

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Влияние условий парафинообразования на изменение расходных характеристик нефтепровода»

УДК 622.692.4.06:665.77

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Шатохина А.А.		01.06.2016

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н. В.	к.х.н, доцент		01.06.2016

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т. С.	к.х.н.		25.05.2016

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н. А.	—		18.05.2016

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		01.06.16

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Р10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	<i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

_____ 20.04.2016 г. Рудаченко А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Шатохиной Анне Андреевне

Тема работы:

«Влияние условий парафинообразования на изменение расходных характеристик нефтепровода»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	3269/с от 27.04.2016 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Проанализировать влияние начальной температуры потока и теплофизических свойств грунтов на интенсивность отложения в нефтепроводе и определить изменение его расходных характеристик.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Рассчитать толщину стенки трубопровода. Произвести расчёт изменения температуры по длине нефтепровода с учётом теплопроводности грунтов. Определить интенсивность отложений при разных условиях. Определить изменение потерь напора на трение по длине нефтепровода.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	Комплект чертежей
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Т. С., старший преподаватель кафедры ЭПР
«Социальная ответственность»	Алексеев Н. А., старший преподаватель кафедры ЭБЖ
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.01.2016 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н. В.	к.х.н.		15.01.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Шатохина А.А.		15.01.2016 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Шатохиной Анне Андреевне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. *Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*
2. *Планирование и формирование бюджета научных исследований*
3. *Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования*

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. *Оценка конкурентоспособности технических решений*
2. *Матрица SWOT*
3. *График проведения НИ*
4. *Расчёт платы при аварии на нефтепроводе*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	1.02.2016г
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		1.02.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Шатохина Анна Андреевна		1.02.2016

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Шатохиной Анне Андреевне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</u>

<p>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей производственной средой со стороны их: <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); – опасных проявлений (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы). 2. Определение факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс воздействия их на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) 3. Описание факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс возникновения чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера). 4. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> – физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека ; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – рекомендуемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 2. Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

	<p>3. <i>Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</i> <p>4. <i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>перечень возможных ЧС на объекте;</i> – <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</i> <p>5. <i>Правовые вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства;</i> – <i>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</i>
Перечень расчетного и графического материала	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.01.2016 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н. А.	—		15.01.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Шатохина Анна Андреевна		15.01.2016

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2016г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.12.2015	<i>Введение</i>	8
21.12.2015	<i>Обзор литературы</i>	27
01.04.2016	<i>Расчетная часть</i>	30
03.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
12.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
19.05.2016	<i>Заключение</i>	7
25.05.2016	<i>Презентация</i>	8
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н.		15.11.2015

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		15.11.2015

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения:

Авария: Разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Асфальто-смоло-парафиновые отложения: тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняющие её добычу, транспорт и хранение.

Нефтеперекачивающая станция: комплекс сооружений, а также оборудования для обеспечения приема, накопления, а также перекачки нефти по нефтепроводу.

Нефтепровод: инженерно-техническое сооружение трубопроводного транспорта, предназначенное для транспорта нефти потребителю. Различают магистральные и промысловые нефтепроводы.

Промысел: технологический комплекс, предназначенный для добычи и сбора нефти на месторождении, а также обработки продукции скважин (нефти, нефтяного газа, пластовой воды) с целью подготовки её к дальнейшему транспортированию потребителям (нефте- и газоперерабатывающим заводам и др.).

Сокращения:

АСПО – асфальто-смоло-парафиновые отложения;

ВВН – высоковязкая нефть;

УВ – углеводороды;

УПН – установка подогрева нефти;

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Влияние условий парафинообразования на изменение расходных характеристик нефтепровода			
Разраб.		Шатохина А.А.		01.06.16	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	1	90
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16		Группа 2Б2А		

ЗИЭН – завод индукционных электронагревателей нефти;

ТНКП – температура начала кристаллизации парафина;

Нормативные ссылки:

ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

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

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

ГОСТ 12.2.003-74. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

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

ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

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

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

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

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

ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

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

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

ГОСТ Р 53580-2009 Трубы стальные для промышленных трубопроводов. Технические условия.

Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утв. Минэнерго РФ 1 ноября 1995 г.).

ППБ 01-03. Правил пожарной безопасности в Российской Федерации.

РД 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

РД 39-30-139-79 Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях.

РД 51-100-85. Руководство по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа.

СанПиН 2.2.1/2.1.1-1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

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

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

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

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

СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

СНиП 2.04.12-86 Расчёт на прочность стальных трубопроводов.

СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 68-ФЗ. «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123-ФЗ. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 90 с., 12 рис., 28 табл., 35 источников, 0 прил.

Ключевые слова: промысел, транспорт, грунт, свойства, теплопроводность, температура, отложения, интенсивность.

Объект исследования: промысловый нефтепровод.

Цель работы: анализ влияния начальной температуры потока и теплофизических свойств грунтов на интенсивность отложения в нефтепроводе и изменение его расходных характеристик.

Методы проведения расчетов: расчёт толщины стенки трубы согласно СНиП 2.04.12-86; расчёт неизотермического течения в трубопроводе с учетом теплофизических свойств грунта – согласно РД 39-30-139-79; расчёт интенсивности образования асфальто-смоло-парафиновых отложений и количества выпавших отложений – согласно методике, представленной в работе А.З. Биккулова «Органические нефтяные отложения и их утилизация», гидравлический расчёт трубопровода проведен, в соответствии с методикой, представленной в работе Н.А. Сваровской «Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции».

Практическая новизна: результаты расчёта могут быть положены в основу работ по проектированию трубопроводов, пролегающих в разных типах грунта.

Основные технико-эксплуатационные характеристики: на основе полученных данных по изменению температуры потока по длине трубопровода в зависимости от начальной температуры определен объем отложения парафина в разных модельных условиях и рассчитана масса отложения за определённые сроки, что отражено в изменении скорости транспортируемой среды, потерях напора на трения.

Область применения: нефтепроводный транспорт

Экономическая эффективность/значимость работы: сокращение убытков, связанных с разгерметизацией нефтепровода.

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Влияние условий парафинообразования на изменение расходных характеристик нефтепровода			
Разраб.		Шатохина А.А.		01.06.16	Реферат	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	5	90
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16		Группа 2Б2А		

ABSTRACT

Final qualifying work: 90 pages, 12 figures, 28 tables, 35 sources, 0 applications.

Key words: field, transportation, soil, characteristics, coefficient of conductivity, temperature, paraffin deposits, intensity.

The object of the study: pipeline.

The purpose of the work: analysis of the influence of the initial flow temperature and the thermal properties of the soil on the intensity of the deposits in the pipeline, change the flow characteristics.

Methods of calculation: calculation of pipe wall thickness according to SNIP 2.04.12-86; calculation of non-isothermal flow in the pipeline based on thermo-physical properties of soil - according to RD 39-30-139-79; calculation of the intensity of the formation of asphalt-resin-paraffin deposits and deposits of dropped - according to the procedure provided in AZ Bikkulova "Organic oil deposits and their utilization" hydraulic conduit calculation performed in accordance with methods described in the NA Swarovski "Preparation, transportation and storage of the well production.

Practical novelty: the calculation results can be the basis for work on the pipeline design, lies in the different types of soil.

Basic technical-operational characteristics: on the basis of the data on the change in length of the pipeline flow temperature depending on the initial temperature specified amount of paraffin deposition in different model conditions and calculated fat mass for a certain period, which is reflected in the change of the speed of the transported medium, the pressure on the friction losses.

Field of application: pipeline transport.

Economic efficiency and significance of the work: eduction of losses associated with the depressurization of the pipeline.

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Влияние условий парафинообразования на изменение расходных характеристик нефтепровода			
Разраб.		Шатохина А.А.		01.06.16	Abstract	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	6	90
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16		Группа 2Б2А		

Оглавление

	Стр.
Введение	9
1. Обзор литературы	11
1.1 Промысловый транспорт высокопарафинистой нефти	15
1.2 Определения парафинов	16
1.3 Состав отложений	17
1.4 Факторы процесса образования парафиновых отложений	18
1.5 Специальные методы перекачки нефти	22
1.6 Установки подогрева нефти	25
1.7 Теплофизические свойства грунтов	27
2. Расчётная часть	29
2.1 Исходные данные	29
2.2 Расчёт толщины стенки трубопровода	31
2.3 Тепловой расчёт нефтепровода при установившемся режиме перекачки жидкости	32
2.4 Расчёт интенсивности и количества АСПО	36
2.5 Гидравлический расчёт нефтепровода	39
2.6 Расчёт первой модельной системы	40
2.7 Выводы	56
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	57
3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	57
3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследований	57
3.1.2 SWOT-анализ	57
3.1.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации	58
3.2 Планирование управления научно-техническим проектом	60
3.2.1 План проекта	60

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Влияние условий парафинообразования на изменение расходных характеристик нефтепровода			
Разраб.		Шатохина А.А.		01.06.16	Оглавление	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	7	90
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16				

3.3	Расчёт платы за загрязнение окружающей среды при аварии на нефтепроводе	63
3.3.1	Исходные данные	63
3.3.2	Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения земель	63
3.3.3	Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения нефтью водных объектов	65
3.3.4	Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения атмосферы	66
3.3.5	Плата за загрязнение окружающей природной среды при аварии на нефтепроводе	66
4.	Социальная ответственность при эксплуатации установки подогрева нефти	67
4.1	Введение	67
4.2	Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	68
4.2.1	Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны	70
4.2.2	Повышенный уровень электромагнитного излучения	71
4.2.3	Микроклимат	73
4.2.4	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	74
4.3	Экологическая безопасность	78
4.3.1	Мероприятия по обеспечению защиты атмосферы	78
4.3.2	Мероприятия по обеспечению защиты литосферы	78
4.3.3	Мероприятия по обеспечению защиты гидросферы	78
4.4	Чрезвычайные ситуации	79
4.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	80
4.6	Определение глубины распространения сильно действующих ядовитых веществ при разливе их с поражающей концентрацией	82
	Заключение	84
	Список публикаций	85
	Список использованных источников	86

						Лист
						8
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Оглавление	

Введение

Актуальность работы. Образование и утилизация асфальто-смоло-парафиновых отложений является одной из серьёзнейших технологических проблем нефтетранспортных предприятий. Отложения оказывают существенное влияние на характеристику работы трубопроводов и другого технологического оборудования, а так же, влияют на проведение товарно-коммерческих мероприятий, связанных с расчетом баланса сдаваемых углеводородов.

Все современные способы борьбы с отложениями АСПО являются дорогостоящими технологиями. И выбор оптимальной технологии – это важная задача любого предприятия, транспортирующего сырую или товарную нефть. Поэтому все работы, направленные на поиск наиболее эффективного способа защиты от АСПО являются актуальными.

Цель ВКР: анализ влияния теплофизических свойств грунта на снижение температуры потока, изменения количества выпавших асфальто-смоло-парафиновых отложений, потерь напора по длине.

Для достижения поставленных целей необходимо выполнить *следующие задачи:*

- ✓ расчёт трубопровода на прочность и устойчивость.
- ✓ расчёт толщины стенки трубопровода;
- ✓ оценка влияния теплофизических характеристик грунта на температуру потока в трубопроводе;
- ✓ расчёт интенсивности АСПО в зависимости от средней температуры потока по длине трубопровода;
- ✓ расчёт количества АСПО за определённые промежутки времени;

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Влияние условий парафинообразования на изменение расходных характеристик нефтепровода			
Разраб.		Шатохина А.А.		01.06.16	Введение	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	9	90
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16		Группа 2Б2А		

✓ сравнение расчётных данных модельных систем для выявления степени влияния теплофизических характеристик грунта на систему.

Объект исследования: промышленный нефтепровод.

Предмет исследования: транспорт нефти.

Личный вклад автора: создание моделей трубопровода, участки которого проходят через грунты с разными теплофизическими характеристиками. Расчёт созданной модели трубопровода на прочность и устойчивость, толщины стенки. Расчёт изменения температуры по длине трубопровода в зависимости от начальной температуры и теплофизических свойств грунтов. Расчёт интенсивности отложения и массы АСПО. Гидравлический расчёт моделей в зависимости от количества отложений парафинов.

Практическая значимость результатов ВКР: результаты расчёта могут быть положены в основу работ по проектированию трубопроводов, пролегающих в разных типах грунта.

Апробация работы: тематика проблемы транспорта высоковязких нефтей была представлена в виде доклада во Всероссийской научной геологической молодежной школы «Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от В.А. Обручева, М.А. Усова, Н.Н. Урванцева до наших дней» и была опубликована в следующем сборнике:

– Шатохина А.А. Развитие добычи битуминозной нефти в России // Материалы Всероссийской научной геологической молодежной школы «Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от В.А. Обручева, М.А. Усова, Н.Н. Урванцева до наших дней», посвященные 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 130-летию академика М.А. Усова, основателям Сибирской горно- геологической школы и 120-летию Н.Н. Урванцева – Томск: Изд-во ТПУ, 2013 –С. 126–128.

					Введение	Лист
						10
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

1. Обзор литературы

Установлено, что процесс формирования АСПО в основном зависит от изменения физико-механических свойств пристенного слоя при изменении температуры.

Большая часть месторождений нефти расположена в зонах с резкопеременными температурами окружающей среды. Наиболее сложными климатическими условиями трубопроводного транспорта являются условия Севера. Основные факторы возникновения осложнений – низкие температуры и наличие вечной мерзлоты.

В настоящее время до сих пор не создано достаточно строгой теории движения высоковязких нефтей, имеющей общепризнанное физическое и математическое обоснование. Невозможность применения в расчётах несовершенных теоретических приводит к тому, что для практических целей приходится пользоваться эмпирическими зависимостями для определения коэффициента гидравлического сопротивления, безразмерного коэффициента теплоотдачи Нуссельта, которые с той или иной степенью точности позволяют определять основные параметры транспортирования нефтей. В большинстве случаев не представляется возможным определить нужные параметры перекачки с достаточной для практики точностью, поскольку условия транспорта являются весьма разнообразными.

Современный уровень знаний по рассматриваемой проблеме не позволяет с высокой точностью прогнозировать образование АСПО.

На основании вышесказанного можно сделать вывод о необходимости дальнейшего развития теории на базе экспериментальных исследований закономерностей движения высоковязких нефтей.

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Влияние условий парафинообразования на изменение расходных характеристик нефтепровода			
Разраб.		Шатохина А.А.		01.06.16	Обзор литературы	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	11	90
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16		Группа 2Б2А		

Большой вклад в исследование вопросов, связанных с трубопроводным транспортом высоковязких и высокозастывающих нефтей, внесли Л.С. Абрамов, В.М. Агапкин, Р.А. Алиев, В.Е. Губин, В.Ф. Новоселов, П.И. Тугунов, В.И. Черников, В.А. Юфин, В.С. Яблонский, В.Л. Нельсон, С.М. Коли, А.А. Аронс, М.И. Поляк, Ф. Карг, Ф. Джил, Р. Рассел и другие учёные.

Изучению теплообмена между транспортируемой подогретой жидкостью и окружающей средой уделялось большое внимание в работах В.Г. Шухова, Д. Форхгеймера, Л.С. Лейбензона, Г. Гребера, В.С. Яблонского, В.И. Черников, И.А. Черного, Б.С. Петухова, С.С. Кутателадзе, Л.Е. Форда, Л.Е. Абрамзона, В.Г. Котена, М.А. Галлямова и многих других.

Однако имеющиеся исследования неизотермического течения в трубопроводах еще не всегда удовлетворяют запросам практики. Зачастую, из-за недостоверности исходной информации полуэмпирические формулы, справедливые для одной трубопроводной системы, оказываются непригодными для другой.

Исследования Ф. Джессена, Пателеева Г.В. и Дж. Хоувелла показали, что количество отложений в трубе уменьшается с ростом скорости потока.

С.Ф. Люшиным и Н.Н. Репиным была получена первая зависимость интенсивности роста пристенного слоя парафина от скорости потока. Однако, справедлива она только при ламинарном течении. Изменение температуры флюида по длине трубы не рассматривалось.

П.Б. Кузнецовым рассматривалось одновременное протекание процессов накопления пристенного слоя парафина и вымывание твёрдой фазы в результате взаимодействия пристенного слоя с жидкостью и было получено математическое описание процесса парафинизации.

Этот же принцип лежит в основе определения толщины парафиновых отложений в работах М.М. Ахатова и З.Ф. Каримова с той лишь разницей, что за основу процесса накопления парафина на внутренней поверхности трубы

					Обзор литературы	Лист
						12
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

принята физическая адсорбция имеющейся в потоке дисперсной фазы. Ими были получены условия роста отложений и динамического равновесия пристенного слоя и потока жидкости.

Метод расчёта распределения усредненной температуры нефти по длине трубопровода был предложен В.Г. Шуховым.

Согласно формуле Шухова при значительной протяжённости нефтепровода температура нефти приближается к температуре окружающей среды (температуре грунта при подземной прокладке). Она даёт практически удовлетворительные результаты для значительного диапазона режимов работы трубопроводов.

В.И Черников учитывал теплоту кристаллизации парафина.

Определение коэффициента теплопередачи k вносит наибольшую неопределенность в расчёты стационарного теплового режима нефтепроводов.

В.Г. Шухов предлагал значение коэффициента теплопередачи определять экспериментально на действующих трубопроводах и эти результаты распространять на проектируемые системы. Это можно допустить, если данный коэффициент определяется непосредственно для уже эксплуатирующегося трубопровода или проектируемого трубопровода, находящегося в аналогичных с эксплуатирующимся трубопроводом условиях, например, при укладке его параллельно действующему трубопроводу на небольшом расстоянии от него.

Для условий, принципиально отличающихся от действующих нефтепроводов, для расчета полного коэффициента теплопередачи необходимо учитывать свойства самой жидкости и условия транспортирования.

