

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки» Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Влияние асфальто-смоло-парафинистых отложений при транспортировке нефти по трубопроводам»

УДК: 622.692.486-032.37

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Плисовский Г.А.		01.06.2020

Руководитель

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н. В.		01.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.		20.05.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.,		20.05.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н		01.06.2020

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социальноэкономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК1,ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационнокоммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, УК-3,УК-4, УК-5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
в области производственно-технологической деятельности		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3,ОПК5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК7,ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
в области организационно-управленческой деятельности		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК16,ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационнотехнической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК19, ПК20, ПК-21, ПК-22).
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетноаналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).

в области проектной деятельности		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части
Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
		магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа"
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти,
газа и продуктов переработки» Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту

Группа	ФИО
3-2Б5Д	Плисовскому Герману Александровичу

Тема работы:

«Влияние асфальто-смоло-парафинистых отложений при транспортировке нефти по трубопроводам»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 г. № 59-109/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду; энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Модельный участок трубопровода Исходные данные трубопровода Динамическая вязкость высоковязкой нефти.....0,27 Па*с Динамическая вязкость маловязкой нефти0,04 Па*с Плотность высоковязкой нефти..890 кг/м ³ Плотность маловязкой нефти.....840 кг/м ³ Массовый расход.....3500 тонн/сут Длина трубопровода.....7000 метров Диаметр трубопровода.....359 миллиметров
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Рассчитать изменение потери напора на трение, потери давления по длине трубопровода при перекачке высоковязкой нефти по сравнению с перекачкой маловязкой нефти плотностью и динамической вязкостью
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна, доцент
Социальная ответственность»	Сечин Александр Александрович, ассистент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		19.12.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Плисовский Герман Александрович		19.12.2019

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Д	Плисовскому Герману Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. Расчет себестоимости определения нефтепродуктов в воде флуориметрическим методом	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормативные справочники. Налоговый кодекс РФ
2. Расчет амортизации основных средств для проведения анализа	
3. Расчет заработной платы лаборанта	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Отчисления на социальные нужды	Определить объем и стоимость работ по проведению операции.
2. Финансовые результаты	Выявить эффективность финансовых результатов с учетом их выгоды

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент (ОГСН)	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Плисовский Герман Александрович		02.03.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Д	Плисовскому Герману Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01.Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на осложнения при транспортировке и хранения нефти	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования	Объект исследования: процесс растворения асфальтосмолопарафиновых отложений Область применения: нефтехимия
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 01.04.2019) - ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. - ГОСТ 12.1.005-88 "Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны". - СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. - СанПиН 2.2.4.3359-16.. Шум. Общие требования безопасности. - ГОСТ 12.2.003- 91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности - ГОСТ 12.1.019-2017 (с изм. №1) Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

2. Производственная безопасность:	Вредные факторы: - токсичность и агрессивность веществ; - суровые метеорологические условия; - недостаточный уровень или отсутствие естественного
	освещения; - превышение уровня шума; - повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов и вероятность поражения электрическим током.
3. Экологическая безопасность:	Выбросы вредных веществ: - в атмосферу выделяются в виде различных газов, которые используются при производстве; - в гидросферу в результате удаления неорганических и органических отходов в канализационную сеть; - в литосферу в виде твердых отходов тяжелой нефти.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Перечень возможных ЧС: - утечка токсичных и вредных веществ; - пожары и взрывы в лабораториях и на производстве;

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б5Д	Плисовский Г. А.		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи слушателем выполненной работы:	01.06.2019 г.
---	---------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01.2019	<i>Введение</i>	5
28.01.2019	<i>Обзор литературы</i>	15
05.02.2019	<i>Характеристика объекта исследования</i>	8
20.02.2019	<i>Проблемы, вызванные образованием и накоплением отложений при эксплуатации нефтепроводов</i>	5
28.02.2019	<i>Расчет изменений положения объекта по результатам геодезических измерений</i>	6
04.03.2019	<i>Методы борьбы с асфальтсмолопарафиновыми отложениями нефти</i>	5
21.03.2019	<i>Характеристика объекта исследования</i>	8
12.04.2019	<i>Расчеты модельного участка трубопровода</i>	15
07.05.2019	<i>Финансовый менеджмент</i>	9
08.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	9

17.05.2019	Заключение	6
------------	------------	---

27.05.2019	Презентация	9
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		01.06.2019

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В	к.п.н.		01.06.2019

Реферат

Работа содержит пояснительную записку на 116 листах, содержит 10 таблиц, 15 рисунков.

Актуальность работы. Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) на перекачивающем оборудовании серьезно осложняют транспортировку нефти и приводят к снижению ее объемов. Если не применяются технологии предупреждения образования АСПО, то сокращается межочистной и межремонтный периоды их работы. Интенсивное образование АСПО может приводить к полному перекрытию трубопровода и кольцевых каналов в затрубном пространстве, что вызывает необходимость проведения ремонтов в целях депарафинизации трубопровода.

Для предупреждения образования АСПО применяются различные технологии и специальное оборудование: дозаторы реагентов, магнитные аппараты, нагревательные кабельные линии и др.

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

Цель работы – выбор технологии снижения асфальтосмолопарафиновых отложений при эксплуатации нефтепроводов для уменьшения гидравлических потерь углеводородов.

Задачами работы являются:

1. Изучить явление парафинообразования, его влияние на процесс транспортировки нефти.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Влияние асфальто-смоло-парафинистых отложений при транспортировке нефти по трубопроводам			
Разраб.		Плисовский Г.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.								
Рук-ль		Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5Д		

2. Провести анализ различных способов перекачки высоковязких нефтей по промышленным трубопроводам.

3. Произвести гидравлический и прочностной расчёт процесса перекачки высоко- и маловязкой нефти.

4. Выполнить экономический расчёт мероприятий по проведению физико-химических исследований нефти

5. Подобрать необходимые мероприятия по охране труда и окружающей среды, анализировать вредные и опасные факторы изучаемой производственной среды.

Abstract

The work contains an explanatory note on 90 sheets, contains 10 tables, 15 figures.

Relevance of the work. Asphalt-resin-paraffin deposits (ASPS) on pumping equipment seriously complicate the transportation of oil and lead to a decrease in its volume. If technologies for preventing the formation of ASPS are not used, the inter-cleaning and inter-repair periods of their operation are reduced. Intensive formation of ASPS can lead to complete closure of the pipeline and ring channels in the annular space, which causes the need for repairs in order to dewax the pipeline.

Various technologies and special equipment are used to prevent the formation of ASPS: reagent dispensers, magnetic devices, heating cable lines, etc.

Object and subject of research: complicating processes that occur when pumping high-viscosity oil through a field pipeline. The aim of the work is to select a technology for reducing asphalt-resin-paraffin deposits during the operation of oil pipelines to reduce hydraulic losses of hydrocarbons. The tasks of the work are:

1. to Study the phenomenon of paraffin formation, its influence on the process of oil transportation.
2. To analyze different methods of pumping high-viscosity oil for commercial pipelines.
3. perform hydraulic and strength calculation of the process of pumping high- and low-viscosity oil.
4. Perform an economic calculation of measures for conducting physical and chemical studies of oil
5. Select the necessary measures for labor and environmental protection, analyze harmful and dangerous factors of the studied production environment.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Влияние асфальто-смоло-парафинистых отложений при транспортировке нефти по трубопроводам			
Разраб.		Плисовский Г.А.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					13	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль		Брусник О.В.				Группа 3-2Б5Д		

Оглавление

Реферат	11
Abstract.....	13
Введение.....	16
1 Литературный обзор.....	18
1.1 Проблемы, вызванные образованием и накоплением отложений при эксплуатации нефтепроводов.....	18
1.2 Образование отложений при трубопроводном транспорте нефти.....	22
1.3 Основные характеристики парафина.....	26
1.4 Физико-химические свойства нефти	28
2 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями нефти	30
2.1 Тепловой метод	32
2.2 Применение химических реагентов	33
2.3 Физические методы борьбы с АСПО	36
2.4 Механические методы удаления АСПО	39
2.5 Парафиновые отложения при эксплуатации нефтехранилищ.....	40
3 Характеристика объекта исследования.....	44
3.1 Определение фракционного состава нефти	44
3.2 Методика определения фракционного состава нефти	47
3.3 Определение содержания парафина.....	47
3.4 Определение содержания серы в нефтепродуктах на аппарате Спектроскан S.....	51
3.5 Определение содержание смол и асфальтенов в нефти	54
3.6 Определение плотности	58
3.7 Определение вязкости.....	59
3.8 Результаты определения физико-химических свойств образцов нефти	61
4 Расчеты модельного участка трубопровода	63
4.1 Расчет потери напора на трение для высоковязкой нефти.....	64
4.2 Расчет потери напора на трение для маловязкой нефти.....	65

					Влияние асфальто-смоло-парафинистых отложений при транспортировке нефти по трубопроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Плисовский Г.А.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					14	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5Д		
Рук-ль		Брусник О.В.						

4.3 Расчет прочностных характеристик	68
5 Оптимальные способы удаления АСПО	73
6 Финансовыйменеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 80	
6.1.2 SWOT-анализ.....	82
1.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	89
7 Социальная ответственность.....	102
Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	103
Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.....	103
Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. ...	104
Профессиональная социальная безопасность.....	104
объект исследования.	104
Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.	107
Обоснование мероприятий по защите исследователя от.....	111
воздействия опасных и вредных факторов	111
Экологическая безопасность.....	111
Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.....	112
Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	112
Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	112
Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.....	113
Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.....	113
Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	113
Заключение	116
Список использованных источников.....	117

Введение

Актуальность работы. Мировые запасы высокопарафинистых нефтей составляют более 810 млрд. тонн. На сегодняшний день Россия находится на третьем месте в мире после Венесуэлы и Канады по уровню запасов высоковязкой и тяжелой нефти. Уровень геологических запасов высоковязкой нефти России достигает 62 млрд. тонн, однако, оценки некоторых исследователей указывают на то, что запасы потенциально могут достигать до 75 млрд. тонн. Причем на долю Западной Сибири приходится практически половина.

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) на перекачивающем оборудовании серьезно осложняют транспортировку нефти и приводят к снижению ее объемов. Если не применяются технологии предупреждения образования АСПО, то сокращаются межочистной и межремонтный периоды их работы. Интенсивное образование АСПО может приводить к полному перекрытию трубопровода и кольцевых каналов в затрубном пространстве, что вызывает необходимость проведения ремонтов в целях депарафинизации трубопровода.

Для предупреждения образования АСПО применяются различные технологии и специальное оборудование: дозаторы реагентов, магнитные аппараты, нагревательные кабельные линии и др.

Удаление образующихся в на стенках трубопровода отложений проводится с помощью скребков и с помощью промывок теплоносителями и углеводородными растворителями. Одним из наиболее эффективных способов предупреждения образования АСПО является использование химических реагентов — ингибиторов парафиновых отложений. По некоторым данным использование ингибиторов АСПО приводит к увеличению межочистного периода (МОП) в 2,9 раза.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Влияние асфальто-смоло-парафинистых отложений при транспортировке нефти по трубопроводам			
Разраб.		Плисовский Г.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					16	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль		Брусник О.В.				Группа 3-2Б5Д		

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

Цель работы – выбор технологии снижения асфальтосмолопарафиновых отложений при эксплуатации нефтепроводов для уменьшения гидравлических потерь углеводородов.

Задачами работы являются:

1. Изучить явление парафинообразования, его влияние на процесс транспортировки нефти.

2. Провести анализ различных способов перекачки высоковязких нефтей по промышленным трубопроводам.

3. Произвести гидравлический и прочностной расчёт процесса перекачки высоко- и маловязкой нефти.

4. Выполнить экономический расчёт мероприятий по проведению физико-химических исследований нефти

5. Подобрать необходимые мероприятия по охране труда и окружающей среды, анализировать вредные и опасные факторы изучаемой производственной среды.

1 Литературный обзор

1.1 Проблемы, вызванные образованием и накоплением отложений при эксплуатации нефтепроводов

Одной из наиболее серьезных проблем, возникающих при разработке и транспортировке нефтепродуктов, является накопление так называемых асфальтосмолистых и парафиновых отложений на стенках трубопроводов и самих насосных агрегатах. Отложения парафинов, в основном, обусловлены осаждением (кристаллизацией) высокомолекулярных углеводородов при снижении температуры потока нефти. Эти отложения уменьшают полезное поперечное сечение труб и, как следствие, значительно усложняют эксплуатацию объектов нефтетранспорта, увеличивают потребление электроэнергии, приводят к повышенному износу оборудования [111]. В дополнение к снижению эффективности работы насосных агрегатов, образование вязких сред и отложений парафинов на стенках трубопровода может инициировать застывание перекачиваемого продукта, это значительно сокращает период капитального ремонта (поскольку необходима периодическая чистка полости трубопровода) и объем перекачиваемой продукции (в связи уменьшением эффективного диаметра трубопровода) [68; 76; 77].

Образование отложений парафина на стенках трубопровода также связано с увеличенным значением обводненности перекачиваемой жидкости через нефтепромысловые трубопроводы и, как следствие, образованием стабильных эмульсий, трудноразделимых в процессе подготовки углеводородного сырья (УВС) до товарных качественных характеристик. Основной причиной этих проявлений является наличие воды и движения (скольжения) нефти относительно воды.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Влияние асфальто-смоло-парафинистых отложений при транспортировке нефти по трубопроводам			
Разраб.		Плисовский Г.А.			Литературный обзор	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					18	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль		Брусник О.В.				Группа 3-2Б5Д		

Формирование осадений при перекачке нефти обеспечивается увеличением концентрации асфальтосмолистых и парафиновых соединений на поверхности капель нефти. При перекачке нефти по промысловым трубопроводам с водой сопровождается дополнительным увеличением вязкости добытого продукта, что является причиной высоких потерь напора на трение. В результате поверхностный слой приобретает адгезию и легко осаждается из-за высокой активности на поверхности нефтепромыслового оборудования [77; 78; 88].

Наиболее высокопарафиновые нефти на территории Российской Федерации сосредоточены в нефтегазоносных бассейнах европейской части России: Енисейск-Анабар, Тиман-Печора, Волго-Уральский и Каспийский. Однако эта проблема проявляется в полной мере как в Западной Сибири, так и на Севере, где по сравнению с другими регионами разница между температурами пласта и температурой в стволе скважины является самой большой из-за наличия реликтовой зоны вечной мерзлоты: в интервале глубин до 800 м осадки из парафина образуются очень интенсивно [77; 78; 88].

Для контроля АСПО и последствий их нахождения в трубопроводе и резервуарах существуют многочисленные механические, химические и физические методы, позволяющие уменьшить эти проявления. Однако на самом деле все они являются дорогостоящими и не всегда эффективны [102-104].

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

Контроль процесса образования АСПО – сложная инженерная проблема, поскольку процесс формирования осадений чрезвычайно

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

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

На практике отложения представляют собой сложную смесь, состоящую из АСПО, стабилизированных водных глобул, механических примесей и минеральных солей. При этом основным материалом осаждения является парафин, но смолы и асфальтены действуют как цементирующее вещество. Механизм парафинообразования подразумевает набор процессов, приводящих к накоплению твердой органической фазы на поверхности оборудования. Обычно термин «парафины» объединяет всю углеводородную

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

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

Необходимыми условиями формирования парафиновых осадений являются:

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

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

Следующие факторы можно назвать основными:

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

- наличие на поверхности осадений продуктов разрушения пласта, механических примесей, вводимых с поверхности во время технологических операций, продуктов коррозии металлов и т. д.;

- шероховатость поверхности, являющаяся основой адгезии кристаллов парафина, вокруг которой начинают расти агрегаты осаждения;

- скорость движения УВС, которая может обеспечить осаждение кристаллов на поверхности твердых тел или, наоборот, их отрыв от поверхности;

- электрокинетические явления, вызывающие электризацию как поверхности стенки трубки, так и поверхности кристалла парафина, что усиливает адгезию парафина к металлу;

- структура течения: наибольшие осадки появляются во время пузырькового газопоршневого потока, когда газ представляет собой дисперсную фазу в виде больших пузырьков;

- охлаждение жидкости при интенсивной дегазации нефти;

- низкая обводненность: небольшое количество пластовой воды приводит к снижению температуры жидкости за счет снижения теплоемкости скважинной жидкости и гидрофилизации поверхности труб, что предотвращает осаждение АСПО на этой поверхности.

1.2 Образование отложений при трубопроводном транспорте нефти

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

из парафиновых углеводородов, известны как макрокристаллические парафины (Рисунок 1.1). Те, которые образованы из нафтенов, известны как микрокристаллические парафины (Рисунок 1.2) [3-4].

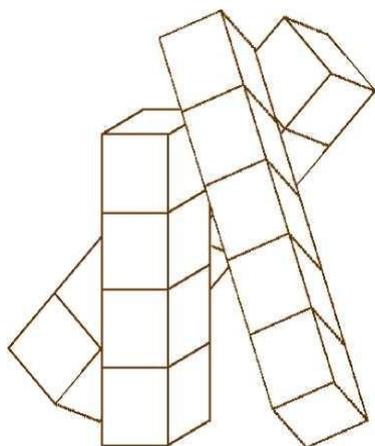


Рисунок 1.1 – Макрокристал парафиновых отложений

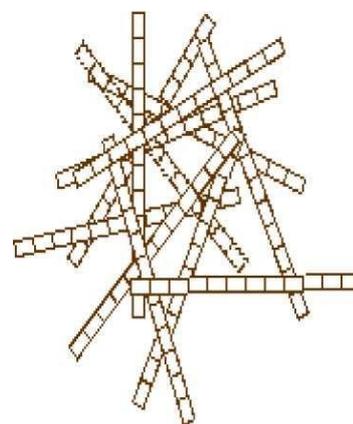


Рисунок 1.2 – Микрокристал парафиновых отложений

Если температура нефти снижается ниже температуры кристаллизации парафина, происходит осаждение молекул парафина. Температура кристаллизации парафина – это температура, при которой первый кристалл парафина начинает выпадать из нефти. Кристаллизация молекул парафина может дополнительно развивать упорядоченную твердую структуру, которая захватывает нефть, заставляя ее формировать гелеобразную субстанцию, повышающую потери напора потока трубопровода. Процесс кристаллизации можно разделить на две стадии: зарождение и рост [3].

