

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Разработка технических решений, направленных на повышение эффективности работы сборных коллекторов при перекачке нефти с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ»

УДК 622.692.4-224.7

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Кузнецов Егор Николаевич		10.06.2022

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н.		10.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына З.В.	к.т.н.		14.05.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	—		31.05.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		10.06.2022

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

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

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР
_____ 28.02.2022 Брусник О.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Кузнецову Егору Николаевичу

Тема работы:

Разработка технических решений, направленных на повышение эффективности работы сборных коллекторов при перекачке нефти с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ

Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. №39-43с
---	-----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: участок нефтесборных промышленных трубопроводов с условными диаметрами от 200х4 мм до 325х6 мм; Режим работы – непрерывный; Перекачиваемый продукт – нефть с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ; Рабочее давление – от 3 до 4 МПа;
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Произвести литературный обзор по физико-химическим свойствам АСПО, основных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и среди них выявить наиболее подходящий для каждого нефтепровода. Рассчитать гидравлические параметры перекачиваемой нефти до и после применения выбранного метода повышения эффективности транспортировки нефти. Определить прочностные характеристики трубопроводов. Обсуждение результатов выполненной работы. Заключение и выводы по работе.
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Состав АСПО 2. Типы АСПО 3. Состав асфальтенов 4. Молекула асфальтена 5. Методы борьбы с АСПО 6. Химические реагенты 7. Ингибиторы отложений 8. Схема нефтесборного коллектора
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Криницына З.В., доцент ОСГН
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель ООД
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н., доцент		28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Кузнецов Егор Николаевич		28.02.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Кузнецов Егор Николаевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

«Разработка технических решений, направленных на повышение эффективности работы сборных коллекторов при перекачке нефти с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ»	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчёт стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: <ul style="list-style-type: none"> – Материальные затраты на проведение НИ – 65,12 млн. руб; – Количество людей, участвующих в НИ – 2 чел; – Затраты по основной заработной плате – 105985 руб. – Затраты по дополнительной заработной плате – 15897 руб. – Отчисления во внебюджетные фонды – 36807 руб. Накладные расходы – 31,04 млн. руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплаты труда: <ul style="list-style-type: none"> – 30% премии к заработной плате – 1,3 – районный коэффициент для расчёта заработной платы (г. Томск)
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды: <ul style="list-style-type: none"> – в органы государственного социального страхования – 2,9 %; – в пенсионный фонд – 22%; – в фонд медицинского страхования – 5,1% – страхование от несчастных случаев – 0,2%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	1. Анализ потенциальных потребителей результатов исследования; 2. Анализ конкурентных технических решений; 3. SWOT-анализ
2. Разработка устава научно-технического проекта	1. Планирование и выделение этапов проекта. 2. Составление календарного плана проекта. 3. Формирование бюджета НИ.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	1. Определение интегрального показателя финансовой эффективности.

	2. Определение интегрального показателя ресурсоэффективности. 3. Определение интегрального показателя эффективности. 4. Определение сравнительной эффективности.
--	--

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT 2. График проведения и бюджет НТИ
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.02.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Кузнецов Егор Николаевич		28.02.2022

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Кузнецов Егор Николаевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

«Разработка технических решений, направленных на повышение эффективности работы сборных коллекторов при перекачке нефти с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p><i>Объект исследования:</i> участок нефтесборных промысловых трубопроводов.</p> <p><i>Область применения:</i> промысловый нефтепровод, предназначенный для перекачки нефти и нефтепродуктов.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<ul style="list-style-type: none"> – "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021). – ГОСТ Р 55990-2014. Национальный стандарт Российской Федерации. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. – РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны; – повышенный уровень шума на рабочем месте; – повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; – отсутствие или недостаток освещения; – повышенный уровень вибрации. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – пожаровзрывобезопасность; – поражение электрическим током;

	– движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации	<p>Атмосфера: выбросы вредных веществ, загрязнение атмосферного воздуха.</p> <p>Гидросфера: разлив нефти на воде, попадание вредных веществ в сточные воды.</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации	<p>При производстве работ по строительству промышленного нефтепровода нужно строго соблюдать правила техники безопасности, при этом необходимо руководствоваться нормативными документами. Наиболее частыми чрезвычайными ситуациями являются разливы нефти в результате аварии или ЧС.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.02.2022
---	-------------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Кузнецов Егор Николаевич		28.02.2022

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (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 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.01.2021	<i>Введение</i>	5
26.02.2021	<i>Обзор литературы</i>	20
08.03.2021	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
24.03.2021	<i>Теоретические основы технологических расчетов на прочность</i>	15
29.04.2021	<i>Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки нефти, с высоким содержанием АСПВ</i>	20
14.05.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2021	<i>Заключение</i>	5
10.06.2021	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

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

Согласовано:

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

Определения, сокращения, нормативные ссылки

Определения:

Асфальто-смолисто-парафиновые отложения: Тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняющие его добычу, транспорт и хранение.

Авария: Опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определенной территории или акватории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению или повреждению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, нанесению ущерба окружающей среде.

Вязкость жидкости: Свойство текучих тел оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой.

Депрессорная присадка: Полимерный продукт, способный изменять реологические свойства парафинистых нефтей, улучшать ее низкотемпературные характеристики.

Предел прочности (временное сопротивление): Нормативное минимальное значение напряжения, при котором происходит разрушение материала при растяжении.

Предел текучести: Нормативное минимальное значение напряжения, с которого начинается интенсивный рост пластических деформаций при растяжении материала.

Реологические свойства нефти: Свойства, влияющие на характер течения жидкости через деформацию под действием внешних напряжений.

Трубопровод промысловый: Трубопровод для транспортирования газообразных и жидких продуктов, прокладываемый между площадками отдельных промысловых сооружений (включая площадки, расположенные на

					Разработка технических решений, направленных на повышение эффективности работы сборных коллекторов при перекачке нефти с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Определения, сокращения, нормативные ссылки	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Кузнецов Е.Н.					11	104
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.						
<i>Рук.</i>	ООП	Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

разных промыслах), а также к объектам магистрального транспортирования нефти и газа.

Сокращения:

ВВН – высоковязкая нефть;

ГП – горячая перекачка;

НП – нефтепровод;

НТД – нормативно-техническая документация;

РС – реологические свойства;

АСВ – асфальтеносмолистые вещества;

ФХС – физико-химические свойства;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

АСПВ – асфальтосмолопарафиновые вещества.

Нормативные ссылки:

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

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

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

ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания.

ГОСТ 2177-99. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава.

ГОСТ 23683-89. Парафины нефтяные твердые. Технические условия.

ГОСТ 26098-84. Нефтепродукты. Термины и определения.

ГОСТ 32269-2013. Битумы нефтяные. Метод разделения на четыре фракции.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

ГОСТ 34182-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.

ГОСТ 34242-2017. Нефть и нефтепродукты. Определение никеля, ванадия и железа методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой.

ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия.

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

ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов.

РД 31.4.01-99. Средства ликвидации разливов нефти в море.

РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ОАО «АК «Транснефть».

СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

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

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

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 104 с., 12 рис., 32 табл., 66 источников.

Ключевые слова: нефтесборный коллектор, асфальтосмолопарафиновые отложения, промышленный трубопровод, высокопарафинистая нефть, методы борьбы, предотвращение отложений, высоковязкая нефть.

Объектом исследования является участок нефтесборного коллектора, с промышленными трубопроводами условными диаметрами от 200 до 325 мм.

Цель работы – обеспечение требуемой пропускной способности промышленных трубопроводов при перекачке высоковязких и высокопарафинистых нефтей.

В процессе исследования проводились литературный анализ физико-химических свойств АСПО, методов по борьбе с АСПВ и предотвращению образования отложений, гидравлические расчеты промышленных трубопроводов, выбор оптимального метода повышения эффективности транспортировки нефти, расчеты толщины стенки трубопровода, расчет на прочность и устойчивость.

В результате исследования были применены различные технологии по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми веществами, выполнены расчеты для оценки эффективности применения метода, в каждом отдельно взятом промышленном трубопроводе.

Область применения: нефтесборные промышленные трубопроводы.

					Разработка технических решений, направленных на повышение эффективности работы сборных коллекторов при перекачке нефти с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кузнецов Е.Н.			Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					14	104
<i>Рук.</i>	ООП	Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Abstract

Final qualifying work 104 pages, 12 figures, 32 tables, 66 sources.

Key words: oil-gathering collector, heavy oil deposits, flowline, high-wax oil, control methods, scale prevention, high-viscosity oil.

The object of study is a section of an oil-gathering reservoir, with field pipelines with nominal diameters from 200 to 325 mm.

The purpose of the work is to ensure the required throughput of field pipelines when pumping high-viscosity and high-wax oils.

In the course of the study, a literary analysis of the physicochemical properties of ARPD, methods for combating ARPD and preventing the formation of deposits, hydraulic calculations of field pipelines, the choice of the optimal method for increasing the efficiency of oil transportation, calculations of the thickness of the pipeline wall, calculation of strength and stability were carried out.

As a result of the study, various technologies were applied to combat asphalt, resin and paraffin substances, calculations were made to evaluate the effectiveness of the method in each individual field pipeline.

Scope: oil gathering field pipelines.

					Разработка технических решений, направленных на повышение эффективности работы сборных коллекторов при перекачке нефти с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Abstract	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Кузнецов Е.Н.					15	104
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.						
<i>Рук.</i>	ООП	Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Оглавление

Введение.....	19
1 Анализ современных методов сохранения пропускной способности нефтепроводов.....	22
1.1 Введение в проблему отложений парафинов, смол и асфальтенов.....	22
1.2 Состав и свойства асфальтосмолопарафинов.....	22
1.3 Высоковязкие нефти.....	25
1.4 Высокопарафинистые нефти.....	26
2 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.....	29
2.1 Предупреждение образования отложений.....	30
2.1.1 Технологические методы.....	30
2.1.2 Физические методы.....	31
2.2 Методы удаления АСПО.....	32
2.2.1 Тепловой метод.....	32
2.2.2 Механический способ удаления.....	33
2.2.3 Химический метод.....	33
3 Характеристика объекта исследования.....	37
4 Теоретические основы технологических расчетов на прочность.....	40
4.1 Определение толщины стенки труб.....	40
4.2 Проверка условий прочности.....	43
5 Расчеты участков промыслового трубопровода.....	48
5.1 Расчет участка $Kуст_1 — Вр_1$	48
5.1.1 Расчет гидравлических потерь в нефтепроводе без применения технологий.....	48
5.1.2 Расчёт оптимальной температуры подогрева нефти при «горячей» перекачке.....	49
5.2 Расчет участка $Kуст_2 — Вр_1$	58
5.2.1 Расчет гидравлических потерь с запарфининым нефтепроводов.....	59
5.2.2 Расчет дозировки реагента в нефтепровод.....	61

					Разработка технических решений, направленных на повышение эффективности работы сборных коллекторов при перекачке нефти с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>							
<i>Разраб.</i>	<i>Кузнецов Е.Н.</i>				Оглавление						
<i>Руковод.</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>								<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>								16	104
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А						

5.2.3	Расчет гидравлических потерь после добавления растворителя АСПО....	62
5.3	Расчет участка Куст ₃ — Вр ₂	64
5.3.1	Расчет гидравлических потерь в нефтепроводе с отложениями парафина	65
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	68
6.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	68
6.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	68
6.1.2	Анализ конкурентных технических решений.....	69
6.1.3	SWOT-анализ	70
6.2	Планирование научно-исследовательских работ	72
6.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	72
6.2.2	Разработка графика проведения научного исследования	73
6.3	Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	77
6.3.1	Расчет материальных затрат научно-технического исследования.....	77
6.3.2	Основная и дополнительная заработная плата исполнителей проекта	78
6.3.3	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	80
6.3.4	Расчет накладных расходов	81
6.3.5	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	81
7	Социальная ответственность	83
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	84
7.2	Производственная безопасность	86
7.3	Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия	88
7.3.1	Пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны ...	88
7.3.2	Повышенный уровень шума на рабочем месте	89
7.3.3	Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	89
7.3.4	Отсутствие или недостаток освещения	91
7.3.5	Повышенный уровень вибрации	91
7.3.6	Пожаровзрывобезопасность	92

7.3.7	Поражение электрическим током, вызванным разницей электрических потенциалов	93
7.3.8	Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	93
7.4	Экологическая безопасность	94
7.4.1	Защита атмосферы	94
7.4.2	Защита гидросферы	94
7.4.3	Защита литосферы	95
7.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	95
	Заключение.....	98
	Список использованных источников.....	99

Введение

Актуальность. Увеличение доли поступающей в трубопроводы высоковязких и высокопарафинистых нефтей определяют ключевые вопросы, связанные с развитием осложняющих процессов, отрицательно влияющих на условия энерго- и ресурсосбережения нефтяных компаний. Наиболее остро стоит вопрос при планировании технологий перекачки таких нефтей, так как используемое для этих целей оборудование, относится к энергоемкому оборудованию.

Также немаловажное значение приобретает характер хранения указанной продукции, в связи с чем формирование донных отложений неизбежно приводит к необходимости учета и дальнейшей утилизации образующихся нефтешламов, что так же отрицательно влияет на учете углеводородных ресурсов предприятия.

Выбор оптимальных технологий транспорта и хранения, правильная расстановка технологического оборудования, источник теплоносителей являются ключевыми факторами, формирующими успешную эксплуатацию опасных производственных объектов, классифицируемых в соответствии с ФЗ-116, к которым относят трубопроводы и резервуары.

Отметим, что существующие на сегодняшний день способы сохранения пропускной способности нефтепроводов не всегда могут обеспечить хороший уровень технологий. Особенно актуально это при выборе тепловых, химических и физических методов, что определяется не только временем, затрачиваемом на технологический процесс, но и изменяющимися свойствами перекачиваемой среды. И не всегда методы, выбранные для одного объекта, могут быть эффективными для другого объекта. В связи чем, все вопросы, позволяющие снизить условия формирования отложений на стенках нефтепроводов и днищах емкостей для хранения нефти, являются

					Разработка технических решений, направленных на повышение эффективности работы сборных коллекторов при перекачке нефти с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Кузнецов Е.Н.</i>				Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>						19	104
<i>Рук.</i>	<i>ООП Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

актуальными. Поэтому **тема выпускной квалификационной работы бакалавра** «Разработка технических решений, направленных на повышение эффективности работы сборных коллекторов при перекачке нефти с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ» **актуальна.**

Целью выпускной квалификационной работы является обеспечение эффективной эксплуатации участка промышленного нефтепровода для перекачки высокопарафинистой нефти.

Для реализации указанной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

1. литературный анализ современных методов сохранения пропускной способности нефтепроводов при перекачке высоковязких и легкозастывающих нефтей;
2. определение периодичности и причин развития осложняющих процессов при эксплуатации сборного коллектора высокопарафинистой нефти;
3. расчет прочностных параметров выбранного участка промышленного трубопровода;
4. подбор технических решений для интенсификации защиты объекта исследования от запарафинивания;
5. определение изменений гидравлических параметров выбранного участка транспортировки нефти под влиянием защитных мероприятий.

Объект исследования: борьба с процессами, осложняющими эксплуатацию промышленных нефтепроводов.

Предмет исследования: сборный коллектор высокопарафинистой нефти и высоковязкой нефти.

Практическая значимость данной работы обусловлена поддержанием бесперебойной работы как самих трубопроводов, так и оборудования, так как от данного выбора зависят практически все параметры эксплуатации, и чем эффективнее метод, тем ниже риск возникновения аварий

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

и дополнительных затрат на ремонт оборудования. Результаты исследования могут быть использованы как в научной деятельности, так и в практической, например, на нефтедобывающих предприятиях.

					Введение	<i>Лист</i>
						21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Также в АСПО, в зависимости от состава, могут содержаться силикагелевые смолы, масла, вода и механические примеси. В зависимости от концентрации содержания различных органических соединений отложения подразделяют на три класса [2].