Общий коэффициент теплопередачи зависит от большого числа параметров, погрешность определения многих из которых может составлять 20-30%.

Отмечается значительное влияние сезонного изменения метеоусловий на

					Обзор литературы	Лист
						13
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

температурный режим трубопровода за счёт изменения температуры перекачки, и образования зон талого и мёрзлого грунтов. Тепловые потери трубопровода возрастают поскольку теплопроводность мёрзлого грунта выше теплопроводности талого грунта.

В работе [1] с помощью создания моделирующей схемы образования отложений в программной среде Aspen HYSYS показано, что зависимость изменения температуры потока по длине трубы описывается гиперболической кривой, а изменение толщины отложений имеет нелинейный характер. При этом доминирующее значение на толщину отложений оказывает градиент температур по длине трубы, чем выше величина градиента, тем больше толщина отложений в точке максимума.

В.Н. Назаренко [2] было экспериментально подтверждено образование внутреннего теплоизоляционного слоя, состоящее из «застойной зоны» самой нефти.

В работе Л.А. Нестеренко [3] явление парафинизации в «горячих» нефтепроводах рассматривается с точки зрения влияния его на теплообмен с окружающей средой. Автором показано, что АСПО образуют теплоизоляционный слой, за счёт которого теплообмен с окружающей средой происходит менее интенсивно. В работе получено условие минимума полного термического сопротивления теплопередачи для внутреннего диаметра трубопровода.

Авторами статьи [4] экспериментально доказано, что скорость образования парафинов уменьшается с течением времени, что согласуется с промышленными данными. Также доказано, что интенсивное выделение парафинов начинается при переохлаждении нефти на 25 – 30 °С ниже ТНКП.

Авторами предложено использовать анализ коэффициента пропорциональности – гидравлического параметра трубопровода (ГПТ) для анализа образования парафиновых отложений со временем, либо для контроля

					Обзор литературы	Лист
						14
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

эффективности мероприятий по предотвращению и удалению парафинов. В данной работе получена формула для расчёта толщины слоя парафиновых отложений в трубопроводе, выделяющихся из нефти при температуре ниже температуры кристаллизации парафинов, которая согласуется с лабораторными и промышленными данными.

В статье [5] изучено влияние диаметра трубопровода на интенсивность отложения парафинов и показано, что при увеличении диаметра и сохранении остальных показателей системы, максимум интенсивности смещается в область более низких скоростей.

Авторы статьи [6] на основании расчетных данных доказали, что неравномерность отложения АСПО в трубопроводе влияет на процессы теплообмена с окружающей средой. Авторы предположили, что для оптимального обеспечения теплоизоляции необходимо наносить переменный по толщине защитный слой.

Анализ ранее приведенных исследований приводит к выводу о наличии зависимости эффективности транспорта нефти по «горячим» нефтепроводам от режима работы. В первую очередь это касается температуры предварительного подогрева.

1. 1 Промысловый транспорт высокопарафинистой нефти

Нефти различных месторождений существенно отличаются по количественному соотношению различных углеводородов. Сложное внутреннее строение нефтей обуславливает большое разнообразие их реологического поведения.

Высшие алкановые УВ состава $C_{17} - C_n$ являются твердыми при н.у. и с.у. и называются парафинами. Твёрдые парафины присутствуют практически в каждой нефти. Их содержание может колебаться в широких пределах и достигать до 20-28%. Параметр «содержание парафинов» определяется всегда для характеристики нефтяных систем. Его величина влияет на технологии

					Обзор литературы	Лист
						15
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

добычи, сбора, подготовки, промышленного транспорта и может быть решающим фактором в выборе технологии подготовки нефти.

Благоприятным условием образования парафиновых отложений является тот факт, что большинство месторождений находится на поздних стадиях разработки, следовательно, пластовая нефть является высоковязкой. Это усложняет условия добычи, сбор и подготовку продукции.

Высокопарафинистые нефти являются, как правило, высокозастывающими.. Так как температура нефти постоянно снижается при её движении к поверхности, следовательно, отложения парафина начинаются еще в подъемных трубах [7]. Зона интенсивный отложений в выкидных линиях промышленной системы сбора составляет около 200-300 м, однако парафинизация может проходить по всей длине трубопровода.

1. 2 Определение парафинов

Парафины – твердые при нормальной температуре углеводороды, содержащиеся в нефти в растворенном или, в зависимости от температуры, кристаллическом состоянии, и представляющие собой смесь предельных углеводородов (алканов) $C_{16}-C_{70}$, состоящих из нормальных алканов $C_{16}-C_{40}$, известных как парафины, изопарафиновых углеводородов и нафтеновых углеводородов $C_{30}-C_{70}$ [8].

Различают нормальные парафины (н-парафины, или цепочечные парафины), изопарафины (разветвленные) и циклопарафины (кольцевые).

Твердые парафиновые углеводороды, выделенные из нефти, представляют собой белое твердое вещество со средней молекулярной массой 400...430, температурой плавления около $50^{\circ}C$ и размером кристаллов порядка 3 мкм.

Нефтяные парафины – сложная смесь твердых УВ, среди которых основную массу представляют н-алканы. В зависимости от типа нефти, чистоты и способа выделения в парафинах могут присутствовать в виде примеси

					Обзор литературы	Лист
						16
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

разветвленные алканы и полициклические нафтены, а иногда и ароматические и гетероатомные соединения.

Количество и качественный состав парафиновых УВ в значительной степени зависит от генетических условий и особенно от природы исходного органического вещества. По классификации Мозеса, твердые УВ в нефти делят на 2 типа: 1) макрокристаллические (парафиновые), состоящие в основном из н-алканов с различной длиной цепочки ($C_{20} - C_{40}$) с температурой плавления $T_{пл} < 60^\circ C$; 2) микрокристаллические с $T_{пл}$ от $60^\circ C$ до $90^\circ C$, содержащие в своем составе н-парафины с числом атомов углерода >40 и высокую долю изо- и циклоалканов с $C_{20} - C_{60}$, а также ароматику [9].

1.3 Состав отложений

Парафиновые отложения в реальных нефтепромысловых системах представляют собой смесь парафинов (20–70 % масс.), нефти (до 45 % масс. и более), смолисто-асфальтеновых веществ (20–40 % масс.), силикагелевых смол, масел, воды и механических примесей. В нефтегазовой отрасли России такие отложения принято называть асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) [4].

Промысловые АСПО представляют собой темно-коричневую или густую чёрную мазеобразную массу высокой вязкости. По составу это сложная поликомпонентная композиция, состоящая в химическом отношении из минеральной и органической частей, а в агрегатном – из твёрдой и жидкой фаз [9].

Состав парафиновых отложений зависит от состава нефти и термодинамических условий, при которых они формируются. При снижении температуры нефти сначала кристаллизуются более тугоплавкие углеводороды, а в дальнейшем, при массовой кристаллизации, менее тугоплавкие. В зависимости от термобарических условий состав парафиновых отложений даже в одной скважине может быть весьма разнообразен.

					Обзор литературы	Лист
						17
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Нередко парафиновые отложения содержат воду и механические примеси и характеризуются следующим составом %:

- парафины и гибридные УВ: 10-75;
- асфальтены: 2-5;
- смолы: 11-30;
- связанная нефть: до 60%;
- механические примеси: 1-5% [10].

Наличие воды в АСПО придаёт им высокую структурную вязкость и затрудняет их удаление [9].

Чем ближе к поверхности металла, тем больше, в составе АСПО карбенов, карбоидов, минеральных веществ. Это, с одной стороны, связано с климатическим влиянием металла, ускоряющим реакции полимеризации и поликонденсации компонентов нефти и образование их конечных продуктов, а с другой стороны – механизмом образования отложений, так как прилегающий непосредственно к металлу слой АСПО имеет состав, отличный от состава позднее образованных покрывающих слоёв [9].

1.4 Факторы процесса образования парафиновых отложений

Компонентный состав нефти играет основополагающую роль в формировании парафиновых отложений [10]. Содержание отдельных углеводородов в нефтях подчинено ряду закономерностей, связанных с составом и строением исходного нефтематеринского вещества и с химизмом процессов преобразования его в нефть.

Существует определенная взаимосвязь между содержанием твердых парафиновых УВ в нефти и количеством других ее компонентов. Нефти содержат тем больше твердых парафиновых УВ, чем меньше в них смол и асфальтенов и больше моноциклических веществ. Высокопарафиновые нефти характеризуются также наименьшим содержанием серы, ванадия и никеля. Отличие российских парафинистых нефтей от среднемировых проявляется в

					Обзор литературы	Лист
						18
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

большем содержании серы (0,53% мас.) и меньшим содержанием смол и асфальтенов (5,78 и 1,13% мас., соответственно) [9].

Нефти, в составе которых преобладают соединения метанового ряда, даже при малом содержании высокомолекулярных соединений образуют плотные отложения парафина. Чем больше выход светлых фракций, выкипающих до 350 °С, тем больше выпадет парафина. Нефти с высоким содержанием УВ нафтенового и ароматического рядов менее склонны к формированию прочных парафиновых отложений.

Парафины в пластовых условиях образуют в нефти гомогенный раствор. При извлечении нефти, т.е. при снижении давления, температуры и разгазирования, ее растворяющая способность по отношению к парафина уменьшается. Это приводит к насыщению нефти парафином и переходу части его в кристаллическое состояние. Но этот переход может осуществиться только на какой-то поверхности. Центрами кристаллизации служат выступы, шероховатости поверхности труб и механические взвеси в потоке нефти [11].

Центрами кристаллизации так же могут являться глинистые материалы, вынесенные из пласта, поскольку они обладают гидрофильными свойствами, а так же смолы и асфальтены, которые входят в состав нефти. Асфальтены нефти обладают одновременно гидрофильными и гидрофобными свойствами, парамагнитными свойствами. Они способны определенным образом ориентироваться и взаимодействовать с материалом трубы, формируя при этом асфальто-смолистую подложку, которая имеет развитую шероховатость.

Асфальтены способны сами формировать плотные осадки. В присутствии смол этот процесс усиливается. Парафин выполняет функцию основного строительного материала, а смолы обладают цементирующими свойствами [10].

Установлено, что серосодержащие соединения в нефти оказывают большое влияние на интенсивность парафинизации оборудования. С

					Обзор литературы	Лист
						19
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

увеличением количества серосодержащих соединений в УВ сырье снижается интенсивность отложения парафина. Сернистые соединения, независимо от их строения, повышают агрегативную активность диспергированных частиц в УВ средах [9].

Температурный фактор является определяющим в процессе формирования и роста парафиновых образований. Необходимые температурные условия для АСПО возникают на внутренней стенке трубы. С увеличением разности между температурой окружающей среды и температурой потока нефти количество отложений возрастает [10].

Свойства поверхности определяют прочность сцепления парафиновых отложений. Интенсивность парафинизации поверхности различных материалов зависит от степени их полярности. Слабой сцепляемостью парафина с поверхностью обладают материалы с высокой полярностью, имеющие гидрофильную природу. Самая низкая интенсивность запарафинивания у стекла, фторопласта, самая высокая у полиэтилена [10].

Гидрофильные материалы, к которым относятся поверхности всех марок сталей, хорошо сопротивляются формированию парафиновых отложений. Шероховатости различного рода на поверхности стальных труб интенсифицируют процессы перемешивания, выделения газа и парафина, особенно при турбулентном режиме. Качество обработки поверхностей трубопровода не оказывает большое влияние на интенсивность образования АСПО, так как после образования слоя парафина небольшой толщины, скорость накопления отложений парафина уже не зависит от чистоты обработки поверхности. С увеличением степени полярности материала и чистоты обработки поверхности сцепления их с парафиновыми отложениями ослабевает, и смыв отложений будет проходить при меньших скоростях потока.

Давление оказывает косвенное влияние. При давлениях ниже давления насыщения нефти газом наблюдается падение температуры начала

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

кристаллизации, что объясняется увеличением объема растворенного в нефти газа, содержание которого существенно влияет на растворимость парафина в нефти. При давлениях выше давления насыщения нефти газом температура начала кристаллизации парафинов возрастает с увеличением давления [10].

Газовый фактор не является основным параметром, определяющим начало формирования парафиновых отложений. В некоторых скважинах процесс накопления отложений парафинов начинается при давлениях, значительно превышающих давления насыщения нефти газом. Величина его интенсифицирует процесс [10].

Газовые пузырьки способны флотировать взвешенные частицы парафина. При контакте пузырька с поверхностью трубы частицы парафина соприкасаются со стенкой и откладываются на ней. В дальнейшем процесс отложения парафина нарастает вследствие его гидрофобности. На стенке трубы образуется слой из кристаллов парафина и пузырьков газа. Чем менее газонасыщен этот слой, тем большую плотность он имеет [9].

С увеличением скорости потока нефти происходит увеличение массопереноса, и интенсивность накопления отложений сначала растет, затем достигает максимума, и при определенных скоростях начинает убывать. Данная закономерность объясняется тем, что способность нефти удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии увеличивается с возрастанием скорости. Кроме того, с увеличением скорости потока возрастает вероятность отрыва и смыва отложений с поверхности трубопровода [10].

Законы сопротивления течению высокопарафинистой нефти, ее реологические параметры при низких температурах (вблизи и ниже их температур застывания) определяются прочностью парафиновой структуры, силами взаимодействия между кристалликами парафина, составляющих эту объемную структуру (решетку). Значения этих сил взаимодействия зависят от количества частиц в единице объема, расстояний между частицами, и их

					Обзор литературы	Лист
						21
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

размеров [12].

Степень обводненности нефти влияет на суммарную теплоёмкость (теплоёмкость воды выше, чем теплоёмкость нефти) и на характер смачиваемости поверхности (увеличение площади контакта стенки трубопровода с водой). Следовательно, чем выше степень обводненности, тем ниже интенсивность отложения парафинов [10]. В работе Тронова В.И. показано, что наибольший рост АСПО происходит при обводненности около 32% и от 60 до 80%.

Процесс образования отложений носит адсорбционный характер. Адсорбционные процессы сопровождаются возникновением двойного электрического слоя на поверхности контакта парафина с газонефтяным потоком. При механическом нарушении равновесного состояния данного слоя на поверхности трубы или слоя парафина появляются некомпенсированные заряды статического электричества, то есть происходит как электризация поверхности трубы, так и поверхности кристаллов парафина, что усиливает адгезию парафина к металлу [9].

С течением времени количество отложившегося парафина возрастает. Наибольшая интенсивность процесса наблюдается в начальный период, затем скорость роста отложений снижается из-за уменьшения теплоотдачи от нефти во внешнюю окружающую среду, вследствие увеличения толщины отложившегося слоя парафина [10].

1.5 Специальные методы перекачки нефти

На нефтепроводах, перекачивающих высоковязкие парафиновые нефти, применяются специальные технологии перекачки.

Технологии делятся на несколько типов:

- основанные на внесении в поток либо дополнительной тепловой энергии («горячая» перекачка, трубопроводы с системами попутного подогрева);

					Обзор литературы	Лист
						22
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- основанные на введении разбавителей, улучшающих текучие свойства перекачиваемой нефти (вода, маловязкие нефти, газ, депрессорные присадки и т.п.).
- основанные на предварительной обработке нефти с целью улучшения ее реологических свойств (термообработка, барообработка, виброобработка и т.п.) [12].

«Горячая» перекачка требует строительство капиталоемких пунктов подогрева на начальных и промежуточных участках трубопровода, разогревающих нефть до высоких температур, что приводит к значительным тепловым потерям в окружающую среду. Без применения теплоизоляции труб в районах вечной мерзлоты «горячая» перекачка оказывает дестабилизирующее воздействие на природу и значительно снижает показатели надежности трубопровода. «Горячий» нефтепровод имеет ограничения по максимальной и минимальной пропускной способности. На «горячих» трубопроводах применяют завышенные температуры подогрева, так как при неблагоприятных температурных условиях окружающей среды может произойти «замораживанию» трубопровода.

Перекачка с попутным пароподогревом требует сооружения котельных установок, прямого паропровода и обратного конденсатопровода, при кратковременных остановках которого в зимний период существует опасность замораживания. Присутствует сложность регулирования температуры перекачиваемой нефти, транспортируемой по трубопроводу с пароспутником.

При перекачке нефти по трубопроводу с попутным электроподогревом необходим монтаж на трубопроводе системы попутного электроподогрева. Данная технология также может быть применена на трубопроводе в комбинации с перечисленными способами перекачки.

Можно выделить три группы систем электроподогрева:

- системы прямого электроподогрева;

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- греющие кабели и ленты;
- аксиальные системы электроподогрева.

Применение метода термообработки парафинистой нефти (нагрев до определенной температуры и поддержка заданного темпа остывания) осложнён тем, что в реальных условиях трудно выдерживать определенный темп остывания. Частично данный метод реализуется при применении технологии «горячей» перекачки.

Барообработка и виброобработка парафинистой нефти требует тщательных экспериментальных исследований по изучению времени восстановления первоначальных свойств обработанной жидкости, так как во время прохождения порции нефти длинного участка трубопровода разрушенная парафинистая нефть может вернуться в первоначальное состояние. Частично метод барообработки реализуется при прохождении парафинистой нефти насосных агрегатов, когда давление изменяется ступенчато от малых значений на входе в насос, до больших – на выходе из насосного агрегата.

При гидрперекачке необходимы добавление в нефть значительных объемов воды на головных участках трубопровода и ее последующее отделение на конечном пункте, а также высокая степень надежности насосного оборудования и электроснабжения, так как даже кратковременные остановки перекачки в зимний период могут привести к замораживанию трубопровода на участках значительной длины. Кроме того, при гидрперекачке изменение соотношения вода – нефть может привести к обращению фаз, т.е. образованию стойких обратных водонефтяных эмульсий более вязких, чем обезвоженная нефть. Примеры осуществления технологии гидротранспорта характерны для систем сбора и межпромыслового транспорта.