Когда температура уменьшается, движение молекул в нефти уменьшается из-за меньшей энергии, чтобы свободно перемещаться. Это облегчает группирование и выравнивание молекул парафина и, наконец, прикрепление друг к другу и достижение критического и стабильного размера. Кластер молекул парафина называется ядрами, а процесс образования известен как зарождение. Ядра остаются стабильными, если температура ниже точки плавления парафина. Когда образуются ядра и температура остается низкой, больше молекул парафина осаждается и продолжает расти на участке зародышеобразования; это называется процессом роста [9-12].

Как правило, изменение давления оказывает очень небольшое влияние на температуру и количество осадков парафина. Выпадение парафина не обязательно приводит к осаждению, потому что отдельные кристаллы парафина склонны рассеиваться в жидкости, а не осаждаться на поверхности. Если количество кристаллов парафина становится достаточно большим или если присутствуют другие зародышеобразующие материалы, такие как асфальтены, образуются мелкие частицы или продукты коррозии, кристаллы могут коагулировать в более крупные частицы. Затем эти крупные частицы выделяются из жидкости и образуют твердые отложения [16; 25; 26; 34].

Осаждение парафина представляет собой образование слоя разделенной твердой фазы и возможного роста этого слоя, контактирующего с нефтью. Отложение парафина может быть образовано из предварительно осажденной твердой фазы (парафина) через механизмы дисперсии сдвига, гравитационного осаждения и броуновского движения или из молекул растворенного парафина через механизм молекулярной диффузии [42; 43].

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

увеличению размера осадка и увеличению количества парафина в слое отложений, называется старением (упрочнением), вторым этапом осаждения парафина.

Следующие факторы влияющие на процесс формирования отложений при эксплуатации нефтепроводов [52-57].

Температура. Температура является главным и самым критическим фактором в осаждении АСПО из-за прямой зависимости от растворимости парафина. Растворимость парафина уменьшается с понижением температуры, и наоборот. Парафин осаждается из нефти, когда температура находится ниже температуры кристаллизации. Температура окружающего воздуха вокруг трубы обычно меньше, чем температура нефти в трубе. Этот температурный градиент приводит к осаждению парафина [17; 18].

Состав нефти. Нефть состоит из насыщенных, ароматических углеводородов, смол и асфальтенов. Это определяет восприимчивость нефти к осаждению АСПО и, следовательно, стабильность нефти.

Предельные углеводороды являются гибкими по своей природе; гибкость является самой высокой в нормальных парафинах, потому что они являются прямыми цепными соединениями и легко кластеризуются и кристаллизуются. Изопарафины также обладают высокой гибкостью, но образуют более неустойчивые отложения. Циклопарафины (нафтены) являются наименее гибкими из-за их циклического характера и не вносят большой вклад в формирование АСПО [4; 32; 33].

Давление как основной параметр при эксплуатации нефтепроводов играет значительную роль в формировании АСПО. Профиль давления при эксплуатации нефти таков, что давление снижается при перекачке. Более легкие компоненты пластовой текучей среды, как правило, выходят из нефти, когда давление уменьшается. Это приводит к увеличению содержания растворимого растворителя, поскольку легкие углеводороды служат в качестве растворителя для компонентов АСПО. Следовательно,

растворимость парафина уменьшается с потерей этих компонентов. Температура появления парафинов повышается с увеличением давления выше точки парообразования при постоянном составе. Это явление подразумевает, что увеличение давления в однофазной области жидкости (выше давления парообразования) будет способствовать осаждению парафина. Ситуация отличается от точки кипения, где существует двухфазное существование. Здесь температура появления АСПО уменьшается с повышением давления до давления парообразования из-за растворения легких углеводородов обратно в жидкую фазу [3; 13; 15; 18; 23].

Скорость потока. В режиме турбулентного потока преобладают динамические силы, и движение параллельно оси трубы приводит к смещению разных слоев потока. В режиме ламинарного течения преобладают вязкие силы, и между слоями не происходит никакого смешивания [20; 21; 26].

Соотношение газ/нефть при эксплуатации промысловых трубопроводов и их объектов. Это влияет на осаждение парафина способом, который зависит от режима давления. Над точкой парообразования, где все газы остаются в растворе, раствор газа помогает удерживать парафин в растворе.

Температура кристаллизации повышается с понижением газового фактора. Высокий газовый фактор приводит к большему расширению и последующему охлаждению, поскольку давление в нефти ослабляет ситуацию, которая может усугубить проблему осаждения парафина [22; 29; 30; 41].

1.3 Основные характеристики парафина

Белый полупрозрачный продукт с температурой плавления 600°C; он содержит в основном смесь предельных углеводородов нормального строения. Церезин состоит преимущественно из слабозветвленных изопарафинов; температура его плавления близка к 800°C. Озокерит представляет собой смесь высококипящих предельных углеводородов. Смесь предельных

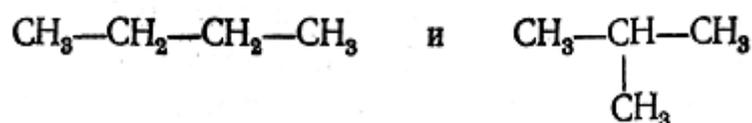
углеводородов $C_{18}-C_{35}$, преим. нормального строения с мол. м. 300-400. бесцветные кристаллы с т. пл. $45-65^{\circ}C$, плотность. $0,880-0,915 \text{ г/см}^3$ ($15^{\circ}C$); не растворяется в воде и этаноле, раств. в большинстве орг. растворителей, минер. маслах. Инертен по отношению к большинству химических реагентов; окисляется HNO_3 , O_2 воздуха (при $140^{\circ}C$) другими окислителями до жирных кислот; реагирует с Cl_2 с образованием хлорпарафинов.

Парафин получают депарафинизацией, например смесью кетонов с толуолом, и обезмасливанием (удаление жидких углеводородов) масляных дистиллятов нефти с последующей очисткой -сернокислотной, контактной, перколяционной или другими. По степени очистки подразделяют на высокоочищенный, очищенный и неочищенный парафин. Все сорта парафина не должны иметь запаха и содержать бензопирен.

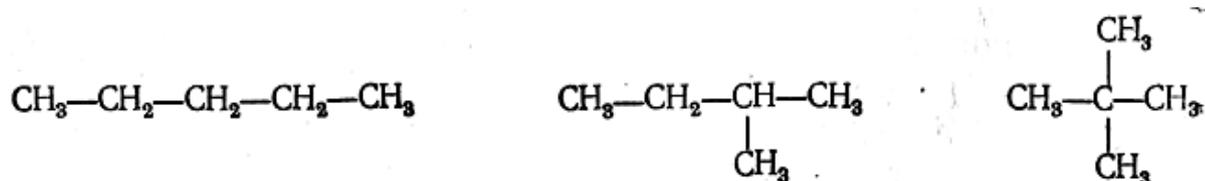
Парафин применяют в пищевой промышленности (высокоочищенные сорта). При изготовлении тары и упаковочных материалов, в качестве компонента жевательных резинок, для получения белково-витаминных концентратов, изготовления резинотехнических изделий парафинолечения, аппретирования тканей, для производства синтетических жирных кислот, в производстве спичек, карандашей, свечей, товаров бытовой химии, в качестве сырья для получения α -олефинов, как электроизоляционный материал, компонент пластичных смазок, присадка к смазочным маслам.

Предельные углеводороды алифатического ряда являются гомологами простейшего из всех углеводородов —метана. При последовательном замещении в углеводородах атомов водорода на одновалентный остаток, или радикал, — CH_3 , называемый метилом, получается гомологический ряд углеводородов, начинающийся от метана CH_4 , причем каждый последующий член этого ряда по составу отличается от предыдущего на одну группу CH_2 (метиленовая группа). Эта разница в составе, наблюдаемая и во всех остальных гомологических рядах, называется гомологической разностью состава.

Таким образом, получается гомологический ряд общей формулы C_nH_{2n+2} . Начиная уже с четвертого члена, углеводороды этого ряда при одинаковом составе могут иметь различное строение, выражаемое различными структурными формулами. Так, для четвертого члена ряда, имеющего состав C_4H_{10} , возможно существование двух изомеров, двух различно построенных соединений:



Для пятого члена C_5H_{12} возможны уже три изомера:



Для каждого следующего члена возможно все большее и большее число изомеров. Так, например, для углеводорода состава $C_{13}H_{28}$ возможны 802 изомера, для $C_{14}H_{30}$ — уже 1858 изомеров, для углеводорода $C_{20}H_{42}$ возможно 366 319 изомеров и т. д.

Для подсчета числа изомеров нельзя составить какой-либо общей формулы подобно, например, формуле для n -го члена бинома Ньютона), выражающей N —число возможных изомеров через данное n —число атомов углерода. Подсчет возможен лишь с помощью так называемых рекуррентных формул, позволяющих найти число изомеров углеводорода с $(n+1)$ атомами углерода, если известно число изомеров предыдущего гомолога, содержащего атомов углерода.

1.4 Физико-химические свойства нефти

Состав нефти чрезвычайно сложен и разнообразен. Однако все физико-химические свойства нефти и в первую очередь ее товарные качества определяются ее составом.

Основными элементами, входящими в состав нефти, являются углеводород и водород. В большинстве нефтей углерод колеблется от 83–87%, количество же водорода редко превышает 12–14%. Кроме углерода и водорода в нефти и газе содержатся кислород, азот, сера и в ничтожных количествах другие химические элементы, главным образом металлы: ванадий, хром, никель, железо, кобальт, магний, титан, натрий, кальций, фосфор и кремний.

Компоненты нефти, представляющие смесь высокомолекулярных соединений, в состав которых входят азот, сера, кислород и металлы называют асфальтосмолистыми веществами. Нефть Ромашкинского месторождения относится к сернистым (0,51 – 2% вес.), парафинистым (1,5 – 6% вес.), высоковязким (30–100 мПа.с). Среднее арифметическое содержание парафина по горизонтам девона – 4,4% весовых.

2 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями нефти

На сегодняшний день в промышленности применяется множество методов борьбы с АСПО (Рисунок 2.1). Принципиально эти методы различаются на превентивные (предотвращение отложений) и непосредственную борьбу с уже выпавшими отложениями [35; 36].

Рассмотрим физические методы воздействия на нефть. *Физические* методы основаны на воздействии на нефть, на разрушении ассоциатов нефти, которые образуются парафиновыми углеводородами. Физические методы позволяют улучшить свойства нефти при низких температурах. Также это позволяет препятствовать выпадению парафинов [28].

Разновидностью физических методов является ультразвуковая обработка нефтей, и в особенности данный метод актуален для применения на высоковязких нефтях. По различным источникам (в том числе и по [75]), применение ультразвуковой обработки позволяет уменьшить вязкость до 1,8 раза, в том числе это влияет на реологические свойства, в то время как химический состав нефти остается неизменным.

Другой разновидностью физических методов является применение магнитной обработки. Данный подход использует применение магнитных активаторов, иначе говоря, магнитодинамического эффекта. Известно, что при движении заряженной частицы в постоянном магнитном поле возникает данный магнитодинамический эффект, согласно которому коллоидные частицы ферромагнетика, в частности ферромагнитного железа, претерпевают разрушение и дробление [107]. Последнее влияет на центры роста парафина, таким образом, количество центров кристаллизации парафинов увеличивается [38].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Влияние асфальто-смоло-парафинистых отложений при транспортировке нефти по трубопроводам			
Разраб.		Плисовский Г.А.			Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями нефти	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					30	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль		Брусник О.В.				Группа 3-2Б5Д		

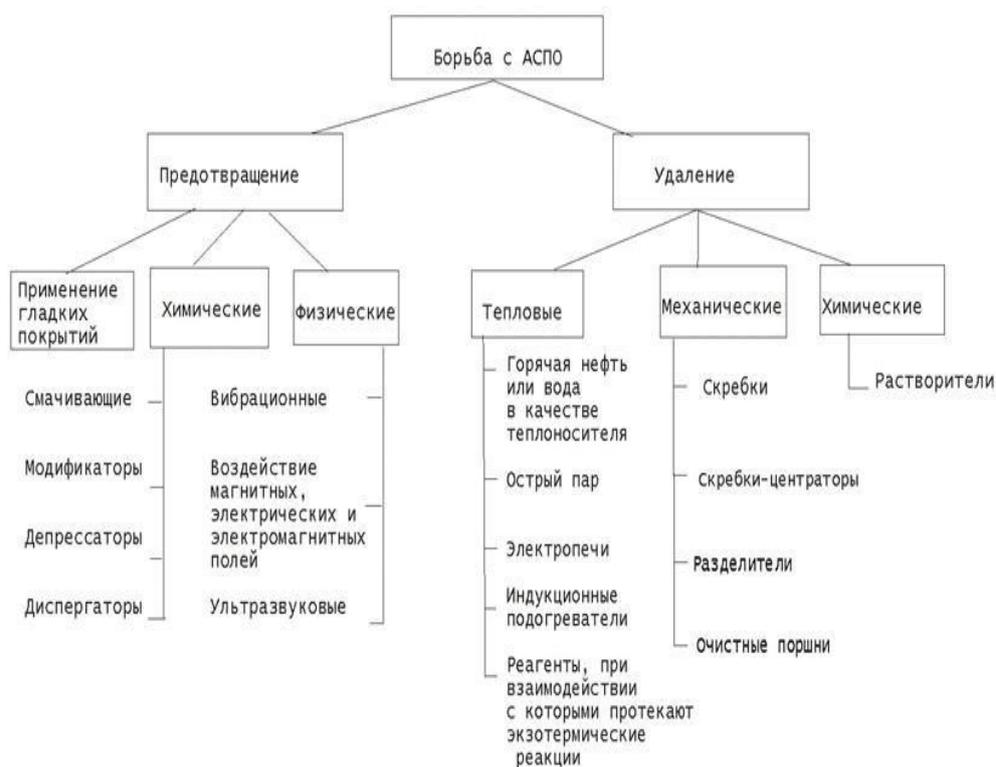


Рисунок 2.1 – Классификация методов борьбы с АСПО

Ферромагнитные микрочастицы находятся под действием магнитного поля, в результате чего происходит разрушение соответствующих соединений и агрегатов. Поскольку в каждом ферромагнитном агрегате находится от нескольких сотен до нескольких тысяч микрочастиц, то разрушение данных агрегатов ведет к значительному повышению количества и центров кристаллизации парафинов и солей. Таким образом, повышается концентрация данных центров и происходит формирование пузырьков газа на поверхности ферромагнитных частиц. Следовательно, кристаллы парафина выпадают в виде объемной, тонкодисперсной, устойчивой взвеси. При этом скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров кристаллов парафина.

Дополнительно ультразвуковые колебания вызывают движение кристаллов парафинов в области парафинообразования, что ведет к предотвращению осаждения парафинов. Однако стоит отметить, что на практике применение физических методов ограничено. Это обуславливается тем, что для физических методов достаточно сложно находить оптимальные

условия обработки. Также экспериментальные исследования показывают, что данные методы иногда неэффективны [107].

Рассмотрим далее применение *химических* методов для воздействия на процесс парафинообразования. Самым распространенным методом является применение специальных химических реагентов, которые задействуют процессы адгезионного и абсорбционного характера на границах раздела фаз. Основными парами раздела фаз являются «нефть – металл» и «нефть – дисперсная фаза». Основным преимуществом данного метода является, что в его основе лежит улучшение реологических свойств нефти. Также происходит повышение устойчивости к образованиям различных отложений.

2.1 Тепловой метод

Выпадение парафина сильно зависит от температуры; поэтому *термические* методы могут быть очень эффективными как для предотвращения, так и для устранения АСПО [40; 41].

Предотвращение АСПО горячей нефти является одним из самых популярных способов. Также в нефть могут добавлять диспергатор. Когда нефть транспортируется по трубопроводу, ее температура уменьшается, а растворимость парафина повышается.

Обработка горячей водой не дает эффекта растворимости, характерного для технологии удаления АСПО горячей нефтью, поэтому поверхностно-активные вещества часто добавляют для облегчения дисперсии парафина в жидкой фазе. *Комбинированный* метод с применением горячей жидкости и поверхностноактивного вещества позволяет суспендировать твердые вещества биполярным взаимодействием поверхностно-активного вещества на границе раздела между водой и парафином. Преимущество этого метода состоит в том, что вода имеет более высокую удельную теплоту, чем нефть, и поэтому обычно достигает места осаждения с более высокой температурой. Применение поверхностно-активных веществ относится к химическим методам [35; 37].

Прямой нагрев считается эффективным методом в борьбе с отложениями.

Основной принцип заключается в передаче большого количества электрического тока через стенку трубопровода для выработки тепла. Это самый привлекательный и надежный вариант для промышленных условий. Нагреваемая труба представляет собой активный проводник в однофазной электрической цепи с одножильным силовым кабелем, который выступает в качестве прямого проводника. Питание подается через два кабеля. Один из двух одножильных вертикальных кабелей соединен с ближним концом трубы, а другой – с передним конвейерным кабелем, соединенным с дальним концом трубы. Это означает, что конец каждого трубопровода соединен с двумя кабелями, создавая замкнутый контур. По мере добавления тока возникает потеря напряжения, и, таким образом, выделившаяся энергия идет на нагрев трубопровода. Для прямого нагрева трубопровод обычно сконструирован таким образом, что температура выпускаемой текучей среды удерживается выше температуры кристаллизации парафина во время выключения, а также увеличивается ее температура от температуры окружающей среды в течение определенного периода времени. Таким образом, при установившемся режиме непрерывного нагрева может не потребоваться.

2.2 Применение химических реагентов

Методы применения растворителей часто являются наиболее эффективными методами предотвращения и удаления АСПО, но при этом крайне дорогими. Поэтому эти методы применяются, когда другие технологии не рациональны. Алифатические и ароматические растворители являются основными группами растворителей, используемых на нефтяных месторождениях. Алифатические растворители являются прямыми или образованными кольцом углеводородов (в основном используются дизельное топливо, керосин), в то время как ароматические растворители представляют собой соединения, содержащие углеводородное кольцо с делокализованным

электронным двойным связыванием, такое как ксилол или толуол. Смешивание ксилола или толуола вместе с алифатическим растворителем повышает эффективность удаления парафина.

