deposit on the colder walls. Hence, the challenges for maintaining cold flow are to create a stable slurry and to be able to maintain the ‘waxy’ crude oil at a temperature below its WAT without having any deposition on the inner pipe walls.

## **2.6 Sloughing of Wax Deposition**

Sloughing can be described as the phenomenon wherein the wax deposit dislodges from the pipe wall and begins to flow along with the oil mixture, either due to thermal or hydrodynamic fluctuations in the system. Some researchers have shown that sloughing is an important mechanism when the oil is subjected to turbulent flow. It has been stated that wax deposition increases with an increase in flow rate in laminar flow, which was contradicted by authors [17] who concluded from experimental results that in fact the wax deposit thickness reduces with increase in laminar flow, which closely matched with model predictions. In turbulent flow, a similar trend was observed, i.e., the deposition reduced. This reduction in wax deposition in turbulent flow regime has been termed as ‘sloughing’ and hence considered a wax deposition removal method.

Different works formulated a model based on the mathematical model presented by [18] to predict wax deposition rate as a result of molecular diffusion by incorporating sloughing effects in it. The sloughing mechanism was directly related to aging effect on the deposit layer. From model predictions for turbulent flow conditions, it was observed that sloughing was only a function of hydrodynamic changes.

They reported that the total mass of deposition at high flow rates reduced sharply in the turbulent regime because of sloughing effect as the dominant mechanism. Thus, sloughing was suggested as an effective method of wax removal. The predictions also showed that the sloughing effect was relatively higher at the inlet of the pipe due to presence of more wax deposit and decreased through the length of the pipe due to decrease in deposit mass by molecular diffusion. Although this method poses an interesting aspect for wax removal, no

laboratory experiments have been carried out in order to simulate the transportation pipelines and observe various trends related to different parameters.

## **Conclusions**

The problem of the formation of paraffin deposits is becoming more serious in connection with the transition of many deposits to the late stage of development.

An analysis of existing methods for controlling sediments and the consequences of their being in the pipeline showed that today there are numerous ways to reduce these manifestations, but at the same time, all these methods are very expensive and not always effective.

## References

1. Lee H. S. Computational and Rheological Study of Wax Deposition and Gelation in Subsea Pipelines. PhD Thesis, University of Michigan, 2008.
2. DantasNeto A. A. Determination of Wax Appearance Temperature (WAT) in Paraffin/Solvent Systems by Photoelectric Signal and Viscosimetry. DantasNeto A. A., Gomes E. A. S., Barros Neto E. L., Dantas T. N. C., and Moura C.P.A.M. // Brazilian Journal of Petroleum and Gas, -2009, - 3(4), p. 149-157.
3. Huang Z. Wax Deposition: Experimental Characterizations, Theoretical Modeling, and Field Practices. // Huang Z., Zheng S., Fogler H.S. - 2015.
4. Singh, P. Morphological evolution of thick wax deposits during aging. Singh, P., Venkatesan, R., Fogler, H.S., and Nagarajan, N. // AIChE, 2008 - №47, pp. 6–18.
5. Trina, S., and Johansen, T. (2015) An Integrated Horizontal- and VerticalFlow Simulation With Application to Wax Precipitation. SocietyofPetroleumEngineers. doi:10.2118/156555-PA
6. Misra S., Baruah S., and Singh K., 1995, Paraffin Problems in Crude Oil Production And Transportation: A Review, SPE, Oil & Natural Gas Corp, Ltd.
7. Valinejad, R. and SolaimanyNazar, A. R. (2013) An experimental design approach for investigating the effects of operating factors on the wax deposition in pipelines, Fuel Journal, 106, pp. 843-850.
8. Leontaritis K.J., and Geroulis E., 2011, Wax Deposition CorrelationApplication in Multiphase Wax Deposition Models, Asph Wax, Inc., Offshore Technology Conference, Texas, USA, 2-5 May 2011.
9. Matzain, A., Apte, M.S., Zhang, H., Volk, M., Redus, C.L., Brill, J.P. and Creek, J.L., (2001), Multiphase flow wax deposition modeling, ETCE, Houston, USA, February.

10. Noville, I, and Naveira, L (2012). "Comparison between Real Field Data and the Results of Wax Deposition Simulation," SPE 152575 presented at SPE Latin American and Caribbean Petroleum Eng Conf, Mexico.
11. Pedersen, K.S. and Ronningsen, H.P. (2003) Influence of Wax Inhibitors on Wax Appearance Temperature, Pour Point, and Viscosity of Waxy Crude Oils, *Energy, and Fuels*, 17 (2), 321-328.
12. Struchkov, I.A., Rogachev, M.K., Kalinin, E.S., Pavlov, P.V., & Roschin, P.V. (2017). Laboratory Investigation of Organic-Scale Prevention in a Russian Oil Field. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/185961-PA
13. White, F.M. (2008) *Fluid Mechanics*. Sixth Edition. Amazon: McGraw-Hill.
14. Abdel-Waly, A. A. (1999) The factors affecting paraffin deposition in oil wells. *Journal of Engineering and Applied Science*, 46, 381-386.
15. Akbarzadeh, K., Ratulowski, J., Eskin, D., and Davies, T. (2010) The Importance of Wax-Deposition Measurements in the Simulation and Design of Subsea Pipelines. *SPE Projects, Facilities & Construction*, 5 (2), pp. 49-57.
16. Bai, C., and Zhang, J. (2013), Effect of carbon number distribution of wax on the yield stress of waxy oil gels, *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 52, 2732–2739.
17. Bott, T. R., and Gudmunsson, J. S., (1977) Deposition of Paraffin Wax from Kerosene in Cooled Heat Exchanger Tubes, *Canadian Journal of Chemical Engineering*, 55 (4), pp. 381-385.
18. Crawford, R.J., (2005) *Plastics Engineering*. 3rd. Ed. Burlington: Elsevier Butterworth-Heinemann.

## **Приложение Б**

**Приложение скрыто, т.к. содержит коммерческую тайну**



## **Приложение В**

**Приложение скрыто, т.к. содержит коммерческую тайну**

## **Приложение Г**

**Приложение скрыто, т.к. содержит коммерческую тайну**