

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

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

Тема работы
«Осложняющие процессы при перекачке высоковязких нефтей по промысловому трубопроводу»

УДК 622.692.4.05.02-045.38

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Жиров Г.М.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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 универсальными, общепрофессиональными и профессиональными Компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5,</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР
_____ Брусник О.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Б	Жирову Георгию Максимовичу

Тема работы:

«Осложняющие процессы при перекачке высоковязких нефтей по промышленному трубопроводу»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№ 3032/с от 27.04.2018 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

18.06.2018 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.).

Два виртуальных промысловых нефтепровода диаметром D 359 мм, протяженностью L 7000 м и разностью геодезических отметок 9 м, перекачивающие высоковязкую и маловязкую нефть плотностью ρ 890 и 840 кг/м³ и динамической вязкостью μ 0,27 и 0,04 Па·с

<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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Провести аналитический обзор литературы с целью выявления основных осложняющих факторов, возникающих при транспортировке высоковязкой нефти, и специальных методов её перекачки. 2. Выполнить обзор основ гидравлического расчета трубопровода. 3. Рассчитать потери напора на трение для высоковязкой и маловязкой нефти. 4. Провести сравнительный анализ полученных результатов. 5. Выполнить разработку разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» и «социальная ответственность» 6. Сделать выводы о проделанной работе
--	--

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
---	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>
--

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент
«Социальная ответственность»	Абраменко Никита Сергеевич, ассистент

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.02.2018 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н, доцент		01.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Жиров Г.М.		01.02.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Б	Жирову Георгию Максимовичу

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметной стоимости выполняемых работ по ликвидации аварийного разлива нефти в арктических условиях.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30 %.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Определить стоимость затрат на проведение работ по ликвидации и локализации аварийных разливов нефти</i>
2. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Оценка эффективности использования основных производственных фондов в стоимостной форме</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Диаграмма структуры затрат</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.03.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Ю.С.			26.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Жиров Г.М.		26.03.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Б	Жирову Георгию Максимовичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Места проведения работ – район Крайнего Севера, территория НПС (открытая местность) и рабочий кабинет, оснащенный ПК. На НПС ведутся работы по обслуживанию промышленного трубопровода: снятие показаний контрольно-измерительных приборов, визуальный контроль оборудования, переключение запорной арматуры в соответствии с технологическими режимами. Работы в помещении: проведение теплогидравлических расчетов, анализ НТД и методических пособий. Работы ведутся в теплое и холодное время года.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>СанПиН 2.2.4.548-96, СНиП 23-05-95, СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03, ГОСТ 12.1.019-2009, ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.101-76, РД 153-39ТН-008-96.</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, вредные вещества и нормы загазованности. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу, методы их предотвращения. Повреждения в результате контакта с насекомыми. Отклонение показателей микроклимата в помещении. Недостаточная освещенность рабочей зоны, расчет и расстановка осветительных приборов. Монотонный режим работы и эмоциональный стресс.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <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 	<p>Поражения электрическим током; Повышенная температура поверхностей оборудования;</p>

<i>пожаротушения)</i>	
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>Анализ воздействия объекта на литосферы (отходы).</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Перечень возможных ЧС;</p> <p>Мероприятия для снижения риска возникновения ЧС.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Продолжительность рабочего дня перед праздниками;</p> <p>Продолжительность смены в ночное время;</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.04.2018
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			02.04.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Жиров Г.М.		02.04.2018

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: 18.06.2018 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2018	<i>Исследование процесса парафинообразования</i>	10
28.03.2018	<i>Анализ способов борьбы с отложениями парафинов</i>	15
16.04.2018	<i>Способы транспортировки высоковязких нефтей</i>	25
30.04.2018	<i>Расчет потери напора на трение</i>	15
07.05.2018	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
11.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
21.05.2018	<i>Заключение</i>	5
28.05.2018	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н, доцент		01.02.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		01.02.2018

Реферат

Выпускная квалификационная работа 102 страница, 19 рисунков, 18 таблиц, 37 источников.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, транспорт нефти, парафинообразование, гидравлический расчет, потери напора, экономическая эффективность, охрана труда, термодинамические параметры.

Объект исследования: осложняющие процессы, возникающие при перекачке высоковязкой нефти по промышленному трубопроводу.

Цель работы – анализ влияния парафинообразования на эффективность перекачки нефтепродуктов по промышленному трубопроводу.

Методы и методология проведения работы: гидравлический расчет потери напора на трение и потери давления по длине трубопровода круглого сечения согласно методике, изложенной в учебном пособии Сваровской Н.А.

Полученные результаты и их новизна: в результате исследования выполнен обзор литературы о методах перекачки высоковязких нефтей по промышленным нефтепроводам и их эффективности, а также проведен анализ возможных осложняющих факторов и методов борьбы с ними. Проведены гидравлические расчеты потери напора на преодоление трения по длине трубопровода круглого сечения. Проведён сравнительный анализ процессов транспортировки маловязкой и высоковязкой нефти, получено отношение величин потери напора на трение, возникающих в результате парафинообразования.

Основные конструктивные и технологические характеристики: гидрперекачка, перекачка с использованием жидких углеводородных разбавителей, перекачка газонасыщенных нефтей, перекачка с

регулированием реологических свойств нефти комплексными методами, перекачка нефти с подогревом.

Область применения: промышленные трубопроводы, перекачивающие высоковязкую нефть.

Экономическая эффективность: расчёт сметной стоимости затрат на ликвидацию аварийного разлива нефти на промышленном трубопроводе.

Abstract

Final qualifying work of 102 pages with 19 figures, 18 tables, 37 sources.

Keywords: high-viscosity oil, oil transportation, paraffin deposition, hydraulic calculation, head loss, economic efficiency, labor protection, thermodynamic parameters.

The object of the study is field oil pipeline covered with paraffin due to pumping of high-viscosity oil.

The purpose of the work is analysis of the influence of paraffin deposition on the efficiency of oil products pumping through the field pipeline.

Methods and methodology of the work: hydraulic calculation of pressure loss due to friction and loss of pressure along the length of tubing of circular cross-section according to the method described in the textbook.

The results and their novelty: as a result of research a review of the literature about methods of high-viscosity oil pumping through oil field pipelines and their efficiency is carried out, as well as an analysis of possible complicating factors. The study included hydraulic calculations of pressure losses to overcome friction along the length of the circular section of the pipeline, a comparative analysis of the processes of transportation of low-viscosity and high-viscosity oil, the ratio of the friction head losses as a result from paraffin deposition is obtained. Measures on labor and environment protection are represented.

The basic constructive, technological, technical and operational characteristics: thermal oil pumps, hydro transport, pumping with the use of liquid hydrocarbon diluents, pumping of gas-saturated oil, pumping with regulation of rheological properties of oil by complex methods.

Application field: field pipelines pumping high-viscosity oil.

Economic efficiency: calculation of the estimated cost of oil spill response costs on the field pipeline.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

асфальтосмолопарафиновые отложения: Тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняющие её добычу, транспорт и хранение.

температурный градиент: Величина изменения температуры на единицу длины в направлении распространения теплоты.

трубопровод: Сооружение из труб для передачи на расстояние жидкости, газа, сыпучих тел.

шероховатость поверхности: Совокупность неровностей поверхности с относительно малыми шагами на базовой длине.

турбулентный режим течения жидкости: Такой режим течения, при котором частицы жидкости перемещаются по случайным траекториям, имеющим неопределенную, случайную пространственную форму.

ламинарный режим течения: Такой режим течения, при котором частицы жидкости перемещаются по траекториям, направленным вдоль общего основного течения, без поперечного перемещения; пульсации давления и скорости.

гидравлическое сопротивление: Безвозвратные потери удельной энергии (переход её в теплоту) на участках гидравлических систем (систем гидропривода, трубопроводах, другом гидрооборудовании), обусловленные наличием вязкого трения.

эмульсия: Дисперсная система, состоящая из микроскопических капель жидкости (дисперсной фазы), распределенных в другой жидкости (дисперсионной среде).

суспензия: Смесь веществ, где твёрдое вещество распределено в виде мельчайших частиц в жидком веществе во взвешенном (неосевшем) состоянии.

диспергирование: тонкое измельчение твердого тела или жидкости, в результате которого образуются дисперсные системы: порошки, суспензии, эмульсии, аэрозоли.

поверхностно-активные вещества: Химические соединения, которые, концентрируясь на поверхности раздела фаз, вызывают снижение поверхностного натяжения.

реологические свойства жидкостей: Свойства жидкостей, от которых зависит характер их течения.

вибросито: Это специальный агрегат, который предназначен для просеивания сыпучих материалов и отделения их по фракциям.

адсорбция: Самопроизвольный процесс увеличения концентрации растворённого вещества у поверхности раздела двух фаз (твёрдая фаза - жидкость, конденсированная фаза - газ) вследствие нескомпенсированности сил межмолекулярного взаимодействия на разделе фаз.

начальное напряжение сдвига: Начальное сопротивление движению жидкости.

ньютоновская жидкость: Вязкая жидкость, подчиняющаяся в своём течении закону вязкого трения Ньютона, то есть касательное напряжение и градиент скорости в такой жидкости линейно зависимы.

Определения и сокращения

В настоящей работе используются следующие сокращения:

АСПО – асфальтосмолопарафинистые отложения;

ВВН – высоковязкая нефть;

ПН – парафинистая нефть;

УВ – углеводород;
ПАВ – поверхностно-активные вещества;
НКТ – насосно-компрессорный трубопровод;
ГНТС – головная нефтетранспортирующая станция;
НТС – нефтетранспортирующая станция;
КП – конечный пункт;
КЕО – коэффициент естественной освещенности;
ПК – портативный компьютер;
НПС – нефтеперекачивающая станция.

Нормативные ссылки

ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

ГОСТ 12.1.001-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда.

Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями

ГОСТ 11851-85 Нефть. Метод определения парафина

Оглавление

Введение.....	17
1 Обзор литературы	17
1.1 Анализ распределения парафинистых нефтей на территории России и мира.....	17
1.2 Парафинообразование.....	24
1.2.1 Общие сведения и классификация парафинов.....	24
1.2.2 Механизм отложения парафина.....	26
1.2.3 Факторы, влияющие на отложение парафинов	27
1.2.4 Способы борьбы с парафинизацией трубопроводов	32
1.3 Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей	37
1.3.1 Гидроперекачка	37
1.3.2 Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств	43
1.3.3 Перекачка нефти с подогревом.....	58
2 Расчетная часть.....	17
2.1 Расчет потери напора на трение для высоковязкой нефти	63
2.2 Расчет потери напора на трение для маловязкой нефти	64
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение... 17	
3.1 Нормативная продолжительность работ.....	17
3.2 Расчет сметной стоимости работ по ликвидации аварийного разлива нефти.....	70
4 Социальная ответственность	17
4.1 Введение.....	17
4.2 Производственная безопасность.....	77

4.2.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению	78
4.2.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению	85
4.3 Экологическая безопасность.....	89
4.3.1 Литосфера.....	89
4.3.2 Атмосфера	91
4.3.3 Гидросфера.....	91
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	93
4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	96
Заключение	98
Список литературы	99

Введение

Актуальность работы: в течение последних десятилетий в Российской Федерации наблюдается непрерывное ухудшение качественного состояния нефтяной сырьевой базы. Во-первых, этой закономерности способствует выработка большого количества высокопродуктивных месторождений, во-вторых – вовлечение в процесс эксплуатации месторождений, которые имеют небольшие толщины нефтенасыщенных пластов и низкопроницаемые коллекторы. В гораздо меньшей степени идет процесс вовлечения в эксплуатацию высоковязких парафинистых месторождений нефти, содержащих высокое количество асфальтенов и смол. Подобные месторождения являются, по сути, незадействованными энергетическими ресурсами, разработка и использование которых требует применения специальных методов сбора нефти, извлечения из пласта, перекачки и подготовки.

Мировые запасы таких нефтей составляют более 810 млрд. тонн. На сегодняшний день Россия находится на третьем месте в мире после Венесуэлы и Канады по уровню запасов высоковязкой и тяжелой нефти. Уровень геологических запасов высоковязкой нефти России достигает 6,2 млрд. тонн, однако, оценки некоторых исследователей указывают на то, что запасы потенциально могут доходить до 75 млрд. тонн. Причем на долю Западной Сибири приходится практически половина.

Наиболее важной является проблема транспортировки высоковязкой нефти. Протяжённость трубопровода может достигать нескольких сотен километров, и создать оптимальные значения термобарических условий по всей длине трубопровода является крайне сложной задачей, в результате

					<i>Осложняющие процессы при перекачке высоковязких нефтей по промышленному трубопроводу</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Жиров Г.М.			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					18	102
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

невыполнения, которой высоковязкая нефть многократно изменяет свою дисперсность, а это, в свою очередь, влияет на ее вязкостные свойства. Все эти явления приводят к увеличению затрат энергии и финансовых затрат, вследствие возникновения резких колебаний гидродинамического сопротивления трубопроводной аппаратуры. Все это приводит к тому, что транспорт данной категории нефтей становится экономически невыгодным и неэффективным. Все это принуждает к разработке новых способов для перекачки нефтей подобного состава.

Объект и предмет исследования: осложняющие процессы, возникающие при перекачке высоковязкой нефти по промышленному трубопроводу.

Целью работы - анализ влияния такого процесса как парафинообразование на транспортировку нефти по промышленным трубопроводам.

Задачами работы являются:

1. Изучить явление парафинообразования, его влияние на процесс транспортировки нефти.
2. Провести анализ различных способов перекачки высоковязких нефтей по промышленным трубопроводам.
3. Произвести гидравлический расчёт процесса перекачки высоковязкой и маловязкой нефти. Анализ полученных результатов при равных значениях исходных данных.
4. Выполнить экономический расчёт мероприятий по ликвидации аварийного разлива нефти, произошедшего в результате парафинообразования.
5. Подобрать необходимые мероприятия по охране труда и окружающей среды, анализировать вредные и опасные факторы изучаемой производственной среды.

					Введение	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

1 Обзор литературы

С каждым годом в нашей стране и за рубежом увеличивается добыча нефтей, имеющих высокую вязкость и температуру застывания. Кроме того, вследствие углубления отбора легких фракций при переработке нефти повышается вязкость нефтяных остатков. Как и другие массовые грузы, их наиболее экономично транспортировать по трубопроводам.

Добыча и перекачка парафинистых и высокопарафинистых нефтей до сих пор является сложной технологической и технической задачей. Как правило, при естественных температурах перекачки, парафинистые нефти представляют собой гетерогенную структурированную систему с ярко выраженными неньютоновскими свойствами. Неньютоновское поведение нефтей характеризуется аномалиями вязкости, наличием свойств пластичности и тиксотропности.

Перекачка подобных жидкостей обычным способом нерациональна, а иногда и вовсе невозможна вследствие большого гидравлического сопротивления. Однако существует немало способов, позволяющих перекачивать высоковязкие жидкости. Подробное описание каждого из этих способов можно найти в работах таких авторов, как В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, П.И. Тугунов, В.М. Агапкин, Р.А. Алиев, В.Е. Губин.