Таблица 2.1 – Растворители АСПО

Растворители	Растворяющая способность, масс. %
Легкая смола пиролиза	78
Газовый бензин	82
Кубовый остаток производства бутанолов	46
Нефрас-П-150/330	64

Добавление поверхностно-активных веществ может также способствовать повышению эффективности растворителя за счет увеличения дисперсионного воздействия на парафины. Другие растворители, такие как бензол, хлорированные углеводороды и дисульфид углерода, также показали хорошие результаты. Однако многие из этих растворителей не являются экологически чистыми. Многие также обладают опасными рисками, связанными с низкими температурами вспышки, такие как ароматические растворители, и проблемами с коррозией [60-62].

Таблица 2.2 – Растворимость АСПО парафинового типа

Растворяющий агент-растворитель	Растворимость АСПО, масс. %
Фракция 30–120°C	42,2
Фракция 60–180°C	26,9
Фракция 150–200°C	44,1

Модификаторы действуют на молекулярном уровне, чтобы уменьшить сетевую тенденцию молекул парафина, и не позволяют им образовывать решетчатые структуры внутри нефти. Они уменьшают вязкость нефти и снижают прочность отложений. Они отличаются высокой молекулярной массой и, следовательно, имеют высокую температуру застывания, поэтому их использование может быть ограничено в холодном климате [70-73].

Диспергаторы представляют собой тип поверхностно-активных веществ, которые действуют на кристаллы парафина, тем самым

предотвращая осаждение парафинов в нефти и положительно влияя на вязкость и прочность отложений. Диспергаторы разлагают осажденный парафин на более мелкие частицы, которые могут переноситься в нефтяном потоке. Для восстановления осажденного парафина диспергаторы могут использоваться непрерывно или при периодической обработке. Как правило, они имеют очень низкую температуру застывания, что делает их использование подходящим для холодного климата. Эти химические вещества используются в низких концентрациях и могут быть приготовлены как в водном, так и в углеводородном растворах, что делает их относительно безопасными и недорогими [78; 79; 85].

Поверхностно-активные вещества представляют собой общий класс химических веществ, которые чаще всего используются для очистки резервуаров, резервуаров, труб, механизмов или в любом месте, где может содержаться парафин. Поверхностно-активные вещества, или диспергаторы, могут также использоваться в сочетании с обработкой горячей нефть и водой.

При термохимической обработке используется тепло, выделяемое во время экзотермической реакции, для расплавления парафиновых отложений в трубопроводах. NGS (система образования азота) или SGN (на португальском языке как «Sistema Gerador de Nitrogenio»), введенная Petrobras в 1992 году, является методом термохимической очистки. Этот метод использует Этот метод использует локализованное смешивание двух химических веществ для получения экзотермической, шипучей реакции, которая удаляет отложения. В зоне поражения трубопровода смешивают два азотсодержащих водных раствора для получения газообразного азота и тепла (рисунок 2.2) [91-95].

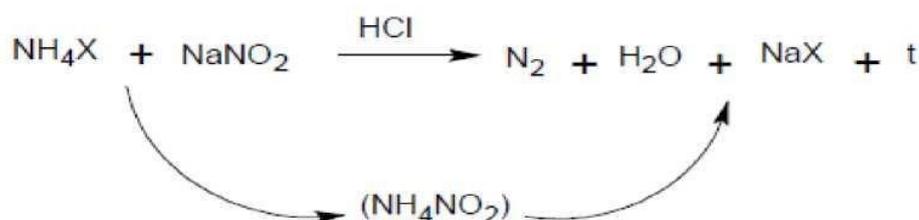


Рисунок 2.2 – Термохимическая реакция для удаления отложений

Процесс NGS объединяет термические, химические и механические эффекты, контролируя генерацию газообразного азота, чтобы обеспечить растворение парафинов. Компания Petrobras впервые использовала экзотермическую химическую реакцию между хлоридом аммония и нитритом натрия в кислотном значении pH для получения тепла для расплавления парафиновых отложений в бассейне Кампос.

Недостаток этой технологии заключается в том, что можно обрабатывать только те области, которые находятся вблизи точки химического впрыска, поскольку экзотермическая реакция прекратится до того, как химические вещества могут достичь дальних районов. Чтобы преодолеть эту проблему, Halliburton разработал SureTherm, который контролирует начало экзотермической химической реакции и генерирует тепло после рассчитанного времени задержки. Задерживая экзотермическую реакцию, имеется достаточное время для перекачивания химических веществ в проточную линию в указанное место, где генерируемое тепло может быть использовано для расплавления парафиновых отложений. Максимальные достижимые температуры и используемые целевые температуры зависят от двух факторов: они являются давлением в трубопроводе и концентрацией используемых реагентов. SureTherm можно использовать в режиме онлайн (с производством) или в автономном режиме (отключение проточной линии) и успешно используется один раз в полевой пробной версии для одного из клиентов Halliburton в Западной Африке. Обработка SureTherm вызывала достаточное количество тепла для удаления парафиновых осадков в трубопроводе; механизм временной задержки работал должным образом, и реакция протекала в области осаждения парафинов. [99-101].

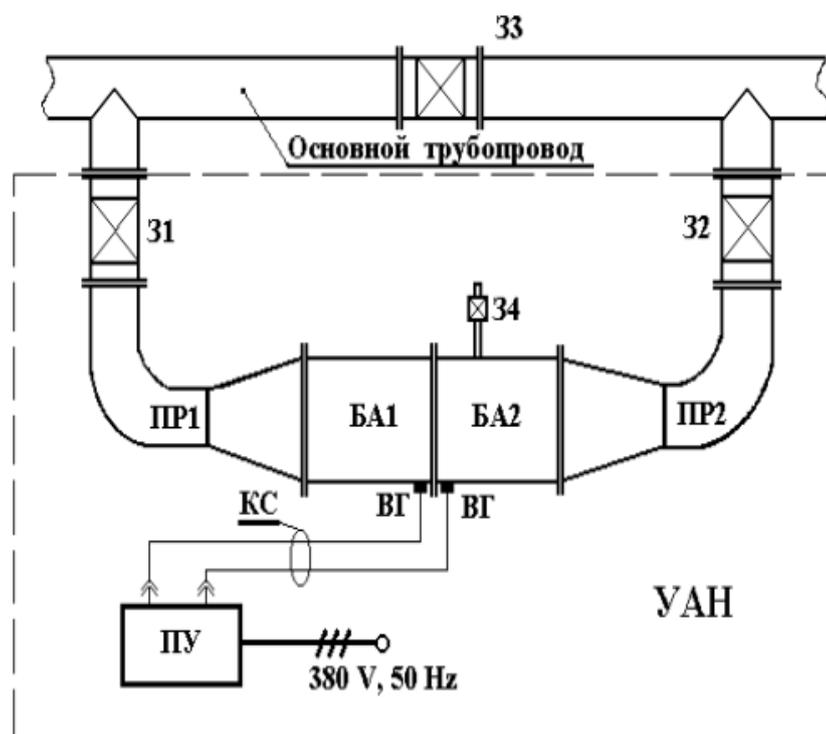
2.3 Физические методы борьбы с АСПО

Методы, относимые к физическим, основаны на воздействии механических и ультразвуковых колебаний (вибрационные методы), а также электрических, магнитных и электромагнитных полей на добываемую и транспортируемую продукцию. Акустические способы борьбы с отложениями представлены вибрационными методами, используемыми на практике как для предотвращения, так и для удаления АСПО; они позволяют создавать высоко- (ультразвуковые) и низкочастотные колебания в области парафинообразования, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению парафина на стенках труб [85].

Так автономное электрическое устройство (АЭУ) – виброакустическая установка производства НПП «ЭНЕРГОМАГ» Акустического института им. академика Н.Н. Андреева – используется для предотвращения и ликвидации отложений на металле, ликвидации пробок, восстановления и интенсификации потока нефти. Рабочие частоты находятся в пределах 40–60 Гц. Механическая мощность составляет 600–1000 Вт. Для очистки резервуаров акустическим способом также предлагается применять технологию виброструйной магнитной активации (ВСМА) жидких сред, при которой воздействие на придонный осадок осуществляется мощными акустическими облучениями, создаваемыми специальной аппаратурой ВЭМА-0.3 (ОАО СКБ «Сибэлектромотор», г. Томск). После завершения этого процесса можно осуществить откачку нефти для дальнейшей переработки [85, 86].

Новизна предлагаемого метода заключается в замене прямого механического воздействия на извлекаемый осадок воздействием акустического поля. Технология ВСМА используется на установке активации нефти (УАН, рисунок 2.3) которая подсоединяется к основному трубопроводу по байпасной схеме к имеющимся у него фланцевым ответвлениям. Подача нефти из основного трубопровода осуществляется открытием задвижек 31 и

32, при этом задвижка основного трубопровода 33 должна быть перекрыта. УАН способна обрабатывать до 5 тыс. т нефти в сутки. Удельные затраты электроэнергии при этом составляют 0,15 кВт·ч/т. Учитывая способность обработанной нефти сохранять низкую эффективную вязкость в течение не менее 60 ч и скорости перекачки нефти по трубопроводу не менее 1 м/с, появляется возможность сократить количество тепловых станций, а также снизить мощность промежуточных насосных станций магистральных трубопроводов. Технология магнитной защиты (предотвращения и / или удаления нефтяного осадка) от АСПО является безреагентным средством (устройством) многоразового использования без каких-либо энергетических, технических или технологических затрат [93, 94].



**Рисунок 2.3 – Установка УАН:
блок активации БА; пульт управления и контроля ПУ; задвижки З; переходы
трубопровода ПР; кабель силовой КС**

Многолетний опыт эксплуатации магнитных аппаратов, разработанных в России в последнее десятилетие на уровне мировых стандартов, показал, что коэффициент успешности их использования

достаточно высок – достигает 90%. Предельная простота и удобство применения магнитных аппаратов на промыслах позволяют оценить экономию средств на эксплуатацию нефтепроводов от внедрения технологии магнитной обработки и являются гарантией получения значительной прибыли в целом. На сегодняшний день магнитные аппараты широко используют для борьбы с соле- и парафиноотложениями не только при добыче нефти, но и при транспорте нефти и нефтепродуктов по наземным трубопроводам.

2.4 Механические методы удаления АСПО

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений АСПО в нефтепроводе. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции.

При механическом способе очистке АСПО возможно застревание скребков, обрыв их крепления и некоторые другие осложнения. В последние годы вместо металлических пластинчатых скребков используют пластиковые скребки (рисунок 2.3). Они одновременно играют роль центраторов. Скребки, предназначенные для очистки внутренних поверхностей трубопроводов от парафиносодержащих отложений, мусора, металлических предметов и продуктов коррозии, помещаются в очищаемый трубопровод и двигаются вместе с потоком перекачиваемого продукта, производя очистку внутренней поверхности трубопровода. В последние годы при введении трубопроводов в эксплуатацию все чаще используются гелеобразные составы в качестве разделителей в трубопроводах различных сортов нефти или нефтепродуктов, для очистки полости трубопроводов от загрязнителей, распределения в них ингибиторов коррозии, вытеснения скопившегося конденсата или застрявших скребков. Эксплуатационники признали, что гелеобразные поршни могут также выполнять большинство функций обычных твердых скребков или разделителей, в том числе и очистку от парафиновых отложений, и, что еще более важно, они не выходят из строя в процессе их прогона, как механические скребки.

Все вышеописанные способы борьбы с отложениями парафина при умелом применении уже сегодня позволяют эффективно бороться с отложениями парафина при подготовке и транспортировке нефти. Для каждого конкретного случая может применяться тот или иной способ депарафинизации.

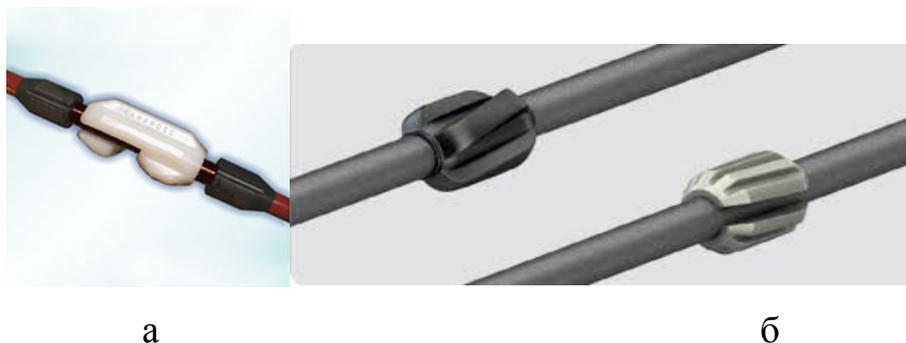


Рисунок 2.4 – Скребки-центраторы:
а – неподвижные скребки «Канаросс»; б – скребки-центраторы завода «Радиоприбор» (Альметьево) [96, 97].

2.5 Парафиновые отложения при эксплуатации нефтехранилищ

Очистка емкостей постоянного хранения нефти от остатков нефтепродуктов – одна из самых актуальных и значимых проблем эксплуатации резервуаров. В нефтепродуктах, хранимых в емкостях, происходят различные процессы (окисление, разложение, расслоение под воздействием температур окружающей среды, насыщение влагой нефти, химическая и биологическая деградация), влияющие на выделение и накопление нефтяных отложений на внутренних поверхностях резервуаров. Образовавшиеся отложения состоят тяжелых углеводородов в основном парафинового ряда, удельный вес которых выше плотности нефти и воды. Располагающаяся по стенкам и днищу резервуаров плотная нетекучая парафиновая масса образует воскообразное вещество. Образовавшийся осадок препятствует движению нефти и перемешиванию различных ее слоев в резервуаре, что способствует локализации концентрированных агрессивных растворов солей и развитию коррозионных процессов в районе днища и

первого пояса резервуара. Одновременно происходит уменьшение рабочего (полезного) объема резервуара. Все это снижает эксплуатационные характеристики объекта и отрицательно влияет на качество нефти и нефтепродуктов, вновь заливаемых в эти емкости.

Плавятся парафиновые отложения только при температурах выше 40 °С. При уменьшении температуры нефти и увеличении количества содержащегося в ней парафина возрастает ее вязкость, появляется начальное напряжение сдвига. Поэтому одними из самых распространенных методов депарафинизации являются различные технологии термической обработки, в процессе которых прибегают к использованию ТЭНов, индукционных нагревателей, горячих теплоносителей.

Другим распространенным (в основном в странах с самой низкой стоимостью рабочей силы) методом борьбы с парафиновыми отложениями остается ручной способ очистки емкостей. При реализации этого способа очистки сначала нагревается и откачивается ставший жидким парафиновый осадок, затем в резервуар насыпается песок для более тщательного вычищения. После удаления твердых остатков, емкость пропаривают и промывают горячей (до 50 °С) водой под давлением 0,2–0,3 МПа. Промывочную воду с парафиновым осадком откачивают насосами. Так как основной целью этого метода остается очищение резервуара, а не восстановление сырой нефти, то процент извлекаемых углеводородов близок к нулю. Кроме того, данный способ очистки резервуаров несет огромный риск для здоровья рабочих, загрязняет окружающую среду и несет с собой огромный объем нефтеотходов, что создает в дальнейшем проблемы, связанные с их транспортировкой и захоронением. Еще одним недостатком метода является образование большого количества нефтешлаков, подлежащих утилизации.

К другим методам удаления парафиновых отложений с внутренних поверхностей нефтехранилищ относят гидрохимический способ,

подразумевающий промывание резервуаров горячей водой с ингибиторами или химическими реагентами, и механический, при котором отложения удаляются при помощи различных по конструкции приборов – гидромониторов, сопел, мешалок, скребков.

При химическом способе очистки емкостей используются дорогостоящие реагенты, способные снизить температуру застывания и вязкость парафиновых отложений. Химический растворитель проникает в осадок и разрушает молекулярные соединения. В зависимости от размера резервуара и количества парафиновых осадков на весь процесс уходит 6–8 недель. Но при необходимости вся операция может быть закончена за 10 мин, так как данный метод не требует держать резервуар открытым. Основными недостатками химического способа являются дороговизна реагента, загрязнение продукта и требуемая дальнейшая очистка растворов моющих средств и утилизация реагента.

Механизированный способ очистки резервуаров осуществляется с помощью подачи воды под большим давлением с помощью гидромониторов, пропаркой верхней поверхности нефтехранилищ перегретым паром в течение нескольких дней с последующей механической очисткой, а также с использованием аппаратов струйной абразивной очистки. Несмотря на то, что данный метод очистки не требует больших финансовых вложений и тяжёлых работ, вредных для здоровья человека, к недостаткам механизированного способа очистки нефтехранилищ следует отнести большой расход тепловой энергии на подогрев воды, необходимость ее откачки на очистные сооружения, сравнительно большие потери легких фракций в остатках. Все вышеперечисленные методы требуют больших материально-временных затрат, не соответствуют современным требованиям по безопасности и экологичности работ, при этом эффективность их также не может оцениваться как достаточно высокая, так как часто требует увеличения количества

повторных операций. Поэтому вопрос разработки новых высокоэффективных методов удаления накопившихся отложений все еще актуален.

Проведенный обзор позволяет сделать предположение о возможной эффективности химических полей при обработке асфальтосмолопарафиновых отложений нефти, в связи с чем в рамках настоящей работы проведен ряд экспериментов для раскрытия механизмов, определения характера и величины эффектов химического воздействия на отложения нефти с целью определения возможности и параметров эффективного использования химического метода для обработки плотных трудноудаляемых отложений нефти.

3 Характеристика объекта исследования

В качестве объекта исследования выбрано два образца нефти. В данном разделе мы проведем физико-химические исследования двух разных нефтей. Один из которых будет с высоким содержанием АСПО, а другой с более низким содержанием.

3.1 Определение фракционного состава нефти

Определение фракционного состава нефти – это основополагающий фактор для выбора направления ее дальнейшей переработки. Поскольку испаряемость топлива – это одна из самых важных его характеристик, фракционный состав нефтяного сырья должен соответствовать определенным нормам.

Суть процесса фракционирования нефти заключается в разделении многокомпонентной смеси углеводородов на фракции на основании разницы в температурах кипения отдельных компонентов смеси. Фракционный состав нефти отображается объемным (либо массовым) выходом отдельных фракций, выкипающих в определенном температурном промежутке или до определенного температурного предела.

Несмотря на разнообразие лабораторного оборудования для химических лабораторий, применяемого для определения фракционного состава нефти, базовым методом определения фракционного состава нефти является дистилляция.