Перекачка газонасыщенной нефти требует сооружения установок копримирования, сепарации и подготовки газа, закачиваемого в трубопровод на всех насосных станциях, и создания таких термодинамических условий, когда

					Обзор литературы	Лист
						24
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

газ растворен в нефти.

1.6 Установки подогрева нефти

Индукционные установки косвенного подогрева нефти позволяют повысить экономическую эффективность, надёжность работы систем транспортировки и улучшить экономическую обстановку.

Нагрев потока жидкости движущегося с определённой скоростью в теплообменнике осуществляется за счёт энергии, выделяющейся в стенке трубы под влиянием электромагнитного поля индуктора.

Протекающая через теплообменный аппарат жидкость нагревается за счёт джоулева тепла, выделяемого в стенках труб теплообменного аппарата под действием наведённых вихревых токов. Вихревые токи, в свою очередь, индуцируются переменным электромагнитным полем, создаваемым охватывающим трубы теплообменного аппарата индуктором. Эта конструкция представляет собой два ассиметричных стальных цилиндра, в кольцевом зазоре между которыми протекает нагреваемая жидкость. Внешняя труба охватывается несколькими катушками индукторов (секциями), расположенными последовательно друг за другом с небольшими технологическими промежутками между ними. Каждая секция индуктора на своём участке создаёт переменное электромагнитное поле [13].

Индукционный путевой нагреватель нефти (ИПНН) – установка, которая предназначена для нагрева нефти в трубопроводе. В её состав входят индукционный греющий модуль и нефтяной теплообменник (рис.1). Диапазон мощности ИПНН компании «ЗИЭН» от 15 кВт до 3000 кВт.

					Обзор литературы	Лист
						25
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		



Рисунок 1. Установка ИППН завода «ЗИЭН» [14]

Скоростной подогреватель нефти (СПН) – установка для нагрева жидкостей (нефти и нефтяной эмульсии) в технологических трубопроводах при помощи промежуточного теплоносителя (тосола, этиленгликолевой смеси, воды).

СПН может производить подогрев высоковязкой нефти.

В состав СПН входят узел нагрева «Титан» в модульном исполнении и теплообменник кожухотрубчатый для нагрева нефти.

Таблица 1.1 – Параметры установок СПН завода «Сибтехномаш» [15]

Параметр/Тип	СПН-50	СПН-100	СПН-250
Характеристики нагревателей			
Тип узла нагрева	Титан-50	Титан-100	Титан-250
Тепловая мощность, ккал/час	42130	84260	210660
Электрическая мощность, кВт	50	100	250
Ток фазы, А	77,5	155	387
Габариты (ДхШхВ), мм	1172x690x1366	1505x775x1386	1700x1085x1585
Характеристики теплообменных устройств			
Скоростной теплообменник	СТ-50	СТ-100	СТ-250
Частота тока, Гц	50	50	50
Габариты (ВхШхД), мм	907x600x2300	907x600x3300	907x600x3300

					Обзор литературы	Лист
						26
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

1.7 Теплофизические свойства грунтов

Для подземных трубопроводов стационарный тепловой и гидравлический режимы транспорта определяются свойствами нефтепродукта и тепловым взаимодействием трубопровода с грунтом. При высоких температурах перекачки грунт вокруг нефтепровода подсушивается, коэффициент теплопроводности грунта значительно снижается. Если трубопровод проложен в водонасыщенном грунте, коэффициент теплопередачи в грунт возрастает на 5 – 15%.

Свойства вечномёрзлых грунтов и изменение теплового режима грунта определяют схему прокладки нефтепровода. В зависимости от теплового воздействия трубопровода на грунт ОАО «Гипроспецгаз» предложена классификация [16], согласно которой, участки трубопровода делятся на горячие, теплые и холодные в зависимости от падения температуры грунта вблизи трубопровода. Под горячим понимают участок, температура которого в течение всего года выше 0 °С; под теплым – участок, средняя температура которого ниже 0 °С, но в некоторые периоды превышает 0 °С; под холодным – участок, температура которого ниже 0 °С в течение всего времени года.

При выборе способа прокладки нефтепровода особое значение имеет прогнозирование состояния грунта вблизи нефтепровода. Отмечается, что вдоль трассы нефтепроводов встречаются участки различного типа

Теплофизическими свойствами грунтов называют свойства, которые характеризуют реакцию грунтов на процессы теплообмена. Основными количественными характеристиками теплофизических свойств грунтов являются коэффициент теплопроводности, объёмная теплоёмкость, коэффициент температуропроводности.

Величина теплопроводности грунтов зависит в основном от структуры и влажности грунта. При уплотнении грунта она возрастает прямо

					Обзор литературы	Лист
						27
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

пропорционально плотности. Зависимость теплопроводности грунта от его влажности является более сложной и не соответствует линейному закону. Теплопроводность мёрзлых грунтов обычно на 20-30 % выше, чем талых и зависит от начальной структуры, влажности и условий промерзания.

Таблица 1.2 – Усреднённые значения коэффициентов теплопроводности грунтов в талом и мёрзлом состоянии.

Грунт	Влажность от массы сухого вещества, %	Коэффициент теплопроводности, $\frac{Вт}{м \cdot К}$	
		В талом состоянии	В мёрзлом состоянии
Песок крупный (1 – 2 мм):	10	1,74 – 1,35	1,98 – 1,35
	плотный 18	2,78	3,11
	плотный 10	1,28	1,4
	рыхлый 18	1,97	2,68
	рыхлый		
Песок мелкий и средний (0,25 – 1 мм):	10	2,44	2,5
	плотный 18	3,60	3,8
	плотный 10	1,74	2,0
	рыхлый 18	3,36	3,5
	рыхлый 1	0,27 – 0,48	0,27 – 0,38
Песок сухой различной крупности	15 – 26	1,39 – 1,62	1,74 – 2,32
Супеси, суглинки, пылеватые грунты, земля талая	5 – 20	0,93 – 1,39	1,39 – 1,74
Глины	-	-	0,8
Торф спрессованный, насыщенный водой	270 – 235	0,36 – 0,53	0,37 – 0,66
Торф неспрессованный			

2. Расчетная часть

2.1 Исходные данные

Таблица 2.1 - Характеристика выкидной линии [7]

Характеристика	Обозначение	Размерность	Значение
Длина нефтепровода	L	м	9000
Внешний диаметр	d_b	м	0,156
Массовый расход	G	кг/с	1,736
Эквивалентная шероховатость	Δ	мм	0,18
Длина нефтепровода	L	м	9000
Рабочее давление	P_n	МПа	1,2
Способ прокладки			подземный
Класс прочности трубы			КП 555 М

Таблица 2.2 – Физико-химические свойства перекачиваемой нефти [10]

Характеристика	Обозначение	Размерность	Значение
Плотность пластовой нефти при н.у.	$\rho_{н.у.}$	кг/см ³	850
Плотность пластовой нефти при 15°C	ρ_{15}	кг/см ³	854
Кинематическая вязкость пластовой нефти	ν	м/с ²	$5,49 \cdot 10^{-6}$
Динамическая вязкость пластовой нефти	μ	МПа·с	4,5
Температура застывания нефти	$T_з$	К °С	280 7
Массовое содержание в нефти в %: парафина смола асфальтенов			11,8 14,7 8,5
Температура насыщения нефти парафином	$T_{нас}$	К °С	323 50
Температура плавления парафина	$T_{пл}$	К °С	341 68
Удельная теплоемкость нефти	C_p	кДж/кг·°С	2,09
Скрытая теплота кристаллизации парафина		Дж/кг	230000
Темп выделения парафина	$\varepsilon/(t_{пп}-t_x)$	1/°С	0,000371069
Показатель поведения жидкости	n		0,8
Плотность АСПО	$\rho_{отл}$	кг/м ³	1000

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Влияние условий парафинообразования на изменение расходных характеристик нефтепровода		
Разраб.		Шагохина А.А.		01.06.16			
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16	ДР	29	90
Консульт.					Расчетная часть Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		
Зав. каф.		Рудаченко В.А.		01.06.16			

Таблица 2.3 – Характеристика дисперсной системы[5]

Характеристика	Обозначение	Единица измерения	Значение
Коэффициент, численно отражающий вероятность закрепления частиц на подложке	$e^{-E/RT}$		0,5
Размер частиц	L	см	0,00001
Порядок процесса	n		2
Масса частицы	m	кг	$4,98 \cdot 10^{-25}$

Таблица 2.4 – Характеристика модельных систем

Длина трубопровода L,м	Грунт	Состояние грунта	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К)	Температура грунта, К	Температура грунта, °С
<i>Модель №1</i>				■	■
■	■	■	■		
<i>Модель №2</i>					
■	■	■	■		
<i>Модель №3</i>					
■	■	■	■		
<i>Модель №4</i>					
■	■	■	■		
■	■	■	■		
<i>Модель №5</i>					
■	■	■	■		
■	■	■	■		
<i>Модель №6</i>					
■	■	■	■		
■	■	■	■		
■	■	■	■		

2.2 Расчёт толщины стенки трубопровода

Расчётную толщину стенки труб t следует определять из следующей формулы:

$$t = \frac{\gamma_f \eta p_n d_e}{2 R + \gamma_f p_n}, \quad (1)$$

где:

- γ_f – коэффициент надёжности по нагрузке;
- η – коэффициент несущей способности труб;
- p_n – рабочее (нормативное) давление транспортируемой среды, МПа;
- d_e – наружный диаметр труб, м;
- R – минимальное расчётное сопротивление материала труб, МПа.

$$R = \min R_u; R_y, \quad (2)$$

где:

- R_u – расчётное сопротивление материала труб по временному сопротивлению, МПа;
- R_y – расчётное сопротивление материала труб по пределу текучести, МПа.

Расчётное сопротивление материала труб по временному сопротивлению определяется по формулам:

$$R_u = \frac{R_{un} \gamma_c}{\gamma_{tu} \gamma_n \gamma_{ty}}, \quad (3)$$

где:

- R_{un} – нормативное сопротивление материала трубы по временному сопротивлению, МПа;
- γ_c – коэффициент условий работы трубопровода;
- γ_{tu} – коэффициент надёжности по временному сопротивлению материала труб при нормальной температуре (20°C);
- γ_n – коэффициент надёжности по ответственности трубопровода;
- γ_{ty} – поправочный коэффициент надёжности по материалу труб при расчётной температуры эксплуатации в расчётах по временному сопротивлению.

Расчётное сопротивление материала труб по пределу текучести определяется по формуле:

$$R_y = \frac{R_{yn} \gamma_c}{\gamma_{ty} \gamma_n \gamma_{ty}}, \quad (4)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		31

где:

R_{yn} – нормативное сопротивление материала трубы по пределу текучести, МПа;

γ_c – коэффициент условий работы трубопровода;

γ_{my} – коэффициент надёжности по пределу текучести материала труб при нормальной температуре (20°C);

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности трубопровода;

γ_{ty} – поправочный коэффициент надёжности по материалу труб при расчётной температуры эксплуатации в расчётах по пределу текучести.

2.3 Тепловой расчет нефтепровода при установившемся режиме перекачки жидкости

Тепловой расчет ставит своей задачей установить распределение средней температуры потока по длине «горячего» трубопровода в пределах участка с одинаковыми теплофизическими свойствами грунта (окружающей среды).

Поскольку выделение парафина из нефти оценивается пропорционально понижению температуры, то расчет распределения температуры по длине «горячего» трубопровода проводится по формуле Шухова-Черникина [17]:

$$\text{Шу} = \frac{K_T \pi D_1 L}{M C + \varphi \frac{\varepsilon}{t_{\text{нп}} - t_x}} = Ln \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0}, \quad (5)$$

где:

K_T – полный коэффициент теплопередачи трубы, Вт/м²·°С;

D_1 – внутренний диаметр трубопровода, м;

L – полная длина участка, м;

M – массовый расход, кг/с;

C – весовая теплоемкость, Дж/кг·°С;

φ – скрытая теплота кристаллизации парафина:

$$\varphi = (2,26 - 2,3) \cdot 10^5 \text{ Дж/кг};$$

ε – количество парафина (в частях единицы), выпавшее из нефти в интервале температур;

$t_{\text{нп}}$ – температура начала парафинизации, °С;

t_x – температура в точке $L=x$, °С;

t_k – температура в конце участка, °С;

					Расчетная часть	Лист
						32
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

t_0 – температура окружающей среды в ненарушенном тепловом состоянии в плоскости (горизонтальной) расположения оси трубопровода, °С.

t_H – температура начала трубопровода, °С

Полный коэффициент теплопередачи следует рассчитывать из выражения:

$$\frac{1}{K_T} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{D_1}{\alpha_2 \cdot D_{нар}} + D_1 \sum_{i=1}^j \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{D_{iнар}}{D_{iвн}}, \quad \frac{1}{\text{Вт/м}^2\text{°С}} \quad (6)$$

где:

α_1 – внутренний коэффициент теплоотдачи от жидкости к стенке, Вт/м²·°С;

α_2 – внешний коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубы в окружающую среду, Вт/м²·°С;

$D_{iнар}$ – наружный диаметр трубопровода, м;

λ_i – коэффициент теплопроводности i -ого слоя, Вт/(м·°С);

$D_{iнар}$ – наружный диаметр i -ого слоя, м;

$D_{iвн}$ – внутренний диаметр i -ого слоя, м.

Коэффициент внутренней теплоотдачи от жидкости к стенке (α_1) определяется по следующей зависимости:

$$Nu = \frac{\alpha_1 \cdot D_1}{\lambda}, \quad (7)$$

где:

λ – коэффициент теплопроводности нефтепродукта, Вт/(м·°С)

Коэффициент теплопроводности нефтепродукта рассчитывается по формуле Крето:

$$\lambda = \frac{1,175 \cdot 10^2}{\rho_{15}} (1 - 0,00054 \cdot T_H), \text{Вт/(м} \cdot \text{°С)} \quad (8)$$

Где:

ρ_{15} – плотность нефти при 15°С, кг/м³;

T_H – температура в начале участка, °С

При турбулентном режиме течения внутренний коэффициент теплоотдачи определяется по формуле:

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		33

$$Nu = \frac{a}{8} \cdot \frac{n+2}{3} \cdot \frac{n+2}{v-nv+n} \cdot \frac{1-v}{Re} \cdot \frac{1}{Pr} \cdot \frac{2-3v}{3} \cdot \frac{2-3v}{3} \cdot A - \frac{2-3v}{3} \cdot \frac{2-3v}{v-nv+n}, \quad (9)$$

где:

a и v – коэффициенты, определяемые графически. При перекачке подогретой нелинейно-вязкопластичной жидкости на начальных участках до момента значительного выделения парафина и проявления нелинейно-вязкопластичных свойств имеет место течение ньютоновской жадности. Для этого участка имеем $a = 0,3164$, $v = 0,25$ (турбулентный режим течения в области действия закона Блазиуса);

n – показатель поведения жидкости;

Re – число Рейнольдса;

Pr – обобщенный параметр Прандтля;

$$A = \frac{64}{\frac{(6n+2)^n}{n} \cdot I + \frac{8}{3n+1} n + \frac{2n+1}{2} + \frac{I(3n+1)}{4}} \cdot \frac{3}{2} \cdot \frac{3n+1}{2n+1} \cdot \frac{1}{5n+3}, \quad (10)$$

где:

I – параметр Ильюшина.

$$I = \frac{\tau_0 \cdot D_1^n}{\frac{k}{8} \left(\frac{6n+2}{n} \right)^n \cdot W^n}, \quad (11)$$

где:

τ_0 – предельное напряжение сдвига, Н/м²;

k – мера консистенции, Н·с ^{n} /м²;

W – скорость течения, м/с;

k и τ_0 являются функциями от температуры и для нашей жидкости имеют

следующую зависимость:

$$k = 25,898 \cdot e^{-0,155t}, \quad (12)$$

$$\tau_0 = 97610,813 \cdot e^{-0,318t}, \quad (13)$$

где:

t – температура начала участка, °С.

Скорость потока W рассчитываем по формуле:

$$W = \frac{M \cdot 4}{\rho \cdot 3,14 \cdot D_1^2}, \text{ м/с} \quad (14)$$

где:

ρ – плотность нефти при температуре нагрева, кг/м³

					Расчетная часть	Лист
						34
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Плотность нефти при температуре нагрева рассчитывается исходя из формулы:

$$\rho(T) = \rho_{20} [1 + \xi (T - 20)] \text{ кг/м}^3 \quad (15)$$

где:

ξ - коэффициент объемного расширения, зависящий от плотности нефти (табл.2.6).

Таблица 2.5 – Значения коэффициента объемного расширения [22].

Плотность ρ , кг/м ³	Коэффициент ξ , 1/°C
700-719	0,001225
720-739	0,001183
740-759	0,001118
760-779	0,001054
780-799	0,000995
800-819	0,000937
820-839	0,000882
840-859	0,000831
860-879	0,000782
880-899	0,000734
900-919	0,000688
920-939	0,000645

Число Рейнольдса рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{Re} = \frac{W \cdot D_1}{V} \quad (16)$$

где:

V - кинематическая вязкость, м²/с;

Обобщенный параметр Прандтля для псевдопластичной жидкости рассчитывается по формуле:

$$\text{Pr} = \frac{k}{8\rho\alpha} \left(\frac{D_1}{W} \right)^{1-n} \cdot \left(\frac{6n+2}{n} \right)^n \cdot \frac{2}{3} \frac{(n+1)(n+3)}{(n+1)^2} \quad (17)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		35

Наружный коэффициент теплоотдачи от стенки трубопровода в грунт определяется по формуле Форхгеймера-Гребера:

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot \lambda_{zp}}{D_2 \ln \left[\frac{2h_0}{D_2} + \sqrt{\left(\frac{2h_0}{D_2} \right)^2 - 1} \right]}, \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)} \quad (18)$$

где:

λ_{zp} - теплопроводность грунта, Вт/(м·°C)

D_2 - наружный диаметр нефтепровода, м;

h_0 - глубина заложения нефтепровода, м.