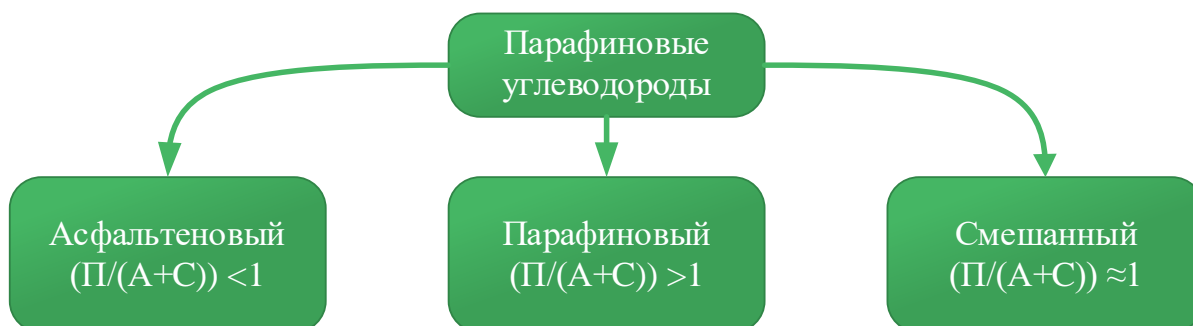


Рисунок 1.2 — Типы АСПО

Парафиновые отложения представляют собой смесь углеводородов, относящихся к гомологическому ряду метана, с общей формулой C_nH_{2n+2} . В зависимости от давления и температурных показателей парафиновые углеводороды могут быть в трёх фазовых состояниях: твердом (tпл от 28 до 60-70°C), жидком (tпл ниже 27°C), микрокристаллическом (tпл выше 60-80°C) [3].

Жидкие парафины выкипают при температурах от 170 до 360 °С и содержат от C_9 до C_{24} атомов углерода. В то время как твердые парафины могут содержать в себе от C_{20} до C_{40} атомов углерода. Их температура плавления выше и доходит до 550 °С. Из дистиллятного сырья выделяют твердые парафины, характеризующиеся крупнокристаллической структурой, которые разделяют по температуре плавления [4]: низкоплавкие (tпл 28-45°C), среднетплавкие (tпл 45-60°C), высокоплавкие (tпл выше 60°C).

Микрокристаллические парафины или же церезины – это гибридные УВ, которые также могут содержаться в нефти. Они отличаются от парафиновых отложений по своим свойствам и относятся к тугоплавким УВ. Температура их плавления выше температуры плавления парафинов (Парафины – от 45° С, а церезины свыше 65° С).

По мере накопления парафиновых отложений на стенках трубопровода, на внутренних слоях, находящихся дальше от стенки, происходит их перекристаллизация и уплотнение, с вытеснением жидкой фазы [5].

Асфальто-смолистые вещества относятся к высокомолекулярным органическим соединениям со сложным строением структуры, включающим в себя углерод, водород, кислород, серу, азот и металлы [3].

Смолистые отложения — это высокомолекулярные гетероатомные соединения, которые молекулярно диспергированы в нефти [6]. Их молекулярная масса лежит в пределах от 450 до 1500. По своим свойствам они представляют собой жидкости или пластические вещества черного или бурого цвета, с высокой вязкостью и плотностью близкой к единице. Температура их размягчения в инертной атмосфере лежит в пределах 35-90°C. Согласно исследованиям [7], за исключением этиловых и метиловых спиртов, смолы легкорастворимы в продуктах нефти и во всех растворителях органического происхождения. А при нагревании выше 300°C смолы способны переходить в асфальтены, с последующим загустеванием.

Асфальтены являются наиболее высокомолекулярными соединениями, чья молекулярная масса лежит в пределах от 1500 до 10000. В стандартных условиях они представляют собой порошкообразные вещества черного цвета. Большое содержание асфальтенов в исходной нефти определяет её высокую вязкость. Также они являются наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений компонентов нефти.

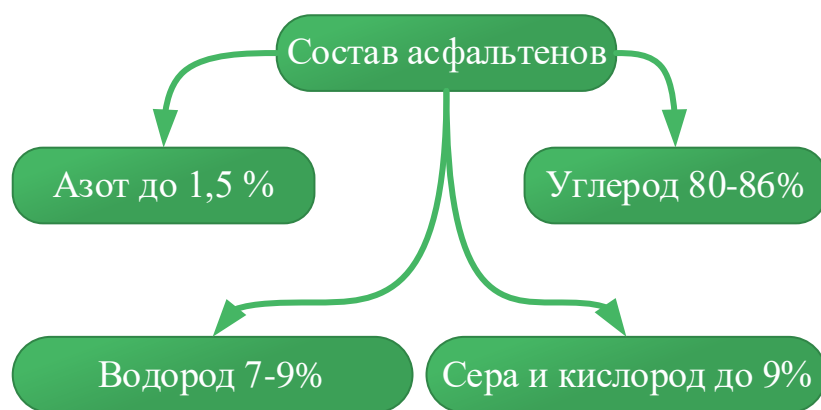


Рисунок 1.3 — Состав асфальтенов

Они способны растворяться в таких соединениях, как ароматические углеводороды, хлороформ и сероуглерод, однако не растворимы в парафиновых углеводородах, спирте, эфире и ацетоне. [7]

Содержание ациклических, конденсированных, гетероциклических углеводородов в составе молекулы асфальтенов может достигать до 5-8 циклов. Крупные фрагменты молекул углеводородов связаны между собой мостиками, содержащими гетероатомы и метиленовые группы. Молекулы асфальтенов склонны к ассоциации с образованием надмолекулярных структур, представляющих собой стопку плоских молекул (Рисунок 4) [8].

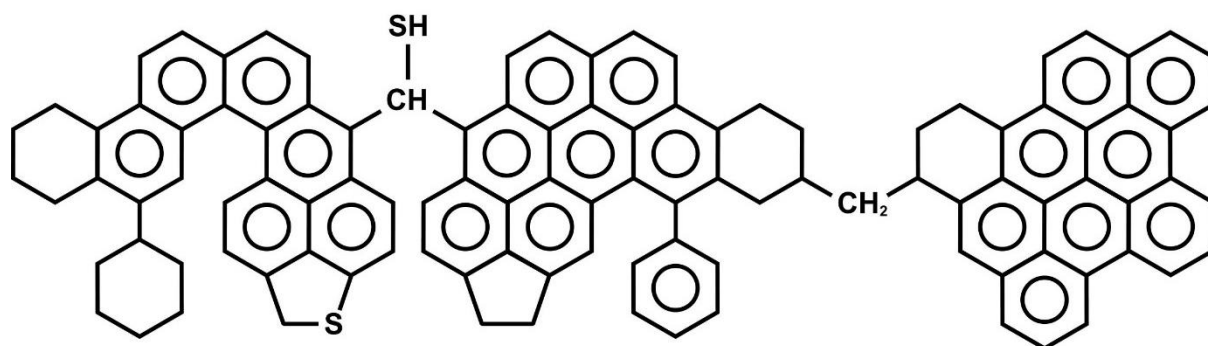


Рисунок 1.4 — Молекула асфальтена

1.3 Высоковязкие нефти

Основываясь на определении тяжелых (высоковязких) нефтей [9] можно сказать, что это темные, густые, липкие жидкости, с большим сопротивлением течению, транспортировка и переработка которых требуют значительных ресурсов и энергозатрат. От легкоизвлекаемых нефтей они отличаются аномальными химическими (высокое содержание АСПВ) и физическими (плотность, вязкость) свойствами [10]. Тяжелые или высоковязкие нефти (ВВН) рассматриваются в нефтяной промышленности как переходное звено между нефтями и битумами, так как по своей природе и свойствам они близки к природным битумам (ПБ) [11]. Природные битумы в своем составе содержат меньшее количество легких фракций (бензиновые и дизельные). Их содержание не превышает 25 % [12]. При стандартных условиях извлеченный из породы битум похож на полутвердую массу, при нагреве которой до 150 °С

сначала трансформируется в вязкую жидкость, а затем при дальнейшем нагреве становится текучей.

К характерным свойствам ВВН относятся: высокая физическая плотность; низкое соотношение водорода и углерода; большой коксовый остаток; высокое содержание асфальтенов, тяжелых металлов (главным образом, ванадия и никеля), серы и азота [12]. Поскольку из-за своих свойств ВВН не могут быть добыты с использованием стандартных скважинных методов, то для достижения необходимой текучести во многих случаях такую нефть подогревают или предварительно растворяют. От обычных нефтей ВВН и ПБ отличаются не только значительно большими показателями плотности и вязкости (Таблица 1.1), в связи с повышенным содержанием асфальтосмолистых веществ (АСВ), но и значительным содержанием металлов и серы, а также повышенной коксуемостью.

Таблица 1.1 — Характеристика нефтей и ПБ

Сырье	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Содержание масел, % масс.
обычные нефти	750-890	1-50	75
тяжелые (высоковязкие) нефти	890-960	50-1000	55-75
классы природных битумов:			
- мальты	960-1000	1000-100000	40-55
- асфальты	1000-1050	>100000	25-40
- асфальтиты	1050-1150	плавкие	12-25
- кериты	1150-2000	Не плавкие	10-15

По химическому составу ВВН отличаются содержанием в высоких концентрациях нафтеновых кислот, сульфоксидов и сульфокислотами, комплексами металлов и другими гетероатомными соединениями [13]. Некоторые ВВН и ПБ в природных условиях могут являться не текучими и не содержать фракции, выкипающие до 200 °С.

1.4 Высокопарафинистые нефти

Парафинистыми нефтями называют нефти, содержание парафиновых углеводородов в которых в своем составе колеблется от 0,2 до 30 % от массы. При рассмотрении нефти в качестве сырья для получения топлива и масел, то по содержанию парафинов она подразделяется на: малопарафинистые (менее

1,5%), парафинистые (от 1,5% до 6%) и высокопарафинистые (более 6%) [14]. Данные значения регламентируются согласно государственному стандарту [15].

Парафинистые нефти, в зависимости от состава и количества содержащегося парафина, характеризуются значительно большей температурой застывания. В связи с этим можно составить простую закономерность, что чем больше количество парафинов, от объема легких фракций, тем выше температура застывания. На основе материалов [16,14], можно увидеть, что парафинистые нефти разделяются на дополнительные подклассы: умереннопарафинистые, высокопарафинистые и сверхвысокопарафинистые [14]. Исходя из всех вышеописанных разделений нефти по содержанию парафина можно составить простую классификацию (таблица 1.2)

Таблица 1.2 — Классификация нефтей по содержанию парафинов

Класс нефти	Подкласс нефти	Пределы, %
Малопарафинистые		До 1,5
Среднепарафинистые		От 1,5 до 6
Парафинистые	Умереннопарафинистые	От 6 до 10
	Высокопарафинистые	От 10 до 20
	Сверхвысокопарафинистые	Более 20

При низких температурах высокопарафинистые нефти имеют резко выраженные свойства неньютоновских жидкостей (вязкопластичность, тиксотропность, вязкоупругость) [17]. При транспорте нефти с подобными физико-химическими свойствами происходит интенсивная парафинизация трубопроводов, в следствии чего снижается их пропускная способность, и повышается необходимость в дополнительных трудовых и материальных затратах. В случае остановки действующего трубопровода в нефти начинают образовываться парафиновые структуры. Их прочность зависит от условий образования структур, содержания парафиновых фракций, времени покоя

нефти и других факторов. Возобновление работы промышленного трубопровода может потребовать пусковых давлений, значительно превышающих заданное рабочее давление всего нефтяного промысла.

					Анализ современных методов сохранения пропускной способности нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

для повышения эффективности предотвращения образования отложений. Однако из-за особенностей каждого отдельно взятого месторождения и отличия характеристик добываемой нефти требует индивидуальный подход к подбору или же созданию новых средств защиты от АСПО.

2.1 Предупреждение образования отложений

Для достижения безаварийной работы промысловых трубопроводов без энергетических и экономических затрат используются профилактические мероприятия образования АСПО. Предотвращение образования АСПО выбираются в зависимости от параметров нефти и режима работы промыслового трубопровода.

2.1.1 Технологические методы

Применение защитных покрытий наименее энергозатратный метод, который используется на многих действующих промыслах. Применение данной технологии рассматривается на стадии проектирования. Благодаря исследованиям механизмов образования отложений на внутренней поверхности трубопровода было выявлено, что риск накопление АСПВ на гладких поверхностях снижается из-за недостаточной возможности зацепления за стенку трубопровода, в следствии чего они легко смываются газожидкостным потоком [19].

В качестве защитных покрытий используются материалы, имеющие гладкую поверхность и обладающие низкой адгезией к парафину. Существуют специальные установки для оценки силы адгезии отложений к поверхности материала, на которых также учитываются свойства перекачиваемой нефти и способ эксплуатации нефтепровода [20]. В ходе исследований было выявлено, что подходящими материалами, для использования в качестве защитных покрытий, те, в которых при 200 °С адгезия к парафину составляет 30-35 кПа.

К таким материалам относятся стекло, различные стеклоэмали, эпоксидные смолы, бакелитовый лак, бакелитоэпоксидные композиции и др. [21].

					Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Применение теплоизоляции трубопроводов позволяет уменьшить потери тепла и поддерживать температуру среды выше температуры кристаллизации отложений.

2.1.2 Физические методы

Использование физических методов связано с воздействием на транспортируемую продукцию механических и ультразвуковых колебаний (вибрационные методы), а также электрических, магнитных и электромагнитных полей [22].

При воздействии электрического поля в зависимости от его заряда изменяется процесс осаждения. Так, при положительном заряде поля количество парафина снижается, в то время как отрицательный заряд усиливает эффект образования веществ на стенке трубопровода [23].

Воздействие магнитным полем на асфальтосмолопарафиновые вещества является безреагентным методом многоразового использования. При прохождении потока нефти через участок, с постоянным воздействием магнитного поля, происходит разрушение агрегатов ферромагнитной жидкости, находящейся в составе АСПВ, на отдельные субмикронные частицы. Данный эффект связан с вращением частиц в магнитном поле, поступательными движениями в направлении градиента магнитного поля и действием сил Лоренца [24]. Таким образом происходит изменение структуры кристаллов парафина до мягкой или рыхлой формы, за счет чего уменьшается их сцепляемость друг с другом. В последствии эта масса просто выносится потоком нефти.

Вибрационный метод исходя из названия создает, с определенной частотой, колебания стенки трубопровода. Принцип действия идентичен использованию магнитного поля — вибрирующая поверхность не позволяет парафину сцепиться с поверхностью металла и он уносится потоком жидкости [25].

2.2 Методы удаления АСПО

Данные методы предполагают очистку полости трубопровода от образовавшихся отложений. Для подбора эффективного способа проводится подробное изучение структуры, состава и свойств АСПО, с учетом технологической и экономической выгодой той или иной технологии. В настоящее время для удаления используют химические, тепловые и механические методы.

2.2.1 Тепловой метод

Данная технология основывается на физических свойствах отложений и относится к физическим методам, однако традиционно их выделяют в самостоятельную группу. Их применение заключается в подогреве отложений парафина выше температуры кристаллизации (выше 50 °С) [26]. При проведении тепловой обработки снижается сцепление с поверхностью трубопровода и происходит вынос отделившейся массы АСПО прокачиваемой горячей жидкостью. К тому же сами отложения в связи с повышением температуры начинают растворяться в потоке горячей нефти.

Для достижения необходимой температуры используются специальные источники тепла, помещенные непосредственно в зону отложений. В настоящий момент в качестве теплосодержащего агента используют горячую нефть, пар или воду. Также распространено использование индукционных электродепарафинизаторов, электропечей наземного и скважинного оборудования, кабельных систем электроподогрева [27].

В качестве тепловыделяющих веществ используются химические реагенты, взаимодействие которых протекает с выделением большого количества тепла (экзотермическая реакция). Их используют с вышеописанными технологиями для снижения расхода теплоносителей и минимизируя время для достижения требуемой температуры [26].

Самым современным тепловым методом удаления АСПО на сегодняшний день является облучение промысловых трубопроводов сверхвысокочастотным (СВЧ) излучением [28]. Исследования показывают

					Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	Лист 32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

хорошую эффективность данной технологии, однако она имеет те же характерные недостатки, присущие данному методу: высокие энергозатраты, большие капитальные вложения, остановка самого нефтепровода.

2.2.2 Механический способ удаления

Механический способ удаления заключается в соскабливании отложений со стенок трубопровода специально спроектированными скребками.