Дистилляция – представляет собой физический метод, позволяющий разделить смесь углеводородов на разные фракции в зависимости от температурного интервала кипения посредством выпаривания нефти и последующей дробной конденсацией полученных нефтяных паров.

					Влияние асфальто-смоло-парафинистых отложений при транспортировке нефти по трубопроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Плисовский Г.А.			Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					44	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль		Брусник О.В.				Группа 3-2Б5Д		

Выделяют 3 варианта дистилляции нефти и нефтепродуктов (в зависимости от количества ступеней конденсации паров):

- перегонка нефти или простая дистилляция, при которой все образующиеся пары полностью конденсируются;
- дистилляция с дефлегмацией, при которой из полученных нефтяных паров конденсируется часть высококипящих фракций и возвращается в виде жидкой флегмы в кипящую смесь углеводородов, а оставшаяся часть паров, насыщается низкокипящими компонентами и полностью конденсируется;
- ректификация – это процесс дистилляции, сопровождающийся многократной дефлегмацией паров с одновременным выпариванием низкокипящих компонентов из флегмы; ректификация позволяет достичь самой высокой концентрации низкокипящих фракций в парах перед их полной конденсацией.



Рисунок 3.1 – АРН-ЛАБ-11 Автоматический аппарат для определения фракционного состава нефти и нефтепродуктов

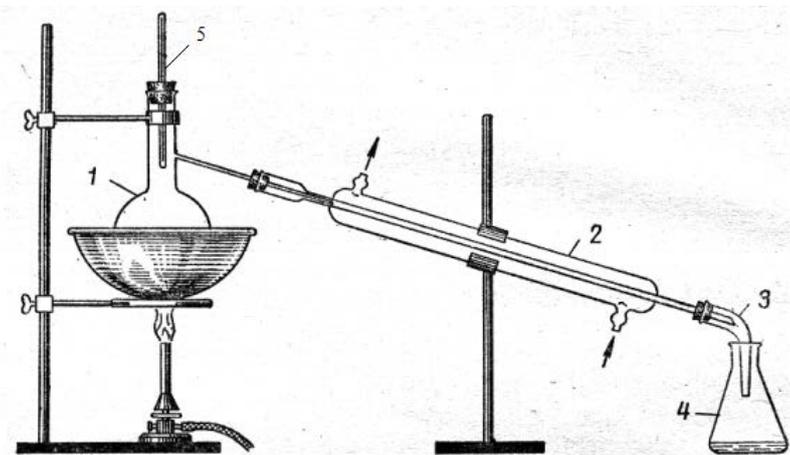


Рисунок 3.2 – Установка для перегонки нефти:
1 – перегонная колба (колба Вюрца), 2 – холодильник, 3 – алонж, 4 – приемник, 5 –
термометр

3.2 Методика определения фракционного состава нефти

Фракционный состав нефти определяют по ГОСТ 2177-99 Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава [40]. В колбу Вюрца объемом 100 мл наливают 50 мл сырой нефти. Колбу закрывают пробкой с термометром и через отводную трубку соединяют с холодильником, к концу которого присоединяют алонж. В качестве приемника для нефтепродуктов, используют три небольшие конические колбы, которые предварительно взвешивают. Колбу Вюрца.

Осторожно нагревают на песчаной бане или на асбестовой сетке. Отмечают начало кипения (н.к.) первой фракции и отбирают продукт, выкипающий до 180°C. При достижении температуры отгоняющихся паров 135°C, прекращают подачу воды в холодильник. При температуре отгоняющихся паров равной 180°C колбу-приемник 1 (бензиновая фракция) меняют колбу-приемник 2 (для керосиновой фракции). Во второй приемник отбирают керосиновую фракцию с интервалом температуры кипения 180-270°C. Газойлевую фракцию (270-350°C) отбирают в третий приемник. Приемники с отобранными дистиллятами взвешивают и по разности определяют массу каждой фракции. Затем при помощи мензурок определяют объем каждой фракции и вычисляют их плотность (вычисленная плотность). Убеждаются, что плотность фракций растет с увеличением температуры их кипения. После этого аналогичные фракции от всех опытов сливают в одну мензурку, и плотность всех фракций определяется с помощью ареометров (экспериментальная плотность). Полученные данные сравниваются с вычисленными. Результаты перегонки заносятся в таблицу, и составляется материальный баланс перегонки.

3.3 Определение содержания парафина

Содержание парафинов в нефти определяют по ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина (с Изменениями N 1, 2) [41] и по ГОСТ 23683-

89 Парафины нефтяные твердые. Технические условия (с Изменением N 1) [42]. В охлаждающей бане укрепляют на резиновых пробках стеклянные воронки с фильтрами. Баню заполняют спиртом или бензином-растворителем так, чтобы уровень смеси был на 20-25 мм выше плоскостей фильтров воронок и добавляют маленькими порциями при перемешивании кусочки сухого льда или жидкий азот. Температуру бани доводят доминус $(20\pm 1)^\circ\text{C}$ и поддерживают в течение времени, необходимого для выделения парафина.

Под воронку, находящуюся в охлаждающей бане, подставляют колбу для фильтрования под вакуумом, тубус которой соединяют с вакуумным насосом.

Готовят смесь ацетона и толуола 35:65 (по объему) не менее 100 см^3 для 2-х параллельных определений.

Определяют массу конической колбы и помещают в неё обессмоленную нефть массой 1-2 г, определенной с погрешностью не более 0,002 г. Если масса обессмоленной нефти 2,0-2,5 г, то для определения массовой доли берут всю обессмоленную нефть.

К взятой нефти приливают смесь ацетона с толуолом. Объем растворителя берут из расчета 10 см^3 растворителя на 1 г обессмоленной нефти.

Колбу со смесью обессмоленной нефти и растворителя нагревают на водяной бане до полного растворения нефти, закрывают корковой пробкой и оставляют для медленного охлаждения до комнатной температуры. В баню с охлаждающей смесью, имеющую температуру минус $(20\pm 1)^\circ\text{C}$, помещают колбу рядом с воронками, стеклянную лопаточку, помещенную в пробирку и растворитель (30 см^3), используемый для промывки парафина на фильтре и для их последующего охлаждения в течении 1 ч.

Перед началом фильтрования трубку воронки для фильтрования протирают фильтровальной бумагой и при помощи резиновой трубки соединяют с колбой для фильтрования под вакуумом.

Застывшую в колбе массу перемешивают лопаточкой, быстро количественно переносят в воронку для фильтрования и включают водоструйный насос для ускорения процесса фильтрования. Подачу в воду водоструйный насос регулируют так, чтобы растворитель стекал тонкой струйкой, не образуя трещин в кристаллической массе парафина. Оставшийся на стенках колбы парафин смывают 30 см³ растворителя, охлажденного до минус (20±1)°С.

Смыв быстро переносят на воронку для фильтрования и фильтруют.

Парафин на фильтре промывают охлажденным растворителем два раза по 10-15 см³. Вторую порцию растворителя наливают на парафин на фильтре только после того, как профильтруется полностью предыдущая порция. Последнюю порцию растворителя отсасывают очень тщательно до появления трещин в слое парафина.

После окончания фильтрования из бани удаляют охлаждающую смесь, колбу для фильтрования с фильтром снимают с воронки, под трубку воронки подставляют колбу, в которой охлаждалась обессмоленная нефть, и в баню наливают холодную воду, температуру которой постепенно доводят до 50°С-60°С, подливая холодную воду.

Парафин на фильтре плавится и стекает в колбу. Остатки парафина на фильтре смывают небольшими порциями толуола, подогретого до 60°С. Объем толуола обычно не должен превышать 30 см³.

Колбу с раствором парафина в толуоле ставят в масляную баню и выпаривают в вытяжном шкафу, периодически продувая поверхность колбы с помощью резиновой груши. Колбу с парафином помещают в сушильный шкаф и выдерживают при температуре 100°С-120°С в течение 30 мин.

Колбу с просушенным парафином переносят из сушильного шкафа в эксикатор и выдерживают в течение 50 мин, после чего определяют массу колбы с парафином. Массу находящегося в ней парафина определяют как разность масс колбы с парафином и пустой колбы.

Для оценки качества полученного парафина определяют температуру его плавления по ГОСТ 23683 [42]. При получении температуры плавления ниже 50°С проводят повторное выделение парафина в той же колбе. Для разбавления парафина берут 5-10 см³ растворителя и далее повторяют все вышеописанные операции.

Массовую долю парафина (X) определяют по формуле (3.1):

$$X = \frac{m \cdot m_2}{m_1 \cdot m_3} \cdot 100, \quad (3.1)$$

где m – масса парафина, выделенного из обессмоленной нефти, г;
 m_1 – масса нефти, взятой для обессмоливания, г;
 m_2 – масса обессмоленной нефти, г;
 m_3 – масса обессмоленной нефти, взятой для определения парафина.

За результат испытания принимают среднеарифметическое результатов двух параллельных определений, результат округляется до 0,1.

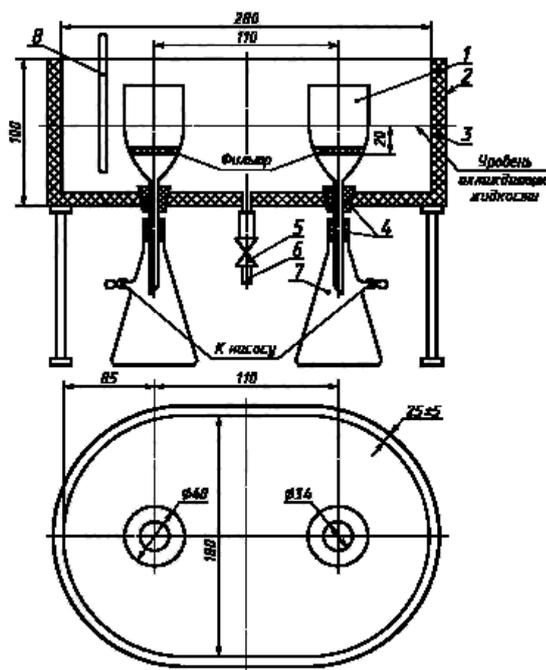


Рисунок 3.3 – Аппарат для фильтрования:

1 – фильтрующая воронка, 2 – металлическая баня, 3 – изолирующий материал (стекловата, пенопласт), 4 – резиновая пробка, 5 – зажим вонтовой, 6 – резиновая трубка, 7 – колба с тубусом, 8 – термометр типа ТН-6.

3.4 Определение содержания серы в нефтепродуктах на аппарате Спектроскан S

Определение содержания серы по ГОСТ Р 51947-2002 Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии (с Поправкой, с Изменением N 1) [43].

Методика: При столкновении электрона с атомом может произойти возбуждение или ионизация этого атома. Если энергия летящего электрона достаточна, происходит выбивание электрона из внутренних К- и L- оболочек атомов вещества, подвергающегося бомбардировке. На освободившееся место в К- или L- оболочке переходит электрон с более высокого энергетического уровня, что сопровождается характеристическим рентгеновским излучением.

Кроме характеристического в этом процессе возникает рентгеновское излучение с непрерывным спектром, связанное с частичным превращением энергии тормозящихся электронов при столкновении с мишенью в энергию излучения. Это излучение называют тормозным.

Эмиссионный рентгеновский спектр представляет собой непрерывный фон, перекрытый линиями характерного излучения. Характеристическое рентгеновское излучение наблюдается не только при бомбардировке электронами, оно возникает так же при облучении поверхности электромагнитным излучением высокой энергией, достаточной для выбивания электронов из атомов. Излучение непрерывного спектра при этом не происходит, и характеристический спектр, полученный таким образом, называется флуоресцентным или вторичным.



а

б

Рисунок 3.4 – Методика определения содержания серы**а) Спектроскан S, б) кювета с пробой**

Выполнение определения: Все образцы должны устанавливаться в анализатор только в специальных кюветах. Для того чтобы установить кювету с образцом в анализатор, откройте пробозагрузочное устройство. При открывании пробозагрузочного устройства срабатывает блокировка, которая в целях безопасности выключает рентгеновскую трубку. Поэтому никогда не открывайте пробозагрузку во время измерения. По этой же причине всегда после установки пробы убедитесь, что пробозагрузка закрыта полностью. В противном случае измерения выполняться не будут. Нажмите на нижнюю часть пробозагрузочного устройства и поверните его в направлении «на себя» до упора. Возьмите устанавливаемую кювету так, чтобы рабочая поверхность пробы была с левой стороны. Поместите кювету в пробозагрузочное устройство таким образом, чтобы она вошла своей кромкой в соответствующее круглое углубление на внутренней стороне левой стенки. Если кювета установлена неправильно, пробозагрузочное устройство анализатора не закроется. Извлекать кюветы из пробозагрузочного устройства необходимо следующим образом. Возьмите кювету за боковую поверхность и, слегка потянув в поперечном направлении «слева направо», выньте ее в направлении «на себя».

Процедура анализа: Для выполнения анализа необходимо подготовить четыре образца: холостую пробу (ХП), контрольный образец (КО), и две параллельные пробы анализируемого вещества №1 и №2.

Подготовка образцов к работе:

- Подготовьте три пустых кюветы.
- В первую налейте холостую пробу (ХП). В качестве ХП желательно применять белое масло из той же партии, которая использовалась для приготовления стандартных образцов при калибровке анализатора. При

отсутствии белого масла допускается использовать другие нефтепродукты с массовой долей серы не более 2 ppm (0,0002%).

- Во вторую и третью кюветы налейте анализируемый нефтепродукт (образец).

- Отрезок пленки длиной 20-25 см разрежьте на три части и накройте ими все три кюветы с холостой и измеряемыми пробами.

- Накройте кюветы пленкой и зафиксируйте ее обсадным и зажимным кольцами.

В корпус кюветы наливается образец в количестве 5,0 – 7,0 см³ (min допустимое количество образца 5 см³). Уровень образца в кювете должен быть чуть выше уступа, находящегося в верхней части корпуса.

Измерения:

Выбор режима измерения

В анализаторе предусмотрено два режима анализа – измерение больших концентраций <F1> (в диапазоне от 0,1% до 5%), <F2> измерение малых концентраций (в диапазоне от 0% до 0,1%)

Измерение контрольного образца

Установите КО и нажмите клавишу <Enter>. На экране будет отражаться сначала процесс автоматической подстройки амплитуды сигнала, а затем измерения сигнала на КО.

Измерение холостой пробы

Установите холостую пробу и нажмите <Enter>. На экране будет отражаться процесс измерения ХП.

Измерение пробы №1

Введите перед №1 обозначение (наименование) анализируемого продукта (не более 5 цифровых и буквенных символов). Установите первую из двух параллельных проб и нажмите клавишу <Enter>. На экране будет отображаться процесс измерения пробы.

Измерение пробы №2

Установите вторую пробу и нажмите клавишу <Enter>. На экране будет отображаться процесс измерения пробы.

Результат анализа

По окончании измерения второй пробы результат анализа кратковременно показывает на экране, а затем автоматически распечатывается на встроенном принтере. Здесь <X1-X2> - повторяемость показаний анализатора: разность между значениями массовой доли серы, рассчитанными для проб №1 и №2, а <Конц.> - среднее значение массовой доли серы по этим двум измерениям.

После вывода результатов нажмите на клавишу <Esc> - анализатор вернется к измерению КО.

3.5 Определение содержания смол и асфальтенов в нефти

Определение содержания смол и асфальтенов по ГОСТ 11851-2018 Нефть. Методы определения парафинов (с Поправкой) [44].

Асфальтены - наиболее высокомолекулярные компоненты нефти. Твердые хрупкие вещества черного или бурого цвета; размягчаются в инертной атмосфере при 200-300°C с переходом в пластичное состояние; плотность около 1,1 г/см³; среднечисленная молекулярная масса 1000-5000, индекс полидисперсности 1,2-3,5. Растворим в бензоле, CS₂, CHCl₃, CCl₄, не растворим в парафиновых углеводородах, спирте, эфире, ацетоне. Содержание асфальтенов в нефтях колеблется от 1 до 20%. Элементный состав (%): С (80-86), Н (7-9), О (2019), S (0,5-9), N (до 2); в микроколичествах присутствуют V и Ni (суммарное содержание 0,01-0,2%), Fe, Ca, Mg, Cu и др. металлы, входящие в состав металлокомплексных соединений, например, металлопорфиринов.

Нефтяные смолы, высокосмол. гетероатомные компоненты нефти, растворимые в низкокипящих насыщенных углеводородах. Твердые или высоковязкие аморфные малолетучие вещества черного или бурого цвета;

среднечисленная молекулярная масса 400-1500; также размягчаются в инертной атмосфере 35-90°C; плотность около 1 г/см³.

Подготовка к анализу. Силикагель насыпают в фарфоровую чашку на $\frac{3}{4}$ емкости и помещают на 6 ч в воздушные термостат при температуре 180±10°C. Затем силикагель, не охлаждая, переносят в сухую колбу, предварительно нагретую в течение 15 мин в том же термостате. Колбу с силикагелем плотно закрывают резиновой пробкой во избежание поглощения влаги из воздуха. В нижнюю часть чистой сухой адсорбционной колонки закладывают тампон из стеклянной ваты и небольшими порциями насыпают охлажденный до комнатной температуры силикагель (около 100 г), непрерывно уплотняя его путем постукивания колонки в вертикальном положении. Уплотнение силикагеля продолжают до тех пор, пока уровень силикагеля при встряхивании колонки не перестанет понижаться. Высота слоя сорбента должна быть на 3-4 см ниже резервуара. Стеклянные выпарительные чашки (или колбы Эрленмейера) сушат в сушильном шкафу при 105-110°C не менее 1 ч, охлаждают в эксикаторе в течение 30 мин и взвешивают с точностью до 0,0002 г. Бумажные фильтры сушат в бюксах с открытой крышкой не менее 1 ч при той же температуре, затем охлаждают в течение 30 мин в эксикаторе и взвешивают в закрытых бюксах с точностью до 0,0002 г. Операции высушивания чашек или колб и фильтров повторяют до получения расхождений между двумя последовательными взвешиваниями не более 0,0004 г (до постоянной массы).