2.4 Расчёт интенсивности и количества АСПО

Интенсивность АСПО в гидродинамических условиях рассчитывается по формуле:

$$J = 0,25 \cdot d_T \cdot U \cdot \rho \cdot \alpha \cdot \frac{D \cdot A \cdot e^{-E/RT}}{D + \delta \cdot A \cdot e^{-E/RT}} \cdot c - c_0 \cdot \frac{6}{L} \cdot \gamma^n, \text{ г/см}^2 \cdot \text{с} \quad (19)$$

где:

d_T – диаметр трубы, см;

U – безразмерный коэффициент, выражающий смену нефти над поверхностью отложения за единицу времени, численно равный средней скорости потока;

ρ – плотность нефти, г/см³;

α – доля парафина в нефти;

D – коэффициент диффузии частиц, способных к броуновскому движению, см²/с;

A – число столкновений частицы со стенкой в единицу времени, см/с

$e^{-E/RT}$ – безразмерная величина, выражающая долю соударений, приводящих к закреплению частиц на подложке;

δ – толщина диффузионного подслоя, см;

c – текущая концентрация способных к броуновскому движению частиц;

c_0 – концентрация насыщения тех же частиц;

L – размер способных к броуновскому движению частиц, см;

					Расчетная часть	Лист
						36
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

γ – безразмерный коэффициент, корректирующий концентрацию частиц в диффузионном подслое, численно равный толщине диффузионного подслоя;
 n – порядок процесса.

Значение выражения $s - s_0$ является безразмерным коэффициентом и принимается в соответствии с рекомендациями [16].

Коэффициент диффузии вычисляется по формуле Эйнштейна:

$$D = \frac{kT}{6\pi\eta R} \cdot 10^4, \text{ см}^2/\text{с} \quad (20)$$

где:

k – постоянная Больцмана, Дж/К;
 T – средняя температура по длине, К;
 R – радиус частиц, численно равный размеру, см;
 η – динамическая вязкость нефти, Па·с
 Значение A определялось по формуле:

$$A = \frac{v}{4}, \text{ см/с} \quad (21)$$

где:

v – средняя скорость частицы, см/с.
 Средняя скорость частицы определяется по формуле:

$$V = \sqrt{\frac{8kT}{\pi m}}, \text{ см/с} \quad (22)$$

где:

m – масса частицы, кг.
 Толщину вязкого подслоя можно определить по следующей приблизительной формуле:

$$\delta_0 = \frac{30 \cdot v}{w \cdot \lambda}, \text{ см} \quad (23)$$

где:

v – кинематическая вязкость нефти, см/с²
 λ – коэффициент гидравлического сопротивления
 Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается согласно

таблице 2.6 [8].

					Расчетная часть	Лист
						37
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 2.6 – Формулы для расчёта коэффициента гидравлического сопротивления

Ламинарный режим	Турбулентный режим		
$Re < 2300$	Зона Блазиуса	Переходная зона	Квадратичная зона
$\lambda = \frac{64}{Re}$	$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$	$\lambda = 0,11 \cdot \frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d}^{0,25}$	$\lambda = 0,11 \cdot \frac{\Delta}{d}^{0,25}$
Зона гидравлически гладких труб		Зона гидравлически шероховатых труб	
$m = 1$	$m = 0,25$	$m = 0,125$	$m = 0$
$\beta = \frac{128}{\pi g}$	$\beta = \frac{0,241}{g}$	$\beta = 0,0185 \cdot \varepsilon^{0,125}$	$\beta = \frac{8\lambda}{\pi^2 g}$

Толщина диффузионного подслоя определяется по формуле:

$$\delta = \frac{D}{\nu}^{1/m} \cdot \delta_0, \text{ см} \quad (24)$$

где:

D – коэффициент диффузии частиц, способных к броуновскому движению, $\text{см}^2/\text{с}$;

m – константа; для системы жидкость – твёрдое тело $m = 3$.

Для того, чтобы рассчитать, сколько АСПО в килограмм отложилось за конкретный промежуток времени, будем использовать следующую формулу:

$$M_{\text{отл}} = J \cdot F \cdot t \cdot 10^{-3}, \text{ кг} \quad (25)$$

где:

F – площадь трубопровода, см^2

t – время, с

Площадь трубопровода будем определять как площадь цилиндра:

$$F = 2\pi \frac{D_1}{2} L \quad (26)$$

Полагаем, что АСПО равномерно откладываются на стенке трубопровода по всей длине и диаметру. Тогда можно в первом приближении определить объём АСПО по следующей формуле:

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		38

$$V = \frac{M_{\text{отл}}}{\rho_{\text{отл}}}, \text{ м}^3 \quad (27)$$

где:

$\rho_{\text{отл}}$ - плотность АСПО, $\text{м}^3/\text{кг}$

Толщина отложений будет определяться по формуле:

$$\delta_{\text{отл}} = R - \sqrt{R^2 - \frac{V}{2\pi}}, \text{ м} \quad (28)$$

Где:

R - внутренний радиус трубопровода без отложений, м

2.5 Гидравлический расчёт нефтепровода

Изменение потери напора на трение будем определять как отношение потерь напора на трение в запарафиненном трубопроводе к потерям в трубопроводе без отложений.

Для расчёта потерь напора на трение используем формулу Дарси-Вейсбаха [8]:

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{L}{D_1} \cdot \frac{W^2}{2g}, \text{ м} \quad (29)$$

Где:

λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Внутренний диаметр запарафиненного трубопровода будет определяться по формуле:

$$D_2 = D_1 - 2 \cdot \delta_{\text{отл}}, \text{ м} \quad (30)$$

Скорость жидкости в трубопроводе без отложений:

$$W_1 = \frac{Q}{0,785 \cdot D_1^2}, \text{ м/с} \quad (31)$$

где:

Q – объёмный расход, $\text{м}^3/\text{с}$

Скорость жидкости в трубопроводе с отложениями:

$$W_2 = \frac{Q}{0,785 \cdot D_2^2}, \text{ м/с} \quad (32)$$

Параметр Рейнольдса определяется по формуле (16). Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается согласно таблице 2.6.

					Расчетная часть	Лист
						39
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

2.6 Расчёт первой модельной системы

Рассчитаем толщину стенки трубопровода. По формуле (3) находим расчётное сопротивление материала труб по временному сопротивлению определяется по формулам:

$$R_u = \frac{825 \cdot 0,7}{1,4 \cdot 1 \cdot 1} = 412,5 \text{ МПа}$$

По формуле (4) находим расчётное сопротивление материала труб по пределу текучести определяется по формуле:

$$R_y = \frac{705 \cdot 0,7}{1,2 \cdot 1 \cdot 1} = 411,25$$

$$R = \min R_u; R_y = 411,25 \text{ МПа}$$

Расчётную толщину стенки труб t находим из формулы (1):

$$t = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 0,156}{2 \cdot 411,25 + 1,2 \cdot 1,2} = 0,003 \text{ м}$$

Рассчитаем первую модель. Грунт – [REDACTED]. Температура нагрева [REDACTED] К.

1) Рассчитываем коэффициент внутренней теплоотдачи.

1.1) Рассчитываем значения k и τ_0 по формулам (12) и (13):

$$k = [REDACTED] \text{ Н} \cdot \text{с}^n / \text{М}^2$$

$$\tau_0 = [REDACTED] \text{ Н} / \text{М}^2$$

1.2) Рассчитываем плотность при заданной температуре нагрева по формуле (15):

$$\rho T = [REDACTED] \text{ кг} / \text{М}^3$$

1.3) Рассчитываем скорость потока по формуле (14):

$$W = \frac{1,73 \cdot 4}{[REDACTED] \cdot 3,14 \cdot 0,15^2} = [REDACTED] \text{ м} / \text{с}$$

1.4) Рассчитываем число Re согласно формуле (16):

$$Re = \frac{[REDACTED] \cdot 0,15}{5,49 \cdot 10^{-6}} = [REDACTED]$$

1.5) Рассчитываем параметр Ильюшина по формуле (11):

					Расчетная часть	Лист
						40
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$И = \frac{\blacksquare \cdot 0,15^{0,8}}{\frac{\blacksquare}{8} \cdot \frac{6 \cdot 0,8 + 2}{0,8} \cdot \blacksquare^{0,8}} = \blacksquare$$

1.6) Рассчитываем А согласно формуле (10):

$$A = \frac{64}{\frac{6 \cdot 0,8 + 2}{0,8} \cdot \blacksquare^{0,8} + \frac{8}{3 \cdot 0,8 + 1} \cdot 0,8 + \frac{2 \cdot 0,8 + 1}{2} + \frac{\blacksquare \cdot (3 \cdot 0,8 + 1)}{4}} \cdot \frac{3}{2} \cdot \frac{3 \cdot 0,8 + 1}{2 \cdot 0,8 + 1} \cdot \frac{5 \cdot 0,8 + 3}{\blacksquare} = \blacksquare$$

1.7) Рассчитываем число Прандтля согласно формуле (17):

$$Pr = \frac{\blacksquare}{8 \cdot \blacksquare \cdot 0,3164} \cdot \frac{0,15}{\blacksquare} \cdot \frac{6 \cdot 0,8 + 2}{0,8} \cdot \frac{2 \cdot 0,8 + 1}{3} \cdot \frac{5 \cdot 0,8 + 3}{3 \cdot 0,8 + 1} = \blacksquare$$

1.8) Рассчитываем число Нуссельта по формуле (9):

$$Nu = \frac{0,3164}{8} \cdot \frac{0,8 + 2}{2(0,64 - 0,8 \cdot 0,64 + 0,8) \cdot \blacksquare} \cdot \frac{1}{0,8 + 2} \cdot \frac{2 - 3 \cdot 0,64}{3 \cdot 0,64 - 0,8 \cdot 0,64 + 0,8} \cdot \frac{1}{3} \cdot \frac{2 - 3 \cdot 0,64}{3 \cdot 0,64 - 0,8 \cdot 0,64 + 0,8} \cdot \frac{\blacksquare}{2 - 3 \cdot 0,64} = \blacksquare$$

1.9) Определяем коэффициент теплопроводности нефтепродукта по формуле (8):

$$\lambda = \frac{1,175 \cdot 10^2}{\blacksquare} \cdot 1 - \blacksquare \cdot \blacksquare = \blacksquare \text{ Вт/(м}^\circ\text{С)}$$

1.10) Определяем коэффициент внутренней теплоотдачи от жидкости к стенке по формуле (7):

$$\alpha_1 = \frac{\blacksquare \cdot \blacksquare}{0,15} = \blacksquare \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\text{С}}$$

2) Рассчитываем коэффициент теплоотдачи от стенки трубопровода в грунт по формуле (18):

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot \blacksquare}{0,156 + \ln \frac{2 \cdot 1}{0,156} + \frac{2 \cdot 1}{0,156} - 1} = \blacksquare \text{ Вт/м}^2\text{С}$$

3) Рассчитываем полный коэффициент теплопередачи по формуле (6):

$$\frac{1}{K_{тр}} = \frac{1}{\blacksquare} + \frac{0,15}{\blacksquare \cdot 0,156} + 0,15 \cdot \frac{1}{2 \cdot \blacksquare} \cdot \ln \frac{0,156}{0,150} + \frac{1}{2 \cdot \blacksquare} \cdot \ln \frac{1,156}{0,156} = \blacksquare$$

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		41

$$K_{тр} = \frac{1}{\dots} = \dots$$

4) Рассчитываем коэффициент Шухова по формуле (5):

$$\text{Шу} = \frac{\dots \cdot 3,14 \cdot 0,150 \cdot 9000}{1,74 \cdot 2,09 \cdot 10^3 + 230000 \cdot 0,00037} = \dots$$

5) Находим температуру в конце нефтепровода согласно формуле Шухова (5):

$$t_k = \dots + \dots - \dots \cdot e^{-\dots} = \dots \text{ К}$$

6) Рассчитаем интенсивность отложений

6.1.) Для этого по формуле (20) находим значение коэффициента диффузии:

$$D = \frac{1,38 \cdot 10^{-23} \cdot \dots}{6 \cdot 3,14 \cdot 0,045 \cdot 0,00001} \cdot 10^4 = \dots \text{ см}^2/\text{с}$$

6.2.) Рассчитываем толщину вязкого подслоя по формуле (23):

$$\delta_0 = \frac{30 \cdot \dots}{0,12 \cdot 0,04} \cdot 10^2 = \dots \text{ см}$$

6.3) Рассчитываем толщину диффузионного подслоя по формуле (24):

$$\delta = \frac{\dots}{5,49 \cdot 10^{-6}}^{1/3} \cdot \dots = \dots \text{ см}$$

6.4) Средняя скорость частицы рассчитывается по формуле (22):

$$v = \frac{8 \cdot 1,38 \cdot 10^{-23} \cdot \dots}{2} / 3,14 \cdot 4,98 \cdot 10^{-25} = \dots \text{ см/с}$$

6.5) Значение А по формуле (21):

$$A = \frac{\dots}{4} \cdot 10^2 = \dots \text{ см/с}$$

6.6) Рассчитаем интенсивность образования АСПО по формуле (19):

$$J = 0,25 \cdot 15 \cdot \dots \cdot \dots \cdot \frac{11,8}{100} \cdot \frac{\dots \cdot \dots \cdot 0,5}{\dots + \dots \cdot 0,5} \cdot \dots \cdot \frac{6}{0,0001} \cdot 6,7 \cdot 10^{-6} \cdot 10^3 = \dots \text{ г/см}^2\text{с}$$

6.7) Рассчитаем, какое количество АСПО в килограмм отложилось за месяц. Для этого воспользуемся формулой (25):

$$M_{отл} = \dots \cdot 4239 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 10^{-3} = \dots \text{ кг}$$

6.8) Рассчитаем объём отложений по формуле (27):

$$V = \dots = \dots \text{ м}^3$$

6.9) Рассчитаем толщину отложений по формуле (28):

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		42

$$\delta_{\text{отл}} = 0,15 - \sqrt{0,15^2 - \frac{\dots}{2 \cdot 3,14}} = \dots \text{ м}$$

6.10) Рассчитаем внутренний диаметр запарафиненного трубопровода по формуле (30):

$$D_2 = 0,150 - 2 \cdot \dots = 0,149 \text{ м}$$

6.11) Скорость жидкости в трубопроводе без отложений по формуле (31):

$$W_1 = \frac{80/3600}{0,785 \cdot 0,15^2} = 0,629 \text{ м/с}$$

6.12) Скорость жидкости в запарафиненном трубопроводе согласно формуле (32):

$$W_2 = \frac{80/3600}{0,785 \cdot 0,149^2} = 0,630 \text{ м/с}$$

6.13) Определяем число Рейнольдса для трубопровода без отложений по формуле (16):

$$Re_1 = \frac{0,629 \cdot 0,150}{5,49 \cdot 10^{-6}} = 17187,97$$

6.14) Определяем число Рейнольдса для трубопровода с отложениями:

$$Re_1 = \frac{0,630 \cdot 0,149}{5,49 \cdot 10^{-6}} = 17200,81$$

6.15) Определяем коэффициент гидравлического сопротивления в трубопроводе без отложений:

$$\lambda_1 = 0,11 \cdot \frac{68}{17187,97} + \frac{0,18}{150}^{0,25} = 2,948 \cdot 10^{-2}$$

6.16) Определяем коэффициент гидравлического сопротивления в трубопроводе с отложениями:

$$\lambda_1 = 0,11 \cdot \frac{68}{17200,81} + \frac{0,18}{150}^{0,25} = 2,947 \cdot 10^{-2}$$

6.17) Находим потери напора на трение в трубопроводе без отложений по формуле (29):

$$h_1 = 2,948 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{9000}{0,150} \cdot \frac{0,629^2}{2 \cdot 9,8} = 35,71 \text{ м}$$

6.18) Находим потери напора на трение в трубопроводе с отложениями по формуле (29):

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		43

$$h_2 = 2,947 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{9000}{0,150} \cdot \frac{0,630^2}{2 \cdot 9,8} = 35,81 \text{ м}$$

6.19) Находим, во сколько раз изменились потери напора на трение:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{35,81}{35,71} = 1,003$$

Остальные расчётные данные представлены в таблицах 2.7 – 2.12.

Таблица 2.7 – Расчётные показатели модели №1.