В работах Тронова В.П., Сорокина С.А., Минеева Б.П., Каюмова М.Ш. и др. можно найти подробную информацию касательно механизма и особенностей образования АСПО, рассмотреть их состав, строение и структуру, а также способы и методы борьбы с ними.

Анализ данной литературы дает абсолютно ясно понять, что проблема образования АСПО приобретает более серьезные масштабы.

					Осложняющие процессы при перекачке высоковязких нефтей по промышленному трубопроводу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Жиров Г.М.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					20	102
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 2Б4Б		

1.1 Анализ распределения парафинистых нефтей на территории России и мира

Уровень запасов тяжёлой нефти России достигает 6,2 млрд. т., что составляет приблизительно 84 % от запасов всего СНГ. Бассейны, содержащие высоковязкую нефть, располагаются в большей степени на европейской территории России (Днепровско-Припятский, Волго-Уральский, Тимано-Печорский и Прикаспийский). В азиатской части в качестве примера можно привести Енисейско-Анабарский бассейн.

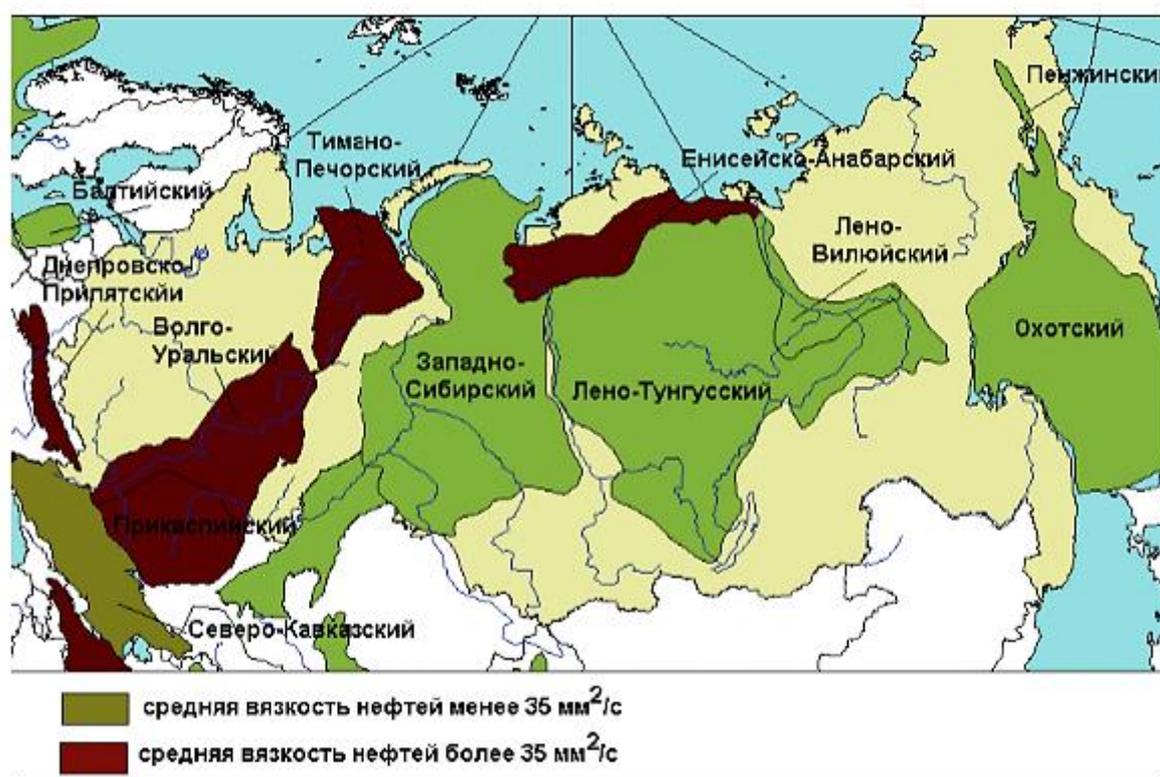


Рисунок 1 – Распределение нефтегазоносных бассейнов по вязкости нефти

[1]

Большинство бассейнов России содержат месторождения с высоковязкими нефтями, а в пяти из них значение средне-бассейновой вязкости превышает уровень 35 мм²/с - это Днепровско-Припятский, Волго-Уральский, Прикаспийский, Енисейско-Анабарский и Тимано-

Печорский бассейны. Наиболее вязкими в России в среднем являются нефти Тимано-Печорского бассейна.

Таблица 1 – Распределение высоковязких нефтей России по бассейнам и месторождениям [1]

Нефтегазоносный бассейн	Объём выборки из базы данных	Число образцов ВВН в бассейне	Число месторождений с ВВН	Средне-бассейновая вязкость, мм ² /с
Пенжинский	8	-	-	2,34
Волго-Уральский	2662	544	182	47,12
Днепровско-Припятский	663	32	15	37,54
Лено-Виллюйский	156	-	-	11,43
Западно-Сибирский	2644	28	26	23,12
Тимано-Печорский	343	14	9	1221,45
Лено-Тунгусский	689	54	14	23,38
Охотский	302	15	9	25,74
Енисейско-Анабарский	64	3	3	84,48
Северо-Кавказский	1519	62	25	29,22
Прикаспийский	461	103	32	109,72
Балтийский	29	-	-	7,31

Распределение ВВН по административным регионам Российской Федерации представлено на рисунке 2.

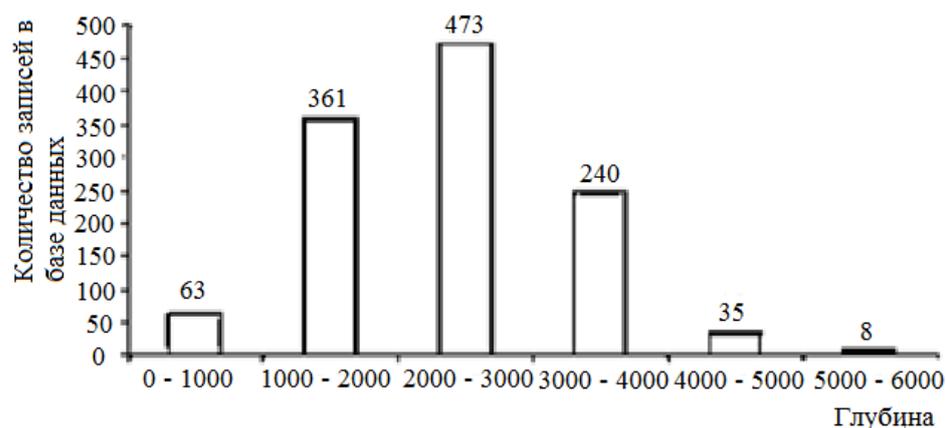


Рисунок 3 – Распределение парафинистых нефтей мира по глубине залегания [3]

Анализируя данные представленные на рисунке 3, можно сделать вывод, что основная часть образцов ПН находится на глубине от 1000 до 4000 м и составляет порядка 91 % образцов из общей выборки. Максимальное значение находится в интервале глубины от 2000 до 3000 м.

Наиболее существенный вклад в изучение вопросов, которые связаны с транспортом высоковязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам, внесли Агапкин В.М., Алиев Р.А., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И., Черников В.И., Губин В.Е., Юфин В.А., Абрамзон Л.С., Яблонский В.С. и другие ученые.

1.2 Парафинообразование

1.2.1 Общие сведения и классификация парафинов

Парафиновые отложения, которые отлагаются на стенках трубопроводов, являются смесью гибридных углеводородов церезинов алканонафтенового строения состава $C_{36}H_{74} - C_{71}H_{144}$ и твердых парафиновых углеводородов состава $C_{17}H_{36} - C_{36}H_{74}$.

Существует большое разнообразие классификаций нефтей в зависимости от содержания парафинов. Однако самой распространенной является классификация, которая разделяет нефти по содержанию в них парафинов на 3 класса. Данная классификация представлена на рисунке 4.

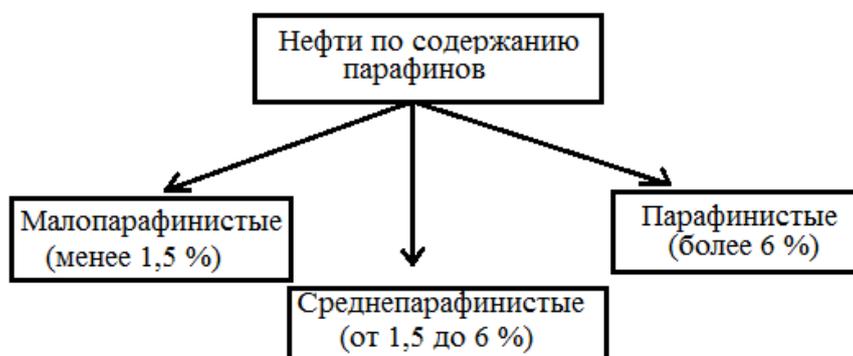


Рисунок 4 – Классификация нефтей в зависимости от содержания парафина [3]

Руководствуясь ГОСТ Р 51858-2002 в дальнейшем будем относить нефти к классу парафинистых, если содержание парафинов превышает 6%. Для удобства интерпретации и представления результатов исследований изменения свойств ПН, разделим класс «парафинистых нефтей» на подклассы:

- умеренно парафинистые;
- высоко парафинистые;
- сверхвысоко парафинистые.

Представим данную классификацию в виде таблицы 2.

Таблица 2 – Двухуровневая классификация нефтей по содержанию парафинов

Класс нефтей	Подкласс нефтей	Пределы изменения классификационных интервалов, %

Малопарафинистые	-	До 1,5
Среднепарафинистые	-	От 1,5 до 6
Парафинистые	Умеренно парафинистая	От 6 до 10
	Высоко парафинистая	От 10 до 20
	Сверхвысоко парафинистая	Более 20

Состояние парафинов в нефти зависит от температуры и давления. Парафины обладают хорошей растворимостью в нефти только при повышенных (более 40 °С) значениях температуры. Так как температура нефтяной залежи в толще пласта чаще всего выше 40°С, то можно считать, что парафины образуют в нефти гомогенный раствор в пластовых условиях. При извлечении нефти происходит снижение температуры, давления, а также разгазирование, вследствие этого ее растворяющая способность снижается. Происходит пресыщение нефти парафином и последующая его кристаллизация. Но этот процесс возможен только при наличии какой-либо поверхности кристаллообразования. В качестве центров кристаллизации выступают шероховатости на поверхности трубопровода, выступы и механические взвеси, находящиеся в потоке нефти [4].

1.2.2 Механизм отложения парафина

Под влиянием окружающей среды, имеющий более низкую температуру, происходит процесс охлаждения нефти, и в тонком слое у стенки трубопровода начинает возникать радиальный температурный градиент.

Явление возникновения радиального температурного градиента влечет за собой возникновение градиента значения концентрации растворенного парафина. Из-за этого начинает происходить перемещение растворенных частиц парафина ближе к стенке трубы под влиянием молекулярной диффузии. Как только частицы парафина достигают границы твердых отложений или стенки трубы начинается их кристаллизация и затем выделение из раствора.

Если значение температуры в пристенном слое становится ниже уровня, необходимого для начала процесса выпадения парафина из нефти, то кристаллы парафина будут содержаться и в потоке нефти, а твердая и жидкая фаза будут находиться в состоянии термодинамического равновесия. По мере уменьшения температуры увеличивается масса кристаллов парафина, взвешенных в нефти, а количество парафина, растворенного в нефти, – уменьшается.

Кристаллы парафина, а также их скопления, возникающие на внутренней поверхности трубопровода, по сути, и являются парафиновыми отложениями. Однако кристаллы парафина, которые образовались в объеме нефти, не имеют практически никакого значения для процесса формирования отложений [4].

1.2.3 Факторы, влияющие на отложение парафинов

- перепад значений температур;
- прочное сцепление ПО с поверхностью трубопровода;
- снижение значения температуры нефтяного потока;
- достаточное количество высокомолекулярных углеводородов парафинового ряда;
- газовый фактор и давление;

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		27

- скорость течения;
- свойств поверхности внутренней стенки трубопровода;
- обводненность продукции;
- присутствие смолисто-асфальтеновых веществ;
- плотность нефти
- компонентный состав нефти;
- время.

Перепад значений температур: чем больше разница между температурой окружающей среды и температурой потока нефти, тем больше количество отлагающегося парафина.

Прочное сцепление ПО с поверхностью трубопровода: исключение возможности полного смыва отложений нефтяным потоком.

Снижение значения температуры нефтяного потока: охлаждение до значений, при которых возможен процесс выделения из нефти твердых кристаллов парафина. Температурные условия, необходимые для начала процесса кристаллизации, возникают, главным образом, на внутренней стенке трубопровода.

Газовый фактор и давление: если давление нефти принимает значения ниже значений давления насыщения, начинает происходить рост температуры начала кристаллизации, причем, чем ниже становится давление, тем большие значения принимает температура. Данное явление объясняется тем, что увеличивается объем выделяющегося газа, существенно влияющего на температуру нефтегазового потока и растворимость парафина в нефти. Для давлений, значения которых выше значения давления насыщения, с увеличением давления наблюдается рост температуры начала выпадения парафинов. Данная зависимость представлена на графике, изображенном на рисунке 5;

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		28

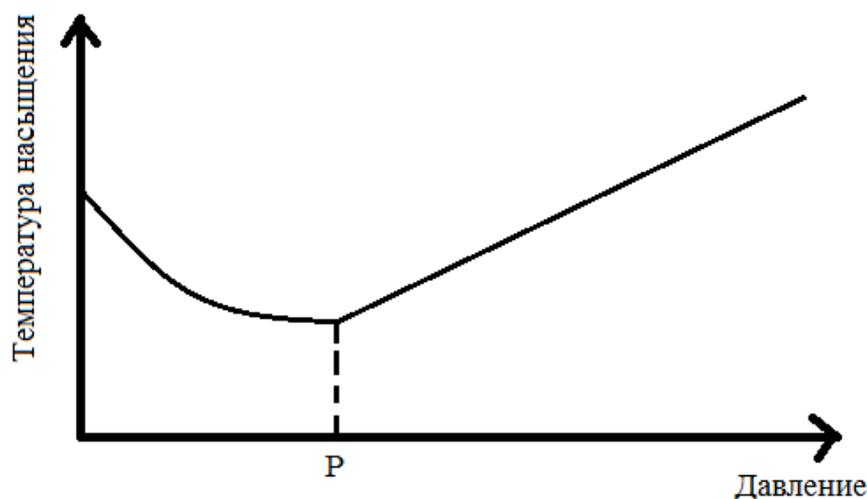


Рисунок 5 – Зависимость температуры насыщения пластовой нефти парафином от давления [5]

Скорость течения: при увеличении скорости потока нефти интенсивность процесса накопления отложений сначала растет по причине увеличения массопереноса, а затем начинает снижаться. Характер данной зависимости обусловлен факторами, которые определяют динамическое равновесие между гидродинамическими характеристиками потока нефти и механическими свойствами отложившегося парафина. При высоких значениях скорости течения поток начинает смывать отложившийся парафин со стенок труб. Это объясняется тем, что силы касательных напряжений имеют большие значения, чем силы взаимодействия частиц парафина и поверхности трубы;

Свойства поверхности: интенсивность процесса запарафинивания безусловно зависит от свойств поверхности внутренней стенки трубопровода, однако лишь на начальной стадии, так как происходит интенсификация перемешивания при развитом турбулентном режиме под действием шероховатости, как следствие происходит и выделение газа, парафина. После того как произошло образование слоя парафина хотя бы небольшой толщины скорость процесса парафинообразования перестает зависеть от того, насколько чисто обработана поверхность. Но свойства

1. Увеличение суммарной теплоемкости (теплоемкость нефти ниже, чем теплоемкость воды) приводит к росту температуры потока, как следствие происходит уменьшение отложения парафина.

2. Изменение характера смачиваемости поверхности. На рисунке 7 можно увидеть зависимость интенсивности запарафинивания различных материалов от их гидрофильных свойств[5].



Рисунок 7 – Зависимость интенсивности запарафинивания материалов от их гидрофильности [3]

1 – стекло; 2 – полиэтилен; 3 – полихлорвиниловый пластикат; 4 – алюминий; 5 – полиамид АК-7; 6 – полиамид КК; 7 – фторопласт; 8 – сталь

Присутствие смолисто-асфальтеновых веществ: смолисто-асфальтеновые вещества приводят к образованию трудноудаляемых с металлической поверхности, плотных ПО. Поверхность отложений в их присутствии приобретает развитую шероховатость. При их отсутствии - поверхность является идеально гладкой, а отложения обладают низкими механическими характеристиками и рыхлой структурой. В итоге, можно сделать вывод, что парафин является основным материалом отложений, а

смолы выполняют цементирующую функцию. Установлено, что плотность парафиновых отложений, образующихся на стенках трубопровода, прямо пропорциональна количеству смол в нефти; [3]

Плотность нефти: чем более тяжелой является нефть, тем хуже в ней происходит процесс растворения парафина. Следовательно, интенсивнее происходит выпадение парафина из такой нефти;

Компонентный состав нефти: он в первую очередь влияет на растворяющую способность нефти относительно парафина. Чем больше выход светлых фракций (выкипающих до 350 °С), тем больше выпадет парафина. Нефти с преобладанием соединений метанового ряда в составе, даже при небольшом содержании высокомолекулярных соединений, формируют плотные отложения парафина;

Время: с течением времени на стенках трубопровода откладывается все больше парафиновых отложений. В начале процесса наблюдается наибольшая интенсивность процесса парафинизации, затем вследствие того, что толщина отложившегося слоя парафина увеличивается, происходит уменьшение теплоотдачи от нефти во внешнюю среду, что приводит к снижению скорости роста отложений [5].

1.2.4 Способы борьбы с парафинизацией трубопроводов

Существуют два возможных направления борьбы с АСПО:

– *Удаление АСПО.* Для этого применяют механические методы (скребки-центраторы, скребки), тепловые методы (промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции), химические методы (удалители и растворители) [4, 6].

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		32

– *Предотвращение отложения парафина.* Для этого применяют гладкие (защитные) покрытия, химические методы (депрессаторы, модификаторы, диспергаторы), физические методы (ультразвуковые, вибрационные, воздействие электрических и электромагнитных полей) [4, б].

Прогрессивными методами борьбы с отложениями парафина считаются химические, действие которых направлено на:

- удаление АСПО с помощью водных растворов различных композиций ПАВ и органических растворителей;
- предотвращение отложения парафина при помощи химических продуктов, которые ингибируют процесс формирования АСПО [7].

С учётом вышеописанных факторов данного процесса методы борьбы путем разрушения системы взаимодействующих фаз «нефть-парафин-поверхность» должны учитывать её физико-механические свойства:

- растворимость парафина в нефти;
- особенности структуры парафиновых отложений, а также их прочности;
- энергию взаимодействия взвешенных в объёме нефти кристаллов парафина друг с другом, а также с поверхностью оборудования;
- энергии межмолекулярных связей, возникающих между поверхностью и кристаллами парафина.

Любая группа подходов, направленная на борьбу с отложениями парафина, может оказаться перспективной и эффективной, если она основывается на свойствах взаимодействующих фаз, на которые можно легко воздействовать в необходимом направлении при помощи современных технических средств [5].

На практике всегда применяются несколько дополняющих друг друга методов. Например, применение ингибиторов предусматривает тщательную подготовку скважины, очистку от АСПО НКТ, арматуру, выкидные пинии, используя растворители-удалители. И только после подготовки скважины возможно применение ингибиторов с целью предотвращения образования АСПО. На основе экспериментальных исследований, исходя из анализа состава нефти, АСПО, её высокомолекулярной части, гидро- и термодинамических условий формирования отложений производится выбор химических реагентов, которые удаляют отложения или предупреждают их образование.

1.2.4.1 Методы химического удаления асфальто-смолисто-парафиновых отложений

Сущность процесса применения данных методов удаления парафиновых отложений заключается в предварительном их растворении или разрушении с последующим удалением. Для данных целей применяются:

– органические растворители с высокой растворяющей способностью не только твёрдых УВ, но и смолисто-асфальтеновых веществ;

– водные растворы ПАВ.

В основе технологии применения реагентов-удалителей лежит эмульгирующее, диспергирующее, деэмульгирующее, моющее, пенообразующее действие.

В основе технологии применения растворителей лежит процесс растворения и диспергирования парафиновых отложений при температурах ниже температуры их плавления [5].

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		34

Водные растворы ПАВ проникают при контакте с парафиновыми отложениями в их толщу и диспергируют основную массу АСПО, снижают прочность отложений вплоть до разрушения. Растворители и растворы композиций ПАВ имеют более высокую эффективность при повышенных значениях температуры. Химические методы удаления парафиновых отложений на практике часто сочетаются с тепловым и механическим воздействием. При этом удается добиться наибольшего технологического и экономического эффекта при помощи значительного ускорения процесса и полноты удаления смолисто-парафиновых отложений [8].

Примеры некоторых растворителей с указанием их растворяющей способности приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Виды применяемых растворителей парафиновых отложений [5]

Растворитель	Растворяющая способность, % масс.
Адсорбент А-1	52
Кубовый остаток производства бутанолов	46
Бензольная фракция	80
Нефрас-П-150/330	64
Газовый бензин	82
Легкая смола пиролиза	78

1.2.4.2 Методы предотвращения процесса отложения парафина

Предотвращение процесса отложения парафина осуществляется разнообразными композициями химических веществ (ингибиторами), существенно различающимися по механизму воздействия на АСПО:

- *адгезионного, смачивающего, гидрофилизирующего действия.*

Влияют на кристаллическую структуру парафинов в процессе их фазового перехода. В результате образуются недоразвитые дендритные кристаллы парафина, структурно несоединённые друг с другом. Основой технологии их применения является понижение температуры застывания и улучшение реологических свойств нефти. Условием осуществления данного процесса является непрерывность процесса подачи реагента в нефть при температурах выше температуры начала кристаллизации парафина; [9]

- *модифицирующего, депрессорного действия.* Изменяют форму и поверхностную энергию кристаллов парафина, вследствие этого склонность кристаллов к присоединению к стенкам трубопровода или взаимному объединению снижается; [7, 10]

- *моющего, многофазного детергентного действия.* Технологии использования ингибиторов моющего действия предусматривают диспергирование и смыв зародышей кристаллов парафинов, которые образуются как в объеме нефти, так и на стенках оборудования при соблюдении условия непрерывной подачи реагента в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина. Воздействуют на макромолекулярном уровне на процесс кристаллизации твердых компонентов нефти, вследствие этого, образуют адсорбционный слой из молекул реагента на мелких зародышевых кристаллах углеводородов, и, таким образом, препятствуют их слипанию [11].

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		36

1.3 Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

Повышенная вязкость, высокая температура застывания, а также другие реологические особенности затрудняют транспортировку высокозастывающих и высоковязких нефтей по трубопроводам. Достаточно высокое значение величины коэффициента гидравлического сопротивления принуждает к сооружению большого количества насосных станций, и это не всегда является экономически целесообразно. Следовательно, вместе с обычной изотермической перекачкой применяются и иные способы транспортировки данных нефтей, такие как: [12]

1. Гидроперекачка.

2. Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств (путем механического воздействия, с помощью добавления жидких разбавителей, газонасыщения, присадок, термообработки).

3. Перекачка с подогревом.

1.3.1 Гидроперекачка

Гидроперекачка - совместная перекачка высоковязких нефтей с водой. Применяются несколько основных методов гидроперекачки:

1. Перекачка нефти внутри водяного кольца.

2. Перекачка водонефтяной смеси в виде эмульсии типа «нефть в воде».

3. Перекачка нефти и воды без вмешательства в формирование структуры потока.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		37

проволокой, обеспечивающей винтовое движение потока. Центробежные силы, которые возникали при этом методе, вытесняли более тяжелую воду к стенкам трубы. Наибольшая производительность трубопровода с неизменным перепадом давления была получена при использовании соотношения нефти и воды 9:1.

Результаты данного эксперимента в будущем были применены для постройки промышленного трубопровода ($L = 50$ км и $D = 0,203$ м), винтовая дорожка которого имела шаг 3,05 м и высоту 0,024 м.

В дальнейшем, теоретически этот способ гидротранспорта парафинистых и высоковязких нефтей был подробно рассмотрен В.И. Черникиным, а также его учениками. В результате исследований было выявлено, что достигается увеличение показателя производительности трубопровода по нефти в 15 раз при гидроперекачке в сравнении с обычной изотермической перекачкой лишь одной нефти. Однако, несмотря на это, масштабного распространения этот способ транспортировки нефти не получил, в первую очередь по причине сложности создания винтовых нарезок на внутренней поверхности труб, а также их засорения. Без нарезки сильно снижается эффект гидроперекачки, так как по причине различий в плотности нефти и воды, последняя занимает положение у нижней образующей трубы.

При увеличении протяженности перекачки неизбежно наступает гравитационное расслоение нефти и воды, что впоследствии приведет к существенному увеличению перепада давления в трубопроводе [13].

1.3.1.2 Гидроперекачка в виде эмульсии

Сущность еще одного способа гидротранспорта заключается в смешивании нефти и воды перед началом перекачки в определенной пропорции, с целью создания эмульсия типа «нефть в воде». Частицы

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		39

нефти будут внутри водяной пленки и, вследствие этого, нефть не сможет контактировать с внутренней поверхностью трубы.

С целью увеличения устойчивости эмульсий и увеличения гидрофильных свойств стенок трубопровода к ним добавляют различные поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Степень стабилизации эмульсии типа «нефть в воде» сильно зависит от режима течения, характеристики и концентрации ПАВ, температуры, а также соотношения нефти и воды в потоке [12].

Явление уменьшения концентрации воды в смеси ведет к ухудшению стабильности эмульсии. С увеличением количества транспортируемой воды стабильность эмульсии повышается, однако возрастают расходы на энергозатраты ее перекачки (воды). В результате исследований была выявлена закономерность, заключающаяся в том, что минимальное количество воды не должно быть меньше 30 % от общего объема перекачиваемой смеси.

К недостаткам этого способа гидроперекачки следует отнести опасность возникновения такого явления, как инверсия фаз, другими словами конвертации эмульсии типа «нефть в воде» в противоположную эмульсию типа «вода в нефти», изображенную на рисунке 9.



Рисунок 9 - Гидроперекачка в виде эмульсии [12]

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

Данное явление возможно при смене температуры перекачки или скорости. Еще одним недостатком является процесс транспортирования водонефтяных эмульсий по промышленным трубопроводам при наличии

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		40

промежуточных насосных станций, так как происходит явление диспергирования фаз в насосах и в дальнейшем разрушить эмульсии крайне тяжело.

Эмульсии типа «нефть в воде» перекачиваются исключительно по промысловым трубопроводам: по направлению от скважины до установок подготовки нефти [13].

1.3.1.3 Гидроперекачка без вмешательства в формирование структуры потока

Третьим способом гидроперекачки является перекачка нефти и воды без вмешательства в формирование структуры потока.

Чаще всего данный способ изображают так: нефть и вода, которые движутся в трубопроводе, обладают плоской границей раздела. Часть периметра трубы находится в контакте с водой, обладающей меньшей вязкостью, и из-за этого происходит увеличение производительности трубопровода или при неизменном расходе нефти происходит уменьшение перепада давления. Совместная транспортировка нефти и воды по трубопроводу без применения искусственного вмешательства может быть охарактеризована формами течения определённой структуры, которые переходят одна в другую вследствие изменения скорости. Данный метод схематически изображен на рисунке 10 [14].

1.3.2 Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств

1.3.2.1 Механическое воздействие

Основная особенность этого метода перекачки заключается в том, что высокопарафинистую нефть предварительно охлаждают с целью образования парафинистой структуры, после чего механическим путем подвергают разрушению последнюю. Смолы и асфальтены, которые содержатся в нефти, обволакивают “осколки”, имеющие парафиновую структуру, а также препятствуют их повторному соединению. Обычной скорости перекачки оказывается достаточно, для того чтобы суспензия парафина в нефти долгое время не утрачивала нужную степень подвижности.

Процесс разрушения парафиновых структур производится при помощи специальных мешалок, путем виброобработки, а также с помощью диафрагм и т.д.

Устройство, предназначенное для виброобработки нефтей состоит из сита, контактирующего с нефтью, вибратора, который приводит сито в колебательное движение, а также трубопроводов. В некоторых случаях вибратор способен взаимодействовать с трубопроводом без использования сит.

Процесс виброобработки выполняется виброситом с габаритными размерами ячеек от 1,5 до 8 мм при частоте колебаний от 20 до 250 Гц на протяжении от 1 до 5 минут. Причиной этого является то, что при частотах колебаний меньше 20 Гц процесс разрушения структуры парафина до достижения мелкодисперсного состояния в нефти не происходит, а при использовании частот больше 250 Гц вибросито начинает кусками вырывать застывшую нефть и разбрасывать ее по поверхности, не успевая разрушить ее структуру [12, 15].

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		43

Устройство, используемое для осуществления процесса откачки высокопарафинистых вязких нефтей из резервуаров, сконструировано из сита, выполненного в виде полусферы и жестко укрепленного с помощью пояса на вибраторе. Трубопровод соединяет вибратор с насосом для откачки нефти. Модель данного устройства изображена на рисунке 11.

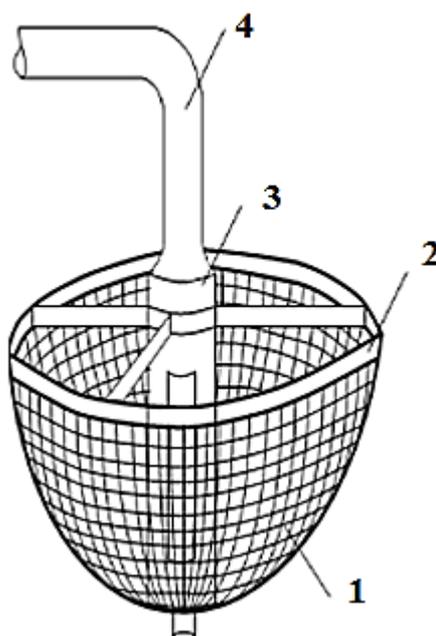


Рисунок 11 - Устройство для выработки высокопарафинистой нефти в резервуарах и земляных амбарах [12]

1 – сито; 2 – пояс; 3 – вибратор, 4 – трубопровод для откачки суспензии;

Далее мы разберем механизм работы данного устройства. Вначале запускают вибратор и выполняют погружение его в нефть при температуре на 5 - 10 градусов ниже, чем температура застывания. Происходит процесс прохождения нефти через ячейки вибросита, разрушается парафинистая структура и образующаяся в результате суспензия оказывается во всасывающем трубопроводе, проходя сквозь отверстия на корпусе вибратора.

Процесс разрушения структуры парафиновой нефти имеет место и непосредственно в самом трубопроводе. Для этой задачи применяется устройство, которое состоит из каркаса, включающего в себя укрепленные кольца с сетками (плоскими или вогнутыми). Габаритные размеры ячеек, также частота виброобработки остаются такими же, что и в рассмотренном ранее устройстве. Процесс разрушения сформировавшейся структуры происходит по причине того, что движения каркаса носят возвратно-поступательный характер и происходят вдоль направления движения потока. Данное устройство изображено на рисунке 12.

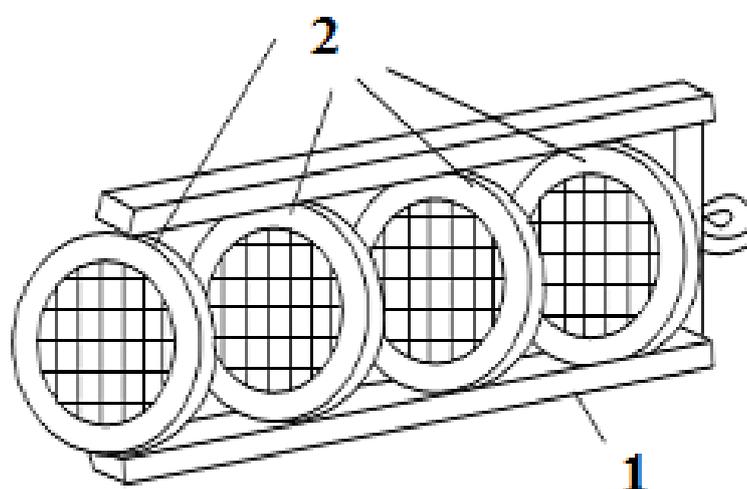


Рисунок 12 - Устройство для выработки высокопарафинистой нефти в трубопроводе [12]

1 – каркас; 2 – кольца с сетками

Эффективность этого метода улучшения реологических параметров парафинистых нефтей доказывается следующим фактом: показатель вязкости мангышлакской нефти при температуре от 5 до 10 градусов ниже температуры застывания после выполнения обработки ее помощью вибросита при градиентах скорости сдвига от 2800 до 3200 c^{-1} уменьшился с 20 до 1 Па·с.

Но, несмотря на это, с течением времени происходит восстановление структуры парафина в нефти (для этого может потребоваться от пары часов до нескольких суток, все зависит от состава нефти). Было установлено, что высокопарафинистые нефти, которые не содержат асфальтенов, практически не меняют свои свойства после механического разрушения. Причиной этого явления является то, что решетка парафина восстанавливается крайне быстро после завершения процесса ее разрушения. При увеличении содержания асфальтенов в высокопарафинистой нефти увеличивается продолжительность восстановления ее структуры. Это объясняется тем, что происходит адсорбирование молекул асфальтенов на поверхности кристаллов парафина, и они мешают образованию крепкой парафинистой структуры. Вместе с тем, явление превышения определенного содержания асфальтенов, считающегося оптимальным, в нефти сильно загущает ее, и вязкость снова начинает возрастать.

Данный метод применяется в незначительных масштабах, по причине того, что установки малопроизводительны. Основной областью его применения является откачка застывшей нефти из земляных амбаров, резервуаров, а также технологических трубопроводов [15].

1.3.2.2 Использование углеводородных разбавителей

Наиболее эффективным и доступным способом улучшения реологических свойств высоковязких нефтей и нефтепродуктов является метод использования углеводородных разбавителей, а именно конденсатов и маловязких нефтей.

Применение разбавителей дает возможность существенно уменьшить вязкость, также температуру застывания нефти.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		46

Во-первых, происходит снижение концентрации парафина в смеси по причине того, что происходит растворение одной из его частей легкими фракциями разбавителя. Во-вторых, маловязкая жидкости, которая используется в качестве разбавителя, содержит асфальтосмолистые вещества, которые препятствуют формированию прочной структурной решетки путем адсорбции на поверхности кристаллов парафина [15].

А.Н. Саханов и А.А. Кашеев в 1926 г впервые в нашей стране провели опыты по перекачке нефтей с разбавителями. В данных экспериментах высокозастывающая нефть смешивалась с керосиновым дистиллятом и в дальнейшем перекачивалась по трубопроводу. Результаты, которые удалось получить, были так хороши, что были использованы при проектировании нефтепровода Грозный-Черное море. В последующем исследованием данного вопроса занимались П.И. Тугунов, Л.С. Абрамзон, В.Е. Губин, В.А. Куликов, Р.Г. Исхаков, Л.С. Маслов, Ю.А. Сквородников, Э.М. Блейхер, Ю.В. Скрипников, В.А. Юфин, В.Н. Степанюгин, и др.

Процесс перекачки высоковязких нефтей вместе с разбавителями имеет достаточно широкую область распространения. Например, в нашей стране на территории самарской базы смешения высокопарафинистая мангышлакская нефть частично подвергается смешиванию с маловязкой нефтью Поволжья и поступает в нефтепровод “Дружба”.

Процесс разбавления высоковязких нефтей и нефтепродуктов при помощи бензина и керосина, с целью облегчения перекачки, практически никогда не осуществляется, по причине того, что доставка на месторождение требует значительных капитальных и эксплуатационных затрат. Для мазута и гудрона подобные разбавители также являются нецелесообразными, по той причине, что на конечных пунктах необходимы установки по разгонке смеси [15].

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		47

Наиболее целесообразным является использование в роли разбавителей маловязких нефтей. При добыче на месторождении нефтей разных свойств - высоковязких, высокопарафинистых и маловязких, лучше всего разбавлять вязкие нефти маловязкими, для того, чтобы добиться существенного снижения температуры застывания смеси и вязкости, также сделать проще их перекачку.

Для выбора типа разбавителя производится сравнение конкурирующих вариантов в таких показателях, как суммарные затраты на доставку, получение и транспортировку смеси, а также смешение разбавителя. Помимо этого, следует учесть, что путем смешения высокопарафинистых нефтей с маловязкими имеется возможность получения смесей заранее необходимого состава и таким образом сделать работу нефтепровода и установок более стабильной, а также увеличить выход продуктов переработки.

Интересен также тот факт, что температура смешиваемых компонентов влияет на реологические свойства нефтяной смеси. Процесс получения гомогенной смеси происходит при условии, что процесс смешения производится при температурах на 5 градусов выше, чем температуры застывания вязкого компонента. При неблагоприятных условиях смешения эффективность работы разбавителя сильно снижается и возможен даже процесс расслоение смеси [16].

1.3.2.3 Термообработка

Термообработкой нефти является ее тепловая обработка, которая предусматривает, нагрев нефти выше температуры начала плавления парафинов и последующее её охлаждение с определенной скоростью, с целью улучшения реологических свойств.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		48

Первые исследования процесса термообработки парафинистых нефтей и нефтепродуктов в России проводились еще в 30-х годах. В качестве примера эффективности данного метода можно привести термическую обработку нефти Ромашкинского месторождения, позволившую уменьшить температуру застывания на 20 °С и снизить ее вязкость более чем в 2 раза [16].

Исследования дали возможность выявить основные закономерности, связанные с процессом термической обработки нефтей: [12]

1. Данный метод позволяет улучшить реологические свойства только парафинистых нефтей, которые содержат асфальто-смолистые вещества.

2. Термообработка высокозастывающих парафинистых нефтей при подогреве до температуры, которая меньше, чем температура плавления парафинов, влечет за собой резкое ухудшение реологических свойств нефти.

3. Существование оптимальной температуры подогрева, дающей максимальный эффект от термообработки. Данная температура всегда выше, чем температура плавления парафинов, которые находятся в нефти.

4. Чем больше в нефти содержание парафинов по сравнению с содержанием смолисто-асфальтеновых веществ, тем меньше эффект от применения термообработки.

5. Свойства нефтей после термообработки сильно зависят от выбранного способа подогрева (в статике или динамике), а также от скорости последующего охлаждения нефти.

Из данного списка закономерностей, которые присущи методу термообработки, становится понятно, что улучшение реологических свойств нефтей достигается путем видоизменения структуры парафина в результате его кристаллизации, благодаря наличию смолисто-асфальтеновых веществ.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		49

В обычных условиях и естественном охлаждении парафинистых нефтей происходит образование кристаллической парафиновой структуры, придающей нефти свойства твердого тела. Прочность данной структуры получается тем больше, чем выше значение концентрации парафина, а также чем меньше размеры образующихся кристаллов. Когда нами осуществляется нагрев нефти до температуры, которая превышает температуру плавления парафинов, мы достигаем полного их растворения. При дальнейшем охлаждении нефти происходит кристаллизация растворенного парафина. Соотношение скорости, с которой возникают новые центры кристаллизации парафина, и скорости роста уже выделившихся кристаллов зависит от величины, числа и формы кристаллов парафина в нефти. Адсорбируясь на кристаллах парафина, смолисто-асфальтеновые вещества, снижают поверхностное натяжение на границе с ним. В результате чего процесс выделения парафина на поверхности уже существующих кристаллов становится выгоднее энергетически, чем процесс образования новых центров кристаллизации. Все это приводит к тому, что кристаллы парафина в термообработанной нефти становятся достаточно крупными. Одновременно с этим, наличие на поверхности этих кристаллов адсорбированных асфальтенов и смол становится причиной снижения силы коагуляционного сцепления между ними, вследствие этого прочная парафиновая структура не образуется [15, 16].

Существование оптимальной температуры термообработки (подогрева) связано со следующим. На поверхности кристаллов парафина адсорбированы смолисто-асфальтеновые вещества, которые находятся в нефти. При недостаточных значениях температуры подогрева некоторые кристаллы парафина растворяются, и смолисто-асфальтеновые вещества адсорбируются на поверхности кристаллов парафина, которые не растворились.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		50

Дальнейшее охлаждение приводит к тому, что мелкие кристаллы парафина, которые выпадают из раствора, образуют весьма прочную структуру, которая повышает эффективную вязкость и температуру застывания нефти. При повышении значения температуры подогрева нефти происходит увеличение количества растворяющихся кристаллов парафина и соответственно высвобождаемых смолисто-асфальтеновых веществ. Однако поскольку уменьшилось число не растворившихся кристаллов парафинов, то они адсорбируют гораздо меньше смолисто-асфальтеновых веществ. При дальнейшем охлаждении неадсорбированные смолисто-асфальтеновые вещества способствуют процессам образования крупных кристаллов парафина, оказывая положительное влияние на реологические свойства нефти. Наибольший эффект термообработки достигается, когда при нагревании происходит растворение всех кристаллов парафина. Но дальнейший перегрев нефти приводит к необратимым разрушениям содержащихся в ней смолисто-асфальтеновых веществ и существенно снижает эффект термообработки.

Температура термообработки оптимальная для данной нефти определяется экспериментально, по причине различия состава парафина у разных нефтей.

Влияние температуры термообработки на реологические параметры жетыбайской нефти можно видеть по графику, изображенному на рисунке 13.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		51

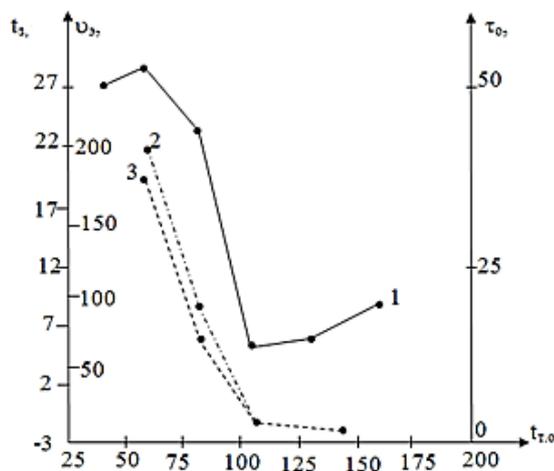


Рисунок 13 - Влияние температуры термообработки на реологические параметры жетыбайской нефти [14]

1 – температура застывания; 2 – эффективная кинематическая вязкость; 3 – начальное напряжение сдвига

По данному графику видно, что при температуре термообработки около 50 °С температура застывания этой нефти вовсе не снижается, а, наоборот, увеличивается. Последующее увеличение температуры термообработки ведет к снижению температуры застывания. Начиная со значений температуры термообработки около 110 °С, температура застывания термообработанной нефти начинает снова расти.

На этом же графике показан характер зависимости показателей эффективной вязкости и начального напряжения сдвига жетыбайской нефти от температуры термообработки. Видно, что резкое уменьшение эффективной вязкости и начального напряжения сдвига наблюдается лишь при температуре термообработки ниже 90 °С, дальнейшее увеличение не несет за собой столь сильных последствий.

На основании всего этого, можно сделать вывод, что оптимальной температурой термообработки жетыбайской нефти необходимо принять 90 °С.

На процесс роста кристаллов парафина влияет скорость процесса охлаждения нефти. При достижении оптимальной температуры охлаждения идет образование крупных конгломератов парафино-смолистых веществ, неравномерно распространяющихся по всему объему. В нефти, которая не подвергалась термообработке или была термообработана при неоптимальных значениях температуры и охлаждена с неоптимальной скоростью, кристаллы парафина будут мельче, число их будет больше, они будут равномерно распределены по всему объему нефти и при отсутствии движения способны соединяться между собой и образовывать достаточно прочную структурную решетку, с, располагающейся в своих ячейках, жидкой нефтью [15, 16].

На рисунке 13 продемонстрирована зависимость температуры застывания, а также начального напряжения сдвига усинской и возейской нефтей от скорости их охлаждения при применении метода термообработки.

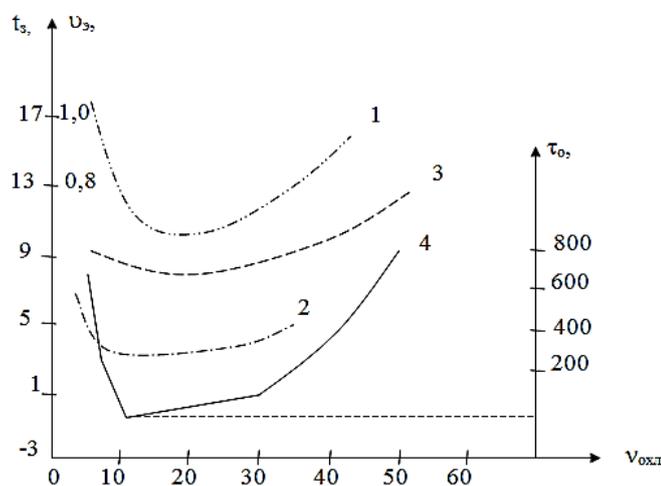


Рисунок 14 - Изменение реологических параметров высокопарафинистых нефтей в зависимости от скорости охлаждения [15]

1 – температура застывания узеньской нефти; 2 – температура застывания жетыбайской нефти; 3 – ее эффективная кинематическая вязкость; 4 – начальное напряжение сдвига

Видно, что скорость охлаждения, наиболее оптимальная для этих нефтей, принимает значения от 10 до 15 градусов в час.

Состояние нефти в процессе охлаждения тоже влияет на результаты термообработки. При охлаждении нефти в движении (например, подогретую до оптимального значения температуры нефть сразу закачивать в трубопровод), это хоть и приведет к улучшению её реологических свойств, но в значительной меньшей степени, чем при охлаждении в покое. Однако охлаждение в динамике дешевле. Следовательно, исходя из всего этого, и учитывая, что охлаждение в статических условиях призвано повлиять на структуру кристаллизующегося парафина, лучше всего будет использовать комбинированный метод охлаждения. Например, от значения оптимальной температуры термообработки, которое принимается 90 °С до диапазона температур от 40 до 60 °С нефть можно охлаждать в движении, так как почти весь парафин еще растворен, а дальнейшее охлаждение до эксплуатационной температуры - с заданным темпом уже в статических условиях.

Необходимо также отметить, что со временем происходит ухудшение реологических параметров термообработанной нефти и, в конечном итоге, достижение значений, которыми обладала нефть до применения термообработки. Характер изменения параметра эффективной вязкости озексуатской и жетыбайской нефти после применения термообработки показан на рисунке 14.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		54

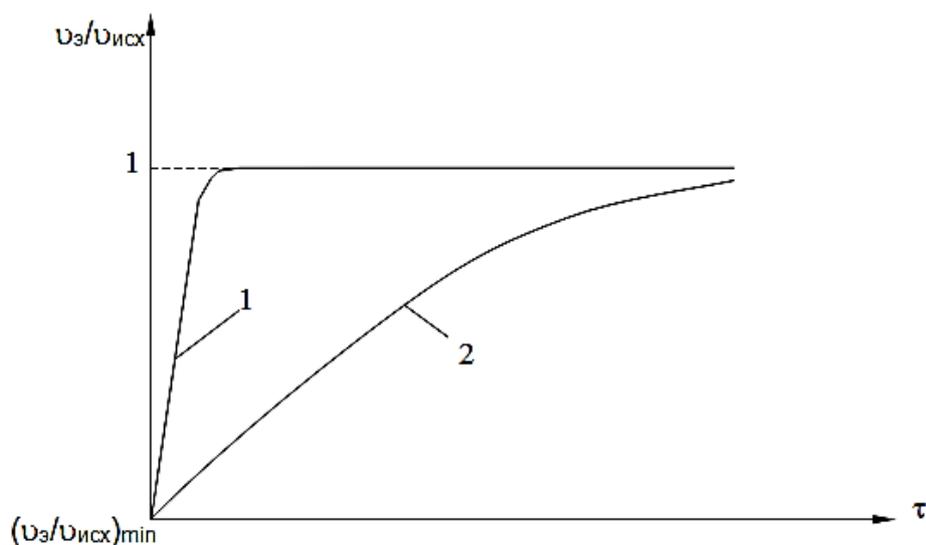


Рисунок 14 - Восстановление эффективной вязкости озексуатской (1) и мангышлакской (2) нефтей во времени после термообработки [14]

Озексуатская нефть восстановила свои свойства за 3 суток, а жетыбайская только за 45. Это доказывает, что не всегда бывает достаточно термически обработать нефть один раз для того, чтобы решить проблемы ее трубопроводного транспорта.

Нефть можно транспортировать как обычную маловязкую только при условии, что метод термообработки высокопарафинистой нефти дает хорошие результаты, а именно, достигаются низкие значения эффективной вязкости, температуры застывания и статического напряжения сдвига, а также нефть обладает длительным сроком восстановления реологических свойств. Но при этом необходимо учитывать, что потери на трение для каждого следующего перегона будут увеличиваться.

Однако широкое применение данного метода сдерживается очень высокими капитальными вложениями в пункты термообработки. Из-за этого, при технико-экономическом сравнении с другими вариантами транспорта высокопарафинистых нефтей, данный способ термообработки, как правило, проигрывает [15, 17].

1.3.2.4 Использование депрессорных присадок

Депрессорные присадки (депрессаторы) - вещества, уменьшающие вязкость, температуру застывания и предельное напряжение сдвига высокозастывающих парафинистых нефтей. Являются одним из перспективных способов их транспорта.

Депрессаторы давно уже используются для уменьшения температуры застывания масел. Однако для нефтей данные вещества оказались не так эффективны.

Типичным природным депрессатором являются смолисто-асфальтеновые вещества, которые содержатся в нефти. Из-за этого одним из способов улучшения реологических свойств высокопарафинистых нефтей является добавление к ним продуктов, которые богаты смолисто-асфальтеновыми веществами – битума, гудрона и др.

Значительно более существенный эффект улучшения реологических свойств можно достичь используя специально полученные присадки. Для высокопарафинистых нефтей наиболее эффективными депрессорными присадками являются такие присадки как ДН-1 и ВЭС-503, которые представляют собой полимерные ПАВ.

Полимерные присадки следует вводить в нефть при температуре от 60 до 70 °С, когда основная масса твердых парафинов находится в растворенном состоянии. Эффект от использования полимерной присадки будет гораздо ниже, если ввести её при температурах ниже температуры начала кристаллизации парафина. Однако при последующем нагреве нефти до значений температур, которые находятся выше температуры плавления парафинов, вновь происходит повышение эффективности депрессорной присадки [12, 17].

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		56

Замечено, что на эффективность, с которой действуют различные присадки, существенно влияют темп охлаждения нефти и интенсивность перемешивания. При охлаждении обработанной депрессатором нефти в турбулентном режиме течения ее реологические свойства получаются немного хуже, чем при использовании ламинарного режима. Влияние условий охлаждения на эффективность действия присадок связано, скорее всего, с эффектом термообработки, а не с действием самой присадки.

Механизм действия депрессаторов в настоящее время не совсем изучен. Предполагается, что молекулы присадок, адсорбируясь на поверхности кристаллов парафина, выпадающих из нефти, препятствуют их росту. Это приводит к образованию текучей суспензии кристаллов парафина в нефти.

Применение присадки оказало положительное влияние и на величину давления, которое необходимо для возобновления процесса перекачки после остановок нефтепровода. Так, до обработки присадкой, процесс пуска трубопровода после остановки перекачки зимой на 3 суток происходил при пусковом давлении, в 2 раза превышающем значение рабочего давления при стационарной перекачке, а процесс выхода его на прежний режим составлял от 1 до 2 суток. Пуск же нефтепровода, который заполнен нефтью, предварительно обработанной депрессорными присадками, происходит, при такой же длительности простоя, при значении давления, которое практически равняется рабочему давлению в стационарном режиме, а выход трубопровода на прежний режим осуществляется всего за 3 часа. Все это указывает на то, что высокостабилизированная нефть, после обработки депрессорной присадкой, приобретает свойства ньютоновской жидкости и длительное время сохраняет эффект обработки, также в ней не образуется кристаллическая решетка при остановке нефтепровода.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		57

При введении депрессаторов в нефть в первую очередь стараются обеспечить равномерность их распределения по всему объему. Однако при этом увеличивается расход присадок и затраты на них становятся значительными. Известны разработки, когда для удешевления транспортировки высокопарафинистой нефти присадкой обрабатывают только кольцевой пристенный слой, устойчивость которого необходимо поддерживать [14, 18].

1.3.3 Перекачка нефти с подогревом

Перекачка с подогревом в данный момент является наиболее распространенным способом трубопроводного транспорта высоковязких и высокозастывающих нефтей. Существует несколько методов перекачки ВВН данным способом: [12]

- электроподогрев;
- «горячая» перекачка»

1.3.3.1 Электроподогрев

Для коротких, чаще всего, расположенных в пределах нефтебазы, трубопроводов применяют методы электроподогрева:

- пропуск электрического тока по телу трубы;
- применение электронагревательных элементов в виде специальных кабелей и лент.

Сущность метода прямого электроподогрева трубы заключается в соединении источника переменного тока напряжением не выше 50 вольт с изолированным участком трубопровода.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		58

Согласно эффекту Джоуля, при прохождении по трубопроводу электрического тока, начинает выделяться тепло и происходит равномерный нагрев стенок трубопровода и продукта, находящегося в нем. В качестве источника питания, чаще всего, используют однофазные трансформаторы. С учетом требований техники безопасности и незначительного сопротивления трубопровода напряжение источника питания устанавливается от 12 до 36 вольт. Максимально возможная длина трубопровода, который обогревается от одного источника питания, достигает 1200 метров. При большей длине обогрева, трубопровод следует разбить на несколько независимых участков и отдельно запитать каждый из них. В данной ситуации стоимость электрической системы подогрева увеличивается за счет большого числа пунктов питания и длины соединительных проводов. Процесс использования данного метода на магистральных трубопроводах сдерживается также и по техническим причинам: нагреваемый участок необходимо электрически изолировать от грунта, с целью предотвращения больших утечек тока [15].

Большее распространение получили электронагревательные элементы в виде лент и кабелей.

Кабели высокого сопротивления обладают термостойкой электроизоляцией, а также защитой от механических повреждений. Монтируются данные кабели чаще всего с наружной поверхности трубопровода. Энергопотребление нагревательного кабеля достигает значения около 100 ватт на 1 метр трубы. Прокладка нагреваемого кабеля внутри трубопровода является более эффективной, чем снаружи, так как вся теплота идет на разогрев нефти. Недостатком нагревательных кабелей является неравномерность нагрева трубопровода по периметру, что, в свою очередь, приводит к необходимости поддерживать на кабеле высокое значение температуры. Мощность, которую потребляет греющий кабель, достигает 4000 киловатт, а длина обогрева достигает 13,2 километров.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		59

Большой популярностью для подогрева трубопровода получили электронагревательные ленты шириной от 25 до 80 миллиметров, длиной активной части от 3 до 40 метров, толщиной 1,5 миллиметра. Лента наматывается на трубопровод и его фасонные части. Также, для сокращения потерь теплоты трубопровод с гибкой лентой покрывается теплоизоляционным покрытием [18].

1.3.3.2 Способ “горячей” перекачки

Для магистральных трубопроводов куда большее распространение получил способ “горячей” перекачки, который предполагает нагрев нефти перед ее закачкой в трубопровод, а также периодический подогрев нефти по мере ее остывания по ходу движения. Принципиальная схема данного метода перекачки изображена на рисунке 15 .

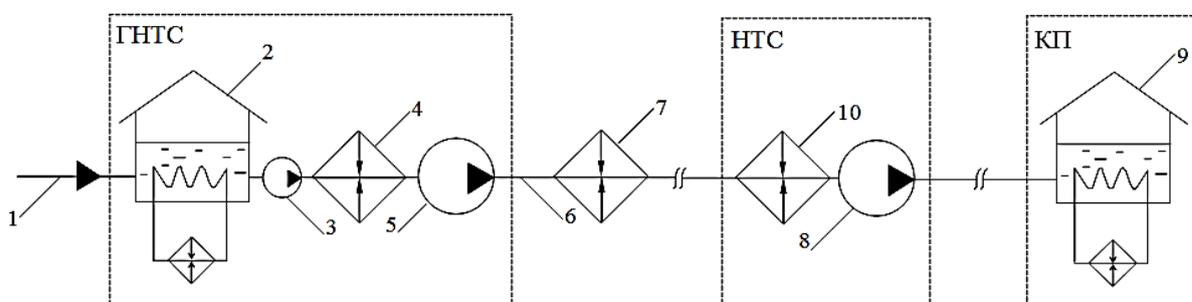


Рисунок 15 - Принципиальная технологическая схема «горячей» перекачки [14]

1 – промысловый трубопровод; 2 и 9 – резервуарные парки; 3 – подпорный насос; 4 – дополнительные подогреватели; 5 – магистральный насос; 6 – магистральный трубопровод; 7 и 10 – пункты подогрева; 8 – промежуточная насосная станция

Нефть с промысла по трубопроводу 1 подается в резервуарный парк 2, находящийся на головной перекачивающей станции. Резервуары оснащены подогревательными устройствами, поддерживающими

температуру нефти, позволяющую выкачать ее с помощью подпорных насосов 3.

Подпорные насосы 3 прокачивают нефть через дополнительные подогреватели 4 и подают на прием магистральных насосов 5. С помощью магистральных насосов нефть закачивается в магистральный трубопровод 6 [14].

По мере движения по магистральному трубопроводу нефть остывает за счет теплообмена с окружающей средой. Поэтому по трассе трубопровода через каждые равные промежутки протяженностью от 25 до 100 километров устанавливаются пункты подогрева 7. Далее нефть поступает на промежуточную насосную станцию 8, на которой также установлены подогреватели, и весь цикл снова повторяется. В конечном итоге нефть закачивается в резервуары 9 конечного пункта, которые также оборудованы системой подогрева [20].

В настоящее время в мире эксплуатируется порядка 50 магистральных трубопроводов с “горячим” методом перекачки. Крупнейшим из них является нефтепровод Узень-Гурьев-Куйбышев [19].

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		61

2 Расчетная часть

При перекачке высоковязкой нефти с динамической вязкостью μ_1 и плотностью ρ_1 , массовым расходом G к «Спутнику», находящемуся выше устья скважины на 9 метров, по трубопроводу длиной L метров, диаметром d и абсолютной эквивалентной шероховатости Δ , образовался слой парафина толщиной δ на стенках трубопровода.

Рассчитать изменение потери напора на трение, потери давления по длине трубопровода при перекачке высоковязкой нефти по сравнению с перекачкой маловязкой нефти плотностью ρ_2 и динамической вязкостью μ_2 .

Таблица 4 – Исходные данные

Исходные данные		
Показатель	Значение	Размерность
Динамическая вязкость высоковязкой нефти	0,27	Па·с
Динамическая вязкость маловязкой нефти	0,04	Па·с
Плотность высоковязкой нефти	890	кг/м ³
Плотность маловязкой нефти	840	кг/м ³
Массовый расход	3500	тонн в сутки
Разность геодезических отметок	9	метров
Длина трубопровода	7000	метров
Диаметр трубопровода	359	миллиметров

					Осложняющие процессы при перекачке высоковязких нефтей по промышленному трубопроводу					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат						
Разраб.		Жиров Г.М.			Расчетная часть					
Руковод.		Чухарева Н.В.						Лит.	Лист	Листов
Консульт.									62	102
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						ТПУ гр. 2Б4Б		

Абсолютная эквивалентная шероховатость	0,1	миллиметр
Толщина слоя парафина	40	миллиметров

Гидравлический расчет проводится согласно методике, изложенной в учебном пособии Сваровской Н.А. [5]

2.1 Расчет потери напора на трение для высоковязкой нефти

1. Расчет внутреннего диаметра запарафиненного трубопровода:

$$d_1 = d - 2 \cdot \delta = 359 - 2 \cdot 40 = 279 \text{ мм} = 0,279 \text{ м} \quad (1)$$

где d – внутренний диаметр трубопровода без отложений, м;

δ – толщина слоя парафина, м.

2. Значение кинематической вязкости нефти:

$$\nu_1 = \frac{\mu_1}{\rho_1} = \frac{0,27}{890} = 0,000303 \text{ м}^2/\text{с} \quad (2)$$

где μ – динамическая вязкость высоковязкой нефти, Па·с;

ρ – плотность высоковязкой нефти, кг/м³.

3. Площадь поперечного сечения для трубопровода круглого сечения:

$$S_1 = \frac{\pi \cdot d_1^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,279^2}{4} = 0,219 \text{ м}^2 \quad (3)$$

где d_1 – внутренний диаметр запарафиненного трубопровода, м.

4. Расчет скорости потока жидкости в запарафиненном трубопроводе:

$$\omega_1 = \frac{Q_1}{S_1} = \frac{G}{\rho_1 \cdot S_1} = \frac{3500 \cdot 1000}{890 \cdot 0,219 \cdot 86400} = 0,208 \text{ м/с} \quad (4)$$

где Q_1 – объемный расход, м³/с;

S_1 – площадь поперечного сечения, м²;

G – массовый расход, кг/с.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		63

5. Параметр Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d_1}{\nu_1} = \frac{0,208 \cdot 0,279}{0,000303} = 192 \quad (5)$$

6. Режим течения:

Так как $Re_1=192$ меньше $Re_{кр}=2320$, мы можем сделать вывод, что режим течения – ламинарный.

7. Коэффициент гидравлического сопротивления:

Для ламинарного режима движения ($Re < Re_{кр} = 2320$) коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от параметра Рейнольдса:

$$\lambda_1 = \frac{64}{Re} = \frac{64}{192} = 0,33 \quad (6)$$

8. Расчет значения величины потери напора на трение:

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

$$h_T = \frac{\lambda_1 \cdot L \cdot \omega_1^2}{d_1 \cdot 2 \cdot g} + \Delta Z = \frac{0,33 \cdot 7000 \cdot 0,208^2}{0,279 \cdot 2 \cdot 9,81} + 9 = 27,26 \text{ м} \quad (7)$$

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

9. Расчет значения величины потери давления по длине трубопровода:

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{\lambda_1 \cdot l \cdot \omega_1^2 \cdot \rho_1}{d_1 \cdot 2} + \Delta Z \cdot \rho_1 \cdot g = \\ &= \frac{0,33 \cdot 7000 \cdot 0,208^2 \cdot 890}{0,279 \cdot 2} + 9 \cdot 890 \cdot 9,81 = 237980 \text{ Па} = 0,238 \text{ Мпа} \end{aligned} \quad (8)$$

2.2 Расчет потери напора на трение для маловязкой нефти

1. Внутренний диаметр запарафиненного трубопровода:

$$d_2 = d = 0,359 \text{ м} \quad (9)$$

Трубопровод считается не покрытым отложениями.

2. Значение кинематической вязкости нефти:

					Расчетная часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$v_2 = \frac{\mu_2}{\rho_2} = \frac{0,04}{840} = 0,0000476 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}, \quad (10)$$

где μ - динамическая вязкость маловязкой нефти, Па·с;

ρ – плотность маловязкой нефти, кг/м³.

3. Площадь поперечного сечения для трубопровода круглого сечения:

$$S_2 = \frac{\pi \cdot d_2^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,359^2}{4} = 0,101 \text{ м}^2, \quad (11)$$

где d_2 – внутренний диаметр трубопровода без отложений, м.

4. Расчет скорости потока жидкости в запарафиненном трубопроводе:

$$\omega_2 = \frac{Q_2}{S_2} = \frac{G}{\rho_2 \cdot S_2} = \frac{3500 \cdot 1000}{840 \cdot 0,101 \cdot 86400} = 0,477 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (12)$$

где Q_2 – объемный расход, м³/с;

S_2 – площадь поперечного сечения, м²;

G – массовый расход, кг/с.

5. Параметр Рейнольдса:

$$Re_2 = \frac{\omega_2 \cdot d_2}{v_2} = \frac{0,477 \cdot 0,359}{0,0000476} = 3597 \quad (13)$$

6. Режим течения:

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

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

Зоне гидравлически гладких труб удовлетворяет условие:

$$Re_{кр} < Re_2 \leq 10 \cdot \frac{d_2}{\Delta}, \quad (14)$$

$$10 \cdot \frac{d_2}{\Delta} = 10 \cdot \frac{0,359 \cdot 1000}{0,1} = 35900,$$

$$3597 < 35900$$

Следовательно, можно сделать вывод, что, так как $Re_2 = 3597$ больше, чем $Re_{кр} = 2320$, но меньше чем 35900, режим течения будет являться турбулентным, зона гидравлически гладких труб.

					Расчетная часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

7. Коэффициент гидравлического сопротивления:

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

$$\lambda_2 = \frac{0,3164}{\text{Re}_2^{0,25}} = \frac{0,3164}{3597^{0,25}} = 0,041 \quad (15)$$

8. Расчет значения величины потери напора на трение:

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

$$h_{T2} = \frac{\lambda_2 \cdot l \cdot \omega_2^2}{d_2 \cdot 2 \cdot g} + \Delta Z = \frac{0,041 \cdot 7000 \cdot 0,477^2}{0,359 \cdot 2 \cdot 9,81} + 9 = 18,27 \text{ м} \quad (16)$$

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

9. Расчет значения величины потери давления по длине трубопровода:

$$\Delta P_2 = \frac{\lambda_2 \cdot L \cdot \omega_2^2 \cdot \rho_1}{d_2 \cdot 2} + \Delta Z \cdot \rho_2 \cdot g = \frac{0,041 \cdot 7000 \cdot 0,477^2 \cdot 840}{0,359 \cdot 2} + 9 \cdot 840 \cdot 9,81 = 150560 \text{ Па} = 0,15 \text{ Мпа} \quad (17)$$

10. Определение отношения $\frac{h_{T2}}{h_{T1}}$ и $\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1}$, с целью увидеть во сколько

раз изменились значения величин потери напора на трение и потери давления:

$$\frac{h_{T2}}{h_{T1}} = \frac{27,26}{18,27} = 1,49,$$
$$\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} = \frac{0,238}{0,15} = 1,59$$

Гистограммы для рассчитанных случаев можно увидеть на рисунках 16 и 17.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		66



Рисунок 16 – Сравнительная гистограмма потери напора на трение при применении высоковязкой и маловязкой нефти

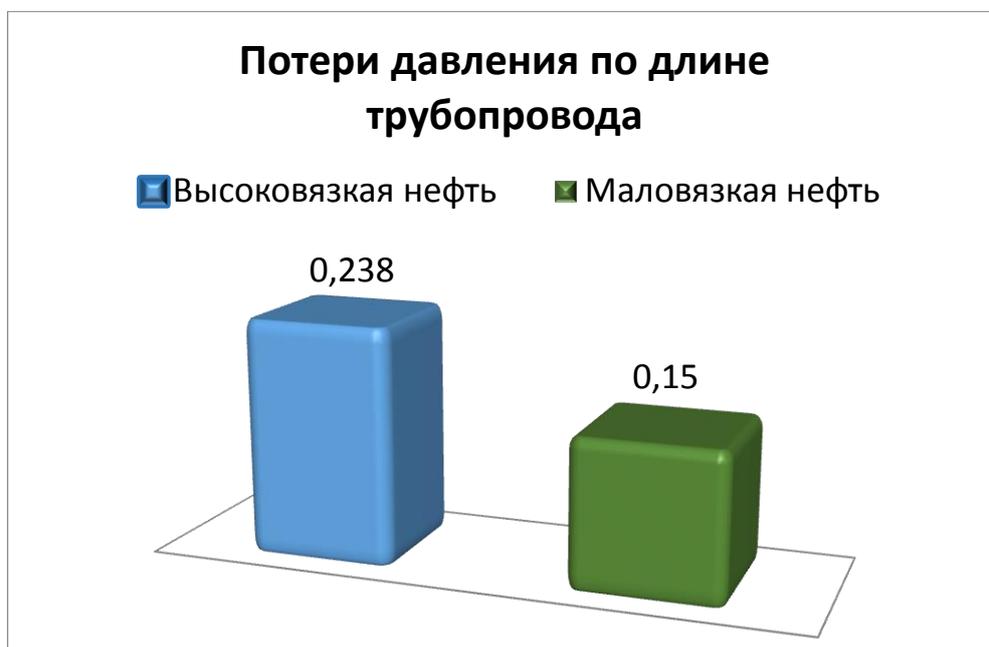


Рисунок 17 – Сравнительная гистограмма потери давления по длине трубопровода при применении высоковязкой и маловязкой нефти

11. Исходя из полученных результатов расчетов, можно сделать вывод, что при перекачке высоковязкой нефти увеличиваются показатели

потери напора на трение в 1,49 раз и потери давления по длине трубопровода в 1,59, что, определенно, приведет к ухудшению результатов перекачки и будет крайне нецелесообразно с экономической точки зрения. Все это указывает на важность совершенствования применения различных методов борьбы с парафиновыми отложениями, а также способов их транспортировки, так как данное направление, несомненно, является перспективным.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		68

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе будет произведен расчет сметной стоимости работ по ликвидации виртуального аварийного разлива нефти с поверхности грунта, возникшего в результате закупоривания трубопровода парафиновыми пробками.

Расчет произведен в соответствии с методическими указаниями [21].

3.1 Нормативная продолжительность работ

В таблице 5 представлен график выполнения операций при ликвидации аварийного разлива нефти с поверхности грунта.

Таблица 5 - Нормы времени выполнения технологических операций

Наименование операций	Продолжительность работ, часов
Технологическое закрытие задвижек	1
Откачка нефти из отключенного участка в амбар	2
Установка подпорных стенок	2
Устройство площадки для размещения техники и оборудования на месте растекания нефти для её откачки	2,5
Завоз нефтесборного оборудования	6
Сбор нефти с поверхности грунта	36
Вывоз загрязненного грунта	16
Рекультивация нефтезагрязнённых участков	28
Продолжительность работ	93,5

					<i>Осложняющие процессы при перекачке высоковязких нефтей по промышленному трубопроводу</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Жиров Г.М.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					69	102
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 254Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

3.2 Расчет сметной стоимости работ по ликвидации аварийного разлива нефти

Основные методы расчёта сметной стоимости работ отражены на рисунке 18.

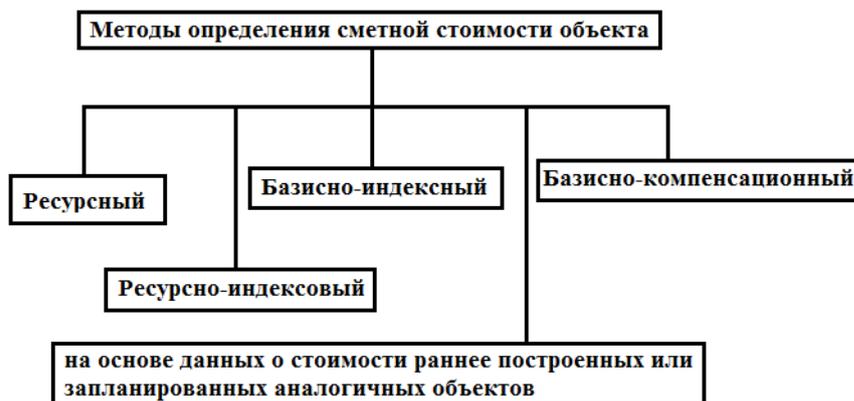


Рисунок 18 - Методы определения сметной стоимости

Ресурсный метод - калькулирование в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов (элементов затрат), необходимых для реализации проектного решения. При составлении смет используются натуральные измерители расхода материалов и конструкций, затрат времени эксплуатации машин и оборудования, затраты труда рабочих, а цены на указанные ресурсы принимаются текущие (т.е. на момент составления смет). Использование данного метода позволяет определить сметную стоимость объекта на любой момент времени.

Основные статьи сметного расчёта затрат на проведение работ:

- затраты на спецоборудование;
- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- страховые взносы в государственный внебюджетный фонд;
- амортизационные отчисления;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Дист	№ докум.	Подпись	Дата		70

– накладные расходы.

Результаты сметного расчета затрат для каждой статьи приведены в следующих таблицах.

Таблица 6 - Затраты на спецоборудование

Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена, руб	Сумма, руб
Нефтесборщик	шт.	2	231900	463800
Установка для сжигания отходов	шт.	3	4425	13275
Распылитель сорбента	шт.	1	52000	52000
Прочее	шт.	10	6000	60000
	ИТОГО:			589075

Таблица 7 - Материалы и комплектующие

Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена, руб	Сумма, руб
Подпорная стенка ПС-0,75/30	шт.	15	9570	143550
Песок	м ³	65	330	21450
Сорбент	шт.	50	400	20000
	ИТОГО:			185000

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

Работы по организации ликвидации РН должны проводиться в соответствии с данным Планом и разработанными Планами ликвидации возможных аварий (ПЛВА) для объектов. Исходя из этого, будем

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

производить расчет заработной платы. Расчет заработной платы сведем в таблицу 8.

Таблица 8 - Расчет заработной платы

Должность	Количество	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд заработной платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд заработной платы на весь объем работ
Мастер ЛЭС	2	3640	7280	4	29120
Машинист вездехода	2	1670	3340	4	13360
Водитель	4	1570	7850	4	31400
Линейный трубопроводчик	8	1450	12560	4	50240
Электромонтер	2	1300	2600	4	10400
Начальник ЦРС	1	2650	2650	4	10600
Мастер участка	1	1990	1990	4	7960
Машинист бульдозера	2	1950	3900	4	15600
Машинист экскаватора	2	1950	3900	4	15600
Иные работники	6	1200	2400	4	9600
ИТОГО:	28				193880

Отчисления на единый социальный налог осуществляется в размере 30% от всего (ФЗП) фонда заработной платы. На 2018 год при оплате ЕСН плательщик должен перечислить в фонды следующие проценты:

- 22% в Пенсионный Фонд;
- 2,9% в Фонд социального страхования;
- 5,1% в Фонд медицинского страхования. Итого ЕСН составляет: 30,0%.

Согласно сводному отчету по заработной плате (таблица 8) фонд заработной платы (ФЗП) составляет 193880 руб.

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

Таблица 9 - Затраты на Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды

Пенсионный фонд	22%	42653,6
Фонд социального страхования	2,9%	5622,52
Фонд медицинского страхования	5,1%	9887,88
Общие отчисления	30%	58164

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений сведен в таблицу 10.