Проведение анализа. Пробу нефти (нефтепродукта) тщательно перемешивают в течение 5 мин. Навеску 3-10 г взвешивают в колбе экстракционного аппарата (или колбе Эрленмейера) вместимостью 500 мл с точностью до 0,01 г и разбавляют 40-кратным количеством н-гептана (в случае необходимости при осторожном нагревании) или 30-кратным количеством петролейного эфира. Для осаждения асфальтенов из раствора нефти (нефтепродукта) в н-гептане отстаивают в темном месте в течение 16 ч при

температуре окружающей среды. Для осаждения асфальтенов из раствора нефти (нефтепродукта) петролейным эфиром собирают экстракционный аппарат. Ставят его на водяную баню с температурой 50-55°C и кипятят 30-35 мин, поддерживая эту температуру добавлением горячей воды в баню (применение электроподогрева исключается в связи с пожароопасностью петролейного эфира). По истечении 30 мин горячую воду прекращают доливать и оставляют раствор стоять в аппарате на водяной бане в течение 1 ч, считая с момента прекращения кипения. Место анализа должно быть защищено от воздействия солнечного света.

Определение асфальтенов. В коническую воронку вставляют фильтр "синяя лента". Отстоявшийся раствор н-гептана (или петролейного эфира) осторожно, без перемешивания фильтруют. Затем осадок возможно полнее переносят на тот же фильтр при помощи н-гептана (петролейного эфира) и промывают до тех пор, пока растворитель не будет стекать совершенно прозрачным и после его испарения на фильтровальной бумаге не будет оставаться масляного пятна. Если образуется твердый, трудно смываемый слой асфальтенов, его растворяют в небольшом количестве бензола и переносят в колбу, в которой в последующем асфальтены экстрагируют бензолом. Затем фильтр сворачивают и помещают в экстрактор для удаления соосажденных смол и парафинов. В колбу экстракционного аппарата вместимостью 100 мл наливают 50 мл н-гептана (или петролейного эфира). Собирают аппарат и помещают на электроплитку (при использовании петролейного эфира на водяную баню, нагретую до 50-55°C). Экстрагирование проводят в течение 1 ч с н-гептаном и в течение 30 мин - с петролейным эфиром. Укладывать фильтр и собирать экстракционный аппарат необходимо по возможности быстро, т.к. в контакте с кислородом воздуха асфальтены переходят в труднорастворимое состояние. Перед началом экстрагирования нагрев проводят таким образом, чтобы фильтр с осадком полностью заполнился растворителем, затем экстрагирование ведут со скоростью 2-4

капли фильтрата в секунду. При применении н-гептана проводят дополнительное экстрагирование спиртом для более полного удаления высокоплавких церезинов. Для этого по окончании экстрагирования н-гептаном колбу заменяют другой колбой вместимостью 100 мл, в которую наливают 50 мл этилового спирта и проводят экстрагирование в течение 5-10 мин. По окончании экстрагирования колбу со спиртом или петролейным эфиром заменяют колбой вместимостью 500 мл, в которой происходило осаждение асфальтенов, предварительно налив в нее 50-100 мл толуола. Экстракционный аппарат помещают на закрытую электрическую плитку и ведут экстрагирование со скоростью 2-5 капли фильтрата в секунду до тех пор, пока не растворятся все асфальтены и толуол не будет стекать в колбу бесцветным. Толуольный экстракт переносят количественно в стеклянную чашку или колбу Эрленмейера. Толуол выпаривают из чашки или отгоняют из колбы Эрленмейера с помощью холодильника на водяной бане, а асфальтены доводят до постоянной массы нагреванием при 105°C. Полученные асфальтены должны быть хрупкими и блестящими веществами черно-коричневого цвета. Матовый и мазеобразный вид асфальтенов указывает на присутствие в них масел, парафинов и необходимость повторного переосаждения.

Расхождения между параллельными определениями асфальтенов, смол, не должны превышать следующих значений:

Таблица 3.1 – Содержание и допускаемые отклонения асфальтенов и смол

Наименование	Содержание, %	Допускаемые отклонения
Асфальтены	До 0,5	20
	>0,5	10
Смолы	До 10	10
	>10	5

3.6 Определение плотности

Методика определения плотности нефти приведена в ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности (с Изменением N 1) [45].

Ареометрический метод. Ареометр представляет собой стеклянный цилиндрический сосуд. В нижней части помещен балласт, заставляющий плавать ареометр вертикально. Балластом служит дробь или ртуть. На шкале ареометра обозначены величины плотности. Существуют ареометры для жидкостей тяжелее воды, легче воды и для нефтепродуктов. Подбирают такой ареометр, который бы погружался только в пределах оцифрованной шкалы. С помощью наборов ареометров можно измерять плотность в пределах 0,648-0,952; 0,600-1,850.

В чистый цилиндр с внутренним диаметром не менее 5 см наливают жидкость. Если это нефтепродукт, то его наливают по стеклянной палочке или по стенке цилиндра, чтобы не образовалось пены. Если пена все же образовалась, то надо хлопнуть ладонью по верху цилиндра, а в случае высоковязкого нефтепродукта ее надо снять фильтровальной бумагой. Стараясь не задеть стенки цилиндра, в жидкость вносят чистый и сухой ареометр, держа его за верхний конец ("ножку"). Ожидают, чтобы он пришел в состояние равновесия. Для маловязких продуктов это время 2-3 мин, для более вязких - до 15 мин. Отсчитывают деление на ареометре по верхнему краю мениска и отмечают температуру испытуемого продукта ниже или выше 20°C, то вводят поправку на найденную плотность (см. таблицу). Обязательно проводят два параллельных определения, разница между которыми не должна превышать 0,001. Точность ареометрического определения составляет 0,001 г/см³.

Для определения плотности вязких нефтепродуктов используют прием разбавления.

Для этого в цилиндр (колбу) с пробкой заливают равные объемы вязкого нефтепродукта и чистого керосина (бензина) и хорошо

перемешивают. После этого у полученной жидкости измеряют плотность. Измерив также плотность разбавителя (керосин ,бензин) по формуле рассчитывают плотность нефтепродукта:

$$\rho = 2\rho_1 - \rho_2 \quad (3.2)$$

где, ρ_1 - плотность раствора;

ρ_2 - плотность разбавителя.

Расхождение между двумя параллельными определениями должно быть $\leq 0,004$.

3.7 Определение вязкости

Вязкость нефти и нефтепродуктов определяется согласно ГОСТ 33-2016 Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости [46].

Для анализа мы взяли вискозиметр ВПЖ-4. В него отбираем пробу следующим образом: На отводную трубку 3 надевают резиновую трубку. Далее, зажав пальцем колено 2 и перевернув вискозиметр, опускают колено 1 в сосуд с нефтепродуктом и засасывают его (с помощью резиновой груши, водоструйного насоса или иным способом) до метки M_2 , следя за тем, чтобы в жидкости не образовались пузырьки воздуха. В момент, когда уровень жидкости достигает метки M_2 , вискозиметр вынимают из сосуда и быстро перевертывают в нормальное положение. Снимают с внешней стороны конца колена 1 избыток жидкости и надевают на него резиновую трубку.

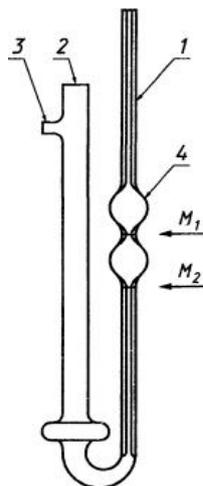


Рисунок 3.5 – Вискозиметр ВПЖ-4:

1 – колено, 2 – колено, 3 – отверстие для резиновой трубки, 4 – расширение.

Вискозиметр устанавливают в термостат так, чтобы расширение 4 было ниже уровня жидкости. Для того чтобы определить вязкость в соответствии с государственным стандартом, вискозиметр с нефтью нужно выдержать при постоянной температуре 60 градусов в течение 1 часа, для этого мы используем термостат. В качестве теплоносителя используем дистиллированную воду, которая при помощи электрической спирали нагревается до 60 градусов. Термостат выглядит следующим образом:



Рисунок 3.6 – Устройство термостата:

блок регулирования температуры; патрубок встроенного теплообменника; корпус термостата; рассекатель потока теплоносителя

Отверстие для размещения контрольного термометра:

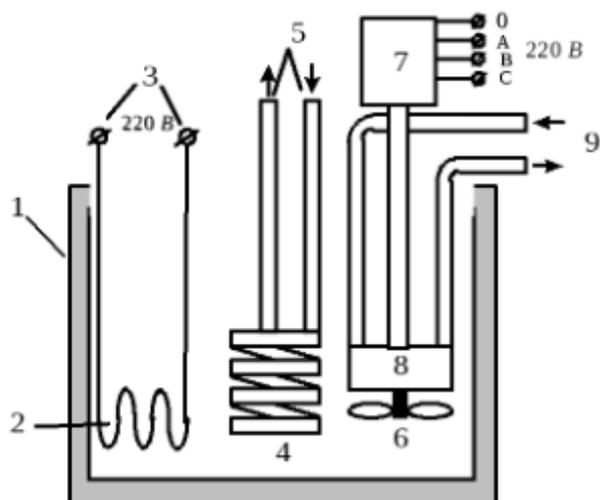


Рисунок 3.7 – Внутренняя часть термостата:

1 - корпус с теплоизолятором, 2 – электронагреватель, 3 – клеммы, 4 - змеевик для охлаждения жидкости, 5 – патрубки для охлаждающей воды, 6 – мешалка, 7 – двигатель для вращения мешалки, 8 - центробежный насос, 9 - патрубки нагретой жидкости

3.8 Результаты определения физико-химических свойств образцов нефти

И так после всех проведенный исследований мы получили следующие результаты. Образец нефти №1 – вязкая парафинистая нефть, образец №2 – средняя нефть.

Таблица 3.2 – Физико–химические свойства вязкой парафинистой нефти

Показатели нефти	Среднее значение
Плотность, $\Gamma/\text{см}^3$. При 20 С°	0,8901
Вязкость, мПа · с	270
Массовая доля серы, % масс.	1,86
Содержание парафинов, % масс.	8,49
Содержание смол,% масс.	11,95
Содержание асфальтенов, % масс.	3,46
Фракция н.к. 200 С°, % масс.	13,55
Фракция н.к. 300 С°, % масс.	30,11
Фракция н.к. 350 С°, % масс.	40,04

Таблица 3.3 – Физико –химические свойства средней нефти

Показатели нефти	Среднее значение
Плотность, $\Gamma/\text{см}^3$. При 20 С°	0,8402
Вязкость, мПа · с	40
Массовая доля серы, % масс.	0,78
Содержание парафинов, % масс.	5,8
Содержание смол,% масс.	8,9
Содержание асфальтенов, % масс.	7,52
Фракция н.к. 200 С°, % масс.	21,51
Фракция н.к. 300 С°, % масс.	42,28
Фракция н.к. 350 С°, % масс.	36,21

4 Расчеты модельного участка трубопровода

При перекачке высоковязкой нефти с динамической вязкостью μ_1 и плотностью ρ_1 , массовым расходом G по трубопроводу длиной L метров, диаметром d и абсолютной эквивалентной шероховатости Δ , образовался слой парафина толщиной δ на стенках трубопровода.

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

Таблица 4.1 – Исходные данные к расчету гидравлических потерь трубопровода при перекачке нефти №1 и №2

Показатель	Значение	Размерность
Динамическая вязкость высоковязкой нефти	0,27	Па·с
Динамическая вязкость маловязкой нефти	0,04	Па·с
Плотность высоковязкой нефти	890	кг/м ³
Плотность маловязкой нефти	840	кг/м ³
Массовый расход	3500	тонн в сутки
Разность геодезических отметок	9	метров
Длина трубопровода	7000	метров
Диаметр трубопровода	359	миллиметров
Абсолютная эквивалентная шероховатость	0,1	миллиметр
Толщина слоя парафина, образовавшегося при перекачке высокопарафинистой нефти	40	миллиметров

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

					Влияние асфальто-смоло-парафинистых отложений при транспортировке нефти по трубопроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Плисовский Г.А.			Расчеты модельного участка трубопровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.							63	
Рук-ль		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5Д		

4.1 Расчет потери напора на трение для высоковязкой нефти

1. Расчет внутреннего диаметра запарафиненного трубопровода:

$$d_1 = d - 2 \cdot \delta = 359 - 2 \cdot 40 = 279 \text{ мм} = 0,279 \text{ м} \quad (4.1)$$

где d – внутренний диаметр трубопровода без отложений, м;

δ – толщина слоя парафина, м.

2. Значение кинематической вязкости нефти:

$$\nu_1 = \frac{\mu_1}{\rho_1} = \frac{0,27}{890} = 0,000303 \text{ м}^2/\text{с} \quad (4.2)$$

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

ρ – плотность высоковязкой нефти, кг/м³.

3. Площадь поперечного сечения для трубопровода круглого сечения:

$$S_1 = \frac{\pi \cdot d_1^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,279^2}{4} = 0,219 \text{ м}^2 \quad (4.3)$$

где d_1 – внутренний диаметр запарафиненного трубопровода, м.

4. Расчет скорости потока жидкости в запарафиненном трубопроводе:

$$\omega_1 = \frac{Q_1}{S_1} = \frac{G}{\rho_1 \cdot S_1} = \frac{3500 \cdot 1000}{890 \cdot 0,21986400} = 0,208 \text{ м/с} \quad (4.4)$$

где Q_1 – объемный расход, м³/с;

S_1 – площадь поперечного сечения, м²;

G – массовый расход, кг/с.

5. Параметр Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d_1}{\nu_1} = \frac{0,208 \cdot 0,279}{0,000303} = 192 \quad (4.5)$$

6. Режим течения:

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

7. Коэффициент гидравлического сопротивления:

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

$$\lambda_1 = \frac{64}{Re} = \frac{64}{192} = 0,33 \quad (4.6)$$

8. Расчет значения величины потери напора на трение:

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

$$h_T = \frac{\lambda_1 \cdot L \cdot \omega_1^2}{d_1 \cdot 2 \cdot g} + \Delta Z = \frac{0,33 \cdot 7000 \cdot 0,208^2}{0,279 \cdot 2 \cdot 9,81} + 9 = 27,26 \text{ м} \quad (4.7)$$

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

9. Расчет значения величины потери давления по длине трубопровода:

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{\lambda_1 \cdot l \cdot \omega_1^2 \cdot \rho_1}{d_1 \cdot 2} + \Delta Z \cdot \rho_1 \cdot g = \\ &= \frac{0,33 \cdot 7000 \cdot 0,208^2 \cdot 890}{0,279 \cdot 2} + 9 \cdot 890 \cdot 9,81 = 237980 \text{ Па} = 0,238 \text{ МПа} \end{aligned} \quad (4.8)$$

4.2 Расчет потери напора на трение для маловязкой нефти

1. Внутренний диаметр трубопровода без АСПО:

$$d_2 = d = 0,359 \text{ м} \quad (4.9)$$

Трубопровод считается не покрытым отложениями.

2. Значение кинематической вязкости нефти:

$$\nu_2 = \frac{\mu_2}{\rho_2} = \frac{0,04}{840} = 0,0000476 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}, \quad (4.10)$$

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

ρ - плотность маловязкой нефти, кг/м³.

3. Площадь поперечного сечения для трубопровода круглого сечения:

$$S_2 = \frac{\pi \cdot d_2^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,359^2}{4} = 0,101 \text{ м}^2, \quad (4.11)$$

где d_2 – внутренний диаметр трубопровода без отложений, м.

4. Расчет скорости потока жидкости в запарафиненном трубопроводе:

$$\omega_2 = \frac{Q_2}{S_2} = \frac{G}{\rho_2 \cdot S_2} = \frac{3500 \cdot 1000}{840 \cdot 0,101 \cdot 86400} = 0,477 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (4.12)$$

где Q_2 – объемный расход, $\text{м}^3/\text{с}$;

S_2 – площадь поперечного сечения, м^2 ;

G – массовый расход, $\text{кг}/\text{с}$.

5. Параметр Рейнольдса:

$$\text{Re}_2 = \frac{\omega_2 \cdot d_2}{\nu_2} = \frac{0,477 \cdot 0,359}{0,0000476} = 3597 \quad (4.13)$$

6. Режим течения:

Так как Re_2 больше $\text{Re}_{\text{кр}}$, режим течения не является ламинарным.

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

Зоне гидравлически гладких труб удовлетворяет условие:

$$\text{Re}_{\text{кр}} < \text{Re}_2 \leq 10 \cdot \frac{d_2}{\Delta}, \quad (4.14)$$
$$10 \cdot \frac{d_2}{\Delta} = 10 \cdot \frac{0,359 \cdot 1000}{0,1} = 35900,$$
$$3597 < 35900$$

Следовательно, можно сделать вывод, что, так как $\text{Re}_2 = 3597$ больше, чем $\text{Re}_{\text{кр}} = 2320$, но меньше чем 35900, режим течения будет являться турбулентным, зона гидравлически гладких труб.

7. Коэффициент гидравлического сопротивления:

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

$$\lambda_2 = \frac{0,3164}{\text{Re}_2^{0,25}} = \frac{0,3164}{3597^{0,25}} = 0,041 \quad (4.15)$$

8. Расчет значения величины потери напора на трение:

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

$$h_{T2} = \frac{\lambda_2 \cdot l \cdot \omega_2^2}{d_2 \cdot 2 \cdot g} + \Delta Z = \frac{0,041 \cdot 7000 \cdot 0,477^2}{0,359 \cdot 2 \cdot 9,81} + 9 = 18,27 \text{ м} \quad (4.16)$$

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

9 .Расчет значения величины потери давления по длине трубопровода:

$$\Delta P_2 = \frac{\lambda_2 \cdot L \cdot \omega_2^2 \cdot \rho_1}{d_2 \cdot 2} + \Delta Z \cdot \rho_2 \cdot g = \frac{0,041 \cdot 7000 \cdot 0,477^2 \cdot 840}{0,359 \cdot 2} + 9 \cdot 840 \cdot 9,81 = 150560 \text{ Па} = 0,15 \text{ МПа} \quad (4.17)$$

10. Определение отношения $\frac{h_{T2}}{h_{T1}}$ и $\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1}$, с целью увидеть во сколько раз изменились значения величин потери напора на трение и потери давления:

$$\frac{h_{T2}}{h_{T1}} = \frac{27,26}{18,27} = 1,49,$$

$$\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} = \frac{0,238}{0,15} = 1,59$$

Гистограммы для рассчитанных случаев можно увидеть на рисунках.