$T_n, \text{ К}$	$L, \text{ м}$	$t_k, \text{ К}$	$t_k, \text{ }^\circ\text{С}$	$J_{отл}, \text{ г/см}^2\text{с}$	$t, \text{ суток}$	$M_{отл}, \text{ кг}$	$\delta_{отл}, \text{ мм}$	$\frac{h_2}{h_1}$
343	0	343	70	$5,190 \cdot 10^{-5}$	10	316,78	0,02	1,00
					20	633,56	0,04	1,00
	4500	335,79	62,79		30	950,34	0,06	1,00
					60	1900,68	0,11	1,01
	9000	329,23	56,23		90	2851,02	0,17	1,01
333	0	333	60	$9,397 \cdot 10^{-5}$	10	573,60	0,03	1,00
					20	1147,20	0,07	1,00
	4500	326,82	53,82		30	1720,81	0,10	1,01
					60	3441,61	0,20	1,01
	9000	321,25	48,25		90	5162,42	0,30	1,02
323	0	323	50	$1,377 \cdot 10^{-4}$	10	840,75	0,05	1,00
					20	1681,49	0,10	1,01
	4500	318,36	45,36		30	2522,24	0,15	1,01
					60	5044,48	0,30	1,02
	9000	311,39	38,39		90	7566,72	0,45	1,02
313	0	313	40	$1,883 \cdot 10^{-4}$	10	1149,82	0,07	1,00
					20	2299,64	0,14	1,01
	4500	310,76	37,76		30	3449,46	0,20	1,01
					60	6898,92	0,41	1,02
	9000	307,50	34,5		90	10348,38	0,61	1,03

					Расчетная часть				Лист
									44
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата					

Продолжение таблицы 2.7

T_n, K	L, m	t_k, K	$t_k, ^\circ C$	$J_{отл}, \text{г/см}^2\text{с}$	$t, \text{суток}$	$M_{отл}, \text{кг}$	$\delta_{отл}, \text{мм}$	h_2 h_1
303	0	303	30	$2,223 \cdot 10^{-4}$	10	1360,09	0,08	1,00
					20	2720,18	0,16	1,01
	4500	302,78	29,78		30	4080,28	0,24	1,01
					60	8160,55	0,48	1,02
	9000	302,56	29,56		90	12240,83	0,72	1,04

В соответствии с расчётными данными был построен график зависимости интенсивности отложения от начальной температуры для модели №1 (рис. 2).

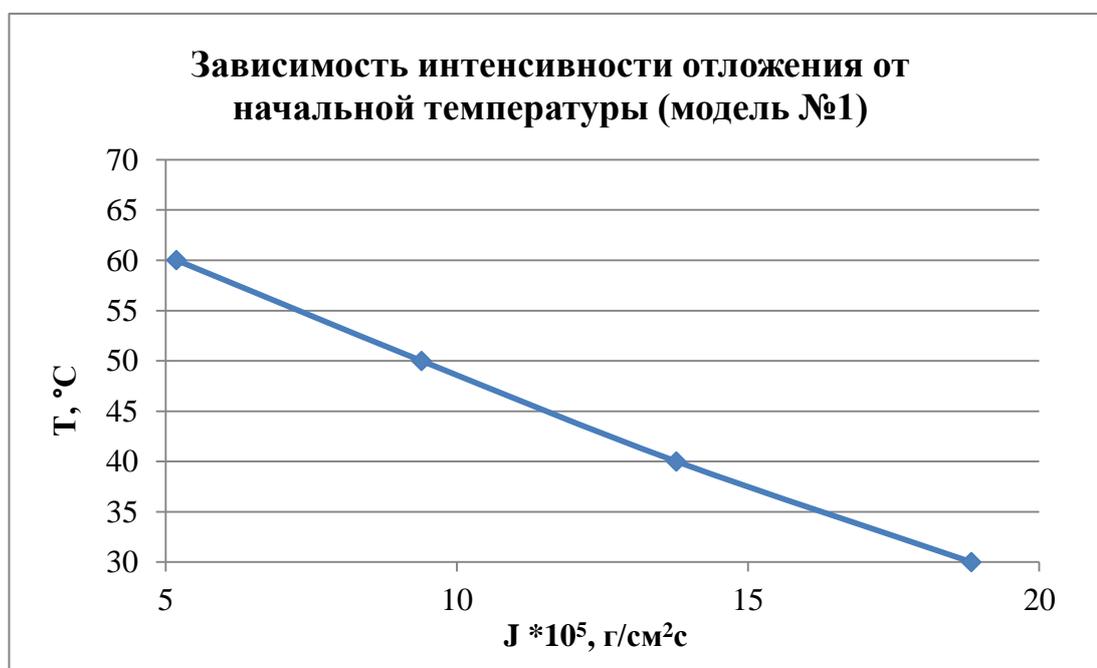


Рисунок 2. Зависимость интенсивности отложения от начальной температуры (модель №1).

					Расчетная часть	Лист
						45
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 2.8 – Расчётные показатели модели №2.

T_n, K	L, m	t_k, K	$t_k, ^\circ C$	$J_{отл}, \frac{г}{см^2 \cdot с}$	$t, \text{суток}$	$M_{отл}, кг$	$\delta_{отл}, мм$	h_2 h_1
343	0	343	70	$4,665 \cdot 10^{-5}$	10	284,76	0,02	1,00
					20	569,53	0,03	1,00
	4500	336,24	63,24		30	854,29	0,05	1,00
					60	1708,58	0,10	1,01
	9000	330,10	57,1		90	2562,88	0,15	1,01
333	0	333	60	$9,266 \cdot 10^{-5}$	10	565,60	0,03	1,00
					20	1131,21	0,07	1,00
	4500	327,23	54,23		30	1696,81	0,10	1,01
					60	3393,62	0,20	1,01
	9000	321,99	48,99		90	5090,42	0,30	1,02
323	0	323	50	$1,362 \cdot 10^{-4}$	10	831,11	0,05	1,00
					20	1662,21	0,10	1,00
	4500	318,64	45,64		30	2493,32	0,15	1,01
					60	4986,64	0,29	1,02
	9000	314,64	41,64		90	7479,96	0,44	1,02
313	0	313	40	$1,865 \cdot 10^{-4}$	10	1138,15	0,07	1,00
					20	2276,29	0,13	1,01
	4500	310,85	37,85		30	3414,44	0,20	1,01
					60	6828,87	0,40	1,02
	9000	308,81	35,81		90	10243,31	0,61	1,03
303	0	303	30	$2,206 \cdot 10^{-4}$	10	1346,60	0,08	1,00
					20	2693,20	0,16	1,01
	4500	302,79	29,79		30	4039,80	0,24	1,01
					60	8079,60	0,48	1,02
	9000	302,58	29,58		90	12119,40	0,72	1,04

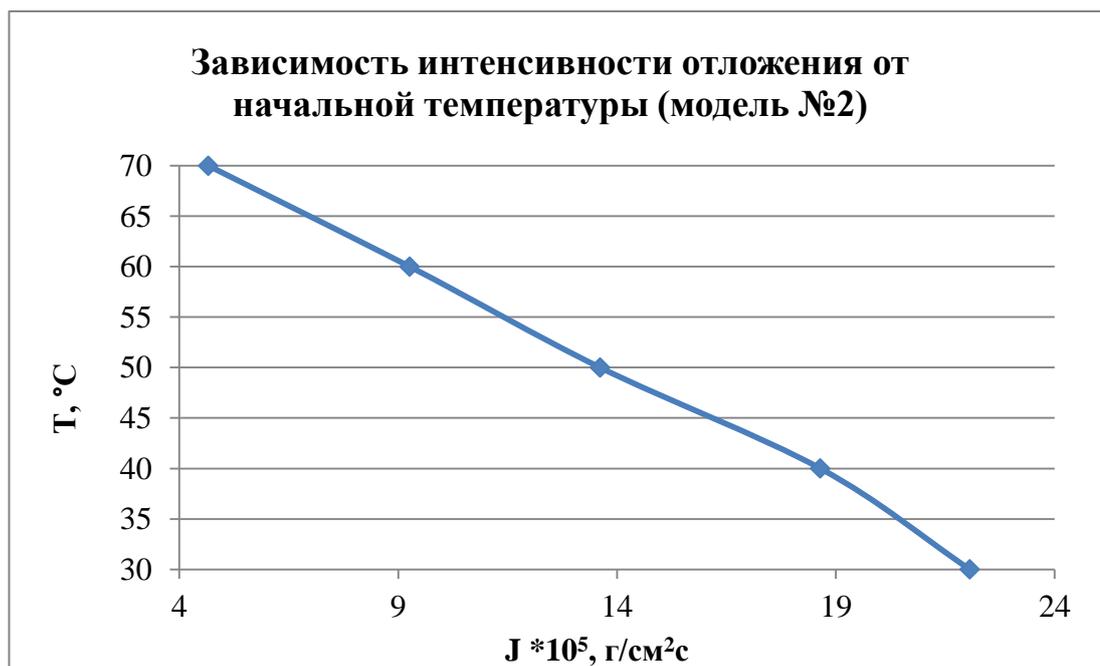


Рисунок 3. Зависимость интенсивности отложения от начальной температуры (модель №2).

Таблица 2.9 – Расчётные показатели модели №3.

T_n, K	L, m	t_k, K	$t_k, ^\circ C$	$J_{отл, 2}, \frac{г}{см^2с}$	$t, \text{ суток}$	$M_{отл}, кг$	$\delta_{отл}, мм$	$\frac{h_2}{h_1}$
343	0	343	70	$4,569 \cdot 10^{-5}$	10	278,90	0,02	1,00
					20	557,80	0,03	1,00
	4500	336,70	63,70		30	836,70	0,05	1,00
					60	1673,39	0,10	1,01
	9000	330,93	57,93		90	2510,09	0,15	1,01
333	0	333	60	$8,712 \cdot 10^{-5}$	10	531,78	0,03	1,00
					20	1063,56	0,06	1,00
	4500	327,62	54,62		30	1595,34	0,09	1,00
					60	3190,68	0,19	1,01
	9000	322,69	49,69		90	4786,02	0,28	1,01

Продолжение таблицы 2.9

T_n, K	L, m	t_k, K	$t_k, ^\circ C$	$J_{отл}, \text{г/см}^2\text{с}$	$t, \text{суток}$	$M_{отл}, \text{кг}$	$\delta_{отл}, \text{мм}$	h_2 / h_1
323	0	323	50	$1,295 \cdot 10^{-4}$	10	790,56	0,05	1,00
					20	1581,13	0,09	1,00
	4500	318,91	45,91		30	2371,69	0,14	1,01
					60	4743,39	0,28	1,01
	9000	315,13	42,13		90	7115,08	0,42	1,02
313	0	313	40	$1,826 \cdot 10^{-4}$	10	1114,53	0,07	1,00
					20	2229,06	0,13	1,01
	4500	310,93	37,93		30	3343,59	0,20	1,01
					60	6687,17	0,39	1,02
	9000	308,97	35,97		90	10030,76	0,59	1,03
303	0	303	30	$2,203 \cdot 10^{-4}$	10	1345,32	0,08	1,00
					20	2690,64	0,16	1,01
	4500	302,79	29,79		30	4035,95	0,24	1,01
					60	8071,91	0,48	1,02
	9000	302,58	29,58		90	12107,86	0,72	1,04

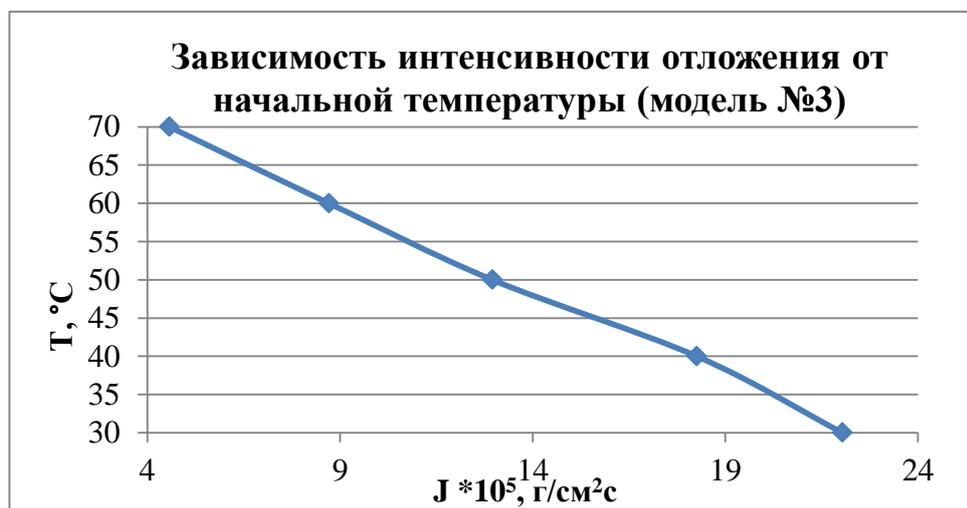


Рисунок 4. Зависимость интенсивности отложения от начальной температуры (модель №3).

Таблица 2.10 – Расчётные показатели модели №4.

T_H, K	$L, м$	t_K, K	$t_K, °C$	$J_{отл}, \frac{г}{см^2 \cdot с}$	$t, \text{суток}$	$M_{отл}, кг$	$\delta_{отл}, мм$	h_2 h_1
343	0	343	70	$4,974 \cdot 10^{-5}$	10	303,65	0,02	1,00
					20	607,30	0,04	1,00
	4500	335,8	62,8		30	910,94	0,05	1,00
					60	1821,89	0,11	1,01
	9000	329,70	56,70		90	2732,83	0,16	1,01
333	0	333	60,00	$9,357 \cdot 10^{-5}$	10	571,17	0,03	1,00
					20	1142,33	0,07	1,00
	4500	326,82	53,82		30	1713,50	0,10	1,01
					60	3427,00	0,20	1,01
	9000	321,84	48,84		90	5140,50	0,30	1,02
323	0	323	50,00	$1,376 \cdot 10^{-4}$	10	839,98	0,05	1,00
					20	1679,96	0,10	1,01
	4500	318,36	45,36		30	2519,93	0,15	1,01
					60	5039,87	0,30	1,02
	9000	311,71	38,71		90	7559,80	0,45	1,02
313	0	313	40,00	$1,881 \cdot 10^{-4}$	10	1148,09	0,07	1,00
					20	2296,17	0,14	1,01
	4500	310,76	37,76		30	3444,26	0,20	1,01
					60	6888,51	0,41	1,02
	9000	307,57	34,57		90	10332,77	0,61	1,03
303	0	303	30,00	$2,227 \cdot 10^{-4}$	10	1359,18	0,08	1,00
					20	2718,35	0,16	1,01
	4500	302,58	29,58		30	4077,53	0,24	1,01
					60	8155,05	0,48	1,02
	9000	302,57	29,57		90	12232,58	0,72	1,04

					Расчетная часть	Лист
						49
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

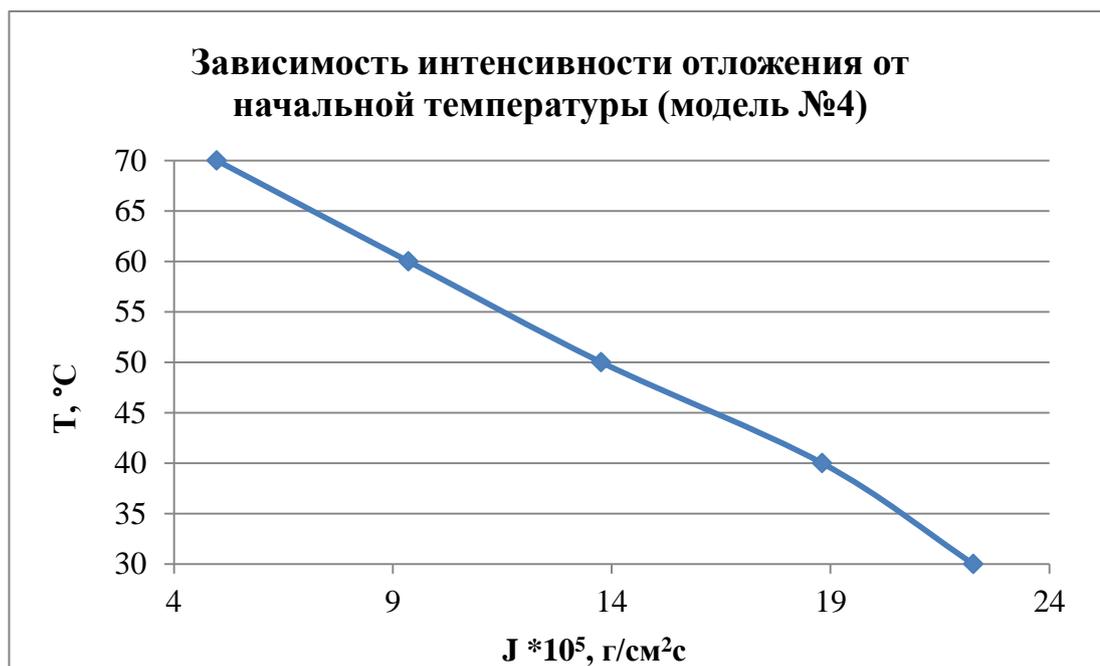


Рисунок 5. Зависимость интенсивности отложения от начальной температуры (модель №4).

Таблица 2.11 – Расчётные показатели модели №5.

T_n, K	L, m	t_k, K	$t_k, ^\circ\text{C}$	$J_{\text{отл}}, \text{г/см}^2\text{с}$	$t, \text{суток}$	$M_{\text{отл}}, \text{кг}$	$\delta_{\text{отл}}, \text{мм}$	h_2 h_1
343	0	343	70	$4,765 \cdot 10^{-5}$	10	290,88	0,02	1,00
					20	581,77	0,03	1,00
	4500	336,24	63,24		30	872,65	0,05	1,00
					60	1745,30	0,10	1,01
	9000	329,72	56,72		90	2617,95	0,15	1,01
333	0	333	60,00	$9,290 \cdot 10^{-5}$	10	567,09	0,03	1,00
					20	1134,18	0,07	1,00
	4500	327,23	54,23		30	1701,28	0,10	1,01
					60	3402,55	0,20	1,01
	9000	321,88	48,88		90	5103,83	0,30	1,02

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		50

Продолжение таблицы 2.11

T_H, K	L, м	t_k, K	$t_k, ^\circ C$	$J_{отл}, \text{г/см}^2\text{с}$	t, суток	$M_{отл}, \text{кг}$	$\delta_{отл}, \text{мм}$	h_2 h_1
323	0	323	50,00	$1,368 \cdot 10^{-4}$	10	835,29	0,05	1,00
					20	1670,58	0,10	1,01
	4500	318,64	45,64		30	2505,87	0,15	1,01
					60	5011,74	0,30	1,02
	9000	314,50	41,50		90	7517,61	0,44	1,02
313	0	313	40,00	$1,868 \cdot 10^{-4}$	10	1139,94	0,07	1,00
					20	2279,88	0,13	1,01
	4500	310,85	37,85		30	3419,81	0,20	1,01
					60	6839,63	0,40	1,02
	9000	308,52	35,52		90	10259,44	0,61	1,03
303	0	303	30,00	$2,217 \cdot 10^{-4}$	10	1353,09	0,08	1,00
					20	2706,18	0,16	1,01
	4500	302,79	29,79		30	4059,27	0,24	1,01
					60	8118,54	0,48	1,02
	9000	302,60	29,60		90	12177,82	0,72	1,04

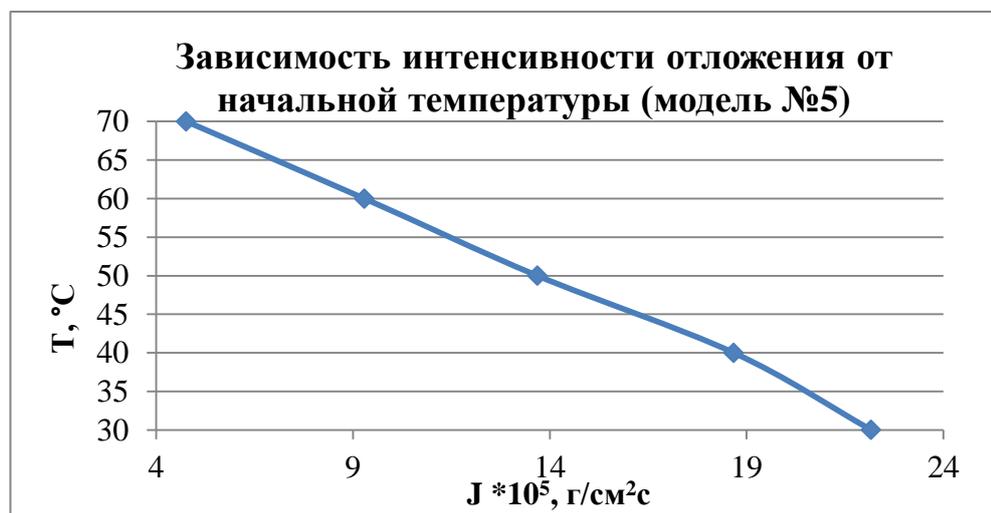


Рисунок 6. Зависимость интенсивности отложения от начальной температуры (модель №5).

Таблица 2.12 – Расчётные показатели модели №6.

T_H, K	L, м	t_K, K	$t_K, °C$	$J_{отл}, \frac{г}{см^2 \cdot с}$	t, суток	$M_{отл}, кг$	$\delta_{отл}, мм$	$\frac{h_2}{h_1}$
343	0	343	70	$4,762 \cdot 10^{-5}$	10	290,69	0,02	1,00
	3000	338,11	65,11		20	581,38	0,03	1,00
	6000	333,84	60,84		30	872,07	0,05	1,00
	9000	329,60	56,60		60	1744,14	0,10	1,01
					90	2616,20	0,15	1,01
333	0	333	60	$9,358 \cdot 10^{-5}$	10	571,21	0,03	1,00
	3000	328,84	55,84		20	1142,42	0,07	1,00
	6000	325,28	52,28		30	1713,62	0,10	1,01
	9000	321,85	48,85		60	3427,25	0,20	1,01
					90	5140,87	0,30	1,02
323	0	323	50	$1,367 \cdot 10^{-4}$	10	834,64	0,05	1,00
	3000	319,88	46,88		20	1669,28	0,10	1,01
	6000	317,35	44,35		30	2503,92	0,15	1,01
	9000	313	40		60	5007,83	0,30	1,02
					90	7511,75	0,44	1,02
313	0	313	40	$1,874 \cdot 10^{-4}$	10	1143,59	0,07	1,00
	3000	311,51	38,51		20	2287,19	0,13	1,01
	6000	310,31	37,31		30	3430,78	0,20	1,01
	9000	308,3	35,3		60	6861,57	0,41	1,02
					90	10292,35	0,61	1,03
303	0	303	30	$2,212 \cdot 10^{-4}$	10	1350,46	0,08	1,00
	3000	302,86	29,86		20	2700,92	0,16	1,01
	6000	302,73	29,73		30	4051,39	0,24	1,01
	9000	302,57	29,57		60	8102,77	0,48	1,02
					90	12154,16	0,72	1,04

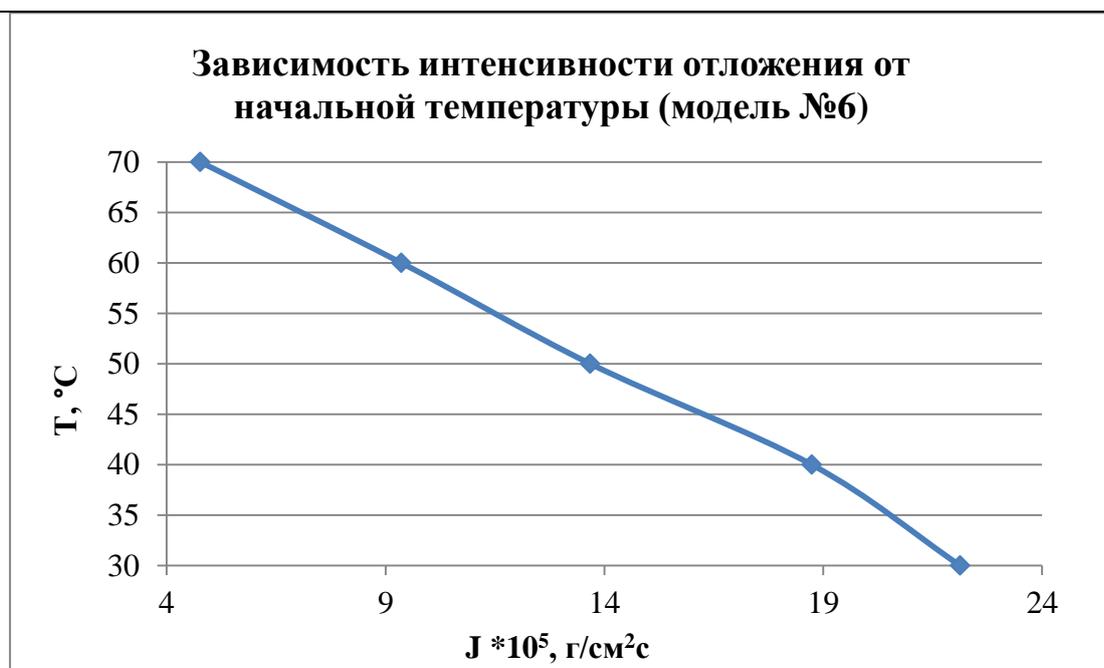


Рисунок 7. Зависимость интенсивности отложения от начальной температуры (модель №6).

По расчётным данным, представленным в таблицах, были построены гистограммы, наглядно показывающие величину интенсивности отложений в разных модельных условиях при определённой начальной температуре (рис 8 - 12).

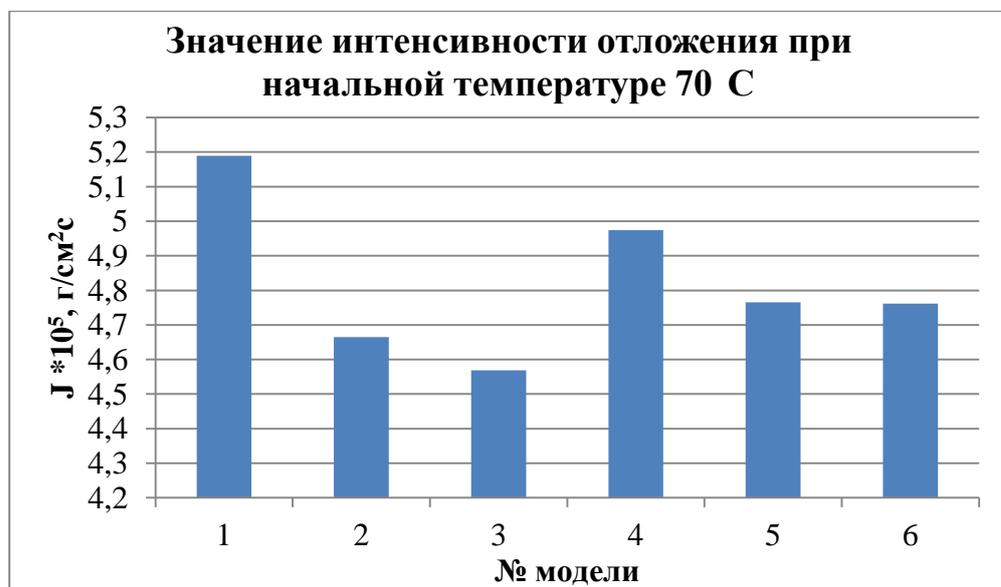


Рисунок 8. Значение интенсивности отложения при начальной температуре 70°C.

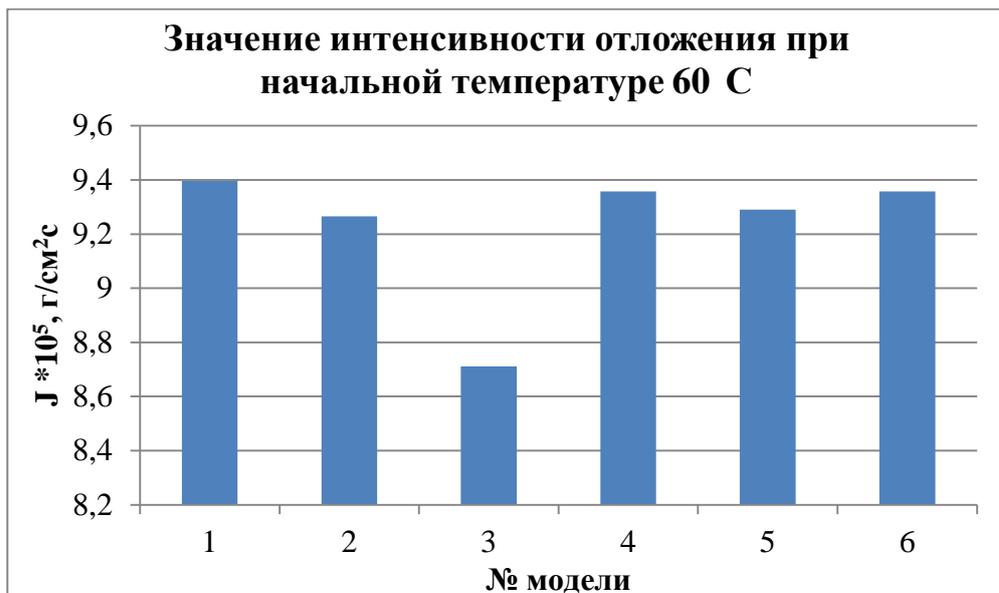


Рисунок 9. Значение интенсивности отложения при начальной температуре 60°C.

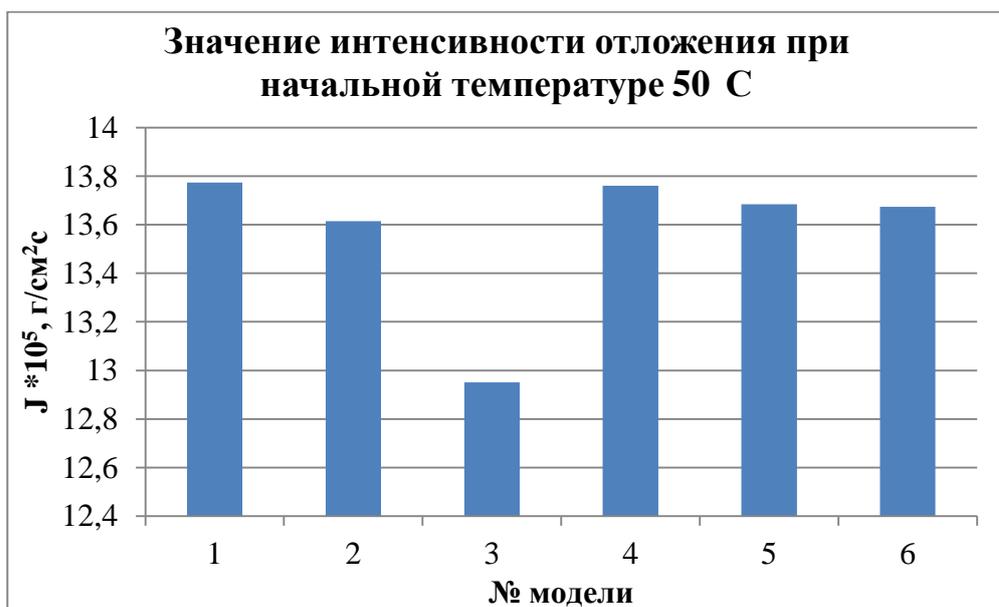


Рисунок 10. Значение интенсивности отложения при начальной температуре 50°C.

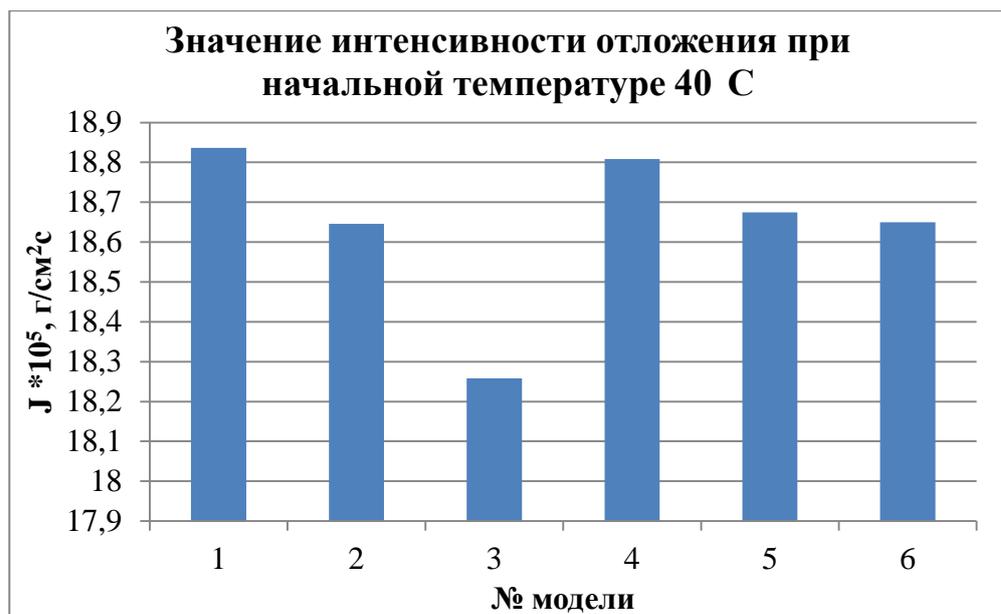


Рисунок 11. Значение интенсивности отложения при начальной температуре 40°C.

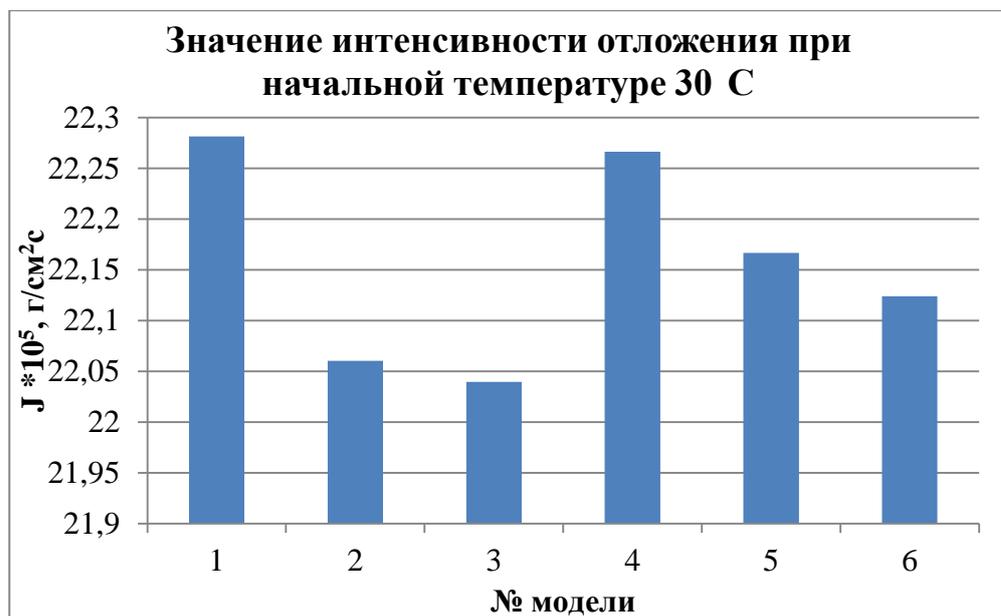


Рисунок 12. Значение интенсивности отложения при начальной температуре 30°C.