В качестве устройств для удаления АСПО используются скребки и поршни различной конструкции. В ОАО ЦТД «Диаскан» ОАО АК «Транснефть» были разработаны скребки, отличающиеся по своей конструкции и виду. На сегодняшний день существуют скребки стандартного типа СКР-1 с чистящими дисками, щеточного типа СКР 1-1, двухсекционные СКР-2, магнитные СКР-3 и односекционные СКР-4 [29].

Использование данных устройств наименее затратный метод удаления отложений, однако область их применения ограничена в виду особенностей как самой конструкции устройств, так и условий, при которых образовались АСПВ. Также в некоторых случаях может производиться очистка от отложений вручную, но в современной практике данный метод используется только при ремонт сложного технологического оборудования.

2.2.3 Химический метод

На текущий момент одним из наиболее перспективных и эффективных методов борьбы с парафинизацией скважин и трубопроводов является химический, так как он обладает эффективной производительностью, а сама технология не представляет особой сложности.

					Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33



Рисунок 2.2 — Химические реагенты

Химические методы заключаются в дозировании в транспортируемую продукцию химических реагентов, уменьшающих, а иногда и полностью препятствующие образованию отложений на стенках промысловых трубопроводов [30]. Работа ингибиторов парафиновых отложений основывается на адсорбционных процессах, протекающих на границе раздела фаз нефть-труба и нефть-дисперсная-фаза. Все ингибиторы отложений разделяются по механизму воздействия [31].



Рисунок 2.3 — Ингибиторы отложений

Их применение также способствует борьбе с коррозией, нефтяными эмульсиями и солеотложениями нефтяного оборудования. У всех ингибиторов (и присадков неполимерного типа), применяемых для удаления отложений можно выделить общие признаки: обладают большой молекулярной массой, которая тяжелее n-алканов и нефтей, сочетание полиметиленовых цепей с полярными группами, полидисперсность по молекулярной массе и составу всех веществ [32].

На нефтяных промыслах, в качестве растворителей АСПО, распространено применение удалителей природного характера. К ним относятся газоконденсат, газовый бензин, смесь сжиженных нефтяных газов, легкая нефть. Главным достоинством таких растворителей является их доступность и схожесть по химическому составу с нефтью. Их получение или добыча происходит в нефтяных районах, а применение не влияет на дальнейший процесс переработки.

На данный момент не существует документа, регламентирующего применение химических реагентов для удаления тех или иных типов отложений, поскольку различие характеристик транспортируемой нефти не позволяет составить закономерность их использования. Выбор ингибитора, на отдельно взятом месторождении, происходит путём опытных исследований.

Заключение по литературному обзору

На основании литературного обзора можно сделать вывод что, асфальтосмолопарафиновые отложения представляют собой сложную смесь углеводородов, физикохимические характеристики которой сильно зависят от содержащихся в ней составных элементов. Их присутствие в добываемой и транспортируемой продукции сильно влияет на ее характеристики с течением времени. В связи с этим транспортировка нефти с высоким содержанием АСПВ может осложниться и приводить к отказам системы нефтесборных коллекторов. На сегодняшний день для организации бесперебойной работы нефтепроводов и нефтяного оборудования, а также для поддержания требуемой пропускной способности были разработаны различные методы по

					Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

удалению образовавшихся отложений и профилактические мероприятия для недопущения их образования. Однако, как показывает практика, из-за различия характеристик добываемой нефти невозможно утверждать об эффективности одного конкретного метода. Для достижения максимального показателя эффективности проводят различные эксперименты с применением одного или комбинацией нескольких методов на каждом отдельном месторождении. В качестве критериев оценки используют как показатель результативности против асфальтосмолопарафиновых отложений, так и минимизация энерго и ресурсозатрат на их применение.

					Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

3 Характеристика объекта исследования

В качестве объекта исследования выбран участок нефтесборного коллектора промысловых трубопроводов X месторождения, приведенный на рисунке 3.1. Общая длина промысловых трубопроводов от кустов до нефтесборного коллектора составляет 17000 м.

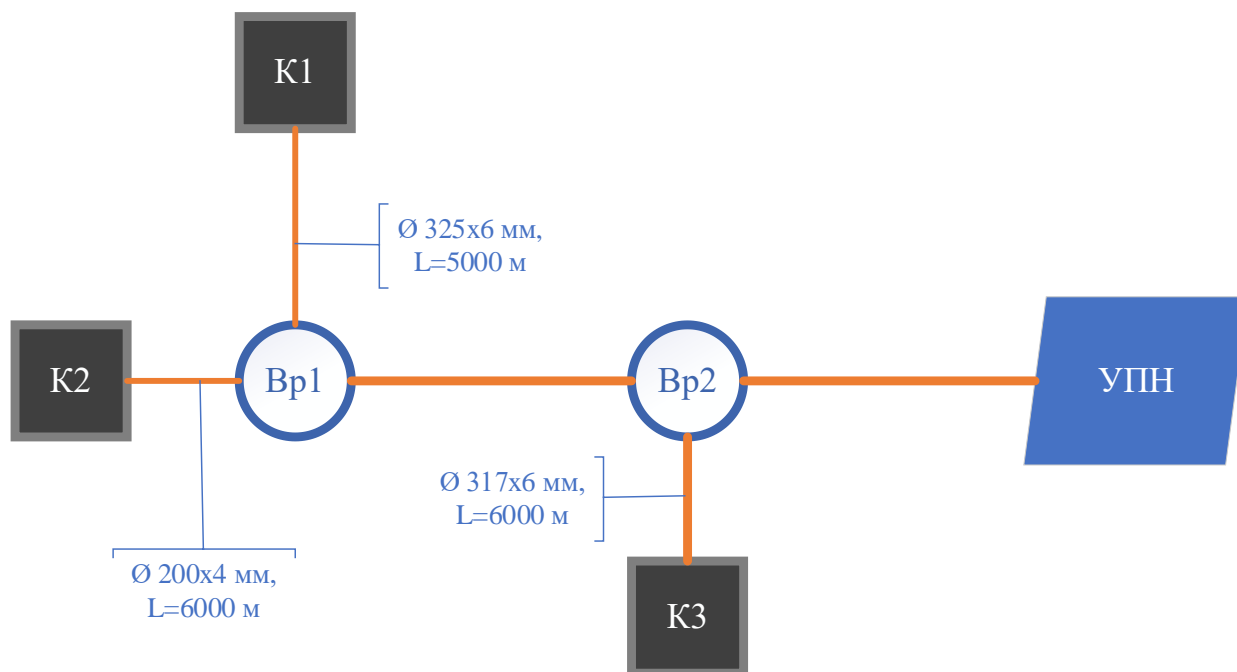


Рисунок 3.1 — Схема нефтесборного коллектора

Характер климата на рассматриваемой местности резко-континентальный с продолжительной холодной зимой, небольшим объемом осадков, сравнительно теплым и влажным летом, кратковременными переходными процессами от зимы к лету и наоборот. Среднегодовая температура воздуха минус 5,5 °С. Средняя температура воздуха наиболее холодного месяца января минус 29,2 °С, а самого жаркого июля плюс 17,7 °С. Абсолютный минимум минус 60°С, а абсолютный максимум 36 °С.

					Разработка технических решений, направленных на повышение эффективности работы сборных коллекторов при перекачке нефти с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кузнецов Е.Н.			Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					37	104
Рук.	ООП	Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Таблица 3.1 — Среднемесечная температура

месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
t, °C	-20,9	-17,1	-10,0	-0,3	7,8	14,3	16,8	13,9	8,4	0,1	-11,1	-18,6

Рельеф местности средне холмистый, структурно-денудационный, грядово-увалистый, изрезанный водотоками. Непосредственно по рассматриваемым коммуникациям глинистые грунты в основном занимают верхнюю часть разреза или доминирующее положение в разрезе, выдержаны по простиранию, как в плане, так и по глубине, но встречается переслаивание грунтов различной консистенции и замещение в нижней части разреза суглинков супесями.

Промысловые трубопроводы на данном участке имеют диаметры от 200 мм до 325 мм и толщину стенки от 4 до 6 мм. Данные нефтепроводы изготовлены из сталей марок 09Г2С, 13ФХА и 10Г2. Прокладка рассматриваемых в расчете трубопроводов предусмотрена подземно. При определении диаметра трубопроводов учитывалось требование документа [33].

Таблица 3.2 — Характеристика трубопроводов

№ трубопровода	Давление, МПа	Диаметр, мм	Длина, м	Материал	Расход нефти, м ³ /с
1	4	325х6	5000	09Г2С	0,045
2	3	200х4	6000	13ФХА	0,028
3	3,5	317х6	6000	10Г2	0,043

Основными критериями при выборе трасс являются: минимальное нанесение ущерба окружающей природной среде, коридорная прокладка линейных коммуникаций. Инженерные сети проложены по кратчайшему расстоянию. Расстояние принимается из условий безопасности строительства

и эксплуатации объекта, определено нормами ГОСТ Р 55990-2014 [43], СП 34-116-97 [44].

Таблица 3.3 — Физико-химические свойства нефти

Участок	Плотность, кг/м ³	Вязкость, м ² /с	Содержание АСПО, %		
			А	С	П
Куст №1 – Вр №1	892	13828·10 ⁻⁶	7,3		1,2
Куст №2 – Вр №1	840	0,0765·10 ⁻⁴	3,6		7,7
Куст №3 – Вр №2	869	0,403·10 ⁻⁴	3,9		6,3

4 Теоретические основы технологических расчетов на прочность

Так как модельный участок НП предназначен для транспортирования нефти от кустов скважин до УПН, следовательно, расчет прочностных характеристик будет проводиться согласно ГОСТ Р 55990-2014 [34].

Исходные данные к расчету прочностных характеристик промысловых нефтепроводов представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 — Исходные данные к расчету прочностных характеристик нефтепровода

Параметр	Значение		
	09Г2С	13ФХА	10Г2
Нормативный предел прочности (временное сопротивление), σ_u	440 МПа	560 МПа	420 МПа
Нормативный предел текучести, σ_y	270 МПа	353 МПа	245 МПа
Рабочее давление, р	4 МПа	3 МПа	3,5 МПа
Наружный диаметр, D	325 мм	200 мм	317 мм
Коэффициент Пуассона, μ	0,3	0,3	0,3
Модуль упругости, E	206 000 МПа	200 000 МПа	204 000 МПа
Коэффициент линейного расширения, α	$1,3 \cdot 10^{-5} (^\circ\text{C})^{-1}$	$1,3 \cdot 10^{-5} (^\circ\text{C})^{-1}$	$1,1 \cdot 10^{-5} (^\circ\text{C})^{-1}$

4.1 Определение толщины стенки труб

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) по прочности R_u и по текучести R_y материала труб для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, следует определять по формулам (4.1) и (4.2):

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{tu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u, \quad (4.1)$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{ty} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y, \quad (4.2)$$

где γ_d — коэффициент условий работы трубопровода;

σ_u — нормативный предел прочности, МПа;

					Разработка технических решений, направленных на повышение эффективности работы сборных коллекторов при перекачке нефти с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кузнецов Е.Н.			Теоретические основы технологических расчетов на прочность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					40	104
Рук.	ООП	Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

σ_y – нормативный предел текучести, МПа;

γ_{tu} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности (1,55);

γ_{ty} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести (1,15);

γ_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода (1,10).

Значения коэффициента условий работы γ_d для трубопроводов, транспортирующих продукты без содержания сероводорода, следует принимать в зависимости от категории участка по данным таблицы 4.2.

Таблица 4.2 – Значения коэффициента условий работы трубопровода γ_d [34]

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

Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности γ_{tu} следует принимать в зависимости от характеристик труб согласно данным таблицы 4.3.

Таблица 4.3 – Значения коэффициента надежности по материалу труб γ_{tu} [34]

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

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 [34], нефтепровод относится к категории Н (нормальная). Так как рассматриваемые трубы являются трубами стальными бесшовными нефтегазопроводными повышенной эксплуатационной надежности, то значения коэффициентов γ_d и γ_{tu} принимаем равными 0,921 и 1,55 соответственно.

Выполним расчет сопротивлений R_u и R_y по формулам (4.1) и (4.2):

$$R_{u1} = \frac{0,921}{1,55 \cdot 1,1} \cdot 440 = 238 \text{ МПа,}$$

$$R_{y1} = \frac{0,921}{1,15 \cdot 1,1} \cdot 270 = 197 \text{ МПа.}$$

$$R_{u2} = \frac{0,921}{1,55 \cdot 1,1} \cdot 560 = 312 \text{ МПа,}$$

$$R_{y2} = \frac{0,921}{1,15 \cdot 1,1} \cdot 353 = 197 \text{ МПа.}$$

$$R_{u3} = \frac{0,921}{1,55 \cdot 1,1} \cdot 420 = 226 \text{ МПа,}$$

$$R_{y3} = \frac{0,921}{1,15 \cdot 1,1} \cdot 245 = 178 \text{ МПа.}$$

Расчетная толщина стенки трубы t_d определяется как большее из двух значений, каждое из которых зависит от предела текучести и предела прочности (временного сопротивления) материала труб:

$$t_d = \max\{t_u; t_y\}, \quad (4.3)$$

где t_u – толщина стенки, определяемая по пределу прочности, мм;

t_y – толщина стенки, определяемая по пределу текучести, мм.

Расчетную толщину стенки, определяемой по пределу прочности t_u или по пределу текучести t_y , следует определять по формулам (4.4) и (4.5):

$$t_u = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u}, \quad (4.4)$$

$$t_y = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y}, \quad (4.5)$$

где γ_{fp} – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);

					Теоретические основы технологических расчетов на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

p – рабочее давление, МПа;

D – наружный диаметр, мм

Значения коэффициента надежности по нагрузке γ_{fp} принимается согласно СП 284.1325800.2016 [36]. Так как способ прокладки трубопровода подземный, нагрузки постоянные и с учетом веса давления грунта, то значение коэффициента надежности по нагрузке γ_{fp} равняется 1,2.

Выполним расчет толщины стенки по формулам (4.4-4.5):

$$t_{u1} = \frac{1,2 \cdot 4 \cdot 325}{2 \cdot 238} = 3,2 \text{ мм},$$

$$t_{y1} = \frac{1,2 \cdot 4 \cdot 325}{2 \cdot 197} = 3,9 \text{ мм},$$

$$t_{u2} = \frac{1,2 \cdot 3 \cdot 200}{2 \cdot 312} = 1,1 \text{ мм},$$

$$t_{y2} = \frac{1,2 \cdot 3 \cdot 200}{2 \cdot 197} = 1,8 \text{ мм},$$

$$t_{u3} = \frac{1,2 \cdot 3,5 \cdot 317}{2 \cdot 226} = 2,9 \text{ мм},$$

$$t_{y3} = \frac{1,2 \cdot 3,5 \cdot 317}{2 \cdot 197} = 3,7 \text{ мм}.$$

Согласно формуле (4.3), расчетная толщина стенки трубы t_d определяется как большее из двух значений t_u и t_y . Номинальная толщина стенки трубы будет составлять $t_{n1} = 6 \text{ мм}$, $t_{n2} = 4 \text{ мм}$, $t_{n3} = 4 \text{ мм}$.

Увеличение толщины стенки трубы по сравнению с расчетным значением из-за конструктивной схемы прокладки для припуска на коррозию допускается как прибавка на компенсацию коррозионного износа в 0,1 мм/год для расчетного срока службы трубопровода [36].

4.2 Проверка условий прочности

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

Условие прочности для кольцевых напряжений σ_h , на трубопроводах, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, проверяется по формуле (4.6).

					Теоретические основы технологических расчетов на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$\sigma_h \leq \min\{R_u; R_y\}, \quad (4.6)$$

где R_u – расчетное сопротивление растяжению/сжатию по прочности, МПа;

R_y – расчетное сопротивление растяжению/сжатию по текучести, МПа.

Расчет кольцевых напряжений от внутреннего давления σ_h осуществляется по формуле (4.7).

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n}, \quad (4.7)$$

где γ_{fp} – коэффициент надежности по нагрузке (1,2);

p – рабочее давление, МПа;

D – наружный диаметр, мм;

t_n – толщина стенки трубы номинальная, мм.

Выполним расчет кольцевых напряжений по формуле (4.7) и проверку условия прочности по формуле (4.6).

$$\sigma_{h1} = \frac{1,2 \cdot 4 \cdot 325}{2 \cdot 6} = 130 \text{ МПа,}$$

$$130 \text{ МПа} \leq 197 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{h2} = \frac{1,2 \cdot 3 \cdot 200}{2 \cdot 4} = 90 \text{ МПа,}$$

$$90 \text{ МПа} \leq 197 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{h3} = \frac{1,2 \cdot 3,5 \cdot 317}{2 \cdot 4} = 166 \text{ МПа,}$$

$$166 \text{ МПа} \leq 178 \text{ МПа.}$$

Условие прочности для кольцевых напряжений **выполняется**.

Далее выполняется проверка условий прочности для продольных и эквивалентных напряжений по формулам (4.8) и (4.9):

$$\sigma_l \leq f_l \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0; \quad (4.8)$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l < 0; \quad (4.9)$$

где σ_l – продольное напряжение, МПа;

					Теоретические основы технологических расчетов на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

σ_{eq} – эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;
 σ_y – нормативный предел текучести материала труб, МПа;
 f_I, f_{eq} – расчетные коэффициенты для проверки соответственно продольных и эквивалентных напряжений, принимаемые в зависимости от стадии "жизни" трубопровода в соответствии с данными таблицы 4.4.

Таблица 4.4 – Значение расчетных коэффициентов f_I и f_{eq} [34]

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

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

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \cdot \sigma_I + \sigma_I^2}, \quad (4.10)$$

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

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

$$\sigma_I = \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R}, \quad (4.11)$$

где μ – коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);
 E – модуль деформации материала труб (переменный), МПа;
 D – наружный диаметр трубы, номинальный, м;
 R – радиус упругого изгиба, м (принимается равным 450 м);

α – коэффициент линейного температурного расширения, $(^{\circ}\text{C})^{-1}$;

ΔT – температурный перепад, $^{\circ}\text{C}$.

Рассчитаем продольные напряжения согласно формуле (4.11):

$$\begin{aligned}\sigma_1 &= 0,3 \cdot 130 - 206000 \cdot 1,3 \cdot 10^{-5} \cdot 50 \pm \frac{206000 \cdot 0,325}{2 \cdot 450} = \\ &= (-94,9 \pm 74,38)\text{МПа};\end{aligned}$$

$$\sigma_1^- = -169,28 \text{ МПа}; \quad \sigma_1^+ = -20,52 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_2 = 0,3 \cdot 90 - 200000 \cdot 1,3 \cdot 10^{-5} \cdot 50 \pm \frac{200000 \cdot 0,2}{2 \cdot 450} = (-103 \pm 44,4)\text{МПа};$$

$$\sigma_2^- = -147,4 \text{ МПа}; \quad \sigma_2^+ = -58,6 \text{ МПа.}$$

$$\begin{aligned}\sigma_3 &= 0,3 \cdot 166 - 204000 \cdot 1,1 \cdot 10^{-5} \cdot 50 \pm \frac{204000 \cdot 0,317}{2 \cdot 450} = \\ &= (-62,4 \pm 71,8)\text{МПа};\end{aligned}$$

$$\sigma_3^- = -134,2 \text{ МПа}; \quad \sigma_3^+ = 9,4 \text{ МПа.}$$

Для дальнейших расчетов принимаем наибольшее по модулю значение.

По формуле 4.10 рассчитаем эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса:

$$\sigma_{eq1} = \sqrt{130^2 - 130 \cdot 169,28 + 169,28^2} = 153 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{eq2} = \sqrt{90^2 - 90 \cdot 147,4 + 147,4^2} = 129 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{eq3} = \sqrt{166^2 - 166 \cdot 134,2 + 134,2^2} = 152 \text{ МПа.}$$

По условиям (4.8) и (4.9) выполним проверку трубопровода на прочность для продольных и эквивалентных напряжений:

$$\sigma_1 \leq f_1 \cdot \sigma_{y1}, \text{ если } \sigma_I \geq 0; \quad 20,52 \leq 0,6 \cdot 270 = 162 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{eq1} \leq f_{eq1} \cdot \sigma_{y1}, \text{ если } \sigma_I < 0; \quad 153 \leq 0,9 \cdot 270 = 243 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_2 \leq f_2 \cdot \sigma_{y2}, \text{ если } \sigma_I \geq 0; \quad 58,6 \leq 0,6 \cdot 353 = 212 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{eq2} \leq f_{eq2} \cdot \sigma_{y2}, \text{ если } \sigma_I < 0; \quad 129 \leq 0,9 \cdot 353 = 318 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_I \leq f_I \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I \geq 0; \quad 9,4 \leq 0,6 \cdot 245 = 147 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I < 0; \quad 152 \leq 0,9 \cdot 245 = 220 \text{ МПа.}$$

Оба условия прочности **выполняются** с достаточным запасом.
Соответственно, все три условия прочности для всех трубопроводов согласно
ГОСТ Р 55990 [34], **выполнены**.

					Теоретические основы технологических расчетов на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

5 Расчеты участков промышленного трубопровода

5.1 Расчет участка Ку_{ст1} — Вр₁

По данному трубопроводу идет перекачка нефти с высоким содержанием асфальтосмолистых веществ (около 7,3%), в связи с этим она обладает высокой вязкостью и плотностью. Такие характеристики нефти сопровождаются большими потерями напора на преодоление сил трения, что осложняет ее транспортировку. Для решения данной проблемы был выбран метод подогрева нефти, которые позволит уменьшить гидравлические потери напора. Исходные данные, для расчета гидравлических потерь в нефтепроводе приведены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчетов гидравлических потерь в трубопроводе

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Наружный диаметр, толщина стенки, D x δ	мм x мм	325 x 6
Массовый расход нефти, G	млн.т./год	1,2775
Плотность нефти при 0 °С, ρ ₀	кг/м ³	905,095
Кинематическая вязкость нефти при 0 °С, ν ₀	м ² /с	13828·10 ⁻⁶
Длина участка нефтепровода, L	м	5000
Плотность нефти при 20 °С, ρ _n	кг/м ³	892
Температура окружающей среды, t ₀	°С	0
Температура застывания нефти, t _{заст}	°С	15
Коэффициент теплопередачи от нефти в окр. среду при турбулентном режиме перекачки, K _T	Вт/(м ² ·°С)	13,76
Коэффициент теплопередачи от нефти в окр. среду при ламинарном режиме перекачки, K _Л	Вт/(м ² ·°С)	12,38

5.1.1 Расчет гидравлических потерь в нефтепроводе без применения технологий

Целью расчета является определение гидравлических потерь в НП

					Разработка технических решений, направленных на повышение эффективности работы сборных коллекторов при перекачке нефти с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчеты участков промышленного трубопровода	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Кузнецов Е.Н.						48	104
Руковод.	Чухарева Н.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук. ООП	Брусник О.В.							

при транспортировке ВВН без применения технологий, влияющих на свойства перекачиваемого продукта.

Гидравлический расчет проводится согласно методике, изложенной в учебном пособии Сваровской Н. А. [37].

1. Значение внутреннего диаметра d нефтепровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 325 - 2 \cdot 6 = 313 \text{ мм} = 0,313 \text{ м}, \quad (5.1)$$

где D – наружный диаметр нефтепровода, м;

δ – толщина стенки, м.

2. Объемный расход Q_H при температуре окружающей среды $t_0 = 0^\circ\text{C}$:

$$Q_H = \frac{G}{\rho_0} = \frac{1,2775 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{905,095 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 0,045 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (5.2)$$

где G – массовый расход нефти, кг/с;

ρ_0 – плотность нефти при 0°C , кг/м³.

3. Скорость движения нефти w при данном расходе:

$$w = \frac{4 \cdot Q_H}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,045}{3,14 \cdot 0,313^2} = 0,59 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (5.3)$$

4. Параметр Рейнольдса Re :

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu_0} = \frac{0,59 \cdot 0,313}{13828 \cdot 10^{-6}} = 13,35 \quad (5.4)$$

где ν_0 – кинематическая вязкость нефти при 0°C , м²/с.

Так как $Re < 2320$ – режим движения ламинарный (характерно для ВВН).

5. Гидравлический уклон i для ламинарного режима течения:

$$i = 4,15 \cdot \frac{Q_H \cdot \nu_0}{d^4} = 4,15 \cdot \frac{0,045 \cdot 13828 \cdot 10^{-6}}{0,313^4} = 0,2691. \quad (5.5)$$

6. Потери напора на трение ΔH :

$$\Delta H = i \cdot L = 0,2691 \cdot 5000 = 1345 \text{ м}, \quad (5.6)$$

где L – длина участка нефтепровода, м.

5.1.2 Расчёт оптимальной температуры подогрева нефти при «горячей» перекачке

Целью расчета является определение оптимальной температуры подогрева высоковязкой нефти.

					Расчеты участков промыслового трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Методика расчета

В качестве методики расчета оптимальной температуры подогрева нефти использовались источники [38,39]. Определение основных параметров для расчета неизотермических НП были взяты из учебного пособия [41]. Вычисление потерь напора с учетом поправок на неизотермичность течения проводилось согласно работам [40,41], которые учитывают реологические свойства перекачиваемой жидкости.

Алгоритм расчёта

1. Определяем объемный расход нефти при стандартных условиях:

$$Q_H = \frac{G}{\rho_{20}}. \quad (5.7)$$

2. Определяем плотность нефти при температуре окружающей среды (грунта на глубине заложения трубопровода в ненарушенном тепловом состоянии или температура воздуха, если прокладка надземная) ρ_0 :

$$\rho_0 = \rho_{20}[1 + \xi(20 - t)], \quad (5.8)$$

где ξ – коэффициент объемного расширения, который выбирается из справочников (таблица 5.2), $1/^\circ\text{C}$.

Таблица 5.2 — Значения коэффициента объемного расширения нефти ξ [39]

Плотность ρ , кг/м ³	Коэффициент объемного расширения нефти ξ , 1/°C
860 - 880	0,000782
880 - 900	0,000734
900 - 920	0,000688
920 - 939	0,000650

3. Определяем коэффициент крутизны вискограммы u :

$$u = \frac{1}{t_1 - t_2} \ln \left(\frac{\nu_2}{\nu_1} \right), \quad (5.9)$$

где ν_1 и ν_2 – кинематическая вязкость нефти температуре соответственно t_1 и t_2 , м²/с.

4. Определяем зависимость кинематической вязкости от температуры $\nu(t)$:

$$v(t) = v_* \exp [-u(T - T_*)], \quad (5.10)$$

где v_* – кинематическая вязкость при известной (произвольной) температуре T_* , м²/с.

5. Определяем зависимость числа Рейнольдса от температуры $Re(t)$:

$$Re(t) = \frac{4Q_H}{\pi d v(t)}. \quad (5.11)$$

6. Гидравлический уклон $i(t)$ можно вычислить по формуле Лейбензона (с учётом переходного режима течения):

а) Для ламинарного режима течения при $Re \leq 2300$:

$$i_{\text{л}}(t) = 4,15 \frac{Q_H v(t)}{d^4}, \quad (5.12)$$

б) Для турбулентного режима течения при $Re > 2300$:

$$i_{\text{т}}(t) = 4,15 \frac{Q_H v(t)}{d^4} [1 - \psi(t)] + 0,0247 \cdot \left[\frac{Q_H^{1,75} v^{0,25}(t)}{d^{4,75}} \cdot \psi(t) \right], \quad (5.13)$$

где $\psi(X)$ – коэффициент перемежаемости, который определяется по формуле Гинзбурга:

$$\psi(t) = 1 - \exp [-0,002 \cdot (Re(t) - 2300)]. \quad (5.14)$$

При $Re > 10\,000$ коэффициент $\psi(X)$ принимают равным единице.

7. Определяем потери напора h_0 на трение при температуре t_0 :

$$h_0 = i(t_0)L. \quad (5.15)$$

8. Определяем удельную теплоемкость в зависимости от температуры $c_v(t)$ по формуле Крето:

$$c_v(t) = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_0}} [762 + 3,39(t + 273)]. \quad (5.16)$$

9. Определяем параметр Шухова $Шу_0$ при температуре t_0 :

$$Шу_0 = \frac{K_{\text{л}} \pi d L}{Q_H \rho_0 c_v(t_0)}, \quad (5.17)$$

где $K_{\text{л}}$ – коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду при ламинарном режиме перекачки, Вт/(м²·°С).

10. Определяем температуру, при которой турбулентный режим течения нефти меняется на ламинарный $t_{\text{кр}}$:

$$t_{\text{кр}} = t_* + \frac{1}{u} \ln \left(\frac{v_* \pi d Re_{\text{кр}}}{4 Q_H} \right), \quad (5.18)$$

где $Re_{кр}$ – критическое число Рейнольдса.

11. Определяем конечную температуру нефти t_k :

$$t_k = t_H + (t_H - t_0) \cdot e^{-\text{Шу}_0} \cdot \left(\frac{t_{кр} - t_0}{t_H - t_0} \right)^{1 - \frac{K_L}{K_T}}, \quad (5.19)$$

где K_T – коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду при турбулентном режиме перекачки, Вт/(м²·°C).

12. Определяем потери напора с учетом неизотермического течения $\Delta H(t)$:

а) На участке с ламинарным режимом течения:

$$\Delta H_L(t) = \frac{i_L(t)c_v(t)Q_H\rho_0}{\pi d K_L} \ln \left(\frac{t_x - t_0}{t_k(t) - t_0} \right), \quad (5.20)$$

где $t_x = t_H$ – если на всем участке нефтепровода режим течения ламинарный;

$t_x = t_{кр}$ – если существует участок с турбулентным режимом.

б) На участке с турбулентным режимом течения:

$$\Delta H_T(t) = \frac{i_T(t)c_v(t)Q_H\rho_0}{\pi d K_T} \ln \left(\frac{t_H - t_0}{t_y - t_0} \right), \quad (5.21)$$

где $t_y = t_k(t)$ – если на всем участке нефтепровода режим течения турбулентный;

$t_y = t_{кр}$ – если существует участок с ламинарным режимом.

Исходные данные для расчета.

Исходные данные, принятые для расчета оптимальной температуры подогрева ВВН приведены в таблице 5.3

Таблица 5.3 — Исходные данные для расчета оптимальной температуры подогрева ВВН

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Массовый расход нефти, G	млн.т./год	1,2775
Внутренний диаметр нефтепровода, d	м	0,313
Длина участка нефтепровода, L	м	5000
Температура окружающей среды, t_0	°C	0
Температура застывания нефти, $t_{заст}$	°C	15
Коэффициент теплопередачи от нефти в окр. среду при турбулентном режиме перекачки, K_T	Вт/(м ² ·°C)	13,76

Коэффициент теплопередачи от нефти в окр. среде при ламинарном режиме перекачки, K_L	Вт/(м ² ·°С)	12,38
--	-------------------------	-------

Расчет

1. Определяем объемный расход ВВН при стандартных условиях Q_H по формуле (5.7):

$$Q_H = \frac{1,2775 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{892 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 0,045 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

2. Определяем плотность ВВН при температуре 0 °С по формуле (5.8). Коэффициент объемного расширения при $\rho_{20} = 892 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ равен 0,000734:

$$\rho_0 = 892 \cdot [1 + 0,000734 \cdot (20 - 0)] = 905,095 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

3. Определяем коэффициент крутизны вискограммы для каждого температурного диапазона: 5...10 °С, 10...20 °С, 20...30 °С, 30...40 °С, 40...60 °С по формуле (5.9):

$$u_{5-10} = \frac{1}{5 - 10} \ln \left(\frac{4553}{7935} \right) = 0,13863 \frac{1}{\text{°С}}.$$

Остальные значения коэффициентов крутизны вискограммы приведены в таблице 5.4

Таблица 5.4 — Значения коэффициентов крутизны вискограммы

Температурный диапазон, °С	5 – 10	10 – 20	20 – 30	30 – 40	40 – 60
$u, 1/\text{°С}$	0,11109	0,11180	0,09344	0,07703	0,06273

4. Определяем кинематическую вязкость при температуре 0 °С по формуле (5.10):

$$\nu(0\text{°С}) = \frac{4553}{1000000} \cdot \exp[-0,11109(0 - 10)] = 0,013828 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}.$$

Остальные значения кинематической вязкости при других значениях температур приведены в таблице 5.5

5. Определяем число Рейнольдса при температуре 0 °С по формуле (5.11):

					Расчеты участков промышленного трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

$$Re(0^{\circ}\text{C}) = \frac{4 \cdot 0,045}{3,14 \cdot 0,313 \cdot 0,013828} = 13,24.$$

Остальные значения числа Рейнольдса при других значениях температур приведены в таблице 5.5

6. Рассчитаем гидравлический уклон при температуре 0 °С. Так как $Re(0^{\circ}\text{C}) < 2300$, то режим течения – ламинарный. Воспользуемся формулой (5.12):

$$i_{\text{л}}(0^{\circ}\text{C}) = 4,15 \frac{0,045 \cdot 0,013828}{0,313^4} = 0,536.$$

Для примера рассчитаем также гидравлический уклон при температуре 60 °С. Так как $Re(60^{\circ}\text{C}) = 2378 > 2300$, то режим течения – турбулентный. Воспользуемся формулой (5.13) и (5.14):

$$\begin{aligned} \psi(60^{\circ}\text{C}) &= 1 - \exp[-0,002 \cdot (2378 - 2300)] = 0,1444, \\ i_{\text{т}}(60^{\circ}\text{C}) &= 4,15 \frac{0,045 \cdot 0,000077}{0,313^4} [1 - 0,1444] + 0,0247 \cdot \\ &\cdot \left[\frac{0,045^{1,75} \cdot 0,000077^{0,25}}{0,313^{4,75}} \cdot 0,1444 \right] = 0,00165 \end{aligned}$$

Остальные значения гидравлического уклона при других значениях температур приведены в таблице 5.5

7. Определяем потери напора на трение при температуре 0 °С по формуле (5.15):

$$h_0 = 0,27 \cdot 5000 = 1350 \text{ м.}$$

8. Определяем удельную теплоемкость при температуре 0 °С по формуле (5.16):

$$c_v(0^{\circ}\text{C}) = \frac{31,56}{\sqrt{905,095}} [762 + 3,39(0 + 273)] = 1770,2 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C}}$$

Остальные значения удельной теплоемкости при других значениях температур приведены в таблице 5.5

9. Определяем параметр Шухова при температуре 0 °С по формуле (5.17):

$$\text{Шу}_0 = \frac{12,38 \cdot 3,14 \cdot 0,313 \cdot 5000}{0,045 \cdot 905,095 \cdot 1770,2} = 0,844.$$

					Расчеты участков промышленного трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

10. Определяем температуру, при которой турбулентный режим течения нефти меняется на ламинарный по формуле (5.18):

$$t_{кр} = 30 + \frac{1}{0,07703} \ln \left(\frac{0,000584 \cdot 3,14 \cdot 0,313 \cdot 2300}{4 \cdot 0,045} \right) = 55 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Следовательно, при температурах меньше 55 °С режим ламинарный, больше 55 °С – турбулентный.

11. Определяем конечную температуру ВВН при начальной температуре 1 °С по формуле (5.19):

$$t_k(1 \text{ } ^\circ\text{C}) = 0 + (1 - 0) \cdot e^{-0,884} \cdot \left(\frac{45 - 0}{1 - 0} \right)^{1 - \frac{12,38}{13,76}} = 0,604 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Остальные значения конечной температуры ВВН при различных значениях начальных температур приведены в таблице 5.5

12. Определим потери напора с учетом неизотермичного течения при начальной температуре 1 °С по формуле (5.20):

$$\Delta H_{л}(1 \text{ } ^\circ\text{C}) = \frac{0,24 \cdot 1773,8 \cdot 0,045 \cdot 905,095}{3,14 \cdot 0,313 \cdot 12,38} \ln \left(\frac{1 - 0}{0,604 - 0} \right) = 717,27 \text{ м}.$$

Остальные значения потерь напора ВВН при различных значениях начальных температур приведены в таблице 5.5

Результаты расчетов

Таблица 5.5 — Расчет параметров для определения оптимальной температуры подогрева высоковязкой нефти

t, °С	v, мм ² /с	Re	ψ	i	t _к , °С	C _v , Дж/(кг·°С)	ΔH, м
0	13828	13	0	0,27	0	1770,2	1350
1	12374	15	0	0,24	0,604512	1773,8	717,27
2	11073	17	0	0,22	1,12806	1777,3	749,51
3	9909	18	0	0,19	1,624852	1780,9	694,55
4	8867	21	0	0,17	2,105033	1784,4	651,87
5	7935	23	0	0,15	2,57323	1788	596,37
10	4553	40	0	0,09	4,801816	1805,7	399,07
15	2602	70	0	0,05	6,916495	1823,6	236,28
20	1488	123	0	0,03	8,960477	1841,3	148,46

25	932	196	0	0,02	10,95345	1859,1	102,71
30	584	313	0	0,01	12,90667	1876,9	52,992
35	397	461	0	0,007	14,82744	1894,7	38,130
36	367	499	0	0,007	15,20825	1898,2	38,326
37	340	538	0	0,006	15,5879	1901,8	33,018
38	315	581	0	0,006	15,9665	1905,4	33,182
39	291	627	0	0,006	16,34413	1908,9	33,343
40	270	678	0	0,005	16,7209	1912,5	27,919
45	197	930	0	0,004	18,59072	1930,2	22,846
50	144	1271	0	0,003	20,43985	1948	17,499
55	105	1744	0	0,002	22,27057	1965,8	11,898
60	77	2378	0,14	0,002	24,0847	1983,6	10,966

Примечание.

Желтым цветом обозначены параметры перекачки, при которых температура ВВН в конце участка нефтепровода меньше температуры застывания.

Зеленым цветом обозначены параметры перекачки, при которых конечная температура в конце участка нефтепровода выше температуры застывания нефти.

Красным цветом обозначен турбулентный режим движения ВВН.

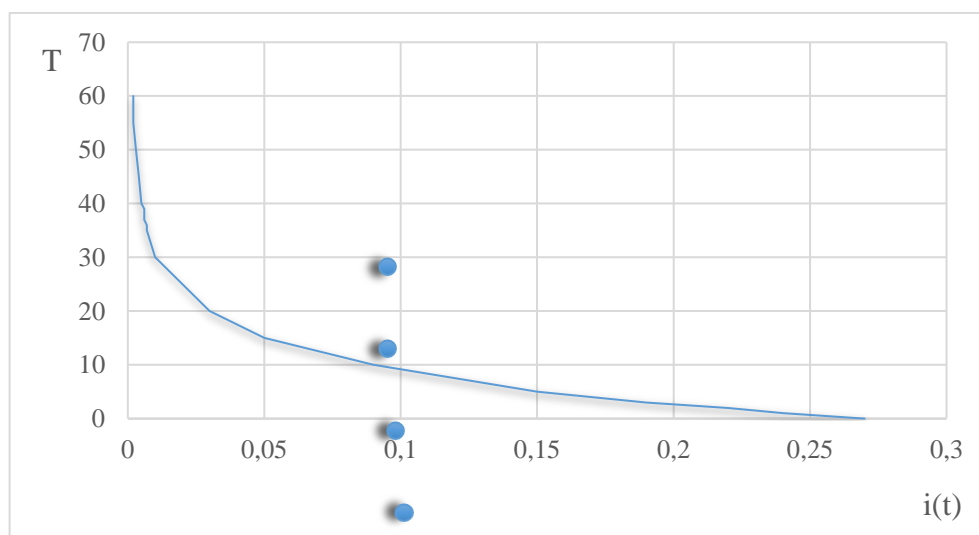


Рисунок 5.1 — Зависимость гидравлического уклона от температуры подогрева нефти

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

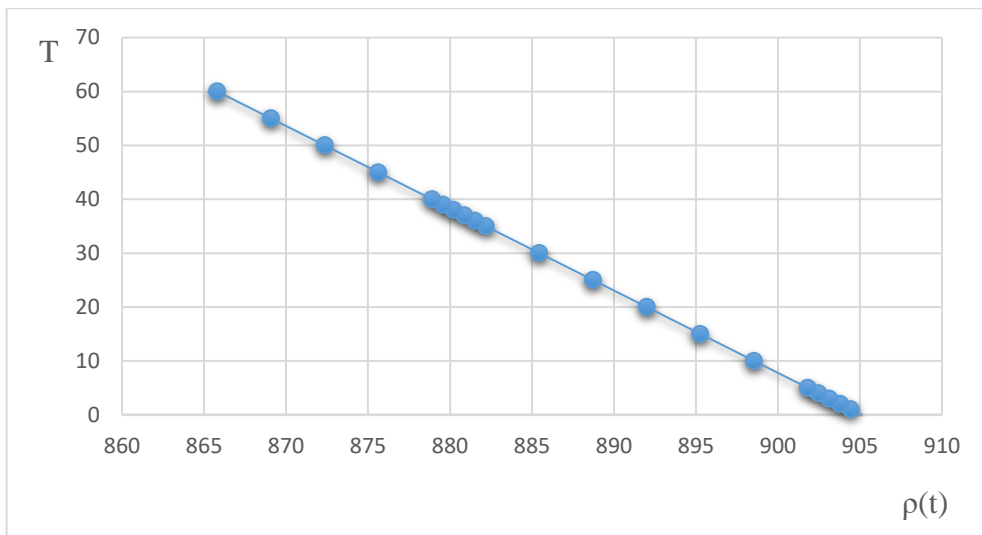


Рисунок 5.2 — Зависимость плотности от температуры подогрева нефти

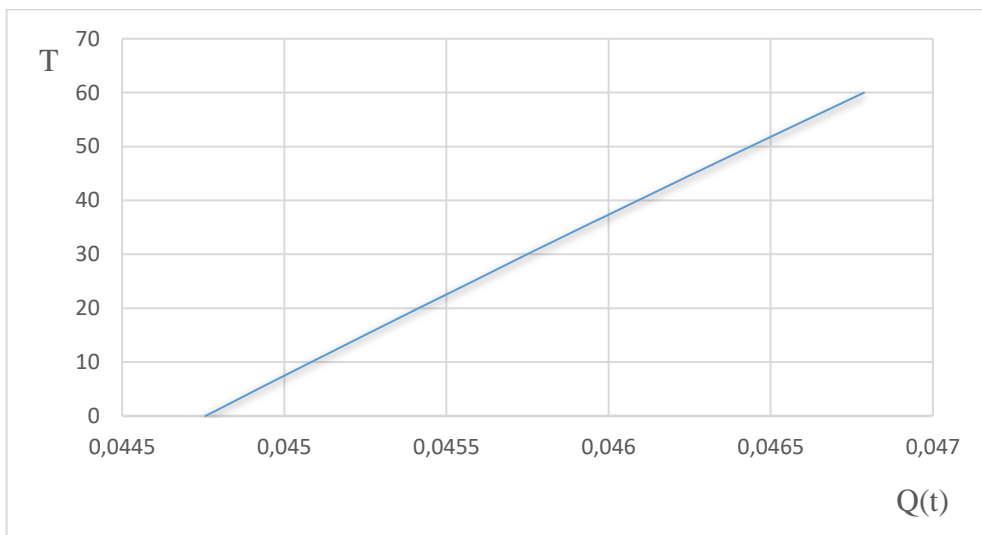


Рисунок 5.3 — Зависимость объемного расхода от температуры подогрева нефти

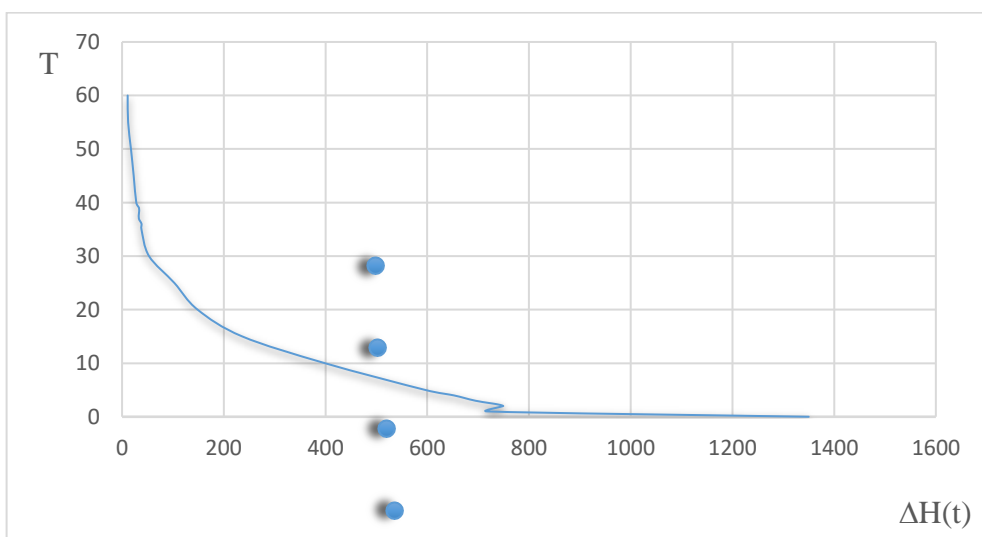


Рисунок 5.4 – Зависимость потерь напора от температуры подогрева нефти

В результате расчетов было выяснено, что для поддержания температуры нефти выше температуры застывания необходим ее подогрев не ниже 36 °С. Данные расчеты проводились с учетом неизотермичности течения нефти. Также при горячей перекачке выше 60 °С режим течения нефти в трубе переходит с ламинарного на турбулентный.

При составлении графиков зависимости можно увидеть, что при подогреве нефти изменяются ее реологические свойства нефти, так, при увеличении температуры нефти плотность и вязкость жидкости уменьшается. За счет этого мы можем наблюдать уменьшение гидравлического наклона и потери напора на трение, что позволяет увеличить скорость потока и пропускную способность трубопровода.

5.2 Расчет участка Кустанай — Вр1

В процессе перекачки нефти с высоким содержанием парафина, с течением, на стенках нефтепровода образовался слой парафина толщиной 4 мм. В связи с этим уменьшилось проходное сечение трубопровода и расход нефти. Для удаления данных отложений было принято в использовании химических растворителей, эффективность которых составляет от 80 до 90 %.

Таблица 5.6 — Растворители АСПО

Растворители	СОНПАР 5402	ОФС-РИП марки П	LAWRUN ARPD
Состав	80% ароматических УВ, 20% алифатических УВ, ПАВ	ПАВ, алифатические, нафтеновые и ароматические УВ	Алифатические и ароматические УВ, ПАВ
Производитель	ЗАО «Опытный завод Нефтехим»	ООО «ТехноХимПром»	ООО «FUELAND»
Плотность, кг/м ³	720	820	760

Исходные данные для проведения гидравлических расчетов приведены в таблице 5.7

Таблица 5.7 — Исходные показатели

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Наружный диаметр, толщина стенки, $D \times \delta$	мм х мм	200 х 4
Массовый расход нефти, G	млн.т./год	0,73
Кинематическая вязкость нефти при, ν_0	м ² /с	$0,0765 \cdot 10^{-4}$
Толщина парафиновых отложений, $\delta_{\text{п}}$	мм	4
Длина участка нефтепровода, L	м	6000
Плотность нефти, $\rho_{\text{н}}$	кг/м ³	840
Абсолютная эквивалентная шероховатость	мм	0,1
Разность геодезических отметок	м	-2
Температура окружающей среды, t_0	°С	0
Температура застывания нефти, $t_{\text{заст}}$	°С	15

5.2.1 Расчет гидравлических потерь с запарфининым нефтепроводом

Целью расчета является определение гидравлических потерь в нефтепроводе, при транспортировке высокопарафинистой нефти, с отложениями на стенке трубопровода в 4 мм.

Гидравлический расчет проводится согласно методике, изложенной в учебном пособии Сваровской Н. А. [37].

Алгоритм расчета

1. Значение внутреннего диаметра d нефтепровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta - 2 \cdot \delta_{\text{п}} = 200 - 2 \cdot 4 - 2 \cdot 4 = 0,184 \text{ м} \quad (5.1)$$

где D – наружный диаметр нефтепровода, м;

δ – толщина стенки, м.

2. Расчёт площади поперечного сечения для трубопроводов круглого сечения:

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,184^2}{4} = 0,026 \text{ м}^2 \quad (5.2)$$

где d – диаметр трубопровода, м.

3. Объемный расход нефти Q :

$$Q = \frac{G}{\rho} = \frac{0,73 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{840 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 0,028 \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.3)$$

где G – массовый расход нефти, кг/с;

ρ – плотность нефти, кг/м³.

4. Скорость движения нефти w при данном расходе:

$$w = \frac{Q}{S} = \frac{0,028}{0,026} = 1,08 \text{ м/с} \quad (5.4)$$

где S – площадь сечения трубопровода, м²,

Q – объемный расход нефти, м³/с.

5. Параметр Рейнольдса Re :

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu_0} = \frac{1,08 \cdot 0,184}{0,0765 \cdot 10^{-4}} = 25976 \quad (5.5)$$

где ν_0 – кинематическая вязкость нефти, м²/с.

w – скорость потока нефти, м/с

Поскольку $10 \frac{d}{\Delta} < Re < 500 \frac{d}{\Delta}$ то режим течения попадает в переходную зону или зону смешанного трения.

6. Расчет коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{25976} + \frac{0,1}{184} \right)^{0,25} = 0,026 \quad (5.6)$$

где Re – параметр Рейнольдса

Δ – абсолютная эквивалентная шероховатость, мм

7. Определение величины потери напора на трение по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_T = \frac{\lambda \cdot L \cdot w^2}{d \cdot 2 \cdot g} - \Delta Z = \frac{0,026 \cdot 6000 \cdot 1,08^2}{0,184 \cdot 2 \cdot 9,81} - 2 = 54,3 \text{ м} \quad (5.6)$$

где ΔZ – разность геодезических отметок, м.

w – скорость потока жидкости в трубопроводе, м/с;

L – длина трубопровода, м.

d – диаметр трубопровода, м.

λ – Коэффициент гидравлического сопротивления

8. Потери давления по длине трубопровода:

					Расчеты участков промышленного трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$\Delta P = \frac{\lambda \cdot L \cdot w^2 \cdot \rho}{d \cdot 2} \pm \Delta Z \cdot \rho \cdot g = \frac{0,026 \cdot 6000 \cdot 1,08^2 \cdot 840}{0,184 \cdot 2} - 2 \cdot 840 \cdot 9,81 = 372163 \text{ Па} \quad (5.7)$$

где L – длина участка нефтепровода, м.

w – скорость потока жидкости в трубопроводе, м/с;

d – диаметр трубопровода, м.

λ – Коэффициент гидравлического сопротивления

ΔZ – разность геодезических отметок, м.

5.2.2 Расчет дозировки реагента в нефтепровод

Цель расчета – определение расхода растворителя АСПО для его дозировки. Исходные данные для расчета:

Плотность растворителя СОНПАР 5402 – 720 кг/м³ ;

Плотность растворителя OFC-РИП марки П – 820 кг/м³ ;

Плотность растворителя LAWRUN ARPD – 760 кг/м³ ;

Согласно методике [42], с помощью таблицы 5.8 возможно увидеть наиболее подходящий расход растворителя АСПО с учетом, что дозировка реагента 200 г/т.

Таблица 5.8 – Расход растворителя АСПО в зависимости от диаметра нефтепровода и скорости перекачки, л/час (дозировка реагента АСПО 200 г/т)

Диаметр, мм	Скорость потока, м/с												
	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,5	1,7	2,0
1020	176	235	294	353	412	470	529	588	647	706	882	1000	1176
820	113	151	188	226	263	301	339	376	414	452	564	640	753
720	86	115	144	173	202	230	259	288	317	346	432	490	576
530	44	59	73	88	103	118	132	147	162	176	220	250	294
426	28	38	47	56	66	75	85	94	103	113	141	160	188
377	22	29	36	43	50	58	65	72	79	86	108	122	144
325	16	21	26	32	37	42	48	53	58	63	79	90	106
273	11	15	18	22	26	29	33	37	40	44	55	62	73
219	7	9	12	14	16	19	21	24	26	28	35	40	47
159	4	5	7	8	9	11	12	13	15	16	20	22	26

Учитывая данную таблицу, то для диаметра 200 мм и скорости потока до введения реагента 1,08 м/с, 24 л/ч — подходящий расход растворителя для данного участка трубопровода.

Расход растворителя АСПО определяется по формуле:

$$Q_{p.АСПО} = \frac{Q \cdot q_{p.АСПО}}{\rho_{p.АСПО}} \quad (5.7)$$

где $q_{p.АСПО}$ — дозировка растворителя, г/кг

$\rho_{p.АСПО}$ — плотность растворителя, кг/м³

Таблица 5.9 — Результаты расчета расхода растворителя

Растворитель	Расход
СОНПАР 5402	23,6
ОФС-РИП Марки II	20,7
LAWRUN ARPD	22,3

Согласно расчетам, приведенным в таблице 5.9, наиболее эффективный растворитель АСПО для данного промышленного трубопровода является — ОФС-РИП марки II, поскольку при заданных параметрах он имеет наименьший расход.

5.2.3 Расчет гидравлических потерь после добавления растворителя АСПО

Целью расчета является определение гидравлических потерь в нефтепроводе, после введения растворителя ОФС-РИП Марки II. Поскольку эффективность растворителя не составляет 100%, то небольшое количество отложений все же остается на стенках трубопровода.

Алгоритм расчета

1. Значение внутреннего диаметра d нефтепровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta - 2 \cdot \delta_{II} = 200 - 2 \cdot 4 - 2 \cdot 0,6 = 0,19 \text{ мм} \quad (5.1)$$

где D — наружный диаметр нефтепровода, м;

δ — толщина стенки, м.

2. Расчёт площади поперечного сечения для трубопроводов круглого сечения:

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,19^2}{4} = 0,028 \text{ м}^2 \quad (5.2)$$

где d – диаметр трубопровода, м.

3. Объемный расход нефти Q :

$$Q = \frac{G}{\rho} = \frac{1 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{840 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 0,029 \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.3)$$

где G – массовый расход нефти, кг/с;

ρ – плотность нефти, кг/м³.

4. Скорость движения нефти w при данном расходе:

$$w = \frac{Q}{S} = \frac{0,029}{0,028} = 1,04 \text{ м/с} \quad (5.4)$$

где S – площадь сечения трубопровода, м²,

Q – объемный расход нефти, м³/с.

5. Параметр Рейнольдса Re :

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu_0} = \frac{1,04 \cdot 0,19}{0,0765 \cdot 10^{-4}} = 32784 \quad (5.5)$$

где ν_0 – кинематическая вязкость нефти, м²/с.

w – скорость потока нефти, м/с

Поскольку $10 \frac{d}{\Delta} < Re < 500 \frac{d}{\Delta}$ то режим течения попадает в переходную зону или зону смешанного трения.

6. Расчет коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{32784} + \frac{0,1}{190} \right)^{0,25} = 0,023 \quad (5.6)$$

где Re – параметр Рейнольдса

Δ – абсолютная эквивалентная шероховатость, мм

7. Определение величины потери напора на трение по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_T = \frac{\lambda \cdot L \cdot w^2}{d \cdot 2 \cdot g} - \Delta Z = \frac{0,024 \cdot 6000 \cdot 1,32^2}{0,19 \cdot 2 \cdot 9,81} - 2 = 48,4 \text{ м} \quad (5.6)$$

где ΔZ – разность геодезических отметок, м.

					Расчеты участков промышленного трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

w – скорость потока жидкости в трубопроводе, м/с;

L – длина трубопровода, м.

d – диаметр трубопровода, м.

λ - Коэффициент гидравлического сопротивления

8. Потери давления по длине трубопровода:

$$\Delta P = \frac{\lambda \cdot L \cdot w^2 \cdot \rho}{d \cdot 2} \pm \Delta Z \cdot \rho \cdot g = \frac{0,023 \cdot 6000 \cdot 1,04^2 \cdot 840}{0,19 \cdot 2} - 2 \cdot 840 \cdot 9,81 = 313464 \text{ Па} \quad (5.7)$$

где L – длина участка нефтепровода, м.

w – скорость потока жидкости в трубопроводе, м/с;

d – диаметр трубопровода, м.

λ - Коэффициент гидравлического сопротивления

ΔZ – разность геодезических отметок, м.

9. Определение отношения потери напора и давления до и после применения реагента:

$$\frac{h_{T1}}{h_{T2}} = \frac{54,3}{48,4} = 1,12 \quad (5.8)$$

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{372163}{313464} = 1,18 \quad (5.9)$$

В результате расчетов гидравлических потерь по нефтепроводу до и после введения растворителя, выяснялось, что потери напора на трение при транспортировке нефти уменьшились на 12%, а перепад давления уменьшился на 18 %, что составляет 58 699 Па. Пропускная способность трубопровода увеличилась, что свидетельствует о том, что реагент эффективно очистил трубопровод от АСПО, изменив объемный расход трубопровода.

5.3 Расчет участка Куст₃ — Вр₂

В процессе перекачки нефти с высоким содержанием парафина, с течением, на стенках нефтепровода образовался слой парафина толщиной 7 мм. В связи с этим уменьшилось проходное сечение трубопровода и расход нефти. Для решения данной проблемы было принято применить

					Расчеты участков промышленного трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

механическую очистку трубопровода от отложений, с помощью скребка типа СКР-4.

Таблица 5.10 — Исходные данные для расчета

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Наружный диаметр, толщина стенки, $D \times \delta$	мм х мм	317 х 6
Толщина парафиновых отложений, $\delta_{\text{п}}$	мм	7
Массовый расход нефти, G	млн.т./год	0,73
Кинематическая вязкость нефти при, ν_0	м ² /с	$0,403 \cdot 10^{-4}$
Длина участка нефтепровода, L	м	6000
Плотность нефти, $\rho_{\text{н}}$	кг/м ³	869
Абсолютная эквивалентная шероховатость	мм	0,1
Разность геодезических отметок	м	7

5.3.1 Расчет гидравлических потерь в нефтепроводе с отложениями парафина

Целью расчета является определение гидравлических потерь в нефтепроводе с отложениями парафина в 7 мм.

1. Значение внутреннего диаметра d нефтепровода с учетом отложений парафина:

$$d = D - 2 \cdot \delta - 2 \cdot \delta_{\text{п}} = 317 - 2 \cdot 6 - 2 \cdot 7 = 291 \text{ мм} = 0,291 \text{ м}$$

где D – наружный диаметр нефтепровода, мм;

δ – толщина стенки, мм;

$\delta_{\text{п}}$ — толщина слоя отложений, мм.

2. Площадь поперечного сечения трубопровода:

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,291^2}{4} = 0,066 \text{ м}^2$$

3. Объемный расход Q :

$$Q = \frac{G}{\rho} = \frac{1,168 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{869 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 0,043 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

где G – массовый расход нефти, кг/с;

ρ_0 – плотность нефти, кг/м³.

4. Скорость движения нефти w при данном расходе:

$$w = \frac{Q}{S} = \frac{0,043}{0,066} = 0,65 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

5. Параметр Рейнольдса Re :

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu} = \frac{0,65 \cdot 0,291}{0,403 \cdot 10^{-4}} = 4693$$

где ν_0 – кинематическая вязкость нефти, $\text{м}^2/\text{с}$.

Поскольку $Re_{кр} < Re < 10 \frac{d}{\Delta}$ то режим течения турбулентный.

6. Расчет коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{4693^{0,25}} = 0,038$$

Расчетные коэффициенты принимаются: $m = 0,25, \beta = \frac{0,241}{g} = 0,0246$

7. Определение величины потери напора на трение по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_T = \frac{\lambda \cdot L \cdot w^2}{d \cdot 2 \cdot g} \pm \Delta Z = \frac{0,038 \cdot 6000 \cdot 0,65^2}{0,291 \cdot 2 \cdot 9,81} + 7 = 23,9 \text{ м}$$

где ΔZ – разность геодезических отметок, м.

w – скорость потока жидкости в трубопроводе, $\text{м}/\text{с}$;

L – длина трубопровода, м.

d – диаметр трубопровода, м.

λ – Коэффициент гидравлического сопротивления

8. Потери давления по длине трубопровода:

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{\lambda \cdot L \cdot w^2 \cdot \rho}{d \cdot 2} \pm \Delta Z \cdot \rho \cdot g \\ &= \frac{0,038 \cdot 6000 \cdot 0,65^2 \cdot 869}{0,291 \cdot 2} + 7 \cdot 869 \cdot 9,81 = 416980,3 \text{ Па} \end{aligned}$$

где L – длина участка нефтепровода, м.

w – скорость потока жидкости в трубопроводе, $\text{м}/\text{с}$;

d – диаметр трубопровода, м.

λ – Коэффициент гидравлического сопротивления

					Расчеты участков промышленного трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

ΔZ – разность геодезических отметок, м.

9. Определим фактическую величину гидравлического уклона:

$$i_{\phi} = \frac{\frac{\Delta P}{\rho \cdot g} + \Delta Z}{L} = \frac{\frac{416980}{869 \cdot 9.81} + 7}{6000} = 0,009$$

где ν_0 – кинематическая вязкость нефти, м²/с.

L – длина участка.

ΔZ – разность геодезических отметок, м.

10. Найдем теоретический гидравлический уклон по формуле:

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} \cdot \mu^m}{d^{5-m}} = 0,02457 \frac{0,043^{2-0,25} \cdot (0,403 \cdot 10^{-4})^{0,25}}{0,291^{5-0,25}} = 0,0027$$

Условие $i_{\phi} > i$ выполняется.

11. Найдем эффективный диаметр трубопровода:

$$D_{\text{эф}} = \left(\beta \frac{Q^{2-m} \cdot \nu_0^m}{i_{\phi}} \right)^{\frac{1}{5-m}} = \left(0,02457 \frac{0,043^{2-0,25} \cdot (0,403 \cdot 10^{-4})^{0,25}}{0,0027} \right)^{\frac{1}{5-m}} = 0,227$$

12. Рассчитаем эффективность работы участка:

$$E = \left(\frac{D_{\text{эф}}}{D_{\text{вн}}} \right)^{5-m} = \left(\frac{0,227}{0,291} \right)^{5-0,25} = 0,307$$

13. Найдем объем отложений по формуле:

$$V_{\text{от}} = \frac{\pi D^2}{4} \cdot L \left(1 - E^{\frac{2}{2-m}} \right) = \frac{\pi \cdot 0,317^2}{4} \cdot 6000 \left(1 - 0,307^{\frac{2}{2-0,25}} \right) = 0,35 \text{ м}^3$$

14. Рассчитаем фактический расход нефти:

$$Q_{\phi} = Q \cdot E^{\frac{1}{2-m}} = 0,65 \cdot 0,307^{\frac{1}{2-0,25}} = 0,49 \text{ м}^3/\text{с}$$

Как видно из полученных расчетов, фактическая производительность, из-за обильного парафиноотложения на стенках трубопровода снизилась. Для ее восстановления была применена механическая очистка, после проведения которой пропускная способность трубопровода увеличилась на 32 %.

на предприятия, транспортирующих нефть как с высоким содержанием парафинов, так и высоким содержанием САВ.

6.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ технических решений конкурентов с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности разработки и определить направления её будущего развития [43].

Проведем сравнение конкурентоспособности применение химического реагента (Ф) перед ГП (К₁). Результаты представим в виде оценочной карты (таблица 6.1), где оценивание технологий приведено по пятибалльной шкале: 1 – наиболее слабая позиция, 5 – наиболее сильная.

Таблица 6.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия В _і	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _Ф	Б _{К1}	Б _{К2}	К _Ф	К _{К1}	К _{К2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,06	5	4	5	0,30	0,24	0,30
2. Удобство в эксплуатации	0,09	4	5	5	0,36	0,45	0,45
3. Помехоустойчивость	0,06	4	4	4	0,24	0,24	0,24
4. Энергоэкономичность	0,11	5	4	3	0,55	0,44	0,33
5. Надежность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Безопасность	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
7. Простота эксплуатации	0,09	3	4	5	0,27	0,36	0,45
Экономически критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность технологии	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
2. Уровень проникновения на рынок	0,07	4	5	5	0,28	0,35	0,28

3. Цена	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
5. Финансирование научной разработки	0,09	5	4	5	0,45	0,36	0,45
Итого	1	55	52	52	4,6	4,36	4,33

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (6.1)$$

где V_i – вес показателя, доли;

B_i – балл i -ого показателя.

В результате анализа таблица 5.1 можно сделать вывод, что химическая очистка является наиболее конкурентоспособной по сравнению с такими методами, как ГП и механическая очистка вследствие превышения ее показателя конкурентоспособности над другими (4,6 против 4,36 и 4,33 соответственно).

6.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ является инструментом стратегического менеджмента и представляет собой комплексное исследование технического проекта, приобретшего свое применение в исследованиях внутренней и внешней сферы проекта.

Для того чтобы провести SWOT-анализа составляется матрица «SWOT», в которой отображаются сильные (С) и слабые (Сл) стороны проекта, а также возможности (В) и угрозы (У) [43].

В таблице 6.2 и 6.3 показаны соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды, которые помогут выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Таблица 6.2 – Интерактивная матрица возможностей

Сильные стороны проекта				
	C1	C2	C3	C4
B1	+	+	0	+
B2	+	+	–	–
B3	–	+	–	+
Слабые стороны проекта				
	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
B1	–	–	+	–
B2	–	+	+	+
B3	–	+	–	–

Таблица 6.3 – Интерактивная матрица угроз

Сильные стороны проекта				
	C1	C2	C3	C4
У1	–	+	–	+
У2	+	+	–	–
У3	+	–	–	–
Слабые стороны проекта				
	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
У1	+	–	+	–
У2	–	+	+	+
У3	–	+	–	–

Результаты SWOT-анализа, проведенного в рамках данной работы, представлены в таблице 6.4

Таблица 6.4 – SWOT-анализ

<p>Внутренняя среда</p> <p>Внешняя среда</p>	<p>Сильные стороны проекта:</p> <p>C1. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>C2. Энергоэффективность технологии.</p> <p>C3. Применяемая технология соответствует требованиям нормативных документов.</p> <p>C4. Рациональность использования ресурсов.</p>	<p>Слабые стороны проекта:</p> <p>Сл1. Экологичность технологии.</p> <p>Сл2. Необходимость закупки специального оборудования.</p> <p>Сл3. Отсутствие достаточного количества разработчика вблизи месторождения.</p> <p>Сл4. Строительство дополнительной ветки трубопроводов для поставки разбавителя.</p>
--	---	---

<p>Возможности:</p> <p>В1. Повышение эффективности работы нефтепроводов и его объектов за счет модернизации технологических схем перекачки.</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на нефтепродукты в районе перекачки продукта.</p> <p>В3. Совместная разработка нескольких месторождений с нефтью разных реологических свойств.</p>	<p>1. Повышение производительности работы нефтепроводов и его объектов.</p> <p>2. Снижение затрат на электроэнергию, оборудование, материалы.</p> <p>3. Совместная разработка нескольких месторождений.</p>	<p>1. Использование технологий снижающих выбросы вредных веществ.</p> <p>2. Принятие на работу квалифицированного специалиста.</p> <p>3. Разработка новых месторождений с целью выявления оптимальных условий применения технологии.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Разработка более усовершенствованной технологии в связи с научно-техническим прогрессом.</p> <p>У2. Экономическая ситуация в стране, способствующая снижению цены нефть, в результате чего разработка месторождений и эксплуатация НП для перекачки ВН станет экономически нецелесообразным.</p> <p>У3. Нежелание потенциальных потребителей менять производство на предлагаемую технологию.</p>	<p>1. Создание экономически выгодных отношений с компаниями, транспортирующими лёгкие нефти.</p> <p>2. Быстрая окупаемость средств, потраченных на покупку необходимого оборудования технологической схемы перекачки за счет высокой экономичности и эффективности данного оборудования.</p>	<p>1. Проведение постоянного анализа актуальности системы и её дополнение.</p> <p>2. Прекращение модернизации обустройства нефтепромысла.</p>

Результаты SWOT-анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта. Анализируя результаты таблицы 5.3, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график проведения научно-исследовательских работ. Для построения графика необходимо составить план выполнения проекта с

указанием вида работа, длительности их исполнения и участников, ответственных за исполнение каждого пункта плана.

План производства работ по реализации научно-исследовательского проекта представлен в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель
	3	Выбор направления исследования	Исполнитель
	4	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель
	5	Календарное планирование работ	Руководитель. Исполнитель
Теоретические исследования	6	Проведение теоретического исследования темы	Исполнитель
	7	Проведение прочностных и гидравлических расчетов	Исполнитель
	8	Составление алгоритма расчета эксплуатационных затрат	Исполнитель
	9	Расчет оптимального режима перекачки	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка эффективности проделанных работ	Руководитель. Исполнитель
Оформление отчета	11	Составление пояснительной записки	Исполнитель
	12	Разработка презентации	Исполнитель

6.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Трудовые затраты являются основной частью стоимости разработки проекта. Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и

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

носит вероятностный характер. Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости $t_{ожi}$ определяется по формуле:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (6.2)$$

где t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях T_{pi} , которая учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями и высчитывается по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (6.3)$$

где $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (6.4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 $k_{кал}$ – коэффициент календарности, который определяется по формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (6.5)$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

Проведем расчет для 1 этапа работ «Составление и утверждение задания» по формулам (6.2-6.5).

$$t_{ож1} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 1}{5} = 1 \text{ чел. дней};$$

$$T_{pi} = \frac{1}{1} = 1 \text{ день};$$

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22;$$

$$T_{k1} = 1 \cdot 1,22 = 1,22.$$

Результаты остальных этапов занесены в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож}$, чел-дни			
Составление и утверждение технического задания	1	2	1,4	1	1	2
Подбор и изучение материалов по теме	4	8	5,6	1	6	7
Выбор направления исследования	2	3	2,4	1	2	3
Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	2	3	2,4	1	2	3
Календарное планирование работ	2	3	2,4	2	1	3
Проведение теоретического исследования темы	11	20	14,6	1	15	18
Проведение прочностных и гидравлических расчетов	6	9	7,2	1	7	9
Составление алгоритма расчета эксплуатационных затрат	3	5	3,8	1	4	5

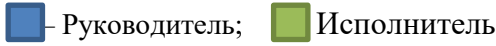
Оценка эффектив-ности проделанных работ	2	3	2,4	2	1	3
Составление пояснительной записки	12	16	13,6	1	14	17
Разработка презентации	2	4	2,8	1	3	3
Итого:	52	83	64,4	–	62	80

Итого для выполнения ВКР потребуется 80 календарных дней. Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 6.7).

Таблица 6.7 – Календарный план-график выполнения ВКР

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т _к , кал.дн.	Продолжительность выполнения работ											
				Февраль			Март			Апрель			Май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение задания	Руководитель	2	■											
2	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	7		■										
3	Выбор направления исследования	Исполнитель	3			■									
4	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель	3						■						
5	Календарное планирование работ	Руководитель Исполнитель	3												
6	Проведение теоретического исследования темы	Исполнитель	18												
7	Проведение прочностных и гидравлических расчетов	Исполнитель	9												

Окончание таблицы 6.7

8	Составление алгоритма расчета эксплуатационных затрат	Исполнитель	5																	
9	Расчет оптимального режима перекачки	Исполнитель	7																	
10	Оценка эффективности проделанных работ	Руководитель Исполнитель	3																	
11	Составление пояснительной записки	Исполнитель	17																	
12	Разработка презентации	Исполнитель	3																	
																				

6.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета проводимого исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- основная и дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

6.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

В материальные затраты входят затраты на приобретение топлива, сырья и энергии всех видов, используемых на производственные нужды. Рассчитаем затраты на проведение мероприятий для каждого промышленного трубопровода.

Таблица 6.8 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, ($Z_{\text{мат}}$), млн. руб.
Трубопровод №1			
Механическая энергия (перекачка нефти)	кВт·час	1,404	0,25
Тепловая энергия (подогрев нефти)	МДж	0,15	9,6
Трубопроводов №2			
Хим реагент	кг	635	9,4

Для оценки затрат на проведение работ на третьем трубопроводе необходимо взять среднюю заработную плату трубопроводчика линейного 5 разряда в размере 70 000 рублей. Для проведения одной очистки трубопровода протяженностью 6 км требуется 2 бригады, по 3 человека. Соответственно стоимость одного прохода ОУ будет составлять 350 000 рублей.

6.3.2 Основная и дополнительная заработная плата исполнителей проекта

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату $Z_{\text{зп}}$:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (6.6)$$

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

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

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (6.7)$$

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (6.8)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (таблица 6.9)

Таблица 6.9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней;	365	
Количество нерабочих дней (выходные и праздничные дни);	66	
Потери рабочего времени (отпуск и невыходы по болезни)	56	
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p, \quad (6.9)$$

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

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Далее, проведем расчет заработной платы руководителя по формулам (6.6-6.9):

$$Z_{\text{м.рук}} = 37700 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 73515 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{дн.рук}} = \frac{73515 \cdot 10}{243} = 3025 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{осн.рук}} = 3025 \cdot 5 = 15125 \text{ руб.}$$

Аналогично, проведем расчет заработной платы исполнителя:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$З_{м.исп} = 19200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 37440 \text{ руб.};$$

$$З_{дн.исп} = \frac{37440 \cdot 10}{243} = 1540 \text{ руб.};$$

$$З_{осн.исп} = 1540 \cdot 59 = 90860 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов представлены в таблице 6.10.

Таблица 6.10 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	$З_m$, руб.	$З_{дн}$, руб.	T_p , раб.дн.	$З_{осн}$, руб.
Руководитель	37700	0,3	0,2	1,3	73515	2407	5	15125
Исполнитель	19200	0,3	0,2	1,3	37440	1540	59	90860
Затраты по основной заработной плате, руб.	105985							

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{доп} = З_{осн} \cdot k_{доп}, \quad (6.10)$$

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

Подставив значения из таблицы 6.10 в формулу (6.10), получим:

$$З_{доп.рук} = 15125 \cdot 0,15 = 2268 \text{ руб.};$$

$$З_{доп.ст} = 90860 \cdot 0,15 = 13629 \text{ руб.}$$

$$З_{доп} = 105985 \cdot 0,15 = 15897 \text{ руб.}$$

Таким образом, суммарные затраты на дополнительную заработную плату составляют 15897 рублей.

6.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (6.11)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, равный 0,302 на 2022 год.

Результаты расчета отчислений во внебюджетные фонды представлены в таблице 6.11.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Таблица 6.11 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	15125	2268
Исполнитель	90860	13629
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2%	
Итого:	36807	

6.3.4 Расчет накладных расходов

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{мат}} + Z_{\text{об}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (6.12)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаемый в размере 16 %.

Рассчитаем накладные расходы для каждой технологии:

$$Z_{\text{накл.исп1}} = (65120000 + 128800000 + 105\,985 + 15\,897 + 36807) \cdot 0,16 = 31,05 \text{ млн. руб.}$$

$$Z_{\text{накл.исп2}} = (66630000 + 138000000 + 105\,985 + 15\,897 + 36807) \cdot 0,16 = 32,76 \text{ млн. руб.}$$

$$Z_{\text{накл.исп3}} = (82950000 + 110400000 + 105\,985 + 15\,897 + 36807) \cdot 0,16 = 30,96 \text{ млн. руб.}$$

6.3.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на проведение исследовательской работы является основой для формирования бюджета.

Определение бюджета затрат на проведение исследовательской работы представлено в таблице 6.12.

Таблица 6.12 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
Материальные затраты НТИ	65 120 000	66 630 000	82 950 000	Пункт 5.3.1
Затраты на специальное оборудование	128 800 000	138 000 000	110 400 000	Пункт 5.3.2
Затраты по основной заработной плате исполнительной темы	105 985			Пункт 5.3.3
Затраты по дополнительной заработной плате исполнительной темы	15 897			Пункт 5.3.3
Отчисления во внебюджетные фонды	36 807			Пункт 5.3.4
Накладные расходы	31 052 590	32 766 190	30 961 390	Пункт 5.3.5
Бюджет затрат НТИ	225 131 279	237 554 879	224 470 079	Сумма ст. 1-5

Выводы по разделу

В данном разделе были выявлены потенциальные потребители результатов исследования. Также был проведен расчет затрат на применение каждого из методов по борьбе с АСПВ, в ходе которого было выявлено, что механическая очистка является наименее затратной, однако она требует остановку трубопровода, что может увеличить экономические потери, связанные с простоем нефтепровода, которые могут превысить стоимость применения других метод.

С помощью SWOT-анализа были оценены сильные и слабые стороны проекта, угрозы и возможности развития. Далее было произведено календарное планирование работ, на основе которого смоделирована и построена диаграмма Ганта. Таким образом, выполнение ВКР занимает 51 рабочих или 80 календарных дней.

В конце проделанной работы были рассчитаны итоговые затраты на научно-исследовательский проект, со всеми издержками.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В своей деятельности трубопроводчик линейный должен руководствоваться утвержденными правилами и нормативными документами:

- а) В области охраны труда и промышленной безопасности:
- «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ [44];
 - Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ [45];
 - «Правилами промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств» ПБ 09-563-2003 от 29.05.2003г [46];

б) В области пожарной безопасности:

- «Пожарная безопасность зданий и сооружений» СНиП 21.01-97 [47];
- «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» ППБ-01-03 [48].

в) В области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок потребителей».

г) В области охраны окружающей среды:

- «Правила противопожарного режима РФ правительства РФ от 25.04.2012г. №390 «Об охране окружающей среды» [49].

Специальная оценка условий труда (СОУТ) – это комплекс мероприятий, направленных на определение вредных и (или) опасных факторов производственной среды и трудового процесса, а также на оценку уровня их воздействия на работников [44].

Согласно трудовому кодексу РФ и федеральному закону «О специальной оценке условий труда» [55], по результатам СОУТ для

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

трубопроводчика линейного условия труда на рабочих местах отнесены к вредным условиям труда 3 степени. На основе этого работникам предусматривается:

1) Сокращение продолжительности рабочего времени согласно ТК РФ Статье 92 – не более 36 часов в неделю;

2) Предварительные и периодические медицинские осмотры [ТК РФ 213];

3) Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск предоставляется работникам (ТК РФ Статья 117);

4) Работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства (ТК РФ Статья 221).

5) При повреждении здоровья или в случае смерти работника вследствие несчастного случая на производстве либо профессионального заболевания работнику (его семье) возмещаются его утраченный заработок (доход), а также связанные с повреждением здоровья дополнительные расходы на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию либо соответствующие расходы в связи со смертью работника (ТК РФ Статья 184).

Согласно ТОО Р-112-30-96 [51] к работе трубопроводчика линейного допускаются лица:

- достигшие 18-летнего возраста;
- прошедшие предварительный медицинский осмотр при приеме на работу (внеочередной медицинский осмотр при переводе с другой работы);
- не имеющие медицинских противопоказаний, получившие квалификацию, соответствующую Единому тарифно-квалификационному справочнику работ и профессий рабочих согласно [44] и имеющие не ниже II группы по электробезопасности;
- прошедшие обучение, инструктаж и проверку знаний требований охраны труда по ведению конкретных работ на объекте.

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

Трубопроводчик в процессе работы обязан проходить:

- повторный инструктаж не реже 1 раза в три месяца;
- целевой инструктаж – при выполнении работ повышенной опасности и разовых работ, не связанных с прямым выполнением работ по специальности;
- периодическую проверку знаний по охране труда не реже 1 раза в год с момента сдачи экзамена по графику;
- медицинский осмотр (обследование) не реже 1 раза в 2 года, а не достигший возраста 21 года – 1 раз в год.

7.2 Производственная безопасность

Согласно [52], факторы производственной среды делят на опасные и вредные. Опасные факторы – это факторы, приводящие к травме или другому резкому ухудшению здоровья. Вредные факторы – это факторы, воздействие которых на организм человека может привести к профессиональному заболеванию. При выполнении своих обязанностей трубопроводчик может быть подвержен воздействию опасных и вредных производственных факторов, представленных в таблице.

Таблица 7.1 — Факторы опасные и вредные

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [64]	Этапы работы			Нормативные документы
	Внешний осмотр нефтепродуктовода	Подготовка оборудования	Эксплуатация	
Пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны	+	-	+	СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [56].