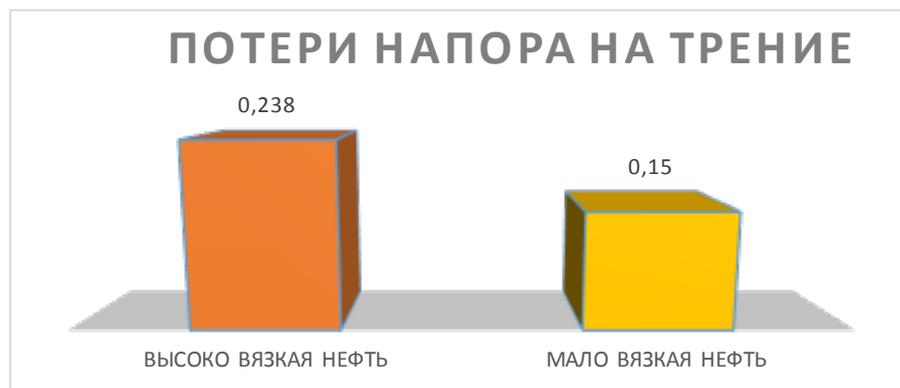


Рисунок 4.1 – Сравнительная гистограмма потери напора на трение при применении высоковязкой и маловязкой нефти

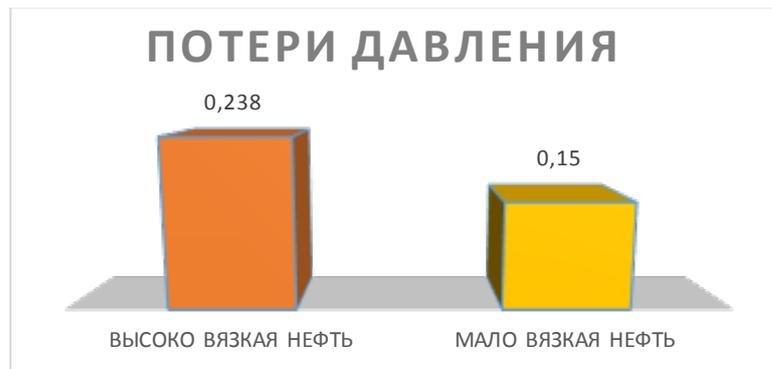


Рисунок 4.2 – Сравнительная гистограмма потери давления по длине трубопровода при перекачке высоковязкой и маловязкой нефти

11. Исходя из полученных результатов расчетов, можно сделать вывод, что при перекачке высоковязкой нефти увеличиваются показатели потери напора на трение в 1,49 раз и потери давления по длине трубопровода в 1,59, что, определенно, приведет к ухудшению результатов перекачки и будет крайне нецелесообразно с экономической точки зрения. Все это указывает на важность совершенствования применения различных методов борьбы с парафиновыми отложениями, а также способов их транспортировки, так как данное направление, несомненно, является перспективным.

4.3 Расчет прочностных характеристик

В данной работе проверка принятых проектным институтом решений была проведена на основании ГОСТ Р 55990-2014 [47]. Расчет на прочность трубопровода из стали 15ХФА.

Таблица 4.2 – Исходные данные к расчету

Параметр	Значение
модуль упругости	$E_0 = 206000 \text{ МПа}$
коэффициент Пуассона	$\mu_0 = 0,3$
коэффициент линейного расширения	$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} (\text{°C})^{-1}$.
предел прочности (временное сопротивление) 15ХФА	$\sigma_u = 520 \text{ МПа}$
нормативный предел текучести 15ХФА	$\sigma_y = 430 \text{ МПа}$.
наружный диаметр трубы	$d = 359 \text{ мм}$
толщина стенки	$t_n = 8 \text{ мм}$
рабочее давление	$p = 4 \text{ МПа}$

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:

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u, \quad (4.18)$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y, \quad (4.19)$$

где γ_d – коэффициент условий работы;
 γ_{mu} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности;
 γ_{my} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести (1,15);
 γ_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода..

Модельный участок нефтесборного трубопровода относится к категории Н (нормальная). Так как рассматриваемые трубы из стали 15ХФА являются трубами стальными бесшовными нефтегазопроводными повышенной эксплуатационной надежности, то значения коэффициентов γ_{mu} и γ_d принимаем равными 1,4 и 0,921 соответственно.

Выполним расчет сопротивлений R_u и R_y по формулам:

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

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

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

Условие прочности для кольцевых напряжений, на трубопроводах, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, проверяется по условию:

$$\sigma_h \leq \min\{R_u, R_y\}, \quad (4.20)$$

где R_u – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по прочности, МПа;
 R_y – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по текучести, МПа;

Расчет кольцевых напряжений осуществляется по формуле:

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n}, \quad (4.21)$$

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

Коэффициент надежности по внутреннему давлению определяется: $\gamma_{fp}=1,15$.

Выполним расчет кольцевых напряжений и проверку условия прочности:

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n} = \frac{1,15 \cdot 4,0 \cdot 359}{2 \cdot 8} = 103 \text{ МПа},$$

$$\sigma_h \leq \min\{R_u, R_y\}; 103 \text{ МПа} \leq 311 \text{ МПа}.$$

Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется. Далее выполняется проверка условий прочности для продольных и эквивалентных напряжений по формулам:

$$\sigma_I \leq f_I \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I \geq 0; \quad (4.22)$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I < 0; \quad (4.23)$$

где σ_I – продольное напряжение, МПа;
 σ – 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.

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

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_I + \sigma_I^2}, \quad (4.24)$$

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:

$$\sigma_I = \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R}, \quad (4.25)$$

где μ – коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);
 σ_h – кольцевое напряжение, МПа;
 E – модуль деформации материала труб (переменный), МПа;
 D – наружный диаметр трубы, номинальный, м;
 R – радиус упругого изгиба, 200 м;
 α – коэффициент линейного температурного расширения, $(^\circ\text{C})^{-1}$;
 ΔT – температурный перепад, 30 $^\circ\text{C}$.

Рассчитаем продольные напряжения согласно формулы:

$$\begin{aligned} \sigma_I &= \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R} \\ &= 0,3 \cdot 63 - 206000 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 30 \pm \frac{206000 \cdot 0,359}{2 \cdot 200} \\ &= 1,8 - 74,16 \pm 112,8 = -72,36 \pm 184,9; \\ \sigma_I^- &= -257,26 \text{ МПа}; \\ \sigma_I^+ &= 112,54 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Для дальнейших расчетов принимаем наибольшее по модулю значение.

Рассчитаем эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_I + \sigma_I^2} = \sqrt{103^2 - 103 \cdot 257,26 + 257,26^2} = 224,3 \text{ МПа},$$

По условиям выполним проверку трубопровода на прочность для продольных и эквивалентных напряжений:

$$\sigma_I \leq f_I \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I \geq 0; \quad 112,54 \text{ МПа} \leq 0,6 \cdot 430 = 258 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I < 0; \quad 224,3 \text{ МПа} \leq 0,9 \cdot 430 = 387 \text{ МПа}.$$

Оба условия прочности выполнены с большим запасом. Соответственно, все три условия прочности, согласно ГОСТ Р 55990 [47],

выполнены. На этом расчет на прочность модельного участка нефтесборного трубопровода из стали 15ХФА можно считать завершенным.

5 Оптимальные способы удаления АСПО

Селективная очистка

Очистка селективными растворителями предназначена для удаления полициклических аренов, сопутствующих им гетероатомных соединений и смол. В качестве селективных растворителей используют фенол, фурфурол, N-метил-пирролидон. Длительное время процессы промышленной селективной очистки базировались на использовании в качестве растворителей фенола и фурфуrolа. Эти растворители имели серьезные недостатки: фурфурол – химически нестабильное соединение, быстро окисляется при хранении, продукты его разложения обнаруживаются в рафинате, что ухудшает его качество.

Фенол – чрезвычайно токсическое соединение, ухудшающее экологическую обстановку. Взамен фенола и фурфуrolа все большее значение приобретает N-метилпирролидон (МП), поскольку это биоразлагаемое и малотоксичное соединение. На большинстве НПЗ топливно-масляного профиля осуществлена реконструкция установок фенольной и фурфуrolьной очистки с переводом их на использование МП. В результате обработки МП изменяется групповой состав масляной фракции, вязкость, индекс вязкости.

					Влияние асфальто-смоло-парафинистых отложений при транспортировке нефти по трубопроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Плисовский Г.А.			Оптимальные способы удаления АСПО	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					73	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5Д		
Рук-ль		Брусник О.В.						

Таблица 5.1 – Характеристика масляного дистиллята 420-490 °С и рафината после селективной очистки N-метилпирролидоном (МП)

Показатели	До очистки МП	После очистки МП
V , мм ² /с		
– при 50 °С	87,8	46,0
– при 100 °С	12,7 59	9,4 105
Индекс вязкости n_D^{20}	1,4987	1,4820
Групповой химический состав, % масс		
– алканоциклоалканы	49,4	79,5
– арены:		
– моноциклические	29,5	13,5
– бициклические	10,0	3,1
– полициклические	8,5	2,6
– смолы	2,6	1,3

Значительное снижение содержания полициклических ароматических соединений, глубокое обессмоливание и существенное извлечение ИВ подтверждают высокую эффективность селективной очистки с использованием МП.

Депарафинизация

Назначение депарафинизации – улучшение низкотемпературных свойств масляных фракций, понижение их температур застывания путем удаления твердых и жидких углеводородов, кристаллизующихся при комнатной температуре.

Процесс депарафинизации проводится разными способами:

а) в промышленности удаление высокозастывающих компонентов из масляных фракций проводится методом кристаллизации при низкой температуре с использованием растворителей. В современном производстве смазочных материалов наиболее широкое использование нашли смеси растворителей – полярных (метилэтилкетон или ацетон) и неполярных (толуол или его смесь с бензолом). После растворения масляной фракции в смешанном растворителе при нагревании при 50-80 °С проводится охлаждение смеси от –

20 до – 30 °С и ниже [40]. При этой же температуре отфильтровывают выпавшие твердые углеводороды [1, стр. 50-51].

Основными недостатками процесса низкотемпературной депарафинизации в растворителях являются необходимость больших капиталовложений и эксплуатационных затрат (производство холода и мощной теплоизоляции).

На долю этого процесса приходится до 40 % всех расходов по очистке масляных фракций, в связи с чем ведется активный поиск путей интенсификации этого процесса.

Усредненные показатели процесса депарафинизации масляных фракций западно-сибирских нефтей приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Условия депарафинизации и свойства полученных рафинатов

Показатели	Дистиллятный рафинат	Остаточный рафинат
Состав растворителя МЭК/толуол, % об.	60/40	40/60
Кратность растворитель/сырье, масс.	3,5 : 1	4 : 1
Температура, °С		
– термообработки	50-60	70-80
– кристаллизации и фильтрования	–20–25	–24
Качество:		
а) сырья		
– вязкость при 100 °С, мм ² /с	8-10	20-22
– плотность при 20 °С, кг/мм ³	880-890	910-920
– температура застывания, °С	40-42	48-50
б) депарафинизированного масла:		
– вязкость при 100 °С, мм ² /с	9-12	20-22
– плотность при 20 °С, кг/мм ³	885-900	920-930
– температура застывания, °С	–15–17	–17–19
Выход депарафинизированного масла, % масс.	75-80	65-70

Такой поиск привел к ряду разработок, позволяющих увеличить как выход депарафинизированных масел и ИВ, так и улучшения его физико-химических характеристик.

Эти результаты были достигнуты при использовании таких депарафинизирующих добавок как сополимеры алкилметакрилата и алкилакрилата, сополимеров α-олефина и полиметакрилата.

б) Вторым по значимости и применимости методом депарафинизации является метод карбамидной депарафинизации. Заманчивость использования этого метода в промышленном масштабе обусловлена несколькими причинами: во-первых, не требовались такие эксплуатационные затраты, как в предыдущем методе, во-вторых, процесс позволял улучшить низкотемпературные свойства масел и, в-третьих, при использовании карбамида изо-алканы (как ценный компонент масел) не удаляются.

в) Выделение n-алканов адсорбцией на цеолитах.

В последние годы проводятся исследования каталитической активности модифицированных алюмоникельмолибденовых катализаторов в реакциях гидрирования конденсированных Ar соединений и гидрогенолиза сернистых соединений, наконец, путем введения модифицирующей добавки ванадия к катализатору.

Суммарное содержание насыщенных углеводородов в обоих масляных дистиллятах высокое: 79% во фракции 350-400^oC и 75% во фракции 400-450^oC (таблица 5.3). Среди аренов доминируют моноциклические ароматические углеводороды, что обычно характерно для парафинистых нефтей.

Таблица 5.3 - Групповой состав масляных дистиллятов нефти Талаканского месторождения

Углеводороды	Содержание, %масс.	
	Фракция 350-400 ^o C	Фракция 400-450 ^o C
н-алканы	14,53	12,87
изо-алканы + нафтены	64,39	62,23
моноарены	10,69	12,32
биарены	3,94	4,05
триарены	4,02	5,14
ПАУ	1,31	1,48
смолы	1,12	1,91

После отделения нормальных алканов и определения их содержания в дистиллятах 360–400^oC и 400–450^oC, в результате жидкостно–адсорбционного разделения депарафинизированных дистиллятов получено пять фракций: нафтенно–парафиновая, фракции моноциклоароматических,

бициклоароматических, трициклоароматических углеводородов, фракция полициклических углеводородов и смол. В виде соединений включения с карбамидом из исходного прямогонного дистиллята 360–400°С были выделены 14,53 % мас. н-парафиновых УВ. Содержание остальных групп составило: изоакланы+нафтены 64,39 %, моноароматические углеводороды 10,69 %, биароматические углеводороды 3,94 %, триароматические углеводороды 4,02 %, полициклические углеводороды и смолы 2,43 % мас. Можно отметить высокое содержание парафино-нафтенной фракции (около 79% в пересчете на исходное сырье) при низком выходе ароматических углеводородов и смол $\approx 21\%$. Среди аренов существенно доминировали МЦА УВ, что обычно и характерно для парафинистых нефтей.

При разделении дистиллята 400–450°С выход углеводородных групп составил: нормальные алканы 12,87 %, изоакланы+нафтены 62,23 %, моноароматические углеводороды 12,32 %, биароматические углеводороды 4,05 %, триароматические углеводороды 5,14 %, полициклические углеводороды и смолы 3,39 % мас. Разделение этой фракции также показало высокое содержание в ней алканов нормального, изо- и циклического строения $\approx 74\%$, что несколько ниже выхода этих углеводородных групп при разделении более низкокипящего дистиллята. Среди аренов преобладали углеводороды с одним ароматическим кольцом.

Свойства фракций, полученных при хроматографическом разделении депарафинизированных дистиллятов.

Таблица 5.4 – Физико-химические свойства фракций, полученных при разделении депарафинизированного масляного дистиллята 360-400°С

Свойства	Депарафинизированный дистиллят	Нафтено-парафиновые УВ	Моноароматические УВ	Биароматические УВ	Триароматические УВ	Полициклические УВ+смолы
Температура застывания, °С	-16	-38	-36	-29	-14	-8
Показатель преломления	885,9	868,0	901,0	951,9	997,3	998,7

Плотность при 20°C, кг/м ³	1,4892	1,4764	1,4994	1,5376	1,5752	1,5629
Вязкость при 40°C, сСт	22,1	19,0	28,4	39,2	97,7	241,4
Вязкость при 100°C, сСт	4,53	4,24	5,25	6,51	9,24	13,1

Полученные результаты свидетельствуют о том, что наилучшими вязкостно–температурными характеристиками обладают нефтено–парафиновая фракция и фракция, содержащая углеводороды с одним ароматическим кольцом. Для них характерны самые низкие значения температуры застывания $\approx -35^\circ\text{C}$, более низкие значения плотности и вязкости.

Содержание фракций изоалканы+ нафтены и моноциклоароматических углеводородов составило 75 % масс. для дистиллята 360-400°C и 74 % масс. для дистиллята 400-450°C. Концентрации отдельных групп соединений во фракциях в целом снижались с увеличением числа ароматических колец в их молекулах. Одновременно нарастали температура застывания, удельный вес, коэффициент преломления n_D^{20} и кинематическая вязкость хроматографических фракций, измерявшаяся при 40 и 100°C.

Таблица 5.5 – Физико-химические свойства фракций, полученных при разделении масляного дистиллята 400-450°C.

Свойства	Депарафинизированный дистиллят	Нафтено-парафиновые УВ	Моноароматические УВ	Биароматические УВ	Триароматические УВ	Полициклические УВ+смолы
Температура застывания, °C	-9	-35	-33	-25	-10	-3
Показатель преломления	1,4897	1,4776	1,4997	1,5385	1,5801	1,5706
Плотность при 20°C, кг/м ³	889,9	869,2	902,4	953,3	997,9	998,9
Вязкость при 40°C, сСт	35,24	29,75	40,36	79,20	129,77	281,41
Вязкость при 100°C, сСт	6,23	5,67	6,55	8,50	10,64	14,26

Очевидно, что наличие в исследуемых дистиллятах значительного количества высокоиндексных парафино-нафтеновых углеводородов обуславливает их высокую ценность в качестве базовой основы для выпуска качественных масел. Содержание тяжелых полициклических ароматических углеводородов и смол в исследуемых дистиллятных фракциях невелико и не оказывает существенное влияние на исходный сырой дистиллят.

Следует также отметить, что первоначальное удаление н-парафинов привело к резкому снижению температуры застывания дистиллятов (от +7 до -16 °С для дистиллята 360-400°С и от +13 до -9 °С для дистиллята 400-450°С). Таким образом карбамидная депарафинизация существенно повысила стойкость дистиллятов к низким температурам.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе подробно разобран коммерческий потенциал данного исследования и его перспективы на рынке. Проведена оценка ресурсоэффективности проделанной работы. Описан и составлен план необходимого комплекса работ.

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

В данном подразделе описаны и проанализированы потенциальные потребители результатов исследования по подбору эффективного растворителя для удаления АСПО и его оптимального количества, проведен SWOT- анализ и показана итоговая матрица стратегии данной работы.

В данном разделе был произведен анализ целевого рынка и произведено сегментирование.

Целевой рынок – сегмент рынка, на котором будет в дальнейшем продаваться разработка: предприятия нефтехимической отрасли.

Продукт – моторное топливо с улучшенными эксплуатационными свойствами.