2.7 Выводы

- Интенсивность отложения парафинов увеличивается с уменьшением начальной температуры нагрева. Это связано с уменьшением средней температуры потока;
- Значение интенсивности отложения при разных температурах нагрева максимальное в модельной системе №1 и минимальное в модельной системе №3. Это связано с тем, что модель №1 представлена грунтом с максимальной теплопроводностью, а модель № 3 – с минимальной.
- Чем больше теплопроводность грунта, тем больше количества теплоты переходит из потока в грунт, тем меньше температура потока, тем больше интенсивность отложения;
- Чередование грунтов оказывает влияние на температуру потока, а следовательно и на интенсивность отложения, и на расходные характеристики нефтепровода.
- На начальных участках нефтепровода происходит более интенсивный теплообмен за счёт большей температуры потока.
- Если начало участка нефтепровода пролегает через грунты с большой теплопроводностью, то теплообмен будет идти более интенсивно, чем в грунтах с меньшей теплопроводностью. Из этого следует, что чем выше температура нагрева потока нефти, тем большее значение имеют теплофизические свойства грунта, в котором проходит данный участок;
- Чем больше величина АСПО в трубопроводе, тем больше скорость потока и потери напора на трение.

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		56

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Анализ потребителей результатов исследования осуществляется путем определения целевого рынка, на котором будет продаваться разработка и проведения его сегментирования.

Целевыми потребителями разработки являются предприятия нефтяной и газовой промышленности, занимающиеся эксплуатацией промысловых трубопроводов.

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

При продвижении разработки следует ориентироваться на предприятия, эксплуатирующие участки промысловых нефтепроводов любых диаметров, транспортирующих высоковязкие парафиновые нефти.

3.1.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Влияние условий парафинообразования на изменение расходных характеристик нефтепровода			
Разраб.		Шагохина А.А.		01.06.16	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	57	90
Консульт.		Глызина Т.С.		25.05.16		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко В.А.		06.06.16		Группа 2Б2А		

комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 3.1 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Теоретическая значимость для дальнейшего моделирования гидродинамических процессов органических отложений нефти С2. Возможность применения данных в расчётных программах</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл2. Отсутствие некоторых практических данных для полной достоверности методики</p>
<p>Возможности: В1. Появление дополнительного спроса на исследование В2. Расчёт сложных систем</p>	<p>1. Повышение надёжности трубопроводных систем 2. Снижение затрат на оборудование и материалы</p>	<p>1. Использование эмпирических данных для проверки достоверности модели 2. Приобретение необходимого оборудования опытного образца</p>
<p>Угрозы: У1. Развитая конкуренция технологий производства У2. Разработка гипотезы с большим соответствием в связи с движением науки</p>	<p>1. Исследование новых теоретических и практических методов 2. Сертификация продукции</p>	<p>1. Повышение квалификации кадров 2. Проведение постоянного анализа актуальности системы и её дополнение</p>

3.1.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Для оценки степени готовности научной разработки к коммерциализации и выяснения уровня собственных знаний для ее проведения (или завершения) необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенции разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 3.2.

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

Таблица 3.2 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	3	2
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	3	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	2	2
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	3
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	3
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	3
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	2
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	2	2
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	3	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	39	41

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (33)$$

где:

$B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению; B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 39, что говорит о средней перспективности. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 41 – перспективность средняя.

По результатам оценки можно сказать, что необходимо проработать вопросы по обеспечению авторских прав, проведению оценки стоимости интеллектуальной собственности, проведению маркетингового исследования рынков сбыта, вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот, вопросы финансирования коммерциализации научной разработки.

3.2 Планирование управления научно-техническим проектом

3.2.1 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 4.5.

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

Таблица 3.3 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
Введение	7	01.02.16	07.02.16	██████████
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	10	08.02.16	18.02.16	██████████
Литературный обзор	15	19.02.16	4.03.16	██████████
Экспериментальная часть	50	4.03.16	24.04.16	██████████
Результаты и обсуждения	20	25.04.16	15.05.16	██████████
Оформление пояснительной записки	10	16.05.16	26.05.16	██████████
Итого:	112			

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 4.4).

Таблица 3.4 – Календарный план-график проведения диплома по теме.

Вид работ	Исполнители	Т _к , раб дн.	Продолжительность выполнения работ														
			февраль			март			апрель			май					
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
Выдача задания диплома	Бакалавр руководитель	7															
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Бакалавр Руководитель	10															
Литературный обзор	Бакалавр	15															
Экспериментальная часть	Бакалавр Руководитель	50															
Результаты и обсуждения	Бакалавр	20															
Оформление пояснительной записки	Бакалавр Руководитель	10															

 - Бакалавр
 - Руководитель

3.3. Расчёт платы за загрязнение окружающей среды при аварии на нефтепроводе

3.3.1. Исходные данные

Таблица 3.5 – Исходные данные для расчёта						
Характеристика		Обозначение	Ед.изм.	Значение		
Площадь нефтенасыщенного грунта		$F_{гр}$	га	0,8		
Период восстановления земель			год	24		
Степень загрязнения земель				сильная		
Глубина загрязнения земель		h	см	20		
Масса нефти, причинившая ущерб и принимаемая для платы за загрязнение водного объекта		M_y	т	0,00719		
Масса испарившихся летучих низкомолекулярных углеводородов нефти с поверхности земли или воды		$M_{и}$	т	2,53		
3.3.2. Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения земель						
<p>В соответствии с нормативным документом "Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами" ущерб $У_3$ от загрязнения земель нефтью определяется по формуле [23]:</p>						
$У_3 = H_c F_{гр} K_n K_v K_{э(i)} K_r = 456000 \frac{руб}{га} \cdot 0,8га \cdot 8,9 \cdot 2,0 \cdot 1,2 \cdot 1,0 = 137660928 руб$				(34)		
<p>где:</p> <p>H_c – норматив стоимости сельскохозяйственных земель, руб/га</p> <p>$F_{гр}$ – площадь нефтенасыщенного грунта, га;</p> <p>K_n – коэффициент пересчета, принимаемый в зависимости от периода времени по восстановлению загрязненных сельскохозяйственных земель;</p> <p>K_v – коэффициент пересчета, принимаемый в зависимости от степени загрязнения земель, которая характеризуется 5 уровнями;</p> <p>$K_{э(i)}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости территории i-го экономического района;</p> <p>K_r – коэффициент пересчета, принимаемый в зависимости от глубины загрязнения земель.</p>						
<p>Согласно постановлению Совмина РСФСР от 10.11.1987 N 427 для Иркутской области (X зона) черноземы всех подтипов маломощные и темно-серые лесные почвы - эродированные; лугово -черноземные солонцеватые норматив стоимости под сенокосы и пастбища $H_c=456$ тыс.руб/га.</p>						
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		63

По условию период восстановления земель – 24 года. Следовательно по таблице 3.6 принимаем значение $K_v=8,9$.

Таблица 3.6 – Значения коэффициента пересчета (K_v) нормативов стоимости сельскохозяйственных земель (H_c) в формуле (1) в зависимости от периода времени по их восстановлению

Продолжительность периода восстановления	Коэффициент пересчета	Продолжительность периода восстановления	Коэффициент пересчета
1 год	0,9	8-10 лет	5,6
2 года	1,7	11-15 лет	7,0
3 года	2,5	16-20 лет	8,2
4 года	3,2	21-25 лет	8,9
5 лет	3,8	26-30 лет	9,3
6-7 лет	4,6	31 и более лет	10,0

По условию степень загрязнения – сильная. Следовательно, по таблице 3.7 принимаем $K_v=1,0$.

Таблица 3.7 – Значения коэффициента пересчета, принимаемого в зависимости от степени загрязнения земель.

Степень загрязнения земель	Коэффициент K_v
Допустимая	0
Слабая	0,3
Средняя	0,6
Сильная	1,0
Очень сильная	2,0

Таблица 3.8 – Коэффициенты (K_3) экологической ситуации из экологической значимости территории

Экономические районы Российской Федерации	K_3
Северный	1,4
Северо-Западный	1,3
Центральный	1,6
Волго-Вятский	1,5
Центрально-Черноземный	2,0
Поволжский	1,9
Северо-Кавказский	1,9
Уральский	1,7
Западно-Сибирский	1,2
Восточно-Сибирский	1,1
Дальневосточный	1,1

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						64
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Согласно таблице 3.9 принимаем коэффициент (K_r) для расчета ущерба в зависимости от глубины загрязнения земель равным 1,0.

Таблица 3.9 – Коэффициенты (K_r) для расчета ущерба в зависимости от глубины загрязнения земель

Глубина загрязнения земель, см	Кг
0-20	1,0
0-50	1,3
0-100	1,5
0-150	1,7
0- >150	2,0

3.3.3. Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения нефтью водных объектов

Расчет ущерба ОПС от загрязнения водных объектов нефтью при аварийных разливах выполняется по формуле:

$$U_{к.в.} = 5 \cdot K_{и} K_{э.в.} H_{б.в.} M_y = 5 \cdot 2,07 \cdot 1,7 \cdot 221750 \frac{руб}{т} \cdot 0,00719 т = 28053,16 руб \quad (35)$$

где: 5 – повышающий коэффициент, принимаемый для расчета платы за ущерб при условии сверхлимитного сброс загрязняющих веществ в воду;

$K_{и}$ – коэффициент инфляции;

$K_{э.в.}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния;

$H_{б.в.}$ – базовый норматив платы за сброс 1,0 т нефти в поверхностный водный объект в пределах установленного лимита, руб/т;

M_y – масса нефти, причинившая ущерб и принимаемая для платы за загрязнение водного объекта при авариях на трубопроводах, т.

Базовый норматив платы $H_{б.в.}$ принимается по табл.П.8.1 [35], коэффициент экологической ситуации $K_{э.в.}$ - по табл.П.8.2 [35] в соответствии с Базовыми нормативами платы за выбросы, сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду и размещение отходов (приложение к постановлению правительства РФ от 28.08.92 г. № 632 "Об утверждении порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия").

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

3.3.4. Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения атмосферы

Расчет ущерба ОПС от выбросов углеводородов нефти в атмосферу при аварийных разливах выполняется по формуле:

$$Y_a = 5 \cdot K_{II} \cdot K_{э.а.} \cdot H_{б.а.} \cdot M_u = 5 \cdot 2,07 \cdot 1,4 \cdot 50 \frac{руб}{т} \cdot 2,53 т = 1832,99 руб \quad (36)$$

где: $K_{э.а.}$ – коэффициента экологической ситуации (для Восточно-Сибирского экономического района = 1,4);

$H_{б.а.}$ – базовый норматив платы руб/т;

M_u – масса испарившихся летучих низкомолекулярных углеводородов нефти с поверхности земли или воды, т.

Базовый норматив платы $H_{б.а.}$ принимается по табл.П.9.1 [35] в соответствии с Базовыми нормативами платы за выбросы, сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду и размещение отходов (приложение к постановлению правительства РФ от 28.08.92 г. № 632 "Об утверждении порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия").

3.3.5. Плата за загрязнение окружающей природной среды при аварии на нефтепроводе

Плата за загрязнение окружающей природной среды разлившейся нефтью при авариях на магистральных нефтепроводах П складывается из ущерба, подлежащего компенсации, за загрязнение земли, водных объектов и атмосферы:

$$П = Y_3 + Y_B + Y_A = 137690814,2 руб \quad (37)$$

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

4. Социальная ответственность при эксплуатации установки подогрева нефти

4.1 Введение

При транспорте высокопарафинистых нефтей образуются асфальто-смоло-парафиновые отложения в трубопроводе.

Установлено, что в основном процесс формирования пристенных отложений в нефтепроводе зависит от характера изменения физико-механических свойств пристенного слоя при изменении температуры.

На нефтепроводах, перекачивающих реологически сложные нефти, применяются традиционно сложившиеся специальные технологии перекачки. Все они основаны на внесении в поток либо дополнительной тепловой энергии («горячая» перекачка, трубопроводы с системами попутного пароподогрева и электроподогрева), либо различного рода разбавителей, улучшающих текучие свойства перекачиваемой нефти (вода, маловязкие нефти, газ, депрессорные присадки и т.п.). Также разработан целый ряд технологических приемов, основанных на предварительной (перед поступлением в трубопровод) обработке нефти с целью улучшения ее реологических свойств (термообработка, барообработка, виброобработка и т.п.)

Одним из более распространенных способов перекачки высоковязких и высокочастывающих нефтей и нефтепродуктов является так называемая горячая перекачка, предусматривающая периодический нагрев жидкости по мере ее остывания в трубопроводе. Для этого используются печи подогрева, устанавливаемые как на нефтеперекачивающих станциях, так и на промежуточных пунктах подогрева нефти (ППН).

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Влияние условий парафинообразования на изменение расходных характеристик нефтепровода			
Разраб.		Шатохина А.А.		01.06.16	Социальная ответственность	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	67	90
Консульт.		Алексеев Н.А.		18.05.16		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко В.А.		01.06.16		Группа 2Б2А		

В данном разделе проведен анализ возможных опасных и вредных факторов при эксплуатации печей подогрева. Разработаны мероприятия по их снижению, рассмотрены вопросы охраны окружающей среды, промышленной безопасности и гражданской обороны.

4.2 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды.

На проектируемом объекте при эксплуатации возможны опасные и вредные производственные факторы. К опасным производственным факторам на объекте относятся факторы, которые могут привести к травме, а к вредным – факторы, которые могут привести к заболеванию. Опасные и вредные факторы (ОВПФ) делятся на физические, химические, биологические и психофизиологические. Объекты нефтепроводного транспорта, как носители опасных и вредных факторов, относятся к категории повышенной опасности.

Основные физические опасные и вредные производственные факторы:

- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;
- повышенная или пониженная температура;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;
- пониженная или повышенная влажность воздуха;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- напряжение в электрической сети, замыкание которой может произойти через тело человека;
- повышенный уровень статического электричества;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли.

					Социальная ответственность	Лист
						68
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Основные химические опасные и вредные производственные факторы (свойства нефти и входящих в ее состав легких и тяжелых углеводородных фракций):

- взрыво- и пожароопасность нефтегазовой среды;
- токсичность нефтегазовой среды (таб.);
- химическая агрессивность отдельных фракций и компонентов нефтегазовой среды;
- способность нефтегазовой среды проникать в закрытые полости и пространства, здания и сооружения, скапливаться в различных углублениях и распространяться на большие расстояния и площади по воздуху, земле, и водной поверхности.

Основные психофизические опасные и вредные производственные факторы:

- тяжесть труда;
- напряженность труда.

Основные вредные и опасные факторы согласно ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.) при эксплуатации НПС представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1- Основные вредные и опасные факторы при эксплуатации печей подогрева.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Эксплуатация печей подогрева на НПС	1.Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; 2.Повышенный уровень электромагнитного излучения; 3.Микроклимат.	1.Пожарная безопасность.	ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.019-79 СанПиН 2.2.4.1191-03 ГОСТ 12.1.002-84 ГОСТ 12.1.006-84 ГОСТ 12.1.045-84 ГОСТ 12.1.005-88

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		69

4.2.1 Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

Согласно [ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества.

Классификация и общие требования безопасности о степени воздействия на организм] вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности:

- 1-й – вещества чрезвычайно опасные;
- 2-й – вещества высокоопасные;
- 3-й – вещества умеренно опасные;
- 4-й – вещества малоопасные.

Таблица 4.2 – Показатели и нормы класса опасности вредных веществ (ГОСТ 12.1.007 – 76)

Показатели	Нормы для класса опасности			
	1	2	3	4
Предельно-допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	менее 0,1	0,1÷10	1,1÷10	более 10
Средняя смертельная доза при попадании в желудок, мг/кг	менее 15	15÷150	151÷5000	менее 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	менее 100	100÷500	501÷2500	более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м ³	менее 500	500÷5000	5001÷50000	более 50000
Коэффициент возможного ингаляционного отравления (КВИО)	более 300	300÷30	29÷3	менее 3
Зона острого действия	менее 6	6÷18	18,1÷54	более 54
Зона хронического действия	более 10	10÷5	4,9÷2,5	менее 2,5

Согласно [ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.] воздушные смеси и газы, проявления которых возможны в рабочей зоне оборудования, по степени воздействия на организм человека относятся к третьему и четвертому классу (табл. 4.3).

					Социальная ответственность	Лист
						70
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 4.3 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ [ГОСТ 12.1.005-88]

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Класс опасности
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ – C ₅	3	III
Бензол	5	
Окислы азота	5	
Масла минеральные нефтяные	5	
Сероводород	10	
Оксид углерода	20	IV
Нитросоединения метана	30	
Ксилол	50	
Толуол	50	
Бензин	100	

Основными профилактическими мероприятиями, исключающими контакт обслуживающего персонала с вредными веществами, являются:

- полная герметизация всего технологического процесса перекачки;
- выбор оборудования из условия максимального возможного давления в нем;
- контроль и управление технологическим процессом.

4.2.2 Повышенный уровень электромагнитного излучения

При необходимости пребывания персонала в зонах с различной напряженностью (индукцией) постоянного магнитного поля общее время выполнения работ в этих зонах не должно превышать предельно допустимое для зоны с максимальной напряженностью.

Предельно допустимые уровни напряженности периодических (синусоидальных) МП устанавливаются для условий общего (на все тело) и локального (на конечности) воздействия (таблица 4.4).

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		71

Таблица 4.4 – ПДУ воздействия периодического магнитного поля частотой 50 Гц [СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях.]

Время пребывания, час	Допустимые уровни МП, Н [А/м] / В [мкТл] при воздействии	
	Общем	локальном
<= 1	1600 / 2000	6400/8000
2	800 / 1000	3200 / 4000
4	400 / 500	1600 / 2000
8	80 / 100	800 / 1000

Контроль параметров электромагнитного поля проводится не реже чем 1 раз в 3 года.

Обеспечение защиты работающих от неблагоприятного влияния ЭМП осуществляется путем проведения организационных, инженерно-технических и лечебно-профилактических мероприятий.

Организационные мероприятия при проектировании и эксплуатации оборудования, являющегося источником ЭМП или объектов, оснащенных источниками ЭМП, включают:

- выбор рациональных режимов работы оборудования;
- выделение зон воздействия ЭМП (зоны с уровнями ЭМП, превышающими предельно допустимые, где по условиям эксплуатации не требуется даже кратковременное пребывание персонала, должны ограждаться и обозначаться соответствующими предупредительными знаками);
- расположение рабочих мест и маршрутов передвижения обслуживающего персонала на расстояниях от источников ЭМП, обеспечивающих соблюдение ПДУ;
- ремонт оборудования, являющегося источником ЭМП следует производить (по возможности) вне зоны влияния ЭМП от других источников;
- соблюдение правил безопасной эксплуатации источников ЭМП.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		72

Инженерно-технические мероприятия должны обеспечивать снижение уровней ЭМП на рабочих местах путем внедрения новых технологий и применения средств коллективной (экранирование оборудования) и индивидуальной защиты (когда фактические уровни ЭМП на рабочих местах превышают ПДУ, установленные для производственных воздействий).

4.2.3 Микроклимат

Микроклимат производственных помещений – это климат внутренней среды этих помещений, который определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности, скорости движения воздуха и температуры окружающей поверхности.

Высокая температура воздуха способствует быстрому утомлению работающего, может привести к перегреву, тепловому удару или профзаболеванию. Низкая температура может вызвать местное или общее охлаждение организма, стать причиной простудного заболевания или обморожения. Высокая относительная влажность при высокой температура воздуха способствует перегреву организма, при низкой – усиливает теплоотдачу с поверхности кожи, что ведёт к переохлаждению организма. Низкая влажность вызывает пересыхание слизистых оболочек дыхательных путей. Подвижность воздуха эффективно способствует теплоотдаче организма человека, она положительна при высоких температурах и отрицатель – при низких.

ГОСТ 12.1.005 – 88 «Воздух рабочей зоны» устанавливает общие санитарно-гигиенические требования к температуре, относительной влажности, скорости движения воздуха в воздухе рабочей зоны с учётом избытков явного тепла, тяжести выполняемой работы и сезона года.

Явное тепло – это тепло, поступающее в рабочее помещение от оборудования, отопительных приборов, нагретых материалов, людей, в результате инсоляции и от других источников тепла, воздействующее на

					Социальная ответственность	Лист
						73
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

температуру воздуха в этом помещении.

В зависимости от количества выделяющегося явного тепла помещения подразделяют на 2 группы:

А) помещение с незначительными избытками явного тепла – избытки не превышают или равны ($23 \text{ Дж/м}^3\text{с}$) с учётом тепла от инсоляции;

Б) помещения со значительными избытками явного тепла – избытки явного тепла, превышающие $30 \text{ Дж/м}^3\text{с}$.

Оптимальные микроклиматические условия – это сочетания количественных показателей микроклимата, которые при длительном и систематическом воздействии на человека обеспечивают сохранение нормального теплового состояния организма без напряжения механизмов терморегуляции.

Допустимые микроклиматические условия – это сочетание показателей микроклимата, которые при длительном и систематическом воздействии на человека могут вызвать напряжение механизмов терморегуляции, не выходящих за пределы физиологических приспособительных возможностей.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом.

Работающие при низких температурах должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами.

4.2.4 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

В зоне работы установки подогрева возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов. Эти газы являются горючими и увеличивают риск возникновения пожаров и взрывов.

Согласно [ГОСТ 12.1.101-76. Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования.] опасные газы имеют характеристики, приведенные в таблице 4.5.

					Социальная ответственность	Лист
						74
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 4.5 – Характеристика взрывоопасных газов

Наименование	Температура, °С		Предел взрываемости, мг/м ³	
	вспышки	самовоспламенения	нижний	верхний
Углеводороды	3...+45	260-375	1,1	6,4
Сероводород	–	246	4,3	10
Газ нефтяной	–	405-580	6	13,5

Методы снижения пожаровзрывоопасности:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).

2. Исключение причин возникновения пожаров и взрывов.

3. Контроль загазованности газоанализаторами.

4. Применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.

Основная противопожарная защита НПС - автоматическое пенное пожаротушение с применением высокократной воздушно-механической пены. Для образования воздушно-механической пены используется пенообразователи ПО-1, ПО-2, ПО-11.

Для пожаротушения помещений сервера и активного оборудования локальной вычислительной сети, помещения кроссовых панелей операторной предусмотрено газовое пожаротушение модульными автоматическими установками.

Время заполнения защищаемого объема зала насосных агрегатов магистральной насосной высокократной пеной составляет не более 10 минут.

Инерционность автоматической системы пенного тушения пожаров составляет не более 3 минут.

Решения по водо- и растворопроводам

Противопожарный водопровод выполнен кольцевым, растворопроводы – сухотрубами.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		75

Для сухих растворопроводов применяются трубы с внутренним антикоррозионным силикатно-эмалевым покрытием.

Внутренняя разводка сухотрубов в защищаемых помещениях выполняется с внутренним антикоррозионным силикатно-эмалевым покрытием.

Трубопроводы на участках их подземной прокладки приняты с наружным антикоррозионным покрытием заводского нанесения (трехслойное полимерное).

Наружное водяное пожаротушение зданий предусмотрено от пожарных гидрантов.

На сетях противопожарного водопровода предусмотрена установка:

- задвижек для выделения ремонтных участков;
- выпусков для сброса воды или раствора пенообразователя при опорожнении;
- пожарных гидрантов на сетях противопожарного водопровода.

Пожарные гидранты при подземной прокладке противопожарного водопровода располагаются в колодцах. Расстановка пожарных гидрантов обеспечивает пожаротушение обслуживаемого данной сетью здания, сооружения или его части не менее чем от двух водоисточников при расходе воды на наружное пожаротушение 15 л/с и более и одного – при расходе воды менее 15 л/с.

Пожарные гидранты установлены на кольцевом противопожарном водопроводе. Расстояние от пожарного гидранта до объекта не более 200 м (при использовании пожарного автомобиля, оборудованного насосом).

Дренажные колодцы с запорной арматурой предусмотрены для опорожнения сухотрубных участков растворопроводов на участке от насосной станции пожаротушения до здания магистральной насосной.

На трубопроводах системы пожаротушения устанавливаются колодцы

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

из монолитных железобетонных конструкций. Размер колодцев обеспечивает размещение требуемого оборудования и возможность работы в них технического персонала.

Колодцы имеют сальники для прохождения трубопроводов с герметизирующими устройствами, препятствующими попаданию в них грунтовых вод.

Гидравлические испытания трубопроводов системы пожаротушения на прочность и герметичность.

Насосная станция пожаротушения

Насосная станция пожаротушения совмещена с мембранными емкостями для хранения пенообразователя.

В насосной станции пожаротушения принято 2 бака-дозатора БДП-3000В емкостью по 3 м³ каждый.

Температура воздуха в помещении насосной станции пожаротушения в зимнее время не ниже +5°C, относительная влажность воздуха – не более 80% при 25°C.

Насосные агрегаты установлены по группам:

- для подачи воды, предназначенной для получения рабочего раствора пенообразователя на тушение здания магистральной насосной;
- для подачи воды в сеть противопожарного водопровода.

В насосной станции пожаротушения для каждой группы насосов предусмотрен один резервный агрегат.

Для подачи раствора пенообразователя в здание магистральной насосной предусмотрены насосы ЦНС А 60-125 (2 рабочих, 1 резервный).

Для подачи воды в сеть противопожарного водопровода предусмотрены насосы К-100-65-250 (1 рабочий, 1 резервный).

Для заправки емкости бака-дозатора пенообразователем предусмотрен насос Х50-32-125а.

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

4.2 Экологическая безопасность

4.2.1 Мероприятия по обеспечению защиты атмосферы

Для обеспечения безаварийной работы оборудования, обеспечения минимально возможного выделения загрязняющих веществ в атмосферу проектом предусмотрен комплекс технических решений:

- все технологические процессы и операции осуществляются в закрытой, герметичной аппаратуре;
- арматура, работающая под избыточным давлением, обеспечена предохранительными устройствами от превышения давления сверх допустимого;
- освобождение трубопроводов и оборудования от остатков жидких нефтепродуктов при их остановке на ремонт и сброс от предохранительных клапанов предусмотрен в закрытую дренажную емкость.

4.2.2 Мероприятия по обеспечению защиты литосферы

На открытых технологических площадках предусмотрено твердое покрытие с отводом дождевых и талых стоков самотечной сетью в приемки для сбора загрязненного стока. При необходимости, в момент производства операций по обслуживанию технологического оборудования, дождевые стоки погружными насосами откачиваются в резервуарную емкость и вывозятся на очистные сооружения.

Предусмотрено покрытие проездов из железобетонных плит.

Расчистка трассы на период строительства и ее рекультивация после окончания строительства должна производиться в границах полос отвода.

Рекультивация нарушенных земель должна осуществляться в два последовательных этапа: технический и биологический.

4.2.3 Мероприятия по обеспечению защиты гидросферы

Загрязняющие вещества, такие как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти поступают в гидросферу в составе сточных вод от

					Социальная ответственность	Лист
						78
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

многих объектов НПС, в том числе и печей подогрева, где причиной этого могут быть ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, аварии.

Применяются следующие методы очистки: механическая (центрифугирование), химическая (адсорбция, ионообменный метод), физико-химическая (электрофлотация, электродиализ, электрофорез, электрокоагуляция), термическая, биологическая.

Как правило, в состав сточных вод входят следующие примеси: железо, нефтепродукты, метанол, фенолы, сульфаты, хлориды, СПАВ. В связи с этим, методы очистки сточных вод применяют комплексно.

Мероприятия по защите гидросферы:

- своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям;
- своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки;
- очистка, а затем отвод сточных воды с объектов НПС только соответствующих нормативным требованиям.

4.3 Чрезвычайные ситуации

Для территории Западной Сибири характерны чрезвычайные ситуации природного характера: паводки, лесные пожары, сильные морозы (ниже - 40⁰С), метели и снежные заносы и техногенного характера: пожары, взрывы паровоздушных смесей, отключение электроэнергии, другие аварии, разливы сильнодействующих ядовитых веществ.

По статистическим материалам, путем экспертной оценки или другими методами можно определить наиболее вероятные внутренние и внешние чрезвычайные ситуации (ЧС).

Из внутренних ЧС часто происходят пожары по разным причинам, отключения электроэнергии, воды, тепла, а также крайне опасные, нефтяные

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

пожары, взрывы паровоздушных смесей, разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ).

Внешние ЧС происходят на автомобильных дорогах, соседних предприятиях. Так как, учитываются только те внешние ЧС, в зону действия которых попадает предприятие, то в данном случае они учитываться не будут, потому что в этом районе их, как правило, не бывает.

Для снижения риска возникновения ЧС проводятся следующие мероприятия:

- организуется техническая диагностика оборудования, а так же его техническое обслуживание и ремонт;
- осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации на замену физически и морально устаревших;
- проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

1. Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).

2. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

3. Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.1999 г.,

4. Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 г.,

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		80

5. Федеральный закон "Об охране атмосферного воздуха" от 04.05.1999 г.,
6. Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 г.,
7. Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1 (в редакции от 28.12.2013)
8. Федеральный закон ""Об экологической экспертизе" от 23.11.1995 г.,
9. "Земельный кодекс Российской Федерации" от 25.10.2001 N 136-ФЗ (в редакции от 23.07.2013 и дополнениями от 01.01.2014)
10. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)
11. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03
12. Инструкции по технике безопасности предприятия.
13. ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»
14. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.
15. Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 24.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.
16. Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.
17. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
18. ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
19. ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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

4.5 Определение глубины распространения сильно действующих ядовитых веществ при разливе их с поражающей концентрацией

Определяют эквивалентное количество вещества $Q_{Э1}$, по первичному облаку по формуле:

$$Q_{Э1} = K_1 \cdot K_3 \cdot Q_0 ; \quad (38)$$

где:

K_1 – коэффициент, зависящий от условий хранения (для сжатых газов $K_1 = 0$);

K_3 – коэффициент, равный отношению пороговой токсодозы хлора к пороговой токсодозе другого ($K_3 = 0,36$);

Q_0 – количество выброшенного (разлившегося при аварии) вещества.

$$Q_{Э1} = 0 \cdot 0,36 \cdot 15,3 = 0m$$

Определяют эквивалентное количество вещества $Q_{Э2}$ по вторичному облаку по формуле:

$$Q_{Э2} = (1 - K_1) \cdot K_2^{0,2} \cdot K_3 \cdot \frac{Q_0}{h^{0,2} \cdot d^{0,2}} , \quad (39)$$

где K_2 – коэффициент, зависящий от свойств ($K_2 = 0,021$);

:

d – плотность, т/м³ ($d = 0,865$);

h – толщина слоя в метрах ($0,05$).

$$Q_{Э2} = (1 - 0) \cdot 0,021^{0,2} \cdot 0,36 \cdot \frac{15,3^{0,2}}{0,05^{0,2} \cdot 0,65^{0,2}} = 14,07m$$

Затем по таблицам определяется максимальное значение глубин зон заражения первичным Γ_1 и вторичным Γ_2 облаком. Полная глубина зоны заражения Γ (км) определяется по уравнению:

$$\Gamma = \Gamma' + 0,5 \cdot \Gamma'' , \quad (40)$$

где:

Γ' – наибольшее число из Γ_1 и Γ_2 ;

Γ'' – наименьшее число из Γ_1 и Γ_2 .

$$\Gamma = 13,5 + 0,5 \cdot 13,2 = 20,1 \text{ км.}$$

Таким образом, в результате разлива нефти из трубопровода, в точке

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		82

расположения узла задвижек, зона поражения будет составлять 20,1 км. Зона поражения с поражающей концентрацией охватит близлежащий участок территории, а также большую часть территории НПС (полностью блок ССВД, часть магистральной насосной, часть площадок ФГУ, погружных насосов и резервуаров-сборников от ССВД).

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Список использованных источников

1. Сорокоумова И.Е. Моделирование процесса образования отложений парафинов при трубопроводном транспорте нефти [электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://elibrary.ru/defaultx.asp> (дата обращения: 20.02.16);
2. Назаренко В.Н. Исследование работы неизотермического нефтепровода при перекачке парафинистых нефтей в осложненных условиях эксплуатации: Диссертация канд. техн. наук. Уфа, 2003;
3. Нестеренкова Л.А. Математическое моделирование установившегося неизотермического течения высоковязкой нефти в трубопроводе: Диссертация канд. техн. наук. Алма-Ата, 1984;
4. Маркин А.Н. Исследование кинетики выделения парафинов из нефти [электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://elibrary.ru/defaultx.asp> (дата обращения: 22.02.16);
5. Бикуллов А.З. Органические нефтяные отложения и их утилизация / А.З. Биккулов, Р.Г. Нигматуллин, А.К. Камалов, В.Ю. Шолом; Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т. – Уфа, 1997. – 180 с.;
6. Трапезников С.Ю. Моделирование теплового режима работы магистрального нефтепровода с учётом неравномерного распределения отложения парафинов на стенках трубы [электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://elibrary.ru/defaultx.asp> (дата обращения: 21.02.16);
7. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири / под ред. В. П. Максимова. — Москва: Недра, 1979. — 335 с.;
8. Примеры расчетов по гидравлике / А.Д. Альтшуль, В.И. Калицун, Ф.Г. Майрановский, П.П. Пальгунов; под ред. А.Д. Альтшуля. – М.: Стройиздат, 1977. – 256 с.
9. Халикова Д.А. Влияние высокомолекулярных парафиновых углеводородов на свойства нефтей и асфальтосмолопарафиновых отложений: Диссертация канд. техн. наук. Казань, 2008;

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

10. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268с.
11. Чухарева Н.В. Транспорт скважинной продукции: Учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 354 с.;
12. Гусева М.А. Автоматическое управление технологическим процессом индукционного нагрева нефти в установках трубопроводного транспорта: Диссертация канд. техн. наук. Самара, 2012;
13. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.zien.ru/> (дата обращения: 21.02.16);
14. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://zstm.ru/http://zstm.ru/> (дата обращения: 21.02.16);
15. ГОСТ Р 53580-2009 Трубы стальные для промысловых трубопроводов. Технические условия [электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/48804/> (дата обращения: 21.02.16);
16. СНиП 2.04.12-86 Расчёт на прочность стальных трубопроводов [электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://www.know-house.ru/gost/sp_2013/SP_33.13330.pdf (дата обращения: 22.02.16);
17. РД 39-30-139-79 Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях [электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://meganorm.ru/Data2/1/4293831/4293831373.htm> (дата обращения: 10.02.16);
18. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-0-003-74-ssbt> (дата обращения: 24.05.16);

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

19. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-005-88-ssbt> (дата обращения: 24.05.16);
20. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-004-91-ssbt> (дата обращения: 24.05.16);
21. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.gostbaza.ru/?gost=1048> (дата обращения: 24.05.16);
22. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-010-76-ssbt> (дата обращения: 25.05.16);
23. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/21681/> (дата обращения: 25.05.16);
24. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения: 25.05.16);
25. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-17-1-3-06-82> (дата обращения: 25.05.16).
26. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-17-1-3-13-86> (дата обращения: 25.05.16).
27. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:

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

<http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-0-01-94> (дата обращения: 25.05.16).

28. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-3-03-94> (дата обращения: 25.05.16).

29. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-0-07-95> (дата обращения: 25.05.16).

30. ПБ 10-115-96. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200001077> (дата обращения: 25.05.16).

31. ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.normacs.ru/Doclist/doc/15QP.html> (дата обращения: 25.05.16).

32. ППБ 01-03. Правил пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/901866832> (дата обращения: 25.05.16).

33. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/902207994> (дата обращения: 25.05.16).

34. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату

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

производственных помещений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения: 25.05.16).

35. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (ут. Минэнерго РФ от 1 ноября 1995 г.)

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