Таблица 10 - Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб		Годовая норма амортизации, %	Время полезного использования, %	Сумма амортизации, руб.
		одного объекта	всего			
Пороговые нефтесборщики Lamor (LWS) 500/800	2	129800	259800	18	1,5	701
Экскаватор одноковшовый «ЭО-4121»	1	1200000	1200000	20	1,5	3600
Автомобиль грузопассажирский высокой проходимости (4x4) типа «УАЗ 2206»	2	220000	440000	25	1,5	1650
Вездеход ГТТ	1	450000	450000	18	1,5	1215
Бульдозер КАМАЗ Д-85А	1	490000	490000	15	1,5	1102
ИТОГО:						8268

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

Таблица 11 - Накладные расходы

Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объем затрат, руб.	Процент накладных расходов, %	Сумма накладных расходов, руб.
Спецоборудование	589075	10	58907,5
Материалы и комплектующие	185000	10	18500
Оплата труда	193880	10	19388
Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	52347,6	10	5234,76
Амортизация основных средств	8268	10	826,8
Всего прямых расходов			102857,06

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия по форме таблицы 12.

Таблица 12 - Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Спецоборудование	589075
Материалы и комплектующие	185000
Оплата труда	193880
Страховые взносы в государственные и внебюджетные фонды	58164
Амортизация основных средств	8268
Накладные расходы	102857,06
Итого	1131427,66

Экономический расчет является подтверждением того, что очень важно совершенствование концептуальных подходов к вопросу предупреждения аварийных ситуаций. Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти предприятию обходится намного дороже, чем постоянный мониторинг технического состояния ННП.

Оптимизация затрат на предупреждение утечек нефти и ликвидацию последствий требует выработки компромисса между целями достижения компаниями макро- и микроэкономических показателей деятельности, а также выполнения требований регулирования по снижению опасностей возникновения аварий с тяжелыми последствиями.

На микроэкономическом уровне дополнительные меры по снижению опасностей возникновения аварий с тяжелыми последствиями являются условно убыточными. Для компаний с низким качеством корпоративного управления улучшение экономических показателей деятельности достигается и за счет снижения издержек на меры по безопасности.



Рисунок 19 – Структура затрат

4 Социальная ответственность

4.1 Введение

Любая организация несет ответственность перед людьми за свою деятельность, так как любая деятельность оказывает влияние на окружающую среду и на самих людей. Эта ответственность проявляется не только в исполнении законов и организации деятельности для получения экономической выгоды, но и в ответственном поведении без получения экономической выгоды. Такое отношение к своему положению в обществе демонстрирует более высокий уровень осознания роли организаций в жизни людей. Такое отношение называют социальной ответственностью организации [22].

В настоящей работе, проводится рассмотрение основных методов транспортировки высоковязких нефтей по промысловому трубопроводу, а также явления парафинообразования, создающего трудности для транспортировки подобного рода нефтей. Применение различного рода способов борьбы с образованиями парафина дает возможности для более эффективного транспорта высоковязкой нефти, которая является перспективным ресурсом на фоне постепенного истощения запасов легкой нефти.

Место проведения работ – район Крайнего Севера, территория головной НПС (открытая местность) и рабочий кабинет, оснащенный ПК. Нефтеперекачивающая станция – опасный производственный объект, процесс эксплуатации которого сопряжен с рядом опасностей для местного населения, окружающей среды, рабочего персонала.

					<i>Осложняющие процессы при перекачке высоковязких нефтей по промысловому трубопроводу</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Жиров Г.М.</i>			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					76	102
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

4.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003-74 [23].

Основные виды ОВПФ, в зависимости от их источников и уровня воздействия на рабочих местах указаны в таблице 13

Таблица 13 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации промышленного трубопровода

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Полевые работы: 1)Снятие показаний контрольно-измерительных приборов; 2)Визуальный контроль оборудования; 3)Переключение запорной арматуры.	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; 3. Повреждения в результате контакта с насекомыми.	1. Электрический ток; 2. Повышенная температура поверхностей оборудования.	ГОСТ 12.1.019-2009 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.101-76
2. Камеральные работы: 1)Анализ НТД и методических пособий; 2)Гидравлический расчет участка трубопровода; 3)Экономический анализ решений.	1. Отклонение показателей микроклимата в помещении; 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3. Монотонный режим работы и эмоциональный стресс.	1. Электрический ток.	СанПиН 2.2.4.548-96 СНиП 23-05- 95 СанПиН 2.2.1/2.1.1.127 8-03

4.2.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению

Полевые работы

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Основным вредным фактором является воздействие низкой температуры, главным образом воздействие атмосферного воздуха, что может привести к обморожениям. Обморожению способствуют неблагоприятные физические факторы: ветер, влажный воздух, длительность воздействия холода, плохая защита тела одеждой, сдавливание конечностей тесной обувью. Для предотвращения обморожений весь персонал должен быть экипирован удобной, теплой одеждой, а также пребывание персонала на открытых площадях должно быть сокращено до минимума. На предприятиях нефтяной промышленности для защиты от нефти и нефтепродуктов используется спецодежда с накладками из нефтеморозостойких материалов. От вредного воздействия нефти и нефтепродуктов работающих защищает специальная нефтемасложирозащитная обувь. Для защиты ног, работающих от механических повреждений, температурных воздействий (ожогов, перегрева, охлаждения, промокания), от действия различных агрессивных веществ (кислот, нефти, нефтепродуктов, органических растворителей и др.) служит спецобувь. Большое значение имеет воздухо- и паропроницаемость, а также гигроскопичность материала, из которого изготавливается верх обуви. Чем выше влагопоглощение и влагоотдача материала, тем выше его гигиенические свойства.

В летнее время у рабочих также может наступать тепловой перегрев организма, приводящий к солнечному удару. При высокой температуре воздуха (+ 30 °С) у человека усиливается потоотделение, которое приводит к судорожной болезни вследствие нарушения водно-солевого баланса.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Профилактика перегревания и его последствий осуществляется разными способами. При высокой температуре организуют рациональный режим труда и отдыха путём сокращения рабочего дня, введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом (в помещениях, обеспечивающих свободный доступ свежего воздуха, палатках для отдыха, под навесами). При проведении полевых работ в жаркие дни для исключения тепловых ударов нужно работать в головных уборах и обязательно иметь при себе индивидуальную фляжку с питьевой водой. При работе в изолирующей одежде при сухой жаркой погоде целесообразно применять охлаждающие накидки для облива водой.

Необходимо также иметь при себе полевую аптечку с необходимыми для этих случаев медикаментами (вата, бинт, анальгин, нашатырный спирт, алохол, альбуцид, ношпа, зеленка, перекись водорода).

Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу. Основными источниками выделения вредных веществ являются:

1. Предохранительные устройства сосудов под давлением.
2. Сосуды с недостаточной герметичностью вследствие коррозии, нарушения сплошности изоляционного материала, грубых ошибок персонала.
3. Сброс давления в трубопроводе и оборудовании при проведении ремонтных работ.

В этой зоне возможны проявления токсичных газов нефти, к которым относятся пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 воздушные смеси и газы, проявления которых возможны в рабочей зоне оборудования, по степени воздействия на организм человека относятся к третьему и четвертому классу (табл. 14).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

Таблица 14 - Предельно допустимые концентрации вредных веществ [24]

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	

Все из перечисленных газов и смесей газов относятся к ядам и оказывают отравляющее воздействие на организм человека. Бензин, углеводородные газы и сероводород оказывают наркотическое действие, при этом углеводородные газы и сероводород оказывают вдобавок раздражающее действие на организм человека. Углеводородные газы воздействуют на легочную ткань, а сероводород на верхние дыхательные пути. При попадании на кожу они сушат и обезжиривают ее, что может привести к таким кожным заболеваниям, как дерматит или экзема. Смеси из метана и углеводородов являются нервными ядами, воздействующими на центральную нервную систему. Первыми признаками отравляющего действия на организм человека являются: головокружение, тошнота, недомогание, повышенная температура.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека [24]:

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

2. Применение средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).

3. Исключение или снижение необходимости присутствия человека путем автоматизации процессов и дистанционным их управлением.

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. К ним можно отнести повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися, а также воздействие болезнетворных вирусов.

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания - весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия, гельминтоз.

При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после занесения инфекции в организм. Наиболее активны клещи в конце мая - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле, и в августе.

Присосавшегося клеща удаляют вместе с хоботком. Чтобы клещ вышел сам, место укуса необходимо смазать керосином или растительным маслом. Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

Камеральные работы

Отклонение показателей микроклимата в помещении.

Микроклиматические параметры – это сочетание температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха. Эти параметры в значительной степени влияют на функциональную деятельность человека, его самочувствие, здоровье, а также и на надежность работы вычислительной техники. С целью создания нормальных условий для персонала установлены нормы производственного микроклимата. В производственных помещениях, в которых работа на ПК является основной, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 должны обеспечиваться оптимальные параметры микроклимата, как показано в таблице 15.

Таблица 15 - Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений [25]

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С не более	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
1	2	3	4	5
Холодный	Ia	22-24	40-60	0,1
	IIб	17-19	40-60	0,2
Теплый	Ia	23-25	40-60	0,1
	IIб	19-21	40-60	0,2

Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ПК применяют системы отопления и кондиционирования или эффективную приточно-вытяжную вентиляцию. Для систем отопления и внутреннего теплоснабжения применяют в качестве теплоносителя, как правило, воду. Системы отопления проектируют, обеспечивая равномерное

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

нагревание воздуха помещений, гидравлическую и тепловую устойчивость, взрывопожарную безопасность и доступность для очистки и ремонта. В помещениях с ПК ежедневно проводится влажная уборка. Для снижения концентрации пыли в помещениях и лабораториях работают в хлопчатобумажных халатах и легкой сменной обуви. Запрещается курить, так как частицы пепла, оседая на поверхностях магнитных носителей, вызывают сбой в работе. Запыленность в данных помещениях не должна превышать $0,5 \text{ мг/м}^3$. Поэтому нельзя открывать окна, форточки и необходимо применять местную систему кондиционирования воздуха, системы механической вентиляции.

Недостаточная освещенность рабочей зоны. В помещении, где находится рабочее место, есть естественное и искусственное освещение. Естественное освещение осуществляется через световые проемы. Естественное освещение нормируется по «коэффициенту естественной освещенности» (КЕО), значения которого нормированы для каждого вида зрительной работы и приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Нормированные значения КЕО

Разряд зрительной работы	Наименьшее нормированное значение КЕО, % при совмещенном освещении	
	При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении
I	3	1,2
II	2,5	1
III	2	0,7
IV	1,5	0,5
V и VII	1	0,3
VI	0,7	0,2

Искусственное освещение подразделяется на общее и местное. При общем освещении светильники устанавливаются в верхней части помещения параллельно стене с оконными проемами, что позволяет их включать и отключать последовательно в зависимости от изменения естественного освещения. Выполнение таких работ, как, например, обработка документов, требует дополнительного местного освещения, концентрирующего световой поток непосредственно на орудия и предметы труда. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300- 500 лк. В зоне рабочего места освещенность должна составлять 300-500 лк, яркость светящихся поверхностей (окна, светильники, стены), находящихся в поле зрения, должна быть меньше 200 кд/м³, коэффициент пульсации меньше 5%.

В качестве источников света при искусственном освещении применяются преимущественно люминесцентные лампы типа ЛБ. Допускается применение лампы накаливания в светильниках местного освещения.

Основные требования и значения нормируемой освещённости рабочих поверхностей изложены в СНиП 23-05-95 [26].

Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещениях следует проводить чистку стекол оконных рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп. Для защиты от избыточной яркости окон могут быть применены занавеси, шторы.

Монотонность режима работы и эмоциональный стресс. В зависимости от категории трудовой деятельности и уровня нагрузки за рабочую смену при работе устанавливается суммарное время регламентированных перерывов.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						84
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для предупреждения преждевременной утомляемости пользователей ПК рекомендуется организовывать рабочую смену путем чередования работ с использованием ПК и без него. При возникновении у работающих с ПК зрительного дискомфорта и других неблагоприятных субъективных ощущений, несмотря на соблюдение санитарно-гигиенических и эргономических требований, рекомендуется применять индивидуальный подход с ограничением времени работы с ПК.

Таблица 17 – Суммарное время регламентированных перерывов в зависимости от продолжительности работы, вида и категории трудовой деятельности с ПК

Категория работы с ПК	Уровень нагрузки за рабочую смену при видах работ с ПК			Суммарное время регламентированных перерывов, мин	
	группа А, количество знаков	группа Б, количество знаков	группа В, ч	при 8-часовой смене	при 12-часовой смене
I	до 20 000	до 15 000	до 2	50	80
II	до 40 000	до 30 000	до 4	70	110
III	до 60 000	до 40 000	до 6	90	140

4.2.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению

Полевые работы

Электрический ток. Атмосферное электричество является опасным фактором ввиду того, что молния имеет температуру 10000 °С, напряжение 220 МВ и силу тока до 1200 кА.

Согласно РД 34.21.122-87 опасными воздействиями атмосферного электричества являются [27]:

- ударная волна, сформированная при электрическом разряде, способна вызвать механические повреждения;
- прямое попадание молнии способно вызвать поражение электрическим током обслуживающего персонала, а также привести к пожару;
- электростатическая и электромагнитная индукция, являющиеся вторичным проявлением атмосферного электричества, способны вызвать искрение в местах с плохим контактом, следствием чего может служить взрыв в случае имеющихся взрывоопасных веществ.

Для защиты от прямых ударов молнии применяются молниеотводы, которые принимают удар молнии на себя и отводят его в землю. Для молниезащиты территории НПС, сооружения оборудуют молниеотводами.

Поскольку на территории НПС находятся энергоемкие объекты, например, насосное оборудование, то возникает опасность поражения электрическим током, напряжение которого достигает 10 кВ, а также опасность возникновения пожара и/или взрыва. Произойти это может по следующим причинам [28]:

- случайное прикосновение к токоведущим элементам;
- ошибочные действия персонала;
- нарушение изоляции проводов;
- авария.

Поражающими факторами электрического тока являются: электроожог, электроудар и электросудорога. Электросудороги характерны для напряжения до 1000 В, электроудары – свыше 1000 В, электроожоги – до и свыше 1000 В. Порог осязательности тока равен 0,5-1,5 мА. При воздействии на человека тока силой в 10-15 мА начинаются болезненные судороги. Ток силой в 20-25 мА оказывает затруднения дыхания. Ток силой в 100 мА является смертельным для человека при воздействии более 2 секунд.

Мерами защиты, согласно ГОСТ 12.1.019-2009, являются [29]:

1. Применение защитного зануления, защитного заземления, защитного отключения.
2. Обеспечение изоляции, ограждения и недоступности электрических цепей.
3. Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности.
4. Применение средств индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические резиновые коврики, инструменты с изолированными ручками.

Повышенная температура поверхности оборудования. К опасности термического характера относятся повышенная температура поверхности оборудования и тепловое излучение.

Тепловым излучением называется процесс, при котором теплота излучения распространяется в основном в форме инфракрасного излучения с длиной волны около 10 мм. Источниками тепловых излучений являются все тела, нагретые до температуры выше температуры окружающей среды. В условиях производства источниками тепловых излучений могут быть наружные стенки горячих трубопроводов, технологическое оборудование, провода и кабели электросетей, электрические машины и аппараты и др. Также контакт с нагретыми поверхностями может вызвать ожоги различных тканей организма человека. Изменения, происходящие в клетках при нагревании, определяются соотношением между уровнем повышения температуры и продолжительностью гипертермии.

Так, гибель эпидермальных клеток кожи наступает при нагревании до 44 °С в течении не менее 6 часов. Повышение температуры на 1 °С сокращает этот срок вдвое, а при температуре 51 °С и выше скорость развития необратимых изменений ещё более возрастает.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

При нагревании до температуры 70 °С гибель клеток наступает практически мгновенно [30].

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 температура нагретых поверхностей производственного оборудования и ограждений на рабочих местах не должна превышать 45 °С [31].

Для защиты людей от вредного воздействия теплового излучения и высоких температур применяют теплоизоляцию горячих поверхностей, например, путем обмазки наружных поверхностей каким-либо строительным раствором с наполнителем в виде стекловаты или асбеста. Общей защитой от излучения могут служить экраны из малотеплопроводных материалов (асбест, шифер), а в качестве средств индивидуальной защиты применяются спецодежда (брезентовые или суконные костюмы).

Камеральные работы

Электрический ток. При работе с компьютером существует опасность поражения электрическим током. Условия электробезопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением. Во влажных помещениях или наружных электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых улучшается контакт человека с токоведущими частями.

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

Запрещается располагать электроприборы в местах, где работник может одновременно касаться прибора и заземленного провода, оставлять оголенными токоведущие части схем и установок, доступных для случайного прикосновения; сборка схем с открытыми токоведущими частями на расстоянии менее одного метра от водопроводных и отопительных труб, радиаторов; использование стационарных установок и приборов, имеющих напряжение 36 вольт переменного тока и 110 вольт постоянного тока относительно земли, без заземления токоведущих частей.

Электризация (статическое электричество) возникает при трении диэлектрических тел друг о друга. Электрические заряды могут накапливаться на поверхности металлических предметов.

Статическое электричество отрицательно действует на организм человека. Длительное воздействие обуславливает профессиональные заболевания, особенно нервной системы. Кроме того, статическое электричество - одна из причин возникновения взрывов и пожаров.

Основные направления защиты от статического электричества предусматривают предотвращение возникновения электрических зарядов или ускорение стекания зарядов с наэлектризованной поверхности. Ускорению снятия зарядов способствует заземление оборудования, увеличение относительной влажности воздуха и электропроводности материалов с помощью антистатических добавок и присадок.

4.3 Экологическая безопасность

4.3.1 Литосфера

Деградация почв принимает формы химического загрязнения, опустынивания, заболачивания и т.д.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

Механические нарушения почвенного покрова наблюдаются на всех объектах нефтяной и газовой отрасли и связаны в первую очередь с:

- строительными работами (возведение буровых установок, устьевого оборудования, прокладка трубопроводов, строительство промышленных корпусов, жилых поселков и коммуникаций);
- рекультивационными работами (снятие плодородного слоя, засыпка траншей, планировка амбаров и др.).

Основные причины химического загрязнения почв на предприятиях:

- разливы углеводородного конденсата, ингибиторов коррозии;
- гидратообразования во время продувок и поршневании магистральных газопроводов;
- разливы турбинного топлива, метанола, органических кислот, ПАВ, смазочных компрессорных масел;
- выбросы продуктов сгорания от топливоиспользующего оборудования.

Мероприятия по уменьшению негативного влияния на литосферу:

- все отходы подлежат селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках в соответствии с проектом нормативов образования и лимитов размещения отходов и передаче на утилизацию специализированным организациям в соответствии с заключенными договорами;
- проверка оборудования на прочность и герметичность;
- неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования;
- своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

4.3.2 Атмосфера

Загрязняющие вещества могут попадать в атмосферу при нарушениях в работе оборудования, износе уплотнений, повышении давления в трубопроводе и оборудовании выше допустимых пределов, вследствие чего часть паров жидкостей либо непосредственно газ сбрасывается в атмосферу.

Помимо собственных природных углеводородов, их спутников, продуктов переработки, в составе загрязнителей содержатся многочисленные реагенты, катализаторы, ПАВ, ингибиторы, щелочи, кислоты, вещества, образующиеся при сжигании, химическом превращении и т.д., основные из них: углеводороды, бензин, керосин, предельные углеводороды, природный газ, оксиды углерода, сернистые соединения, сероводород, меркаптаны, диоксид серы, оксид азота NO, диоксид азота NO₂.

Мероприятия по защите атмосферы:

- проверка оборудования на прочность и герметичность;
- неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования;
- своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры;
- использование системы контроля загазованности;
- использование средств очистки воздуха и систематический ремонт.

4.3.3 Гидросфера

Хотя объекты нефтегазового комплекса не являются мощными источниками загрязнения водной среды, тем не менее, находясь почти во

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

всех районах страны, они прямо или косвенно могут оказывать воздействие на поверхностные и подземные воды.

Сточные воды (стоки) предприятий нефтегазового комплекса – это жидкие отходы, образующиеся в процессе производственной деятельности и хозяйственно-бытового функционирования предприятий. Задача персонала состоит в сведении к минимуму возможных последствий этого воздействия.

Основные потоки, образующие производственные загрязненные сточные воды, представляют собой:

- конденсационно-пластовые сточные воды, выделяющиеся в первичных сепараторах предприятий добычи и транспорта нефти и газа;
- подтоварные (пластовые) воды из резервуарных парков;
- технические воды после промывки оборудования;
- сточные воды с установок водоподготовки;
- сточные воды продувок котлов и систем оборотного водоснабжения;
- воды от прямоточных схем охлаждения различного оборудования;
- воды от вспомогательных производств (РМЦ, гаражи).

При этом большую часть на НПС составляют хозяйственно-бытовые сточные воды.

Основные загрязняющие вещества в сточных водах нефтепромыслов: нефть, соли (хлориды, железо), взвешенные вещества, деэмульгаторы, сероводород.

Основные загрязнители сбрасываемых бытовых сточных вод: взвешенные вещества, сухой остаток (соли), аммоний-ион, нитриты, нитраты, хлорид.

Меры по защите гидросферы:

1. Обратное водоснабжение.
2. Очистка сточных вод.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

3. Закачка сточных вод в глубокие водоносные горизонты (подземное захоронение).

4. Очистка и обеззараживание поверхностных вод, используемых для водоснабжения и других целей.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных ЧС:

– стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры);

– социального характера (террористический акт);

– техногенного характера (производственная авария).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Одними из наиболее вероятных и негативно сказывающихся видов ЧС является аварийный разлив нефти.

Для снижения риска возникновения ЧС согласно РД 153-39.4-056-00 проводятся следующие мероприятия [32]:

– 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.

Природоохранные мероприятия при ликвидации возможного аварийного разлива нефти включают в себя [33]:

1. Разработку и согласование с местными природоохранными органами и другими заинтересованными органами надзора мероприятий по ликвидации последствий аварий.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

2. Сокращение объема вытекающей нефти за счет остановки перекачки по поврежденному участку трубопровода.

3. Приобретение установок, материалов, оборудования для сбора загрязняющих веществ с акватории водоемов и для обезвреживания промышленных отходов.

4. Оперативные мероприятия по локализации и сбору нефти с водной поверхности (установка боновых заграждений, обустройство земляных дамб, сбор нефтяной пленки нефтесборщиками).

5. Проведение рекультивации загрязненных и нарушенных земель.

6. Мероприятия по реабилитации акваторий, загрязненных в результате аварийного разлива нефти.

7. Организацию производственного эколого-аналитического контроля над состоянием нарушенных компонентов природной среды в соответствии с регламентом.

8. Определение размеров компенсационных выплат за ущерб, нанесенный природной среде в результате аварии.

9. Организацию отбора арбитражных проб при разногласиях с контролирующими органами.

Влияние нефти на окружающую среду может быть чрезвычайно разнообразным. Такое разнообразие обусловлено сложностью химического состава загрязнителей, их взаимодействием и концентрациями.

Ещё одним опасным фактором возникновения ЧС во время проведения полевых работ является пожаро-взрывоопасность. В зоне работы возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов. Эти газы являются горючими и увеличивают риск возникновения пожаров и взрывов.

Основными источниками их выделения являются нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительномонтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

Согласно ГОСТ 12.1.001-76 опасные газы имеют характеристики, приведенные в таблице 18 [34].

Таблица 18 - 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 [34]:

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.

Согласно РД 153-39ТН-008-96 для размещения первичных средств пожаротушения на территории организации на каждые 5000 м² (но не менее одного) должны быть установлены пожарные щиты (пункты) со следующим набором средств пожаротушения: огнетушители пенные – 2, огнетушители порошковые или углекислотные – 1, ящики с песком – 1 (1 м³), асбестовое полотно или войлок – 2, лопаты – 4, топоры – 2, ломы – 1 [35].

4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В случае причинения вреда жизни или здоровью в результате аварии или инцидента на опасном производственном объекте эксплуатирующая организация опасного производственного объекта, ответственная за причиненный вред, обязаны обеспечить выплату компенсации в счет возмещения причиненного вреда:

– гражданам, имеющим право в соответствии с гражданским законодательством на возмещение вреда, понесенного в случае смерти потерпевшего (кормильца), в сумме два миллиона рублей;

– гражданам, имеющим право в соответствии с гражданским законодательством на возмещение вреда, причиненного здоровью, в сумме, определяемой исходя из характера и степени повреждения здоровья по нормативам, устанавливаемым Правительством Российской Федерации. Размер компенсации в этом случае не может превышать два миллиона рублей [36].

Продолжительность смены в ночное время сокращается на один час без последующей отработки. Ночное время - время с 22 часов до 6 часов.

Не сокращается продолжительность смены в ночное время для работников, принятых специально для работы в ночное время. Продолжительность работы в ночное время уравнивается с продолжительностью работы в дневное время в тех случаях, когда это необходимо по условиям труда, а также на сменных работах при шестидневной рабочей неделе с одним выходным днем. Список указанных работ может определяться коллективным договором, локальным нормативным актом.

Продолжительность рабочего дня или смены, непосредственно предшествующих нерабочему праздничному дню, уменьшается на один час.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

В соответствии с трудовым кодексом в непрерывно действующих организациях и на отдельных видах работ, где невозможно уменьшение продолжительности смены в предпраздничный день, переработка компенсируется предоставлением работнику дополнительного времени отдыха или, с согласия работника, оплатой по нормам, установленным для сверхурочной работы [37].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы проведен литературный обзор процесса образования парафиновых отложений, исследован механизм и факторы их образования, а также методы борьбы с ними, среди которых наиболее перспективными являются химические, предполагающие использование присадок специального состава:

- поверхностно-активных веществ;
- органических растворителей;
- ингибиторов парафинообразования.

Было проведено исследование методов перекачки высоковязких нефтей, выявлены наиболее перспективные технологии.

Произведен гидравлический расчет и выполнен сравнительный анализ процессов перекачки высоковязкой и маловязкой нефти по промысловому трубопроводу с заданными характеристиками.

Выполнен экономический расчёт мероприятий по ликвидации аварийного разлива нефти, произошедшего в результате парафинообразования. Данное явление представляет собой один из наиболее вероятных и негативно сказывающихся видов ЧС, и наглядно демонстрирует необходимость применения специальных методов перекачки, с целью не допустить подобного.

Установлены опасные и вредные факторы, воздействующие на работника в процессе проектирования и эксплуатации промыслового трубопровода. Разработаны меры защиты.

					Осложняющие процессы при перекачке высоковязких нефтей по промысловому трубопроводу			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Жиров Г.М.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					98	102
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 2Б4Б		

Список литературы

1. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств / Полищук Ю.М., Ященко И.Г. // Нефтегазовое дело. – 2005; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/PolishukYu/PolishukYu_1.pdf (дата обращения: 10.03.2018)
2. Высоковязкие нефти: аналитический обзор закономерностей пространственных и временных изменений их свойств / Ю.М. Полищук, И.Г. Ященко // Нефтегазовое дело. – 2006. - №1. – С. 27-34
3. Транспорт скважинной продукции: учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с.
4. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. - М.: Недра, 1970. - 192 с.
5. Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 296 с.
6. Удаление асфальто-смолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарлан-нефть» / Хохлов Н.Г., Вагапов Р.Р., Шагитов З.М., Мустафин А.С. // Нефтяное хозяйство. - 2006. - №1. - С. 110-111
7. Горошко С.А. Влияние ингибиторов парафиноотложений на эффективность транспорта газового конденсата месторождения “Прибрежное”. Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук. - Краснодар, 2003

					<i>Осложняющие процессы при перекачке высоковязких нефтей по промышленному трубопроводу</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Жиров Г.М.</i>			<i>Список литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					99	102
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

8. Механизм удаления нефтяных отложений с применением композиционных составов / Шарифуллин А.В. // Технологии нефти и газа. - 2007. - №4. - С. 45-50

9 Опыт и перспективы ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования / Хайрулина Э.Р. // Нефтепромысловое дело. - № 5. - 2004. - С. 23-26

10. Баймухаметов М.К. Совершенствование технологий борьбы с АСПО в нефтепромысловых системах на месторождениях Башкортостана. Автореферат диссертации на соискание учёной степени к.т.н. - Уфа, 2005

11. Выбор оптимальной дисперсионной присадки / Уэнг С.Л., Фламберг А., Кикабхан Т. // Нефтегазовые технологии. - 1999. - №2. - С. 90-92

12. Бекбаулиева А.А. Перекачка вязких и застывающих нефтей: Учебное пособие. - Актау, 2011. – 71 с.

13. Коршак А.А., Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов - Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. — 528 с.

14. Губин В.Е. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / В.Е. Губин, В.В. Губин. - М: Недра, 1982. – 246 с.

15. Новоселов В.Ф. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Специальные методы перекачки / В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак. - Уфа: Уфимский нефтяной институт, 1986. – 108 с.

16. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов. - М: Недра, 1984. – 224 с.

17. Тугунов П.И. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов - М: Недра, 1973. - 89 с.

18. Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудрое. - М: Недра, 1988. – 368 с.

					Список литературы	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

19. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудрое и др. - М: Недра, 1988. – 368 с.

20. О системе критериев, описывающих перекачку горячих нефтей и нефтепродуктов / Новоселов В.Ф., Тугунов П.И., Абрамзон Л.С. // Нефтяное хозяйство. – 1976. - №8. - С. 51-52

21. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая. В.Б. Романюк, А.А. Вазим И.В. Шарф, М.Р. Цибулькикова и др. - Томск: Томский политехнический университет, 2017. -166 с.

22. IS CSR 26000:2011 "Social responsibility of organization, requirements" ("Социальная ответственность организации. Требования")

23. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

24. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

25. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, утв. Постановлением ГКСЭН России 01. 10. 1996 г. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 39 с.

26. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение

27. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений

28. Русак О.Н. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие / О.Н. Русак, К.Р. Малаян, Н.Г. Занько – М.: ООО «Омега-Л», 2006. – 448 с.

29. ГОСТ 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

30. Барановский В.А. Справочник медицинской сестры. - М.: Медицинское информационное агентство, 2008. - 272 с.

					Список литературы	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

33. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах

34. ГОСТ 12.1.001-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования

35. РД 153-39ТН-008-96 Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций

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

37. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014).

					Список литературы	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		