На данный момент очень развито применения не только различных присадок, но и растворителей для удаления парафиновых отложений. Эти растворители применяются не только на месторождениях, но и в разных научно-исследовательских лабораториях.

					Влияние асфальто-смоло-парафинистых отложений при транспортировке нефти по трубопроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Плисовский Г.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					80	
Консульт.		Рыжакина Т.Г.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5Д		
Рук-ль		Брусник О.В.						

Наряду с тем, что сейчас существует очень много видов стандартных растворителей, требуется создание новых альтернативных видов растворителей, которые ранее использовались в других отраслях промышленности, ввиду их возможной дешевизны, простоты в использовании и получении по сравнению со стандартными растворителями. Так в данной работе мы смогли оценить эффективность работы, как растворителя, гуминовой кислоты. И в этом разделе сегментирования рынка по целевому назначению можем увидеть в каких местах будут использоваться те или иные виды растворителей.

Вид компании-пользователя (целевого назначения), виды услуг предоставляемых для подбора эффективного растворителя (рис. 11).

		Виды услуг	
		Разработка и реализация растворителей удаления АСПО	Подбор эффективного растворителя
Пользователи	Лаборатории		
	НПЗ		
	Месторождения		

Рисунок 6.1 - Карта сегментирования рынка услуг по разработке растворителей:

-  - зона высокой необходимости;
-  - зона средней необходимости;
-  - зона наименьшей необходимости.

6.1.2 SWOT-анализ

SWOT– Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Дадим трактовку каждому из этих понятий.

1. **Сильные стороны.** Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта.

2. **Слабые стороны.** Слабость – это недостаток, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей.

Таблица 6.1 - Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научноисследовательского проекта:</p> <p>С1. Низкая стоимость анализа используемой методики по сравнению с другими</p> <p>С2. Не требует специального оборудования для проведения анализа</p> <p>С3. Не требует специального квалифицированного сотрудника для проведения анализа</p> <p>С4. Доступная и простая методика для подбора эффективного растворителя.</p>	<p>Слабые стороны научноисследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие какого-то определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности работы</p> <p>Сл2. Наличие стандартных, уже изученных растворителей</p> <p>Сл3. Отсутствие подходящего, нужного оборудования для проведения точного анализа</p> <p>Сл4. Неточности при проведении анализа, вследствие этого большие расхождения в результатах.</p>
--	--	--

<p>Возможности:</p> <p>В1. Увеличение спроса на нестандартные виды растворителей для удаления АСПО</p> <p>В2. Повышение количества оборудования для которых нужно удалять осадки</p> <p>В3. Повышение стоимости различного оборудования</p> <p>В4. Повышение стоимости конкурентных разработок</p>	
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые виды растворителей</p> <p>У2. Развитая конкуренция между компаниями, которые разрабатывают растворители</p> <p>У4. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции</p> <p>У5. Возможное неиспользование нового вида растворителя ввиду наличия малого количества информации о свойствах.</p>	

Данное описание сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта, его возможностей и угроз было выявлено

на основе результатов анализа, проведенного в предыдущих разделах данной работы.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

Составляется интерактивная матрица, с помощью которой можно оценить варианты стратегического выбора.

(+)-Сильное соответствие сильных сторон возможностям;

(-) - Слабое соответствие сильных сторон возможностям;

(0) - Сомнения в выборе;

Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями представлены в таблице 10.

Таблица 6.2 - Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	+	0
	B2	+	+	+	+
	B3	0	+	+	+
	B4	-	-	+	-

Анализируя данные интерактивной матрицы проекта можно сделать вывод о сильной корреляции B1B2C1C2, B1C3B2C3, что позволяет нам говорить о единой природе данных возможностей.

Третий этап заключается в составлении итоговой матрицы SWOTанализа, которая приводится в данной работе (табл. 11).

Таблица 6.3 - SWOT-анализ

	Сильные стороны научноисследовательского проекта:	Слабые стороны научноисследовательского проекта:
	<p>C1. Низкая стоимость анализа используемой методики по сравнению с другими методами</p> <p>C2. Не требует специального оборудования для проведения анализа</p>	<p>Сл1. Отсутствие какого-то определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности работы</p> <p>Сл2. Наличие стандартных, уже изученных</p>
	<p>C3. Не требует специального квалифицированного сотрудника для проведения анализа</p> <p>C4. Доступная и простая методика для подбора эффективного растворителя</p>	<p>растворителей</p> <p>Сл3. Отсутствие подходящего, нужного оборудования для проведения точного анализа</p> <p>Сл4. Неточности при проведении анализа, вследствие этого большие расхождения в результатах.</p>
<p>Возможности:</p> <p>V1. Увеличение спроса на нестандартные виды растворителей для удаления АСПО</p> <p>V2. Повышение количества оборудования для которых нужно удалять осадки</p> <p>V3. Повышение стоимости различного оборудования</p> <p>V4. Повышение стоимости конкурентных разработок</p>	<p>СИВ1. Увеличить использование нестандартного вида растворителя</p> <p>СИВ2. Максимально улучшить качество и результаты работ по удалению АСПО</p> <p>СИВ3. Усовершенствовать работу и знания кадров</p> <p>СИВ4. Внедрить ранее неиспользованную аппаратуру, либо технологию для улучшения методики.</p>	<p>СЛВ1. Отсутствие необходимости внедрения различного вида новых растворителей для удаления АСПО</p> <p>СЛВ2. Возможное приобретение НПЗ различных приборов для проведения анализа по данной методике ввиду их малой стоимости.</p>

<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые виды растворителей</p> <p>У2. Развитая конкуренция между компаниями, которые разрабатывают растворители</p> <p>У4. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции</p> <p>У5. Возможное неиспользование нового вида растворителя ввиду отсутствия большого количества информации о свойствах данной разработки</p>	<p>СИУ1. На данный момент разрабатываются все более улучшенные технологии для усовершенствования работ по удалению осадков, в силу этого возможно увеличение спроса за счет низкой стоимости анализа</p> <p>СИУ2. Так как анализ по данной методике не требует специального оборудования и специалистов, возможно возрастет конкуренция между компаниями, которые разрабатывают стандартные растворители</p>	<p>СЛУ1. Ввиду отсутствия определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности растворителя возможное отсутствие спроса</p> <p>СЛУ2. Неиспользование нестандартных растворителей из-за неточностей в работе и малого количества собранной информации.</p>
--	--	--

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

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

исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 3

Таблица 6.4 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер Научный руководитель
	3	Проведение теоретических исследований	Научный руководитель Инженер
	4	Выбор направления исследований	Научный руководитель Инженер
	5	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	7	Проведение нескольких экспериментов по подбору эффективного растворителя	Инженер
	8	Анализ по выбранным свойствам по методике	Инженер
	9	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер Научный руководитель
	10	Анализ в динамике по подбору растворителей при проведении экспериментов	Инженер
Обобщение и оценка результатов	11	Оценка эффективности полученных результатов	Научный руководитель
	12	Предоставление отчета о проделанной работе	Инженер
<i>Проведение ОКР</i>			
	13	Сбор материалов и оформление социальной ответственности	Инженер

Разработка технической документации и проектирование	14	Выбор и расчет конструкции	Инженер
	15	Расчет и оформление экономической части работы	Инженер
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	16	Составление пояснительной записки	Инженер
	17	Сдача работы на рецензию	Инженер
	18	Предзащита дипломной работы	Инженер
	19	Подготовка к защите дипломной работы	Инженер
	20	Защита дипломной работы	Инженер

Данная таблица дает информацию о структуре проделанных работ в рамках данного исследования.

1.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Расчет трудоемкости выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожi}$ используется следующая формула:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}$$

где $t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i}$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

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

6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, продолжительность каждого из этапов работ следует из рабочих дней перевести в календарные. Для этого воспользовались формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}}$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i – й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i – й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности находится по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}$$

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

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

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году;

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22$$

6.2.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

В процессе формирования бюджета НТИ была использована следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

6.2.4.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат проводится по формуле:

$$Z_{\text{м}} = (1 + k_t) * \sum_{i=1}^m \text{Ц}_i * N_{\text{расх}i}$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расxi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида используемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_t – коэффициент, учитывающий транспортно – заготовительные расходы.

Таблица 4 – материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Расход	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб
Гуминовая кислота	л	0,5	230	115
Керосин технический	л	0,5	130	65
Газовый конденсат	л	0,5	500	250
Стандартные растворители	л	0,5	200	100
Ложки одноразовые	шт	20	2	40
Сита	шт	6	20	120
Итого				690

6.2.4.2 Расчет затрат на специальное оборудования, для научных (экспериментальных) работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблице 5.

Таблица 5 – Затраты на приобретение спецоборудования для проведения экспериментальных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Аналитические весы	1	15000	15000	3000

2	Сушильный шкаф	1	13000	13000	2600
3	Мерный цилиндр 100 мл	3	48	1440	
4	Мерный стакан 100 мл	3	77	231	
					Итого: 7271

По представленной выше таблице можно судить о затратах проекта на специальное оборудование.

Линейная амортизация рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{C}{T_{об\ i}}$$

Где С – стоимость оборудования,

$T_{об\ i}$ – норма использования оборудования, лет.

$$H_a = \frac{100\%}{T_{дн}} = \frac{100\%}{5} = 20\%$$

$$A_{год} = \frac{C_{перв} * H_a / 100}{12} * T = \frac{15000 * 20 / 100}{12} * 12 = 3000$$

$$A_2 = \frac{13000}{10} = 1300$$

$$A_3 = \frac{1440}{1} = 1440$$

$$A_2 = \frac{231}{1} = 231$$

где $C_{перв}$ – первоначальная стоимость, руб.;

T – время использования оборудования, в мес.

$T_{дн}$ – время полезного использования, лет (в среднем время полезного использования оборудования составляет 5 лет).

6.2.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} * T_{раб}$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{раб}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн.;

$Z_{дн}$ –среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} * М}{F_{д}}$$

Обозначения:

$Z_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 рабочих дня $М = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (таблица 17)

Таблица 6 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Научный руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:	44	48
- выходные дни	14	14
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	56	28
- отпуска		
- невыходы по болезни	2	2
Действительный годовой фонд рабочего времени	249	273

Все рассчитанные значения основной заработной платы сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Оклад, руб.	Районный коэффициент	Месячная зарплата, руб./мес	Общие затраты по заработной плате, руб.
Руководитель	33664	1,3	43763	87526
Инженер	21760	1,3	28288	141440

6.2.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.). Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = K_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}}$$

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

Для руководителя:

$$Z_{\text{доп}} = K_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 * 43\,763 = 5689 \text{ рублей}$$

Для инженера:

$$Z_{\text{доп}} = K_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 * 28\,288 = 3677,4 \text{ рублей}$$

6.2.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}})$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) равный 27,1%.

Таблица 8 – Отчисления во внебюджетные фонды

	Научный руководитель	Инженер
Зарплата	43763	28288
Дополнительная зарплата	5689	367704
Отчисления на соц.нужды	0,271	
Отчисления на соц.нужды	22064 руб.	

6.2.4.6 Расчет затрат на научные и производственные командировки

Затраты на научные и производственные командировки исполнителей определяются в соответствии с планом выполнения темы и с учетом действующих норм командировочных расходов различного вида и транспортных тарифов. В данном исследовании затраты на научные и производственные командировки исполнителей равны нулю.

6.2.4.7 Накладные расходы

Накладные расходы, 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:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей 1/6}) * k_{\text{нр}}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

6.2.4.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 9.

Таблица 9- Бюджет затрат на проведение данного исследования

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание	Аналог 1	Аналог 2
1 Материальные затраты НИИ	690	Таблица 7	1050	2250
2 Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ	7271	Таблица 8	9600	10250
3 Затраты по основной заработной плате исполнителей работы	72051	Таблица 10	65554	82579
4 Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9366	Раздел 2.4.4	12750	21440
5 Отчисления во 22064внебюджетные фонды	22064	Таблица 11	25010	35430
6. Затраты на научные и производственные командировки	-	Раздел 2.4.6	-	-
7. Накладные расходы	17830	16 % от суммы ст. 1-6	24817	30499
8. Бюджет затрат НИИ	129272	Сумма ст. 1-6	179921	221118

Исходя из данных таблицы 20, можно сделать вывод, что основные затраты НИИ приходятся на специальное оборудование для проведения эксперимента, основную зарплату исполнителей и различные отчисления.

6.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется по формуле:

$$i_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}$$

Где $i_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно – исследовательского проекта.

$$i_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{129272}{221118} = 0,6$$

$$i_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{179921}{221118} = 0,81$$

$$i_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{221118}{221118} = 1$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения работы;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Таблица 10 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
Критерий				
1. Способствует увеличению качества	0,1	5	4	5

и количества производства растворителей				
2. Удобство в применении в силу простоты данной методики	0,15	4	4	5
3 Минимальные расходы на дополнительные материалы для проведения экспериментов	0,2	4	3	3
4. Селективность	0,25	3	4	4
5. Экономичность	0,15	4	4	2
6. Материалоемкость	0,15	4	4	5
Итого	1	3,85	3,8	3,9

$$I_m^{u1} = 5 * 0,1 + 4 * 0,15 + 4 * 0,2 + 3 * 0,25 + 4 * 0,15 + 4 * 0,15 = 3,85$$

$$\text{Аналог 1} = 4 * 0,1 + 4 * 0,15 + 3 * 0,2 + 4 * 0,25 + 4 * 0,15 + 4 * 0,15 = 3,8$$

$$\text{Аналог 2} = 5 * 0,1 + 5 * 0,15 + 3 * 0,2 + 4 * 0,25 + 2 * 0,15 + 5 * 0,15 = 3,9$$

Аналог 1 - это проект с жидким битумом в качестве АСПО, аналог 2 – с тяжелой нефтью Усинского месторождения.

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{I_{p-\text{исп1}}}{I_{\text{фи нр}}^{\text{исп.1}}}, I_{\text{исп.2}} = \frac{I_{p-\text{исп2}}}{I_{\text{фи нр}}^{\text{исп.2}}},$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволяет определить сравнительную эффективность проекта (таблица 13) и выбрать наиболее эффективный вариант их представленных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$)

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп1}}}{I_{\text{исп2}}},$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется исходя из интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^3 = \frac{3,85}{0,6} = 6,4$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{3,8}{0,81} = 4,7$$

$$I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{3,9}{1} = 3,9$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср1}} = \frac{4,7}{6,4} = 0,73$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср2}} = \frac{3,94}{6,4} = 0,61$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{\text{тэ}}^p$ – интегральный показатель разработки;

$I_{\text{тэ}}^p$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 11 - Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,6	0,81	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,85	3,8	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	6,4	4,7	3,94
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения		0,73	0,61

Вывод: В данном разделе подробно разобран экономический потенциал данной научно-исследовательской работы и перспективы на

рынке. Проведена оценка ресурсоэффективности и ресурсосбережения проделанной работы. Описав и проанализировав потенциальных потребителей результатов данного исследования, проведен SWOT-анализ. Было произведено планирование научно-исследовательской работы. С позиции финансовой и ресурсной эффективности, все рассчитанные показатели позволяют сделать вывод, о том, что выбранный вариант исполнения более предпочтительный, так как данный вариант исполнения более экономичен и ресурсоэффективен.

7 Социальная ответственность

В современном мире химия и химическое производство является одной из наиболее развитых отраслей промышленности. Химическое производство насыщено опасными факторами: использование электроэнергии, высокого давления и глубокого вакуума, высоких и низких температур, разнообразных, агрессивных или токсичных соединений, большинство из которых обладают взрывоопасными и пожароопасными свойствами. Дипломная работа проводилась в лаборатории 2 корпуса НИ ТПУ, которая находится по адресу пр. Ленина 43а, на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики, аудитория 143. Основным видом работ при выполнении ВКР – это исследования физико-химических свойств, состава нефти и нефтяных отложений.

Объектом данного исследования является исследование действия различных органических растворителей на удаление асфальтосмолопарафиновых отложений.

Материалы данного исследования:

1. 3 образца органических растворителей;
2. 3 образца асфальтосмолопарафиновых отложений с разных регионов Сибири.

Область применения данного исследования с глобальной стороны затрагивает все месторождения нефти Российской Федерации, в которых добываются тяжелые нефти, которые отличаются своей высокой вязкостью, образованием и накоплением данных отложений.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Влияние асфальто-смоло-парафинистых отложений при транспортировке нефти по трубопроводам			
Разраб.		Плисовский Г.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.		Сечин А.А.				102		
Рук-ль		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5Д		

В лабораторных условиях применение данной работы поможет разработать и исследовать влияние различных органических растворителей на ингибирование асфальтосмолопарафиновых отложений, а также заменить стандартные растворители на более новые и менее дорогостоящие.

На месторождениях добычи нефти и НПЗ данная исследовательская работа также поможет увеличить производительность различных нефтедобывающих установок, благодаря дальнейшим разработкам в применении в качестве ингибирующих средств именно растворителей для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

В данном разделе рассмотрены специальные правовые нормы трудового законодательства и их особенности, применимые к условиям научно – исследовательского проекта по подбору наиболее приемистого растворителя и ее оптимального количества для модификации удаления асфальтосмолопарафиновых отложений.

Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.

Согласно ТК РФ, N 197 - ФЗ каждый работник имеет право на:

рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;

обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;

получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по

защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;

отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;

обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

При выполнении данной исследовательской работы, инженеру было предоставлено рабочее пространство, соответствующее трудовому кодексу.

- Конструкция рабочего стола обеспечивала оптимальное размещение оборудования. Экран компьютера находился на расстоянии 600мм от глаз пользователя. Рабочее место было оборудовано подставкой для ног шириной 300 мм, глубиной 400 мм.
- Рабочий стул обеспечивал поддержание рациональной рабочей позы при аналитической работе за компьютером. Экспериментальная часть работы проводилась стоя.
- Стул располагался на расстоянии 400 мм от границы рабочего пространства.

Профессиональная социальная безопасность.

Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.

Научно-исследовательская работа по исследованию влияния органических растворителей на парафиноотложения складывается из следующих этапов:

исследование процесса образования АСПО при снижении температуры,

исследование действия химических реагентов на процесс образования.

На всех этапах выполнения данная работа связана с использованием вредных веществ. Вредные вещества проникают в организм человека главным образом через дыхательные пути, а также через кожу и с пищей.