Продолжение таблицы 7.1

Повышенный уровень шума на рабочем месте	-	+	+	ГОСТ 12.1.003- 2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [54].
Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	-	-	+	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны [55].
Отсутствие или недостаток освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05- 95 [57].
Повышенный уровень вибрации	-	-	+	ГОСТ 31192.1- 2004. Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека [58].
Пожаровзрывобезопасность	+	-	+	ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [59].

Окончание таблицы 7.1

Поражение электрическим током, вызванным разницей электрических потенциалов	-	-	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [60].
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	-	+	ГОСТ 12.2.003 - 91. ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности [61].

7.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия

7.3.1 Пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:—при перегреве –к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях –возникновению теплового удара;—при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др. Работы ведутся в различных погодных условиях от минус 45°С до плюс 40°С.Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, работа должна быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении. К средствам индивидуальной защиты согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ [63] относятся: специальная теплая одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, лица и глаз. Базовый материал спецодежды обладает защитными свойствами, характеризуется

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

устойчивостью к механическим нагрузкам, атмосферным осадкам, воздействию света, различного вида загрязнений и легко очищается от них.

7.3.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Превышение уровней шума возможно при работе экскаватора и другой специальной техники. Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе шум приводит к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов работ, замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему, вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ, возникновению сердечно-сосудистых заболеваний, язвы желудка, гипертонических заболеваний. Рассматриваемый промышленный нефтепровод находится на территории предприятия. Для рабочего места (в полевых условиях) устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах составными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе. Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные тампоны). Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [64];
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

7.3.3 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Производство работ по извлечению очистных устройств промышленного трубопровода по борьбе с АСП отложениями сопровождается загазованностью рабочей зоны, причиной чему является испарение нефти.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Контроль воздушной среды должен проводиться при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно - допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [65]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;

- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м³;

- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2- ой классу опасности);

- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);

- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³;

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование средств индивидуальной защиты. Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны. Трубопроводчик линейный в таких условиях должен быть в соответствующих СИЗах, таких как: многоразовых

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

респираторах (РПГ-67, РУ 67) или одноразовых («Лепесток», «Кама»), защитных очках и комбинезоне.

7.3.4 Отсутствие или недостаток освещения

Недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности. Свет влияет на физиологическое состояние человека, правильно организованное освещение стимулирует протекание процессов высшей нервной деятельности и повышает работоспособность. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму. Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [57].

7.3.5 Повышенный уровень вибрации

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт. Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах.

Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости –116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

частотой 6-9 Гц [58]. Коллективная виброзащита включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение специального покрытия и виброизоляторов. Средствами индивидуально защиты считаются специальный платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации.

7.3.6 Пожаровзрывобезопасность

Образование взрывоопасной среды обусловлено образованием взрывоопасной смеси паров нефти и воздуха. По взрывопожарной опасности площадка, где происходит технология удаления парафиновых отложений относится к категории А, степень огнестойкости II согласно СП 12.13130.2009. Горючие газы и пары легко воспламеняющихся жидкостей способны образовывать в смеси с кислородом воздуха взрывчатые смеси. Границы концентраций горючих паров в воздухе, при которых возможен взрыв называются нижним и верхним пределом распространения пламени (НКПР и ВКПР). Другими словами, концентрация от НКПР до ВКПР называется диапазоном взрываемости. Для паров нефти установлены следующий диапазон взрываемости: НКПР –42000 мг/м³; ВКПР –195000 мг/м³. С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5% величины НКПР. До начала производства работ необходимо устранить замазученность территории, исключить наличие на территории горючих материалов. Перед началом проведения любых видов работ повышенной опасности на опасном производственном объекте, необходимо провести анализ газовоздушной среды на предмет превышения НКПР, НКПВ, ПДК с помощью аналитических приборов различного типа. Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в нефтепроводе, должна быть создана пожарная дружина. Оборудование должно соответствовать [62]. На рабочем месте устанавливаются

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

первичные средства пожаротушения: огнетушитель пенный ОХП–10, ящики с песком, лопаты, лом пожарный легкий, топор пожарный поясной, ведро пожарное. Также на кустовых площадках присутствует автоматическая система пожарной сигнализации, ручные пожарные извещатели, расположенные на расстоянии через каждые 50 метров.

7.3.7 Поражение электрическим током, вызванным разницей электрических потенциалов

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т. п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с Правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках. Защитное заземление или зануление, в соответствии с [66] должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

Для предупреждения возможности случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

7.3.8 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы. Общие требования безопасности представлены в [61]. В качестве средств индивидуальной защиты от движущихся машин работники обеспечиваются: рукавицы брезентовые, сапоги резиновые и кожаные, каска защитная, подшлемник под каску, очки защитные. Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест

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

производства работ не должны превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах. Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикосания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование. Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

7.4 Экологическая безопасность

7.4.1 Защита атмосферы

При транспортировке нефти по промышленному нефтепроводу необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, установленные законодательством по охране природы. Случаи отравления парами нефтепродуктов достаточно редки. Но взаимодействие летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких случаях количество пострадавших может составлять тысячи человек. Особую опасность представляет загрязнение воздуха вблизи населенных пунктов. В этих случаях возможность наложения или аккумуляции различных загрязнений значительно усугубляет характер последствий. Так же загрязнение воздуха может привести к угнетению растительного покрова. Для устранения возможных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из промышленного нефтепровода по причине не плотности технологического оборудования осуществляется комплекс мероприятий:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность;
2. Соблюдение правил эксплуатации;
3. Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры.

7.4.2 Защита гидросферы

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

Нефть, разлитая в реке, представляет собой, куда большую опасность, чем нефть, разлитая на суше. Нефть влияет на структуру экосистемы животных организмов. При нефтяном загрязнении изменяется соотношение видов и уменьшается их разнообразие. Поскольку на воде нефтяное пятно может расползтись на сотни миль и превратиться в тончайшую масляную пленку, которая покрывает даже берега. Такое развитие событий может привести к гибели птиц, млекопитающих и других организмов. Нефтяные пятна на земле достаточно легко устранимы, поскольку вокруг пятна можно быстро насыпать вал.

7.4.3 Защита литосферы

Нефть не образует больших растеканий по поверхности почвы. Определенную опасность представляет вариант загорания, пропитанных нефтью и нефтепродуктами грунтов. Основные экологические проблемы при попадании нефти на землю связаны с грунтовыми водами. После просачивания до их поверхности, нефть и нефтепродукты начинают образовывать плавающие на воде линзы. Эти линзы могут мигрировать, вызывая загрязнение водозаборов, поверхностных вод. С целью защиты водных объектов от возможного их загрязнения предусматриваются следующие мероприятия:

- ограждение водных объектов обваловками, отсыпкой защитных валов;
- строительство нефтеловушек;
- строительство берегоукрепительных и защитных сооружений;
- обеспечение аварийного запаса сорбентов.

Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти в результате аварийного разлива нефтепровода

7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварии, возникающие на промышленном нефтепроводе, приводят к чрезвычайным ситуациям, так как в результате разлива нефти возможен

пожар, разрушение сооружения, гибель людей, загрязнение окружающей среды.

ЧС, вызванные авариями на промысловых трубопроводах, могут сопровождаться одним или несколькими следующими событиями:

- травмированием с потерей трудоспособности или групповым травматизмом;
- воспламенением нефти или взрывом его паров;
- утечкой транспортируемой нефти в количестве более 1 т.

Нарушение исправного состояния промыслового НП, приведшее к безвозвратным потерям нефти в окружающей природной среде в количестве 1 т и менее, классифицируется как повреждение. Наиболее характерной ЧС является экологическое загрязнение окружающей среды. Предупреждение аварий с разливов нефти достигается комплексом превентивных мероприятий, а именно:

- создание собственных формирований или заключение договоров с профессиональными аварийно-спасательными формированиями (службами);
- создание резервов финансовых средств и материально-технических ресурсов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
- обучение работников способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов;
- разработка декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов;
- организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте;
- проведение корректировки планов при изменении исходных данных;
- создание и поддержание в готовности системы обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов, а также системы связи и оповещения;
- проверка работоспособности автоматических систем обнаружения и оповещения о возникновении аварии на объектах;

- контроль за выполнением правил противопожарной безопасности;
- защита персонала и населения: организация системы оповещения, запас индивидуальных средств защиты, планирование проведения эвакуации;
- подготовка к привлечению при необходимости дополнительных сил и средств в соответствии с планом взаимодействия.

Заключение главы «Социальная ответственность»

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены правовые и организационные вопросы безопасности нефтегазового производства, а также вопросы производственной и экологической безопасности. Приводится список природоохранных мероприятий, обеспечивающих экологическую безопасность при производственном процессе. Указываются необходимые действия при возникновении чрезвычайных ситуаций. Следовательно, для любого предприятия в области нефтегазового дела обеспечение безопасности труда на производстве должно быть одной из первостепенных по важности задач.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были получены следующие результаты:

1. Проведенный литературный обзор, позволил узнать физико-химические свойства асфальтосмолопарафиновых отложений, а также рассмотреть существующие методы по борьбе с ними и выявить наиболее эффективные, способные поддерживать пропускную способность промышленных нефтепроводов до заданных параметров на протяжении длительного времени.

2. Прочностные расчеты трубопроводов позволили рассчитать минимально допустимую толщину стенки промышленных трубопроводов сборного коллектора, с учетом запаса на коррозию в зависимости от агрессивных свойств перекачиваемых углеводородов.

3. Выбраны и обоснованы различные технологии по улучшению реологических свойств нефти и поддержанию пропускной способности для каждого рассматриваемого нефтепровода.

4. Проведены гидравлические расчеты, позволяющие оценить эффективность выбранного метода и сравнить результаты до и после применения одного из методов.

					Разработка технических решений, направленных на повышение эффективности работы сборных коллекторов при перекачке нефти с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кузнецов Е.Н.			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					98	104
<i>Рук.</i>	ООП	Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Список использованных источников

1. Васильченко Д.Д., Истомова М. А. Высокоэффективный метод борьбы с отложениями // Проблемы Науки. 2019. №9.
2. Гильмутдинов Н.Р., Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н. Новые направления использования асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе трубопроводного транспорта нефти // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2015. №2.
3. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, № 1
4. Нелюбов д.в., Разработка композиционных ингибиторов образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефти на основе изучения взаимосвязи их состава и адгезионных свойств
5. Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. // Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 296 с.
6. Ширяева Р.Н., Анализ элементного состава асфальтенов из остатков нефтей приобского и баклановского месторождений
7. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные соединения нефти. // М.: Химия, 1964. 540 с
8. Бельчинская Л.И., Влияние ультразвукового диспергирования пропиточного состава древесины на её гидрофобизацию
9. Анчита, Х. Переработка тяжелой нефти. Реакторы и моделирование процессов. Пер. с англ. яз.; под ред. О.Ф. Глаголевой, В.А. Винокурова // Х. Анчита – СПб.: ЦОП «Профессия», 2015. – 592 с.,
10. Ященко, И.Г. Комплексный анализ данных по физико-химическим свойствам трудноизвлекаемой нефти в информационно-вычислительной системе // Горные ведомости. – 2011. – № 7. – С. 26-36.

					Разработка технических решений, направленных на повышение эффективности работы сборных коллекторов при перекачке нефти с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кузнецов Е.Н.			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					99	104
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

11. Рахманкулов, Д.Л, Товароведение нефтяных продуктов. Т.5. Новые источники топлива, энергии и химического сырья как альтернатива нефти. Кн.2. // М.: Интер, 2010. – 696 с.
12. Данилова, Е.А. Тяжелые нефти России // The Chemical Journal. – 2008. – № 12. – С. 34-37.
13. Сергиенко, С.Р. Высокомолекулярные соединения нефти // М.: Химия, 1979. – 541 с
14. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. // Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с
15. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
16. Ильин А.Н., Полищук Ю.М., Яценко И.Г. высокопарафинистые нефти: закономерности пространственных и временных изменений их свойств. // Институт химии нефти СО РАН.
17. Мухамезьянов, И.З. Структурная организация макромолекулярных ассоциатов в нефтяных сферах // Наука. - 2003. -156 с.
18. Вяткин К.А., Илюшин П.Ю., Козлов А.В. Оценка эффективности применения технологий борьбы с возникающими комплексными осложнениями при сборе и транспортировке нефти // Московский экономический журнал. 2020. №1.
19. Белов А. В., Прошкин А. Ю., Елькин А. В. К вопросу о критериальной оценке прочности стеклопластикового трубопровода // Региональные аспекты управления, экономики и права Северо-западного федерального округа России. – 2018. – С. 25-31
20. Г. В. Власова. Оценка склонности углеводородного сырья к образованию отложений // Вестник АГТУ. -2018. -№1
21. Мирсаяпова Р. И., Кантемиров И. Ф. Рассмотрение возможности применения заводского эпоксидного покрытия труб для магистральных и промысловых трубопроводов в различных условиях //Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – №. 5-6

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

22. Иванова И. К., Шиц Е. Ю. Кинетические характеристики растворения компонентов асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в алифатико-ароматическом растворителе // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук, - 2009, - № 6.
23. Гайдамакина В.Н., Методы борьбы с парафиноотложениями // Наука, образование и культура. - 2018. - № 7.
24. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Применение магнитных активаторов для борьбы с отложениями аспо, солей и коррозией // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2.
25. К.И. Хасанова, Повышение эффективности применения средств и методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе транспорта нефти по магистральным трубопроводам // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013, - № 3.
26. Нелюбов Д.В., Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. // Тюмень, ТюмГУ, 2014. – 153 с.
27. Акрамов Т. Ф., Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти // Разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2017, т. 15, - № 4
28. Багаутдинов Н.Я. Научные основы и технологии воздействия физических полей на гидратопарафиновые отложения в нефтяных скважинах // диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук Уфа 2017
29. Уткин, А.В. Расчет параметров движения средств очистки и диагностики по трубопроводу // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2001. - №1. - С. 81-83
30. Рагулин В. В. и др. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов // Нефтепромысловое дело. – 2001. – Т.
31. Глущенко В.Н., Юрпалов И.А., Шипигузов Л.М. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. – 2007, - №5, - С. 84-87.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

32. Марьин В.И., Акчурин В.А., Демахин А.Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. // Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», - 2001, - 156 с
33. Методические указания ПАО «НК «Роснефть». Выбор метода защиты антикоррозионной защиты промысловых и технологических трубопроводов и требования к трубной продукции. № П 1-01.05 М-0132, версия 1.0
34. ГОСТ Р 55990–2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
35. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.
36. СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ: дата введения 2017-06-17.
37. Сваровская, Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: учебное пособие // – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, - 2004. – 268 с.
38. Николаев, А. К. Тепловые режимы перекачки нефти: монография // – Санкт-Петербург: Лань, - 2021. – 84 с.
39. РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ОАО «АК «Транснефть»: дата введения 2009-09-16.
40. Родин, А. А. Оптимизация транспорта высоковязких нефтей в смеси с углеводородными разбавителями с заданной характеристикой насосной станции // Нефть, газ и бизнес. – 2009. – № 6. – С. 69-71.
41. Тугунов, П. И. Транспорт и хранение нефти и газа: учебное пособие // – Москва: Недра, - 1975, - 248 с.
42. ОТТ-75.180.00-КТН-269-19 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Ингибиторы парафиноотложений. Общие технические требования
43. Видяев, И. Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебное пособие / И. Г. Видяев, Г. Н. Серикова, Н. А.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

Гаврикова [и др.]. // – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, - 2014. – 36 с.

44. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021)

45. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ

46. «Правила промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств» ПБ 09-563-2003 от 29.05.2003г

47. «Пожарная безопасность зданий и сооружений» СНиП 21.01-97

48. «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» ППБ-01-03

49. «Правила противопожарного режима РФ правительства РФ от 25.04.2012г. №390 «Об охране окружающей среды»»

50. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 № 426-ФЗ

51. ТОИ Р-112-30-96 Типовая инструкция по охране труда для линейного трубопроводчика

52. ГОСТ 12.0.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.

53. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

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

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

56. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

57. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95

58. ГОСТ 31192.1-2004. Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека

59. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

60. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
61. ГОСТ 12.2.003 - 91. ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности
62. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы.
63. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
64. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ «Средства и методы защиты от шума. Классификация».
65. ГН 2.2.5.1313–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
66. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

					Список использованных источников	<i>Лист</i>
						104
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		