В таблице 23 дана характеристика вредных веществ, используемых при выполнении ВКР, указана величина предельно допустимой концентрации в воздухе, согласно санитарно-гигиеническим требованиям к воздуху рабочей зоны.

Таблица 1 – Характеристика вредных веществ

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Нефть	10	III
Нефрас	100	IV

В последующей таблице (табл. 2) рассмотрим вредные и опасные факторы, которые могут повлиять на здоровье работников при проведении исследовательских работ.

Таблица 2 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы

	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Токсичность и агрессивность используемых и веществ продуктов		+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
2. Суровые метеорологические условия рабочей производственной среды		+	+	ГОСТ 12.1.005-88 "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны".
3. Недостаточный уровень или отсутствие естественного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
4. Превышение уровня шума		+	+	СанПиН 2.2.4.3359-16.. Шум. Общие требования безопасности.
5. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов и вероятность поражения электрическим током		+	+	ГОСТ 12.2.003 - 91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности ГОСТ 12.1.019-2017 (с изм. №1) Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие

				требования и номенклатура видов защиты.
--	--	--	--	---

Используя данные таблицы можно увидеть, что опасные и вредные факторы теоретически могут возникнуть при работе с объектом исследования.

Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.

- Токсичность и агрессивность используемых веществ и продуктов. Источником возникновения утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу лаборатории может стать поломка вытяжки, некачественные колбы для хранения образцов.

Воздействие вредного фактора может повлиять на организм человека путем длительного вдыхания паров масел и присадок с последующим отравлением, аллергическая реакция, ожоги. Допустимые нормы содержания токсичных веществ в воздухе и при попадании на кожу согласно ГОСТу 12.1.005-88 составляет 5001-50000 мг/куб.м и соответственно 501-2500 мг/кг. Для минимизации воздействия вредного фактора предлагаются такие средства защиты как респираторы, перчатки резиновые, противогазы.

- Суровые метеорологические условия рабочей производственной среды. Метеоусловия (микроклимат) в производственных помещениях определяются следующими параметрами:

1) температурой воздуха, t °С;

2) относительной влажностью воздуха j , %; 3) скоростью движения воздуха n , м/с.

В условиях комфорта у человека не возникает беспокоящих его тепловых ощущений – перегрева или переохлаждения. Различают понятия оптимальных и допустимых параметров метеоусловий в помещениях. Для холодного периода (температура наружного воздуха ниже $+10^{\circ}\text{C}$) значения этих параметров приведены в таблице 25 [43,44].

Таблица 3 – Санитарно-гигиенические нормативы

Условия Категория работ	Оптимальные условия			Допустимые условия		
	$t, ^{\circ}\text{C}$	$j, \%$	$V, \text{ м/с, не более}$	$t, ^{\circ}\text{C}$	$j, \%$	$V, \text{ м/с, не более}$
I	20...23	40...60	0,2	19...25	75	0,2
II а	18...20	40...60	0,2	17...23	75	0,3
II б	17...19	40...60	0,3	15...21	75	0,4
III	16...18	40...60	0,3	13...19	75	0,5
IV	16...17	40...60	0,4	12...18	75	0,5

Метеоусловия лаборатории, в которой проводились испытания, согласно приведенной выше таблице, относятся к I категории работ, условия оптимальные.

Для минимизации воздействия данного фактора предлагаются следующие средства защиты: толщина стен не менее 0,8 метров, вентиляторы, система отопления, спецодежда.

Недостаточный уровень или отсутствие естественного освещения. Средняя освещённость на рабочем месте с постоянным пребыванием людей должна быть не менее 200 лк, для помещений, в которых эксплуатируются

персональные компьютеры и видеодисплейные терминалы, – 750 лк для работников вычислительных центров.

Окраска помещений влияет на психологическое состояние трудящегося, поэтому необходимо окрашивать помещение в соответствии с цветом технических средств. Кроме того, выбор цвета определяется освещенностью помещения: чем выше отражение света стенами и оборудованием, тем выше освещенность.

Рабочие места, объекты, подходы к ним, проходы и переходы в тёмное время суток должны быть освещены. Искусственное освещение должно быть выполнено в соответствии с установленными нормативами и обеспечивать установленный санитарными нормами уровень освещения СП 52.13330.2016 Актуализированная редакция СНиПин 23 – 05 – 95*.

Превышение уровня шума. В помещениях с низким уровнем общего шума, каким является лаборатория, источниками шумовых помех могут стать вентиляционные установки, кондиционеры или периферийное оборудование для ЭВМ (принтеры и др).

Исключительно высокий уровень шума (более 120 дБ) может привести к акустической травме и сильно ухудшить слух в один момент. Шум негативно влияет на сердечно - сосудистую систему, что чаще всего приводит к развитию гипертонии или гипотонии, скачкам артериального давления. Высокий уровень шума может нарушать работу мозга и нервной системы, что приводит к эндокринным расстройствам. Сильнее всего повышенный уровень шума влияет именно на психологическое состояние человека.

Согласно ГОСТ 12.1.003-76 ССБТ эквивалентный уровень звука не должен превышать 50 дБ. Для того, чтобы добиться этого уровня шума рекомендуется применять звукопоглощающее покрытие стен.

Если уровень шума на работе превышает 70-80 дБ, следует использовать индивидуальные средства защиты (затычки для ушей, специальные наушники). В обеденный перерыв обязательно покидать рабочее место, чтобы слух немного отдохнуть и адаптироваться к нормальному уровню громкости.

Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов и вероятность поражения электрическим током. Источником данного воздействия вредного фактора может стать соприкосновение с холодными образцами нефти после понижения его до максимальной температуры застывания.

В результате соприкосновения организм человека может подвергнуться переохлаждению и травмированию верхнего слоя кожи рук. Допустимая температура материала в котором образцы подвергаются охлаждению согласно ГОСТу Р 51337-99 составляет не более 56°C при соприкосновении не более 1 минуты.

Для минимизации воздействия фактора переохлаждения предлагаются специальные щипцы для перемещения образцов, перчатки с теплоизоляцией

Для протекания непрерывного технологического процесса необходимо обеспечить его электробезопасным оборудованием, создать благоприятные условия труда для человека, связанного с электричеством. Основные опасности, обусловленные электрическим током:

1. Опасность напряжения прикосновения – при прикосновении человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.
2. Опасность токов короткого замыкания.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.019-2017 (с изм. №1) ССБТ, для защиты статического электричества оборудование должно быть заземлено, рабочие места должны быть снабжены резиновыми ковриками [46].

Обоснование мероприятий по защите исследователя от воздействия опасных и вредных факторов

Для обеспечения снижения влияния опасных и вредных факторов на работников могут быть предприняты следующие меры:

1. Исключение использования или замена вредного вещества менее вредным;
2. Герметизация оборудования;
3. Устройство различных систем вентиляции;
4. Выдача спецодежды и переносных приборов для защиты от токсичных веществ, выдача перчаток для защиты от термических ожогов и обморожений;
5. Кондиционирование воздуха;
6. Облицовка потолка и стен звукопоглощающим материалом (снижает шум на 6-8 дБ);
7. Экранирование рабочего места (постановкой перегородок, диафрагм, заземление, зануление);
8. Установка в компьютерных помещениях оборудования, производящего минимальный шум;
9. Рациональная планировка помещения.

Экологическая безопасность

В данном подразделе рассмотрено возможное воздействие данного исследования и его реализация на окружающую среду, с выявлением предполагаемых источников загрязнения.

Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Вредные вещества во время выполнения данной НИР могут попадать в окружающую среду со сточными водами, в виде жидких и твердых отходов. Чистоту воздушной среды можно поддерживать с помощью применения эффективных очистных аппаратов и сооружений.

Жидкими отходами являются использованные образцы нефти, разбавленные органическим летучим растворителем и имеющие разную степень обводненности. Также имеют место быть твердые отходы: использованный нефтяной осадок.

Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.

Жидкие и твердые отходы собирают в химической лаборатории в специальные сосуды, после чего производится их утилизация.

Перед утилизацией отходов проводится их сортировка, компоненты проверяются на наличие опасных веществ. Затем, соблюдая все меры предосторожности, опытные специалисты транспортируют материалы на полигоны или в перерабатывающие центры.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Одним из важнейших факторов в безопасности жизнедеятельности людей является подготовленность к чрезвычайным ситуациям.

В данном подразделе представлен анализ возможных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть при разработке исследования по подбору наиболее приемистого растворителя и его оптимального количества для увеличения эффективности по удалению асфальтосмолопарафиновых отложений или эксплуатации данного исследования на производстве.

Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.

Ниже представлены возможные чрезвычайные ситуации, которые может инициировать объект исследования:

1. ЧС, связанная с производственными авариями (пожары, взрывы, выброс вредных веществ в окружающую среду)
2. ЧС конфликтного характера (вооруженное нападение, волнения в отдельных районах, применения оружия массового поражения).

При выполнении дипломной работы может возникнуть чрезвычайная ситуация замыкание проводки и возгорание. По возможности, пламя необходимо потушить песком, но перед этим необходимо сообщить руководителю исследования.

Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.

К чрезвычайным ситуациям техногенного характера при проведении исследований по подбору эффективного растворителя для удаления отложений относятся разрывы трубопроводов на месторождениях, находящихся под давлением, воспламенение легкогорючих жидкостей (бензол, толуол, керосин т.п.), аварии на электрических сетях с долгим перерывом в электроснабжении, возгорание и взрывы оборудования.

Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.

Организация технической диагностики оборудования, коммуникаций, их техническое обслуживание и ремонт;

Наличие современных сигнализаций и приборов контроля в лаборатории по исследованию различных свойств растворителей;

Систематический инструктаж персонала лаборатории;

Поддержание рабочего состояния лаборатории после чрезвычайной ситуации или катастрофы;

План реагирования в случае террористических действий;

План реагирования на биологические, химические и радиологические инциденты в лаборатории.

Для предотвращения ЧС социального характера (террористический акт) персонал периодически проходит инструктажи по способам противодействия преступникам и правилам поведения в подобных ситуациях. Проводятся специальные учения с задействованием в них охранной службы предприятия, МЧС и полиции.

Необходимо последовательное снижение показателей производственного травматизма, профессиональных заболеваний, аварийности и загрязнения окружающей среды в результате производственной деятельности; обеспечение постоянного повышения знаний, компетентности и осведомленности работников по вопросам промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды посредством различных форм мотивации, обучения и наставничества.

Все требования, которые должен соблюдать персонал описываются в ФЗ от 28.12.2013 № 421-ФЗ «О рабочем времени», ст.94 ТК РФ.

Все вопросы, связанные с оценкой условий труда на производстве, согласовываются с требованиями ФЗ от 28.12.13 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст.147 ТК РФ и ст.117 ТК РФ.

Вывод по разделу: В данном разделе были разобраны правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности сотрудников нефтехимической промышленности. Произведен анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть в результате работы над исследованием по подбору эффективных растворителей для удаления

асфальтосмолопарафиновых отложений. Также было показано, как предотвратить возникновение опасных факторов и теоретически возможных чрезвычайных ситуаций.

Практическая значимость полученных нами данных о социальной ответственности состоит в понимании вредных и опасных факторов, с которыми могут столкнуться работники, анализе данных о различных ЧС, и также в умении выйти из данных ЧС, которые могут возникнуть при проведении данного исследования или при его применении на производстве.

Заключение

1. Изучено явление парафинообразования, его влияние на процесс транспортировки нефти.
2. Проведен анализ различных способов перекачки высоковязких нефтей по промысловым трубопроводам.
3. Произведен гидравлический процесса перекачки высоко- и маловязкой нефти, прочностной расчёт модельного участка трубопровода.
4. Выполнен экономический расчёт мероприятий по проведению физико-химический исследований нефти
5. Подобраны необходимые мероприятия по охране труда и окружающей среды, анализировать вредные и опасные факторы изучаемой производственной среды.

					Влияние асфальто-смоло-парафинистых отложений при транспортировке нефти по трубопроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Плисовский Г.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					116	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5Д		
Рук-ль		Брусник О.В.						

Список использованных источников

1. Фукс И.Г., Спиркин В.Г., Шабалина Т.Н. Основы химмотологии. - М.: Нефть и газ, 2004. - С. 26, 276.
2. Химия нефти и газа / Под ред. В.А. Проскурякова, А.Е. Драбкина. - СПб.: Химия, 1995.- 448 с.
3. Петров А.А. Химия нафтенов. - М.: Наука, 1971. - 389 с.
4. Установление структуры органических соединений физическими и химическими методами / Под ред. А.Вайсбергера, т.П. - М.: Химия, 1967. – 201 с.
5. Петров А.А., Зими́на К.И., Симео́нов А.А., Михновская А.А., Кравченко М.И., Кобызева К.С., Обухочев И.Д. Особенности химического строения высокомолекулярных циклопарафиновых углеводородов нефти // Нефтехимия. – 1966. - №2. – С. 165-171.
6. Жердева Л. Г. Химический состав высококипящих фракций нефтей // Химия и технология топлив. – 1956. - №7. – С. 13-24.
7. Юдина Н.В., Прозорова И.В., Турфакина Л.М., Лоскутова Ю.В. Композиции для очистки нефтепромыслового оборудования от асфальтосмолопарафиновых отложений // Химия в интересах устойчивого развития. – 1999. - №7. - С.315-319.
8. Абузова Ф.Ф. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранение. – М.: Недра, 1981. – 248с.
9. Малышев А.Г. Выбор оптимальных способов борьбы с парафинообразованием / А.Г. Малышев, Н.А. Черемисин, Г.В. Шевченко // Нефтяное хозяйство. - 1997. - № 9. - С.62-69.
10. Надиров Н.К. Трубопроводный транспорт вязких нефтей / Н.К. Надиров,

					Влияние асфальто-смоло-парафинистых отложений при транспортировке нефти по трубопроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Плисовский Г.А.			Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					117	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5Д		
Рук-ль		Брусник О.В.						

11.

П.И. Тугунов, Р.А. Брот, Б.У. Уразгалиев. – Алма-Ата: Наука, 1985. - 264с.

12. Наметкин С.С. Химия нефти. – М.: Изд-во Академии наук, 1995. – 800с.

13. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. - М.: Недра. - 1969. – 192с.

14. Мазепа Б.А. Парафинизация нефтесборных систем и промышленного оборудования. – М.: Недра. - 1966. - 182с.

15. Цветков Л.А. Условия отложения парафина в
промышленных

трубопроводах и мероприятия по их удалению// Тр. Гипровостокнефть. М.:
Гостоптехиздат. – 1961.

16. Сковородников Ю.А., Едигаров С.Г. Борьба с накоплениями парафинистых осадков в нефтяных резервуарах – М.: ЦНИИТ Энефтехим, 1967. – 69с.

17. Рагулин В.В. Исследования свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов / В.В. Рагулин, Е.Ф. Смолянец, А.Г. Михайлов // Нефтепромысловое дело. - 2001. - № 5. - С.33-36.

18. Тертерян Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам, маслам. - М.: Химия, 1990. - 236с.

19. Строганов В.М., Турукалов М.Б., Ясьян Ю.П. Некоторые аспекты удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений с применением углеводородных растворителей // Нефтепереработка и нефтехимия. 2006.

20. Строганов В.М., Турукалов М.Б. Экспресс-методика подбора эффективных растворителей асфальтено-смоло-парафиновых отложений // OilGas. 2007. №8 С. 44-48.

21. Ахсанов Р.Р., Шарифуллин Ф.М., Карамышев Б.Г., Тухбатуллин Р.Г., Харланов Г.П., Куртаков О.М. Влияние легких углеводородов и их композиций на растворимость парафиновых отложений // Нефтепромысловое дело. 1994. №7-8. С. 12-16.
22. Рагулин В.В., Смолянец Е.Ф., Михайлов А.Г., Латыпов О.А., Рагулина И.Р. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов // Нефтепромысловое дело. 2001. №5. С. 33-36.
23. Шарифуллин А.В. Механизм удаления нефтяных отложений с применением композиционных составов // Технологии нефти и газа. 2007.
23. Химические методы борьбы с отложениями парафинов: Нефтепромысловое дело. Обзор зарубежной литературы. - М. : ВНИИОЭНГ, 1991. – 40 с.
24. Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 296 с.
25. Удаление асфальто-смолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарлан-нефть» / Хохлов Н.Г., Вагапов Р.Р., Шагитов З.М., Мустафин А.С. // Нефтяное хозяйство. - 2006. - №1. - С. 110-111
26. Баймухаметов М.К. Совершенствование технологий борьбы с АСПО в нефтепромысловых системах на месторождениях Башкортостана. Автореферат диссертации на соискание учёной степени к.т.н. - Уфа, 2005
27. Коршак А.А., Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов - Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. — 528 с.
28. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов. - М: Недра, 1984. – 224 с.
29. Тугунов П.И. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов - М: Недра, 1973. - 89 с.

30. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудрое и др. - М: Недра, 1988. – 368 с.
31. РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – М.: Министерство энергетики Российской Федерации, ОАО «АК «Транснефть», 2002. – 44 с.
32. РД 153-39ТН-008-96 Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. – Уфа.: Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, ОАО «АК «Транснефть», Институт проблем транспорта энергоресурсов, 1997. – 94 с.
33. РД-23.040.00-КТН-011-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2016. – 153 с.
34. РД-23.040.00-КТН-254-10 Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 47 с.
35. РД-23.040.00-КТН-265-10 Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативно-технических документов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 129 с.
36. РД-23.080.00-КТН-107-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные насосы для перекачки нефти и нефтепродуктов. Нормы вибрации. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 37 с.

37. РД-24.040.00-КТН-062-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2014. – 165 с.
38. РД-29.160.30-КТН-071-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика оценки эффективности применения частотно-регулируемого электропривода на объектах магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2015. – 119 с.
39. РД-29.160.30-КТН-149-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Капитальный ремонт электродвигателей для насосных агрегатов. Требования к проведению. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 106 с.
40. ГОСТ 2177-99 Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава
41. ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина (с Изменениями N 1, 2)
42. ГОСТ 23683-89 Парафины нефтяные твердые. Технические условия (с Изменением N 1)
43. ГОСТ Р 51947-2002 Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии (с Поправкой, с Изменением N 1)
44. ГОСТ 11851-2018 Нефть. Методы определения парафинов (с Поправкой)
45. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности (с Изменением N 1)
46. ГОСТ 33-2016 Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости
47. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования