

**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
«Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов»

УДК 622.692.4:665.6.035.6-026.732

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Овчаренко Аделина Маратовна		15.06.2020

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н, доцент		15.06.2020

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н, доцент		20.05.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.	-		20.05.2020

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		15.06.2020

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По Основной образовательной программе подготовки магистров  
По направлению **21.03.01 «Нефтегазовое дело»**

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3и).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

**Министерство 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  
 \_\_\_\_\_ 17.12.2019 Брусник О.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Овчаренко Аделины Маратовны

Тема работы:

«Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 г. № 59-82с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2020г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объект исследования – технология транспортировки нефти. Предмет исследования – подготовленная и неподготовленная нефть. Методы исследования – ультразвуковое, химическое и термическое воздействие.
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Провести литературный обзор современных методик снижения вязкости нефти; исследовать зависимость влияния ультразвукового, химического и теплового воздействия на реологические свойства разных проб подготовленной и неподготовленной нефти; определить оптимальный метод воздействия на пробы нефти для снижения некоторых реологических свойств нефти; рассчитать величину гидравлических потерь при транспортировке необработанных и обработанных нефтей по модельному участку трубопровода; установить объем финансовых затрат на виды работ по ультразвуковой, термической и химической обработке образцов нефти CrO и CmO; провести оценку опасных производственных факторов при проведении работ оператора товарного на участке резервуарного парка и объектах трубопроводного транспорта нефти.
<b>Перечень графического материала</b>	Схема участка месторождения Z, технологические схемы перекачки вязкой нефти, результаты лабораторных исследований по технологии снижения гидравлических потерь углеводородов.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Т.Г., доцент
«Социальная ответственность»	Черемискина М. С., ассистент
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	17.12.2019
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		17.12.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Овчаренко Аделина Маратовна		17.12.2019

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Б	Овчаренко Аделине Маратовне

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормативные справочники. 4. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	1. Расчет показателей ресурсоэффективности. 2. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	31.01.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н., доцент		31.01.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6Б	Овчаренко Аделина Маратовна		16.03.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Овчаренко Аделине Маратовне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

**Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов**

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: технология транспортировки нефти. Область применения: промысловые и магистральные нефтепроводы и их объекты.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны оператора товарного: 1. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020). 2.ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. 3.и др.
<b>2. Производственная безопасность</b>	Проанализировать потенциально возможные вредные и опасные факторы, действующие на оператора товарного: неудовлетворительное состояние воздушной среды; повышенный уровень вибрации; неудовлетворительный микроклимат; повышенный уровень шума; неудовлетворительное освещение; тяжесть трудового процесса; поражение электрическим током; предлагаемые средства защиты; разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов.
<b>3. Экологическая безопасность</b>	анализ воздействия объекта на литосферу: бытовые отходы, шлам очистки трубопроводов и емкостей от нефти; обтирочный материал; атмосферу: выбросы углеводородов C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub> , гидросферу: шламодержащие стоки производственных сточных вод; решение по обеспечению экологической безопасности.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения: взрыв, пожар, загрязнение территории, распространение токсических продуктов горения в атмосфере; выбор наиболее типичной ЧС: возникновение пожара в помещении; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;

	разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий; пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		16.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Овчаренко Аделина Маратовна		16.03.2020

**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»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи слушателем выполненной работы: 15.06.2020 г.

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01.2020	<i>Введение</i>	5
28.01.2020	<i>Обзор литературы</i>	15
05.02.2020	<i>Характеристика объекта исследования</i>	2
20.02.2020	<i>Проведение теоретических расчетов и обоснований</i>	8
28.02.2020	<i>Методика расчёта гидравлических потерь, расчет оптимального режима перекачки</i>	9
04.03.2020	<i>Построение зависимости реологических свойств от внешнего воздействия</i>	5
21.03.2020	<i>Лабораторные исследования по влиянию физико-химических полей на реологические свойства вязкой нефти</i>	15
12.04.2020	<i>Сопоставление результатов с теоретическими исследованиями</i>	8
20.05.2020	<i>Финансовый менеджмент</i>	9
20.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	9
01.06.2020	<i>Заключение</i>	6
10.06.2020	<i>Презентация</i>	9
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	К.Х.Н., доцент		17.12.2019

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В	К.П.Н.		17.12.2019

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями (таблица 1)

**Таблица 1 – Термины и определения**

Термин	Определение	Источник
1	2	3
Авария	Разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.	ГОСТ 22.0.05-97 [176]
Ассоциаты	Объединенные молекулы в более сложные с сохраненной химической природы исходной формы.	Интернет-источник [46]
Быстрозастывающая нефть	Нефть, обладающая высокой вязкостью или большим количеством парафинов и застывающая быстро при плюсовых температурах	Интернет-источник [46]
Воздействие деформационное (кинематическое)	Воздействие на трубопровод в виде перемещения.	ГОСТ 32388-2013 [179]
Высоковязкая нефть	Тяжелая и сверхтяжелая нефть	Статья [17]
Вязкость жидкости	Свойство жидкости сопротивляться деформации сдвига.	ГОСТ 33452-2015 [22]
Гидравлические потери	Безвозвратные потери удельной энергии на участках гидравлических систем, обусловленные наличием вязкого трения.	Интернет-источник [46]
Депрессорная присадка	Полимерный продукт, способный изменять реологические свойства парафинистых нефтей, улучшать ее низкотемпературные характеристики.	Статья [29]
Дисперсные системы	Гетерогенная система, для которых характерно равномерное распределение мелких частиц одного вещества (дисперсионная фаза) в объеме другого (дисперсная среда).	Пособие [25]
ЗСНГП	Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция	Интернет-источник [46]

Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Овчаренко А.М.		
Руковод.		Чурахева Н.В.		
Консульт.				
Рук-ль		Брусник О.В.		
Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки				
			Лит.	Лист
				Листов
Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б				

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Коагуляция	Явление слипания коллоидных частиц и выпадения их в осадок.	Интернет-источник [23]
Коллоидная частица нефти	Частица, имеющая структуру мицеллы, ядро которой сформировано молекулами асфальтенов, окружено молекулами смол, парафинов, циклических УВ и алканов.	Статья [15]
Коллоидные растворы	Тип тонкодисперсной среды, размеры частиц дисперсной фазы которой составляют от 100 до 1 нм.	Пособие [25]
Нагрузка	Силовое воздействие, вызывающее изменение напряженно-деформированного состояния трубопровода.	ГОСТ 32388-2013 [179]
Надежность	Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания.	ГОСТ 27.002-2015 [177]
Напряжение сдвига	Механическое напряжение, которое возникает при деформации чистого сдвига.	Интернет-источник [46]
Неньютоновская жидкость (НеНью)	Жидкость, для которой отношение касательного напряжения к градиенту скорости непостоянно	ГОСТ 33-2016 [21]
Нетрадиционные запасы углеводородов	Запасы $C_xH_y$ , подсчет и разработка которых невозможны при классических понятиях геологии и гидродинамики.	Статья ТРИЗ-ГКЗ
Нефть добытая (товарная)	Жидкая смесь УВ, отвечающая требованиям технического регламента, подготовленная к транспортировке.	ГОСТ Р 58367–2019 [107]
Нефть необработанная	Нефть, не подвергшаяся обработке физико-химических полей.	Интернет-источник [46]
Нефть неподготовленная	Водонефтяная эмульсия, не прошедшая стадию промышленной подготовки.	МИ 2693-2001 [109]
Нефть несжимаемая	Нефть, плотность которой сохраняется при изменении давления.	Интернет-источник [46]
Нефть обработанная	Нефть, подвергшаяся обработке физико-химических полей.	Интернет-источник [46]
Нефть парафинистая	Нефти, содержащие значительное количество растворённых парафинов (от 1,5 до 6,0%)	Интернет-источник [46]

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Нефть подготовленная	нефть, доведенная до товарных качественных характеристик в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 [62]	ГОСТ Р 51858-2002 [62]
Нефть сверхтяжелая	Нефть, для которой $\eta = 100 - 10000$ мПа · с, $\rho \geq 1000$ кг/м <sup>3</sup> .	Статья [17]
Нефть структурированная	Часть неподвижной нефти, удерживаемая вблизи поверхности коллектора силами межмолекулярного взаимодействия.	Интернет-источник [46]
Нефть сырая	Жидкая смесь УВ, не доведенная до товарных качественных характеристик	ГОСТ Р 615.2005 [108]
Нефть тяжелая	Нефть, для которой $\eta = 10 - 100$ мПа · с, $\rho = 880 - 980$ кг/м <sup>3</sup> .	Статья [17]
НИЗ	Начальные извлекаемые запасы	Интернет-источник [46]
Ньютоновская жидкость (Нью)	Жидкость, вязкость которой не зависит от касательного напряжения и градиента скорости	ГОСТ 33-2016 [21]
Парафин	Смесь алканов $C_{18}H_{38} - C_{35}H_{72}$	Интернет-источник [46]
Потенциал Гиббса	Величина, изменение которой в ходе химической реакции равно изменению внутренней энергии системы.	Интернет-источник [46]
Предел прочности (временное сопротивление)	Нормативное минимальное значение напряжения, при котором происходит разрушение материала при растяжении.	ГОСТ 25.503-97 [178]
Предел текучести	Нормативное минимальное значение напряжения, с которого начинается интенсивный рост пластических деформаций при растяжении материала.	ГОСТ 25.503-97 [178]
Реологические свойства нефти	Свойства, влияющие на характер течения жидкости через деформацию под действием внешних напряжений.	Интернет-источник [46]
Скорость сдвига	Скорость деформации сдвига (типичного для жидкостей, при сдвиге происходит скольжение слоев жидкости).	Интернет-источник [46]
ТИЗ	Текущие извлекаемые запасы	Интернет-источник [46]
Тиксотропные свойства	Свойства жидкости уменьшать вязкость после физического воздействия и увеличивать ее после прекращения этого воздействия.	Интернет-источник [45]

Окончание таблицы 1

1	2	3
Трудноизвлекаемые запасы углеводородов (ТРИЗ)	Запасы углеводородов с неблагоприятными геологическими условиями залегания, либо физическими свойствами, разработка которых современными технологиями при существующей налоговой системе экономически неэффективна.	Интернет-источник [24]
Углеводороды ( $C_xH_y$ )	Органические соединения, состоящие из атомов углерода и водорода.	Интернет-источник [46]
Фрактальные агрегаты (ФА)	Совокупность элементов, структура которых предопределяет ФХ макрохарактеристики нефтяных дисперсных систем.	Статья [16].
Фрактальные объекты	Объекты, для которых характерно свойство самоподобия или масштабной инвариантности.	Статья [14].
Церезин	Смесь алканов $C_{36}H_{74} - C_{55}H_{112}$	Интернет-источник [46]
Эмульсия	Жидкость, насыщенная не растворяющимися капельками какой-нибудь другой жидкости.	Интернет-источник [46]
Энергия активации вязкого течения (равная изменению энтальпии, $E = \Delta H$ )	Минимальное значение энергии частиц и молекул дисперсной фазы для преодоления сил межмолекулярного и межчастичного взаимодействия и принятия нового стабильного положения.	Статья [43]
Энтальпия	Свойство вещества, указывающее количество энергии, которую можно преобразовать в теплоту.	Интернет-источник [46]
Энтропия	Мера необратимого рассеивания энергии, сокращение доступной энергии вещества в результате передачи энергии.	Интернет-источник [46]

Условные обозначения, используемые в работе:

$R_2$  – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) для надземного трубопровода, МПа;

$\sigma_{np}$  – максимальные продольные напряжения в надземном трубопроводе, МПа;

$d_v$  – внутренний диаметр участка газопровода, мм;

$\sigma_{кц}$  – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления (МПа);

$P$  – рабочее (нормативное) давление в трубопроводе, МПа;

$\delta_n$  – номинальная толщина стенки трубы, мм;

$\tau$  – напряжение сдвига, Па;

$G$  – скорость деформации сдвига,  $\text{с}^{-1}$ ;  
 $\eta$  ( $\mu$ ) – динамическая вязкость,  $\text{мПа}\cdot\text{с}$ ;  
 $\nu$  – кинематическая вязкость,  $\text{мм}^2\cdot\text{с}^{-1}$ ;  
 $\rho$  – плотность,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  
 $Re$  – число Рейнольдса;  
 $\lambda$  – гидравлическое сопротивление;  
 $t_{\text{заст}}$  – температура застывания,  $^{\circ}\text{C}$ ;  
 $L$  – длина трубопровода,  $\text{м}$ ;  
 $t_{\text{плавл}}$  – температура плавления,  $^{\circ}\text{C}$ ;  
 $p_{\text{нач}}$  – начальное давление;  
 $p_{\text{конеч}}$  – конечное давление;  
 $T^*$  – температура фазового перехода,  $^{\circ}\text{C}$ ;  
 $m$  – масса,  $\text{кг}$ .

Принятые сокращения:

АВО — аппарат воздушного охлаждения;  
АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;  
АД — асинхронный двигатель;  
АСП – асфальтены, смолы, парафины;  
АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;  
БКНС – блочная кустовая насосная станция;  
ВВН – высоковязкая нефть;  
ВЧ – высокочастное;  
ГНС – головная насосная станция;  
ГНТС- головная насосно-тепловая станция;  
ДНС – дожимная насосная станция;  
ДС – дисперсная система;  
Ж – жидкость;  
ЗСНГП – Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция;  
КО – комбинированная обработка;

КП – конечный пункт;

Me – металл;

МН – магистральный нефтепровод;

МН — магистральный нефтепровод;

Н – нефть;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

НДС — напряженно-деформированное состояние;

Ненью – неньютоновский;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

НТС- насосно-тепловая станция;

Нью – ньютоновский;

П – парафины;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПИ – полезные ископаемые;

ПИН — площадка измерения напряжений;

ПНС – промежуточная насосная станция;

ППД – поддержание пластового давления;

ПС — программные средства;

ПТ – промысловые трубопроводы;

Р – реагент;

РО – реагентная обработка;

С – смолы;

СВН – сверхвязкая нефть;

СИКН – система измерения количества и показателей качества нефти;

СМС – структурно-механические свойства;

ТД – термодинамический;

ТП – трубопровод;

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;

ТТ— технологический трубопровод;

УВ – углеводороды;

УЗ – ультразвуковой;  
УЗВ – УЗ воздействие;  
УЗО – УЗ обработка;  
УПН – установка подготовки нефти;  
УПСВ – установка предварительного сброса воды;  
Ф – физический;  
ФА – фрактальный агрегат;  
Х – химический;  
ХО – химическая обработка;  
ЦБН — центробежный нагнетатель;  
ЭМ – электромагнитный.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ISO 3104:1994 Petroleum products - Transparent and opaque liquids - Determination of kinematic viscosity and calculation of dynamic viscosity.

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

ГОСТ 25.504-82 Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости.

ГОСТ 33-2016 Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости.

ГОСТ 33452-2015 Методы испытаний химической продукции, представляющей опасность для окружающей среды. Определение вязкости жидкостей (Переиздание).

ГОСТ 33452-2015 Методы испытаний химической продукции, представляющей опасность для окружающей среды. Определение вязкости жидкостей (Переиздание).

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2).

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

ГОСТ Р 58367–2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.

РД-23.040.00-КТН-084-18. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования

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

СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* (с Изменениями N 1, 2).

ФЗ №261. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 140 страниц текстовой части, 100 рисунков, 60 таблиц, 181 источник цитируемой литературы.

*Ключевые слова:* вязкая нефть, трубопроводный транспорт, нефтепровод, гидравлические потери, технология перекачки.

*Объект исследования:* технология транспортировки нефти. *Предмет исследования:* подготовленная и неподготовленная нефть.

*Цель работы:* разработка оптимальной технологии обработки нефти для снижения гидравлически потерь углеводородов при эксплуатации нефтепровода.

*В процессе исследования* был проведен литературный обзор современных методик снижения вязкости нефти; исследованы зависимость влияния ультразвукового, химического и теплового воздействия на реологические свойства разных проб подготовленной и неподготовленной нефти; определен оптимальный метод воздействия на пробы нефти для снижения некоторых реологических свойств нефти; рассчитана величина гидравлических потерь при транспортировке необработанных и обработанных нефтей по модельному участку трубопровода; установлен объем финансовых затрат на виды работ по ультразвуковой, термической и химической обработке образцов нефти CrO и CmO; проведена оценка опасных производственных факторов при проведении работ оператора товарного на участке резервуарного парка и объектах трубопроводного транспорта нефти.

*В результате исследования:* полученные результаты могут быть положены в основу фундаментальных исследований при поиске комбинированных технологий, влияющих на управление реологическими свойствами нефти с целью снижения объемов гидравлических потерь при перекачке.

					Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаренко А.М.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чурахева Н.В.						
Консульт.								
Рук-ль		Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б		

Проведенные исследования позволили не только изменить реологические свойства нефти, но и являются одним из путей решения задачи энергоэффективности и ресурсосбережения при перекачке нефти и нефтепродуктов. Работа является актуальной, поскольку предложенные решения направлены на транспортировку трудноизвлекаемых запасов углеводородов со сниженными гидравлическими потерями.

Полученные результаты будут использованы при подготовке магистерской диссертации по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

*Область применения:* промысловые и магистральные нефтепроводы и их объекты.

## ABSTRACT

The final qualifying work contains 140 pages of text, 100 figures, 60 tables, 180 sources of cited literature.

*Keywords:* viscous oil, pipeline transport, oil pipeline, hydraulic losses, pumping technology.

*Object* of research: oil transportation technology. *Subject* of research: prepared and untreated oil.

*Purpose:* to develop an optimal oil treatment technology to reduce hydraulic losses of hydrocarbons during the operation of the pipeline.

*In the research process* was the literature review of modern techniques to reduce the viscosity of oil; the dependence of the influence of ultrasonic, chemical and thermal effects on the rheological properties of different samples prepared and the unprepared of oil; the optimal method of influence on the oil sample to reduce some of the rheological properties of oil; the calculated hydraulic losses during transportation of unprocessed and processed oils according to the model of the pipeline; set the amount of financial costs for works on ultrasonic, thermal and chemical treatment of oil samples CrO and CmO; evaluated threat factors of production when working operator commodity on the site of the tank farm and pipeline transport of oil.

*Research results:* the results obtained can be used as the basis for fundamental research in the search for combined technologies that affect the management of rheological properties of oil in order to reduce the volume of hydraulic losses during pumping.

The research made it possible not only to change the rheological properties of oil, but also is one of the ways to solve the problem of energy efficiency and resource saving when pumping oil and petroleum products.

					Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаренко А.М.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чурахева Н.В.						
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б		
Рук-ль		Брусник О.В.						

This work is relevant because the proposed solutions are aimed at transporting hard-to-recover hydrocarbon reserves with reduced hydraulic losses.

The results obtained will be used in the preparation of a master's thesis in the direction of 21.04.01 "oil and Gas business".

*Field of application:* field and main oil pipelines and their objects.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	13
1 ВЛИЯНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ НА УСЛОВИЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ПО ТРУБОПРОВОДАМ .....	16
1.1 Трудноизвлекаемые углеводородные ресурсы в объеме современных запасов нефти .....	16
1.2. Взаимосвязь технологий транспортировки нефти с обеспечением требуемых объемов перекачки .....	21
1.3. Определение основной группы факторов, определяющих реологические свойства несжимаемых вязких сред.....	24
1.4. Обзор современных методов воздействия на нефть, регулирующих ее реологические свойства .....	28
1.4.1 Тепловое поле.....	28
1.4.2 Химическое поле.....	30
1.4.3 Электромагнитное поле .....	36
1.4.4 Комбинированное воздействие полей.....	37
1.4.5 Ультразвуковая обработка.....	41
1.5 Вывод .....	58
2. Характеристика оборудования и методов исследования сырой и добытой (товарной) нефти .....	59
2.1. Объект исследования .....	59
2.1.1 Текущее состояние промысловых трубопроводов Компании 2 .....	59
2.1.2 Основные сведения о месторождении «Z» .....	61
2.2. Методики измерения физико-химических свойств нефти.....	61
2.2.1 Определение вязкости жидкости.....	61
2.2.2 Методики определения прочих характеристик нефти .....	65
2.3. Характеристика добываемой и транспортируемой продукции .....	65
2.4. Характеристика оборудования и материалов для проведения лабораторного исследования .....	66

					Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаренко А.М.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					10	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б		
Рук-ль		Брусник О.В.						

3	Исследование влияний температурных, ультразвуковых и химических параметров воздействия на изменение некоторых реологических свойств .....	68
4.	Расчетно-технологическая часть .....	69
4.1.	Модельный участок промыслового трубопровода.....	69
4.1.2	Расчет на прочность трубопровода .....	69
4.1.3	Расчет гидравлических потерь при перекачке обработанной сырой и добытой (товарной) нефти по промысловому трубопроводу.....	73
4.2.	Модельный участок магистрального трубопровода .....	79
4.2.1	Расчет магистрального трубопровода перекачки CmO.....	81
4.2.2	Расчет магистрального трубопровода перекачки CrO .....	87
4.3	Вывод .....	91
5.	Технологическая схема транспорта вязкой нефти .....	92
5.1	Транспорт вязкой нефти в системе нефтесбора .....	92
5.2	Транспорт товарной вязкой нефти .....	94
5.3	Предлагаемый вариант подготовки и транспорта вязкой нефти .....	96
5.3.1	Контроль толщины стенки трубопровода.....	97
5.3.2	Автоматизированная система управления.....	100
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	103
6.1	Введение .....	103
6.2	SWOT-анализ повышения ресурсоэффективности эксплуатации нефтепроводов.....	104
6.3	Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	106
6.4	Формирование плана и графика работы .....	108
6.5	Технико-экономическое обоснование применения предложенного технологии нефтетранспорта.....	110
7.	Социальная ответственность .....	115
	Введение .....	115
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. ....	116
7.2	Производственная безопасность .....	117
7.2.1	Обзор вредных и опасных факторов на рабочем месте .....	117
7.2.2	Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов .....	117

					Оглавление	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.3 Экологическая безопасность .....	122
7.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду .....	122
7.3.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду .....	123
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях: .....	123
7.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований .....	123
7.4.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте проведения исследований .....	125
7.5 Результаты .....	126
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	127
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	129
Приложение А – Эксплуатация нефтепроводов со специальной технологией перекачки нефти .....	145
Приложение Б – Методы и способы улучшения реологических свойств вязких нефтей .....	147
Приложение В – Иллюстрация некоторых лабораторные исследований .....	148

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность.** Главной проблемой сырьевой базы нефтяного рынка России является постепенное ухудшение ее структуры с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов за счет роста себестоимости добычи. Исходя из прогнозируемых перспектив развития ресурсного сектора экономики РФ [1], будет расти роль глубоких нефтеносных горизонтов в старых добывающих регионах с развитой инфраструктурой, доля обводненных и низкопроницаемых горизонтов, что неизменно приведет к увеличению объемов добычи тяжелых высоковязких нефтей.

Для перекачки таких нефтей требуется более мощное оборудование, поскольку использование традиционных вариантов трубопроводного транспорта приводит к высоким гидравлическим потерям, а также к риску застывания перекачиваемого продукта при остановке перекачки. Современные подходы свидетельствуют, что могут быть применены разные методы, в частности, методы теплового воздействия на трубопровод, по которому производят перекачку, и на углеводородную среду. При этом, последнее возможно путем воздействия на реологические свойства выбором оптимальных комбинаций разных физико-химических методов. В связи с этим, тема ВКР «Разработка технологии снижения гидравлически потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов» является актуальной.

**Целью** выпускной квалификационной работы бакалавра является разработка оптимальной технологии обработки нефти для снижения гидравлически потерь углеводородов при эксплуатации нефтепровода.

Для реализации цели необходимо выполнить следующие **задачи**:

1. провести литературный обзор современных методик снижения вязкости нефти;

					Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаренко А.М.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					13	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль		Брусник О. В.				Группа 2Б6Б		

2. исследовать зависимость влияния ультразвукового, химического и теплового воздействия на реологические свойства разных проб подготовленной и неподготовленной нефти;

3. определить оптимальный метод воздействия на пробы нефти для снижения некоторых реологических свойств нефти;

4. рассчитать величину гидравлических потерь при транспортировке необработанных и обработанных нефтей по модельному участку трубопровода;

5. установить объем финансовых затрат на виды работ по ультразвуковой, термической и химической обработке образцов нефти  $CrO$  и  $СmO$ ;

6. провести оценку опасных производственных факторов при проведении работ оператора товарного на участке резервуарного парка и объектах трубопроводного транспорта нефти.

**Объект исследования** – технология транспортировки нефти.

**Предмет исследования** – подготовленная и неподготовленная нефть.

**Методы исследования** – ультразвуковое, химическое и термическое воздействие.

**Практическая значимость** – полученные результаты могут быть положены в основу фундаментальных исследований при поиске комбинированных технологий, влияющих на управление реологическими свойствами нефти с целью снижения объемов гидравлических потерь при перекачке.

Полученные результаты будут использованы при подготовке магистерской диссертации по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

**Реализация и апробация работы:**

1. Трубопроводный транспорт углеводородов : материалы III Всерос. науч.-практ. конф. – Омск, 2019.

					Введение	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Сборник тезисов 73-й Международной молодежной научной конференция Нефть и газ - 2019. — Т. 4. — РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина Москва, 2019.

3. Транспорт и хранение углеводородов: материалы I Регион. науч.-техн. конф. – Омск, 2019 г.

4. Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов: материалы всероссийской научно-технической конференции (с международным участием) (7–8 ноября 2019 года) – Ухта : УГТУ, 2020.

5. XVIII Всероссийская конференция-конкурс студентов и аспирантов: Тезисы докладов / Санкт-Петербургский горный университет. СПб, 2020.

					Введение	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

# 1 ВЛИЯНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ НА УСЛОВИЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ПО ТРУБОПРОВОДАМ

## 1.1 Трудноизвлекаемые углеводородные ресурсы в объеме современных запасов нефти

На современном этапе для месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) характерно ухудшение структуры остаточных запасов углеводородов (УВ) в традиционных регионах. Доля запасов, которые в соответствии с Налоговым кодексом [31] относятся к категории трудноизвлекаемых (ТРИЗ), здесь составляет более 20% [65]. К этой категории относят, в частности, вязкие нефти. Вовлечение значительных ресурсов тяжелой нефти позволит поддержать достигнутый уровень добычи нефти.

Часть трудных запасов, благодаря разработке технологий освоения нефти, переходит в категорию неосложненных запасов, которые не нуждаются в государственном регулировании [12,13].

Приведем основные группы ТРИЗ, принятые в настоящее время, представленные через количественные критерии граничных параметров ряда геологических и технологических факторов по Э.М. Халимову и Н.Н. Лисовскому [59] в сравнении с их формулировкой в Налоговом кодексе РФ [31].

В Налоговом кодексе не представлены объективные обоснования критериев. Для изложения значения трудноизвлекаемых запасов УВ, необходимо определить характерные факторы для этих запасов нефтегазовых флюидов и определить причины их незначительной разработки.

					Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаренко А.М.			Влияние реологических свойств нефти на условия транспортировки по трубопроводам	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				16	138	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б		
Рук-ль		Брусник О.В.						

**Таблица 1.1 – Основные группы ТРИЗ, принятые в настоящее время [12]**

Группы	Критерии	Э.М. Халимов, Н.Н. Лисовский	Налоговый кодекс РФ
Аномальных нефтей	Вязких нефтей	В пластовых условиях $> 30$ мПа · с	В пластовых условиях $> 200$ мПа · с
Неблагоприятных коллекторов	Малопроницаемых и низкопористых	$< 0,03$ Д	$< 0,002$ Д
Технологическая	Выработанность (истощенность)	$> 0,7$ НИЗ	$> 0,8$ НИЗ
Географическая		Районный коэффициент – в диапазоне 1-2.	Определённые территории
Низкопродуктивные пласты и горизонты			Баженовская, абалакская, хадумская, доманиковская

К ТРИЗам относятся [12]: запасы нефтей повышенной вязкости (таблица 1.2, таблица 1.3 рисунок 1.1), низкопроницаемые коллектора, нефтяные оторочки и подгазовые зоны, а также выработанные залежи с высокой долей обводнённости продукции скважин (таблица 1.4), нетрадиционные источники углеводородной среды (например, сланцевые коллектора) и, наконец, месторождения без доступной инфраструктуры (таблица 1.5).

**Таблица 1.2 – Основные проблемы эксплуатации вязкой нефти ( $\eta > 100$  сПз)**

Проблемы эксплуатации	Методы решения
Низкая подвижность УВ, сложность добычи и транспортировки, необходимо использование особых дорогостоящих, зачастую, зарубежных технологий и оборудования.	Снижение $\eta$ в пласте, скважине, трубопроводе: подогрев горячим паром, жидкостью [32], применение электрических обогревателей [33], применение винтовых насосов [34].

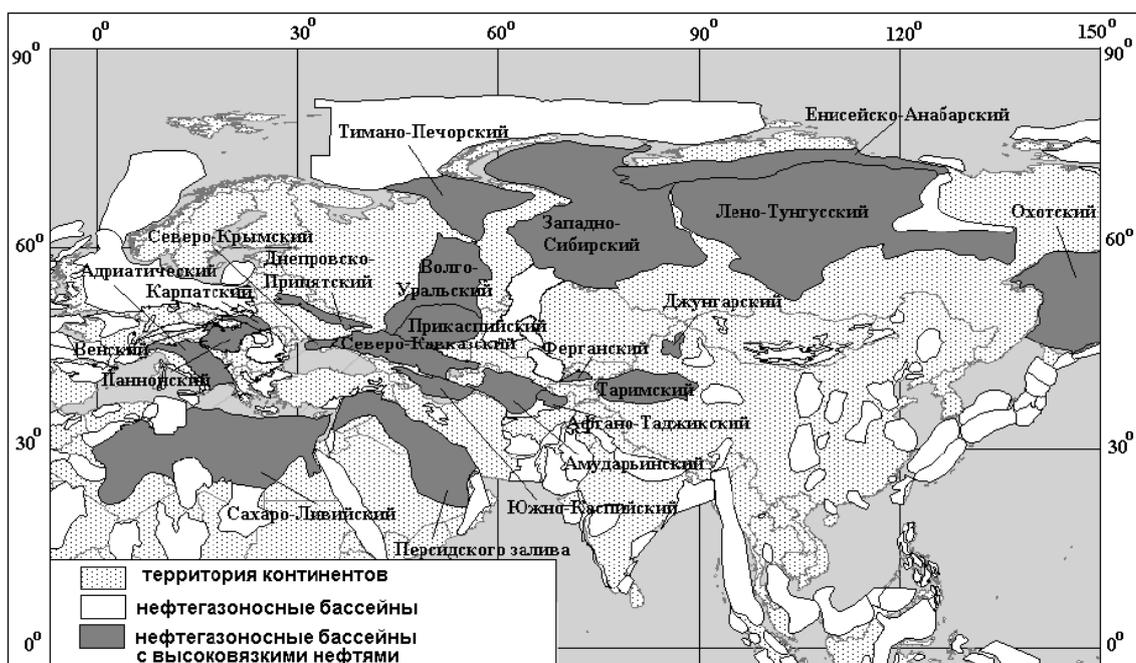


Рисунок 1.1 – Региональное распределение нефтегазоносных бассейнов ВВН [48]

Таблица 1.3 – Распределение ВВН Евразии и Африки по бассейнам и месторождения (согласно Ю.М. Полищук и И.Г. Ященко) [48]

Нефтегазоносный бассейн	Среднебассейновая $\nu$ , мм <sup>2</sup> /с	Нефтегазоносный бассейн	Среднебассейновая $\nu$ , мм <sup>2</sup> /с
Адриатический	74,85	Прикаспийский	109,71
Венский	63,57	Сахаро-Ливийский	253,14
Волго-Уральский	47,13	Северо-Крымский	176,19
Днепровско-Припятский	37,53	Тибетский	247,11
Енисейско-Анабарский	84,49	Тимано-Печорский	122,15
Персидского залива	62,78	Южно-Каспийский	49,22
Преднанышанский	42,81	Западно-Сибирский	23,11

Таким образом, граница ТРИЗ для высоковязких нефтей обусловлена отсутствием необходимых технологий для их извлечения и дальнейшей транспортировки.

Таблица 1.4 – Основные проблемы эксплуатации обводненной нефти ( $\omega_{\text{воды}} = 94,5\%$ )

Проблемы эксплуатации	Методы решения
высокая себестоимость нефти (высокие затраты на подъем жидкости из пласта и подготовку до товарной продукции из-за большого объема попутно добываемой воды).	снижение водопритоков: МУН [35], потокоотклоняющие [36,37] и изоляционные технологии [38], а также необходимое обустройство подготовки: деэмульгаторы, отстойники.

Отнесение к ТРИЗ таких выработанных залежей УВ с высоким процентом обводненности обусловлено отсутствием масштабной практики применения технологий МУН и ремонтно-изоляционных работ.

Для рассмотрения вопроса транспорта ТРИЗ актуальным, помимо высоковязкой и высокообводненной нефти, является критерий отдаленности относятся. К труднодоступным местам относятся: Республика Саха (Якутия), Иркутская область, Красноярский край, Ненецкий АО, полуостров Ямал, ЯНАО, шельф РФ.

**Таблица 1.5 – Основные проблемы инфраструктурной доступности нефтегазоносных районов**

Проблемы эксплуатации	Методы решения
значительные затраты в начальный период освоения месторождения из-за строительства объектов инфраструктуры.	подбор оптимальных стратегий освоения на примере интегрированного проектирования [41], а также применение новых технологий.

Отнесение к ТРИЗ месторождений, удаленных от основных центров добычи нефти и газа, напрямую не относится к трудноизвлекаемым запасам и зависит только от развитости транспортной доступности.

Исходя из вышесказанного, Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) приводит дополнение к таблице 1.1 (таблица 1.6).

**Таблица 1.6 – Новая классификация согласно ГКЗ 2015 [12]**

Группы	Критерии	ГКЗ 2015
Аномальных нефтей	Вязких нефтей	В пластовых условиях $> 100$ мПа · с
Неблагоприятных коллекторов	Малопроницаемых и низкопористых	$< 0,004$ Д
Технологическая	Выработанность (истощенность)	$> 0,8$ НИЗ
Географическая		Определённые территории
Низкопродуктивные пласты и горизонты		баженовская, абалакская, хадумская, доманиковская, доюрские отложения Западной и Восточной Сибири

Обобщая, к *геологическим* факторам ТРИЗ будет относиться: вязкость, толщина и проницаемость пласта, в то время депрессия (ППД), контур питания и радиус скважины (ГРП, перфорация, МУН) выступают в качестве *технологических* факторов, влияющих на отнесение запасов к категории трудноизвлекаемых.

То есть, понятие ТРИЗ подразумевает нерентабельность разработки в связи с несоответствием существующего развития технологий и техники с современными геологическими особенностями пласта. В то время как технологии достигают этого соответствия, ТРИЗ переходят в категорию неосложненных запасов УВ, в данном случае государство выступает в роли стимулятора развития новых решений.



**Рисунок 1.2 – Иллюстрация участка трубопровода с отложением АСП [105]**

Таким образом, ТРИЗы усложняют процесс транспортировки вследствие неблагоприятных физических свойств УВ среды, а именно: повышенная вязкость и плотность, значительная доля АСП в составе нефти, высокие значения напряжений сдвига. Использование традиционных вариантов трубопроводного транспорта может привести к значительным гидравлическим сопротивлениям и, в конечном итоге, к риску застывания перекачиваемого продукта при остановке перекачки. Рассмотрим взаимосвязь технологий транспорта нефти с обеспечением требуемых объемов перекачки.

## 1.2. Взаимосвязь технологий транспортировки нефти с обеспечением требуемых объемов перекачки

В соответствии с данными [13], предполагается, что доля ТРИЗов уже к 2025 г. увеличится до 25%, это будет способствовать применению специальных технологий подготовки, перекачки и переработки и требовать привлечения новых финансовых средств для обновления оборудования и методик.

Если указанные меры не начать предпринимать в текущий период времени, когда объемы высоковязкого и легкозастывающего продукта в доле добываемой жидкой углеводородной среды еще незначительны, то в ближайшее время при транспортировке будут увеличены затраты электроэнергии для обеспечения требуемых объемов перекачки, связанные с высоким уровнем гидравлических потерь [3]. Решение таких проблем непосредственно опирается на поиски новых инновационных решений и выбор приемлемых методик для нефтепроводных предприятий.

Технология подготовки и перекачки сверхвязких нефтей давно интересует мировое сообщество исследователей и технологов. Это обусловлено тем, что, с одной стороны, решение задач качественного и быстрого разделения эмульсий прямого и обратного типов («нефть в воде», «вода в нефти») остается актуально и напрямую связано с показателями плотности и вязкости [4]. С другой стороны, изменение качества жидких углеводородов в сторону «утяжеления», напрямую отражается на технологиях транспортировки и энергетических затратах для обеспечения требуемых объемов перекачки.

						Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

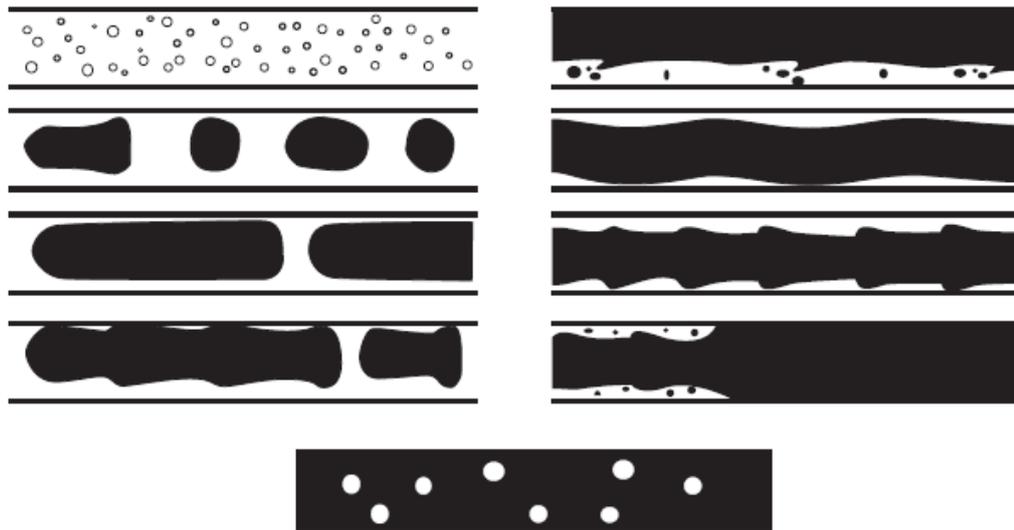


Рисунок 1.3 – Различные режимы течения двухфазного потока. Слева направо относительный объем нефти в воде увеличивается [104]

Известные методы транспортировки вязкой нефти можно разделить на 3 группы (таблица 1.7) [6].

Таблица 1.7 – Взаимосвязь технологий транспортировки нефти с обеспечением требуемых объемов перекачки

Описание	Поддержание объема перекачки за счет	Недостатки
<b>1 способ: перекачка по маловязкому пристенному слою</b>		
Структура типа «нефть в воде», кольцевая оболочка: эмульсии светлых УВ с водой, $N_2^{50^\circ C} + SO_3$ , обработка озоном (рисунок ХХХ)	Меньшее значение гидродинамического трения за счет уменьшения шероховатости стенок, создания гидрофильной поверхности, высокая поверхностная активность нефти.	При подкачке воды возможно образование стойких, трудноразделимых эмульсий, усиленная коррозия металла, затруднение подготовки/переработки.
<b>2 способ: перекачка с помощью маловязких УВ растворителей</b>		
Маловязкие УВ растворители, ПТП	Уменьшение вязкости, температуры застывания, изменение режима течения.	Удорожание транспортировки.
<b>3 способ: улучшение реологических свойств за счет Ф воздействий</b>		
Образование теплового эффекта: переменное электрическое поле, мощный УЗ, ВЧ ЭМ поле, ударно-волновое воздействие,	Механохимическая деструкция (разрыв макромолекулярных цепей), уменьшение вязкости, уменьшение предельного напряжения сдвига.	Необходимость промышленной апробации.

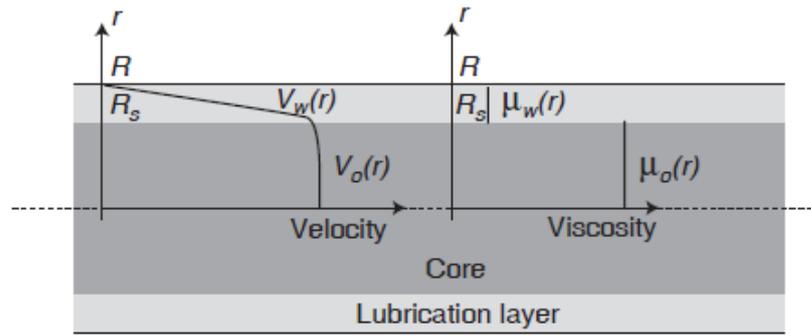


Рисунок 1.4 – Течение нефти в воде в режиме кольцевой оболочки. Профили скорости и вязкости [104]

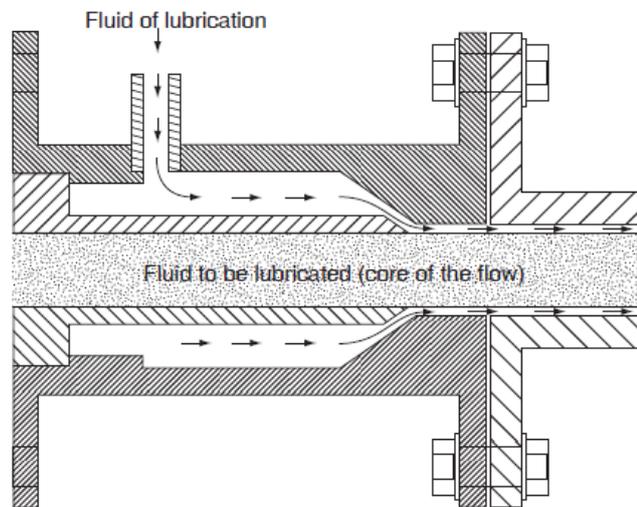


Рисунок 1.5 – Транспорт с разбавителем по пристенному слою [104]

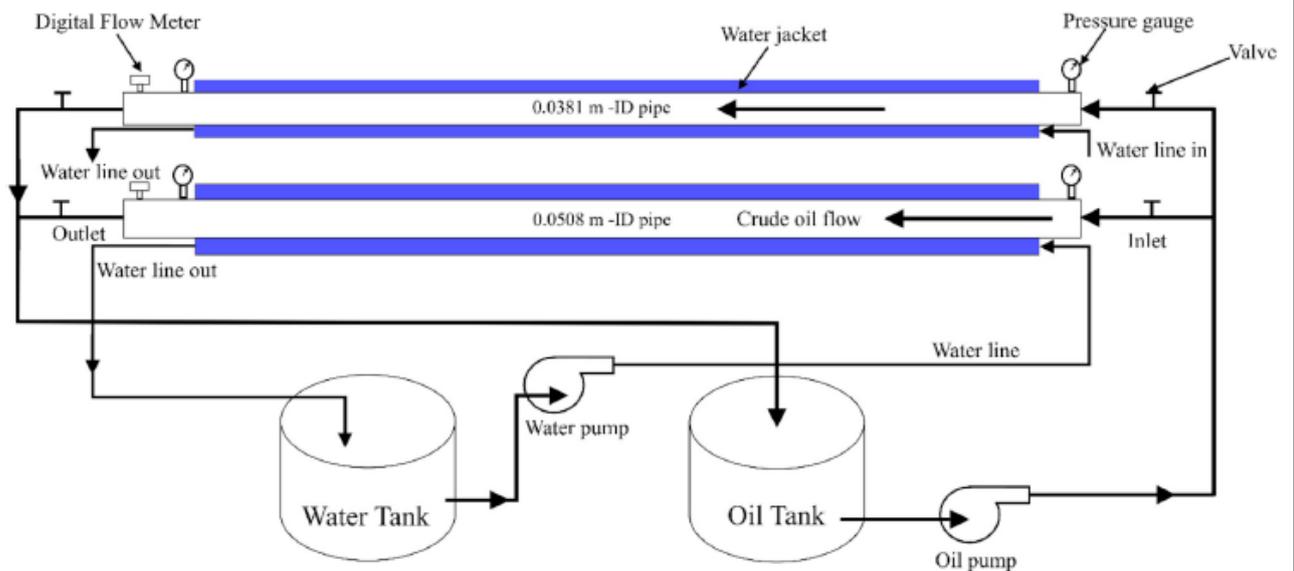


Рисунок 1.6 – Экспериментальная установка трубопровода подачи тяжелой нефти [106]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

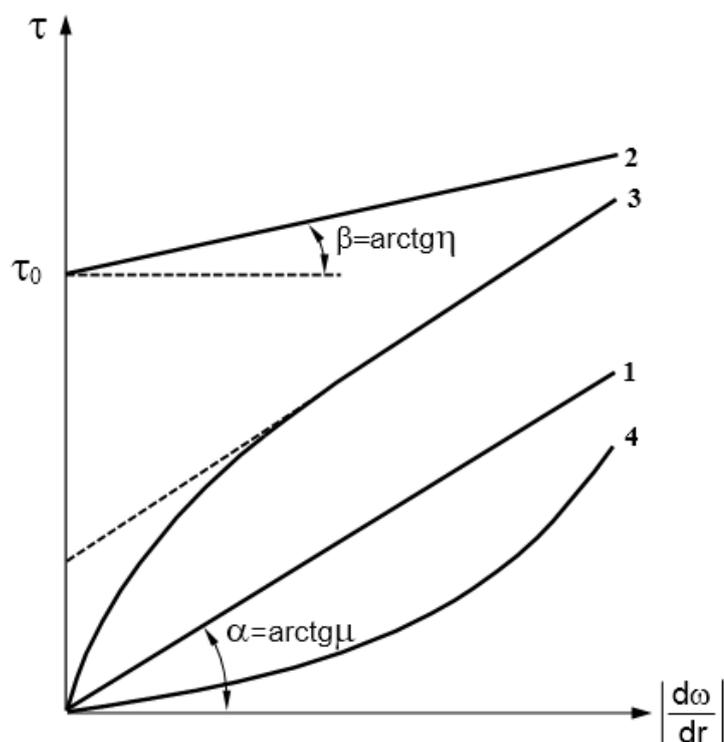
Все указанное выше определяет способность нефтетранспортных компаний развиваться с учетом требований Энергетической стратегии России до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009г. № 1715-р [5] и требований Федерального закона N 261-ФЗ от 23.11.2009г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» [6]. В целом указанное является стратегией не только отраслевого, но и межотраслевого характера, и влияет на государственное управление энергетическим сектором РФ.

Теперь рассмотрим свойства, от которых будет зависеть удовлетворение требуемых объемов перекачки УВ среды.

### **1.3. Определение основной группы факторов, определяющих реологические свойства несжимаемых вязких сред**

Характер течения жидкости (Ж) зависит от ее *реологических* свойств, графическое представление которых отображается на *кривой течения* Ж. Рассмотрим зависимость напряжения от скорости сдвига для различных Ж: 1 – ньютоновская; 2 – пластичная; 3 – псевдопластичная; 4 – дилатантная (рисунок 1.7)

						Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



**Рисунок 1.7 – Кривая течения различных жидкостей:**

*1 – ньютоновская, 2 – пластичная, 3 – псевдопластичная; 4 – дилатантная*

Из рисунка 1.7 для ньютоновских Ж (1) отношение напряжения к скорости сдвига остается постоянным. Рассмотрим прямоугольный треугольник для линии (1):

$$tg\alpha = \frac{\tau}{\left|\frac{d\omega}{dr}\right|}, \quad (1.1)$$

где  $\tau$  – касательное напряжение;  
 $\left|\frac{d\omega}{dr}\right|$  – модуль скорости сдвига.

Отсюда получим:

$$\alpha = \arctg \frac{\tau}{\left|\frac{d\omega}{dr}\right|}. \quad (1.2)$$

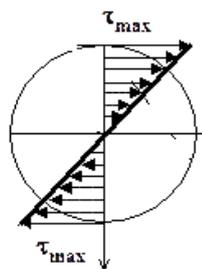
Обозначим за угол  $\alpha$ :

$$\alpha = \arctg \mu, \quad (1.3)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость Ж, Па · с.

В итоге, через коэффициент пропорциональности  $\mu$ , характеризующий угла наклона кривой ньютоновской Ж (1) на рисунке 1.7, получим уравнение Ньютона [69]:

$$\tau = \mu \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right|. \quad (1.4)$$



**Рисунок 1.8 – Касательные напряжения по сечению трубопровода**

Характер распределения  $\tau$  по сечению трубопровода (рисунок 1.8):  $\tau = 0$  на оси и  $\tau = \tau_{max}$  на стенке трубы.

Таким образом, реологические свойства ньютоновских жидкостей определяются через вязкость ( $\mu$ ), плотность ( $\rho$ ), температуру застывания ( $t_{заст}$ ).

Теперь рассмотрим кривые (2), (3) и (4), которые относятся к классу неньютоновских.

**Таблица 1.8 – Неньютоновских жидкости**

Название	Описание	Кривая течения	
<b>Пластичные (бингамовские) жидкости</b>	Ж имеет начальный предел текучести ( $\tau_0$ ), ниже этого значения касательного напряжения Ж не течет.	Уравнение Шведова-Бингама: $\tau = \tau_0 + \eta \cdot \left  \frac{d\omega}{dr} \right  \quad (1.5)$	Уравнение Балкли-Гершеля [70]: $\tau = \tau_0 + K \cdot \left  \frac{d\omega}{dr} \right ^n$ НеНью= условная Нью с эффективной вязкостью $\mu_3$ : $\mu_3 = \frac{\tau_0}{\left  \frac{d\omega}{dr} \right } + K \cdot \left  \frac{d\omega}{dr} \right ^{n-1} \quad (1.7)$
<b>Псевдопластичные жидкости (<math>n &lt; 1</math>)</b>	Вязкость таких жидкостей уменьшается с возрастанием касательного напряжения сдвига.	$\tau = K \cdot \left  \frac{d\omega}{dr} \right ^n, \quad (1.6)$ <i>где K – коэффициент консистентности, характеризует <math>\mu</math> для Ж;</i>	
<b>Дилатантные жидкости (<math>n &gt; 1</math>)</b>	Вязкость таких жидкостей возрастает с возрастанием скорости деформации сдвига.	<i>n – коэффициент течения, мера отклонения Ж от свойств ньютоновской Ж.</i>	

Таким образом, на основании таблицы 1.8, вязкость эффективная  $\mu_3$  – это наклон линии  $tg\alpha$  из начала координат до точки градиента скорости деформации сдвига. Отсюда многие расчеты ТП проводят по формулам, справедливых для ньютоновских Ж.

Значит, из вышесказанных утверждений, к реологическим свойствам Ж будем относить: вязкость ( $\mu, \eta$ ), плотность ( $\rho$ ), температуру застывания ( $t_{\text{заст}}$ ), напряжение сдвига ( $\tau$ ), скорость сдвига ( $\omega, \frac{d\omega}{dr}, v, G$ ).

Для регулирования некоторых реологических свойств неньютоновской нефти будем использовать основы фрактальной теории [15]. Она подразумевает, что для снижения  $\eta$  необходимо воздействие X и Ф полей путем разрушения ФА коллоидных частиц на мелкие частицы, либо формированием плотных ФА, посредством варьирования во времени воздействия  $\tau$  и  $G$ . Для этого возможно использование X реагентов различного типа; переменного ЭМ поля, механического воздействия согласно В.И. Лесину [15]. Альтернативным способом является снижение  $\eta$  гидродинамическим методом (колебания давления, кавитационные явления). Согласно автору, превращение неньютоновского раствора в ньютоновский возможно при формировании в нефти коллоидной системы, состоящей либо из одиночных коллоидных частиц, либо из плотных сферических ФА, непроницаемых для вмещающей Ж.

Для обзора современных методов воздействия на нефть, регулирующих ее реологические свойства приведем характерные температуры высокопарафинистых нефтей (таблица 1.9).

**Таблица 1.9 – Характерные температуры высокопарафинистых нефтей**

<b>Характерные температуры высокопарафинистых нефтей</b>	
$t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$	Температура, при которой наиболее проявляются неньютоновские свойства
$t = 27 - 30 \text{ }^\circ\text{C}$	Температура массового выпадения парафинов
$t = 40 \text{ }^\circ\text{C}$	Температура, обеспечивающая необходимую текучесть и однородность нефти
$t^* = 40 - 50 \text{ }^\circ\text{C}$	Температура фазового перехода, близкая к температуре плавления парафинов
$t = 45 - 65 \text{ }^\circ\text{C}$	Температура плавления парафинов
$t = 65 - 88 \text{ }^\circ\text{C}$	Температура плавления церезинов

После введения понятия «реологических» свойств ньютоновской и неньютоновской жидкости необходимо рассмотреть современные методы получения из второй первую для ресурсоэффективной ее транспортировки по ТП способом регулировки свойств.

#### 1.4. Обзор современных методов воздействия на нефть, регулирующих ее реологические свойства

В данном подразделе рассмотрим методику регулирования реологических свойств нефти. Сделаем некоторую классификацию работ ряда авторов по виду *поля* воздействия на реологические свойства нефти.

##### 1.4.1 Тепловое поле

В статье И.В. Ковалевой и Л.П. Семихиной [42] рассматривается влияние температуры на реологические свойства нефтяных дисперсных систем. Использованное оборудование для определения ряда реологических свойств – ротационный вискозиметр Brookfield DV-II + Pro, Zetatrac. В исследовании можно проследить зависимость массовой доли АСП в образце нефти (таблица 1.10).

Таблица 1.10 – Состав некоторых образцов нефти [42]

Параметр	Образец 1	Образец 2
$\mu$ , мПа · с при $t = 25^\circ\text{C}$ , $v = 24,6 \text{ c}^{-1}$	35	45
$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	886	877
Смолы, % масс.	11,5	12,2
Асфальтены, % масс.	2,87	5,3
Парафины, % масс.	2,3	

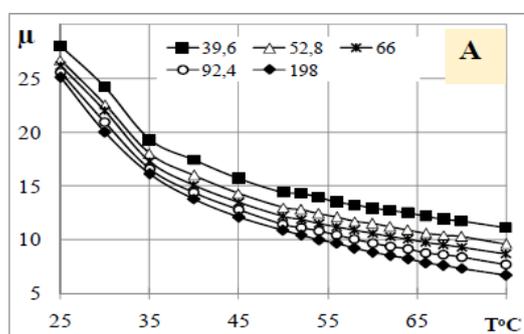
*Примечание: образец 1 – нефть Усть-Тегусского месторождения, образец 2 – нефть Западно-Салымского месторождения.*

Можно сделать предварительное заключение: вязкость тем выше, чем выше процентное содержание по массе в составе нефти смол и асфальтенов. Тяжелые нефти [62] одновременно являются высоковязкими [63].

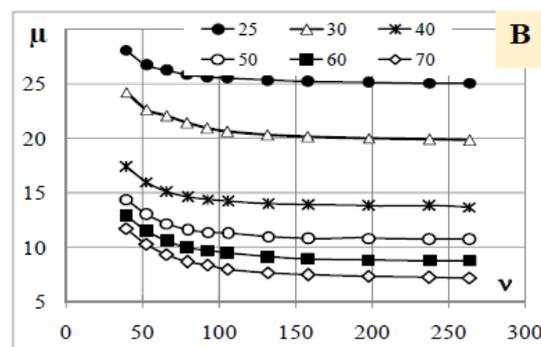
Эти же авторы совместно с А.М. Пашниной и Д.В. Семихиным [43] также исследовали влияние теплового поля на реологические свойства нефтяных ДС.

Из оборудования: ротационный вискозиметр Brookfield DV-II + Pro при скоростях сдвига  $G=20-250\text{c}^{-1}$ , измерение размеров частиц в нефтяной ДС с помощью Zetatrac.

Из результатов исследования (рисунки 1.9, 1.10): получили зависимость  $\mu$  от температуры обработки при разных скоростях сдвига на образце нефти Западно-Салымского месторождения, а также, наоборот, зависимость от скорости сдвига при разной температуре того же образца нефти.



**Рисунок 1.9 – Зависимость вязкости нефти Западно-Салымского месторождения от температуры при разных скоростях сдвига [43]**



**Рисунок 1.10 – Зависимость вязкости нефти Западно-Салымского месторождения от скорости сдвига при разной температуре [43]**

Ученые делают *вывод*: ТД функции, определяющие вязкость нефтей под действием сдвиговых деформаций – *энтальпия* и *энтропия* – взаимно частично компенсируют свое влияние на  $\mu$  нефтяных ДС. Снижение вязкости при повышении температуры объясняется достижением определенных характерные температуры нефтей. Снижение  $\eta$  при повышении  $G$  (рисунок 1.10) обусловлено значительным вкладом энтропии в величину *потенциала Гиббса* в уравнении Эйринга-Френкеля (уравнение 1.8), это является следствием резкого снижения упорядоченности в структуре нефтяных ДС.

Уравнение Эйринга-Френкеля:

$$\eta = B \cdot \exp \left[ \frac{\Delta H - T\Delta S}{RT} \right] = B \cdot \exp \left( -\frac{\Delta S}{R} \right) \cdot \exp \left( \frac{\Delta H}{RT} \right) = C \cdot \exp \left( \frac{E}{RT} \right), \quad (1.8)$$

где  $\Delta H - T\Delta S = \Delta G$  – энергия Гиббса;  $\Delta H$  – изменение энтальпии;  
 $\Delta S$  – изменение энтропии;  $E = \Delta H$  – энергия активации вязкого течения;  
 $R$  – универсальная постоянная;  $T$  – температура.

Определение энергии активации вязкого течения можно определить по (1.9) через  $\ln\eta$ :

$$E = (\ln\eta - A) \cdot RT \quad (1.9)$$

где  $A = \ln B - \frac{\Delta S}{R}$  – постоянная величина,

$B = \frac{h \cdot N}{V_M}$ ,  $h$  – постоянная Планка,  $N$  – число Авогадро,  $V_M$  – молярный объем.

Таким образом, в работах было показано изменение вязкости при увеличении скорости сдвига и температуры, приведена зависимость вязкости нефти от изменения ТД функций: энтальпии и энтропии. Энергию активации вязкого течения можно получить в зависимости от натурального логарифма динамической вязкости.

### 1.4.2 Химическое поле

Рассмотрим результаты работы авторов: Ю.В. Волков, С.Е. Валеева, А.Р. Гайнутдинова, М.Р. Фаткулин [30] по влиянию реагента (Р) «эко-органика» на вязкость водонефтяной эмульсии Вишнево-Полянского месторождения нефти (таблица 1.11). Динамическая вязкость эмульсии измерялась прибором Fungilab.

Таблица 1.11 – Исходные данные и результаты действия реагента [30]

$m/m_0$	$\mu/\mu_0$	$\mu/\mu_0$ , P1%	$\mu/\mu_0$ , P2%	$\mu/\mu_0$ , P3%	$\mu/\mu_0$ , P5%	$\mu/\mu_0$ , P7%	$\mu/\mu_0$ , P10%	$\Delta_{max}\mu/\mu_0$	$\Delta_{max}\mu/\mu_0$ , %
<b>Исходная эмульсия</b>									
93,72	2276	–	–	<b>2207</b>	2245	2465	2758	<b>69</b>	<b>3</b>
–	852	<b>835</b>	1344	1520	1362	1220	–	<b>17</b>	<b>2</b>
<b>Обезвоженная нефть</b>									
85,79	1426	–	–	2270	<b>1368</b>	1431	1736	<b>58</b>	<b>4,1</b>
–	647	712	639	<b>615</b>	838	1004	–	<b>32</b>	<b>4,9</b>

Примечание:  $m$  – масса обезвоженной нефти,  $g$ ;  $m_0$  – масса эмульсии,  $g$ ;  $\mu$  – динамическая вязкость обезвоженной нефти при 21,2°C, мПа·с;  $\mu_0$  – динамическая вязкость эмульсии при 21,2°C, мПа·с;  $\Delta_{max}$  – максимальное абсолютное изменение;  $\Delta_{max}$  – максимальное относительное изменение

**Выводы:** Вязкость обезвоженной нефти меньше вязкости ее эмульсии. Обезвоженная нефть на большее процентное значение снижает свою вязкость по сравнению с исходной водонефтяной эмульсией. Максимальное снижение вязкости произошло при концентрации эко-реагента, равном 3%,

вязкость понизилась на 4,9%. Водонефтяная эмульсия снизилась вязкость на 3% при 3%-ой концентрации реагента.

Теперь рассмотрим эффективность депрессорной присадки для высокозастывающих парафинистых нефтей [49] авторов К.И. Матиев, А.Д. Ага-заде, М.Э. Алсафарова, Ф.М. Ахмедов. Результаты приведены в таблице 1.12.

**Таблица 1.12 – Показатели нефтей, отобранные и обработанные присадкой, эксплуатационных скважин НГДУ имени Н.Нариманова «ПО Азнефть» [49]**

№ скв	П, %	А, %	С, %		$t_{заст}, ^\circ\text{C}$	$\eta, \text{мПа} \cdot \text{с}$ (необр/обр)		$\Delta\eta, \%$	
			сг	акц		35 °С	40 °С	35 °С	40 °С
20	19,8	2,65	5,4	17,9	+15	124,03 / 69,68	81,61 / 45,30	43,82	44,49
53	20,1	1,53	15,7	19,44	+21	194,42 / 108,49	64,53 / 34,67	44,20	46,24
266	6,0	0,59	10,0	16,4	+16	21,08 / 10,90	15,33 / 7,45	48,29	51,40
444	19,8	2,65	5,4	17,9	+10	11,78 / 6,49	10,08 / 5,24	44,91	48,02

*Примечание: П–парафины, А–асфальтены, С–смолы: сг–силикагельные, акц–акцизные; необр – необработанная нефть, обр – обработанная нефть с использованием 0,04% депрессорной присадки*

*Результаты.* Эффективность депрессорной присадки для обработки высокозастывающих парафинистых нефтей можно наблюдать для 4 образцов нефти: в сравнении с необработанной нефтью наблюдается относительное уменьшение вязкости на 50% для всех образцов при 35 °С и 40 °С. Наибольшее изменение вязкости характерно для нефтей с наименьшим массовым содержанием парафина и асфальтенов (6 % и 0,59 %, соответственно).

Также, влияние химического поля на парафинистые нефти были изучены П.В. Бурковым, С.П. Бурковой, И.Е. Сироткиным [29]. Авторы исследовали влияние депрессорных и ингибирующих присадок (0,35% масс.) на НДС участка нефтепровода с помощью программной системы ANSYS. *Экспериментальная модель:*  $L = 12$  м;  $D = 273$  мм;  $\delta = 8$  мм; сталь 09Г2С;  $p_{нач} = 4,56$  МПа без добавления присадки;  $p_{конечн} = 2,7$  МПа при добавлении присадки; концентрация 200г/т. Реологические свойства были измерены ротационным вискозиметром BROOKFIELD LVDV-III Ultra.

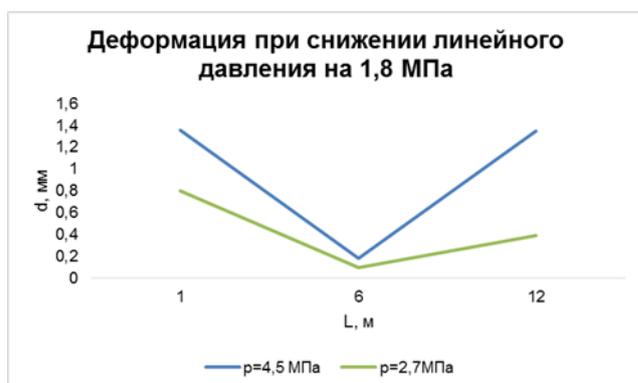
**Таблица 1.13 – Характеристика объекта исследования [29]**

Параметр	Значение
Объект	Высокопарафинистая нефть Западно-Майского месторождения
Температура застывания	$t_{\text{заст}} = +10^{\circ}\text{C}$
Содержание н-парафинов	12 %
Температура плавления парафинов	$t_{\text{плавл парафинов}} = +50^{\circ}\text{C}$
Содержание смол и асфальтенов	2 %
Групповой состав нефти, %	<i>ШФУ = 77,3 ПУ 3,6 БС 11,5 СБС 7,2 Асф 0,05.</i>

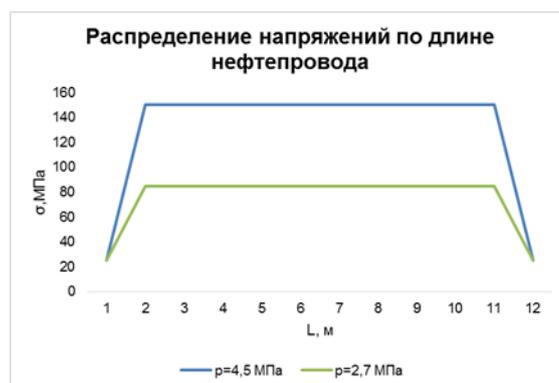
**Таблица 1.14 – Влияние присадок на  $\eta$  [29]**

Присадка	$\eta$ , мПа · с	$\Delta\eta$ , мПа · с
<i>Исходная</i>		38,99
1	51,73	-12,74
2	37,86	1,13
3	28,86	10,13
4	53,23	-14,24
5	46,86	-7,87
6	40,49	-1,5

*Примечание: 1 – Flexoil WM 1470, 2 – Депран, 3 – ПАА, 4 – СНПХ-2005, 5 – СИМ-ДП, 6 – ДМН-2005.*



**Рисунок 1.11 – Деформация при снижении линейного давления на 1,8 МПа**



**Рисунок 1.12 – Распределение напряжений по длине нефтепровода**

**Вывод:** При снижении линейного давления на 1,8 МПа наблюдается снижение деформации по краям ТП порядка 0,7 мм (рисунок 1.11). Снижение деформации наблюдается на всей протяженности ТП.

Введение ингибирующих и депрессорных присадок эффективно для предотвращения АСПО и снижения  $\eta$ . Наибольшее снижения вязкости наблюдается при использовании присадки (1) Flexoil WM 1470 и (4) СНПХ-2005.

Аналогично с авторами [29], оборудование программируемый вискозиметр Brookfield DV-III был использован для определения химического поля (добавки) на снижение  $\eta$ . тяжелой нефти авторами: А.Е. Воробьев, М. Агхамохаммадигалехджуги, Д.Н. Хабаров [47].

Еще одна работа авторов В.Н. Манжай, А.В. Абдусалямов, Ю.Р. Носикова [26] посвящена влиянию химического поля (высокомолекулярных эластомеров) на турбулентное течение УВ жидкостей. В исследовании дана интерпретация величины эффекта Томса как эффекта снижения гидродинамического сопротивления (рисунок 1.13) в трубопроводе ( $DR, \%$ ). Величина рассчитывается через коэффициенты гидродинамического сопротивления чистого растворителя ( $\lambda_s$ ) и полимерного растворителя ( $\lambda_p$ ) по формуле (1.10):

$$DR, \% = \left[ \frac{\lambda_s - \lambda_p}{\lambda_s} \right] \cdot 100\%. \quad (1.10)$$

Гидродинамические исследования проводились при 2 условиях: 1)  $\tau = (4 - 18)$ Па и концентрация  $C = const$ , 2) разная концентрация при  $\tau = 18$ Па.

Эффект снижения гидродинамического сопротивления показан другими исследователи на рисунке 1.14 [105].

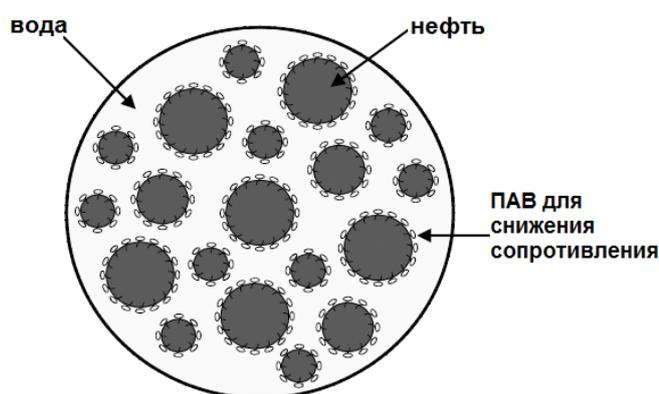
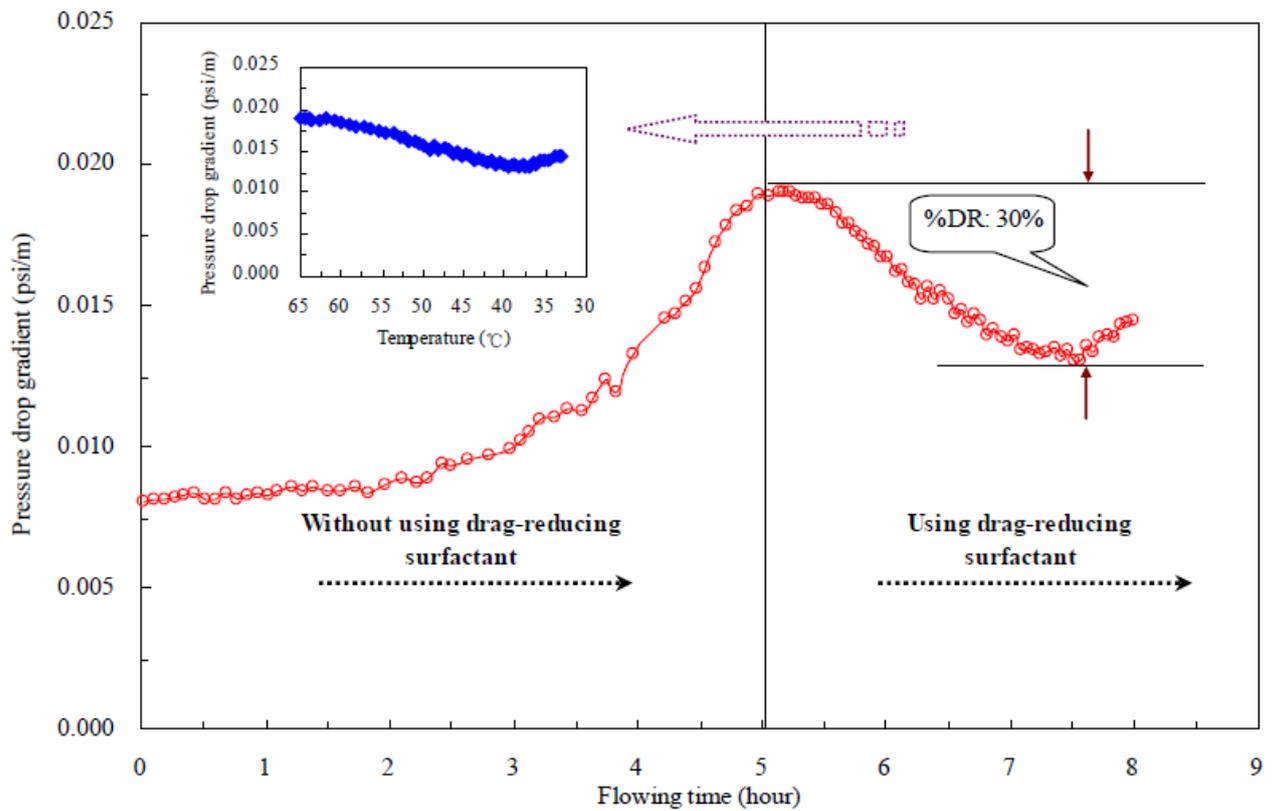


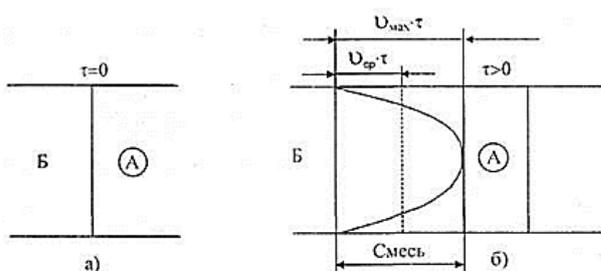
Рисунок 1.13 – Снижение гидродинамического сопротивления с использованием ПАВ [105]



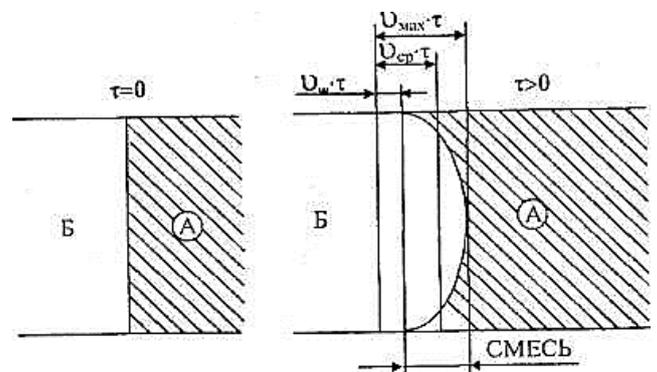
**Рисунок 1.14 – Перепад давления до и после использования ПАВ на биологической основе [105]**

*Вывод:* эффективность полимерного образца тем больше, чем больше его молекулярная масса ( $M_r$ ) и, следовательно, тем при меньших значениях касательного напряжения ( $\tau$ ) будет наблюдаться эффект Томса.

Рассмотрим механизм смесеобразования при транспорте разносортных нефтей (перекачка с разбавителем) для ламинарного и турбулентного режимов.



**Рисунок 1.15 – Механизм смесеобразования при ламинарном режиме**



**Рисунок 1.16 – Механизм смесеобразования при турбулентном режиме**

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

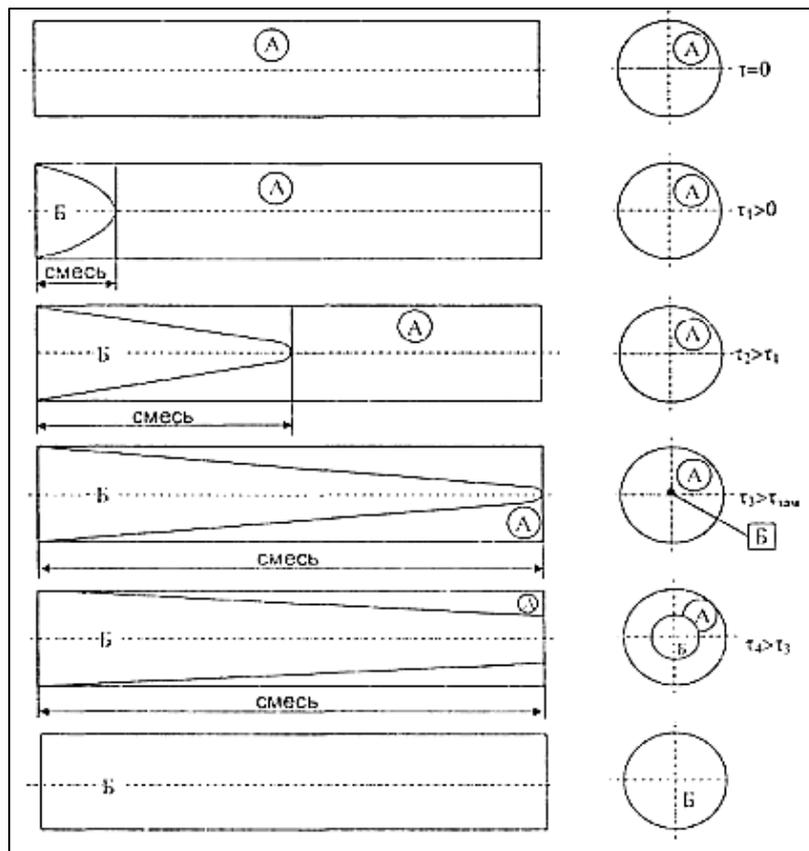


Рисунок 1.17 – Изменение объема смеси при ламинарном режиме последовательной перекачки

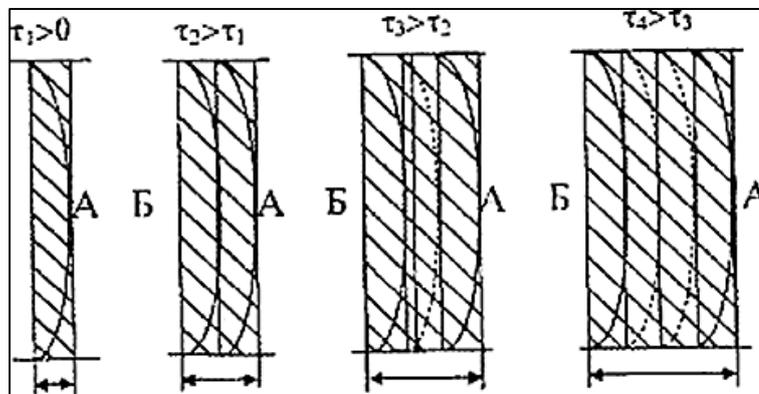


Рисунок 1.18 – Изменение объема смеси при турбулентном режиме последовательной перекачки

Формулу Кусакова можно использовать для определения вязкости смеси нефти с разбавителем:

$$v_{см} = v_n \cdot e^{-ak}, \quad (1.11)$$

где  $a$  - коэффициент, определяемый лабораторным методом;  
 $k$  - его концентрация.

### 1.4.3 Электромагнитное поле

Действие высокочастотного ЭМ поля было рассмотрено на изменении вязкости нефтепродуктов П.В. Лыковым в работе [50].

Результатами работы можно считать рисунки 1.19 - 1.22.

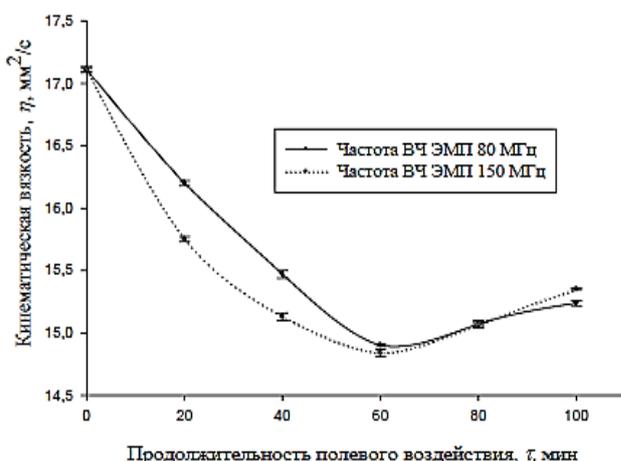


Рисунок 1.19 – Зависимость  $\nu$  этиленгликоля от продолжительности воздействия при 80 МГц и 150 МГц [50]

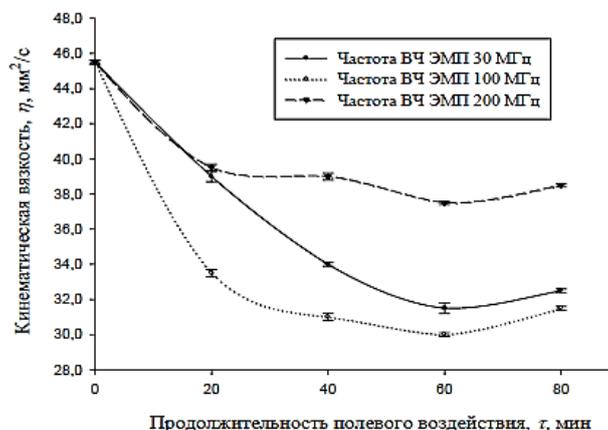


Рисунок 1.20 – Зависимость  $\nu$  1,2-пропиленгликоля от продолжительности воздействия при 30 МГц, 100 МГц и 200 МГц [50]

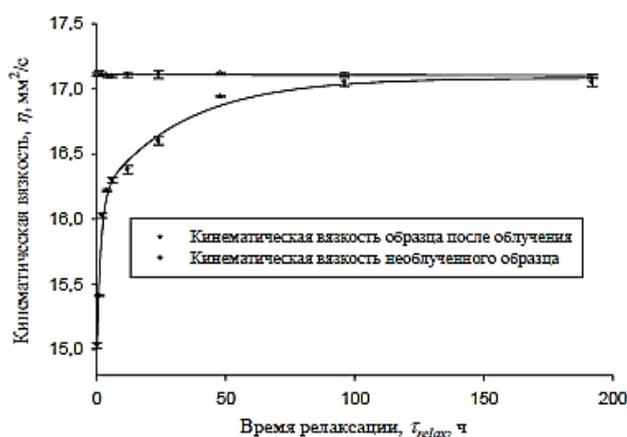


Рисунок 1.21 – Релаксация  $\nu$  этиленгликоля после облучения высокочастотным ЭМ полем на частоте 150 МГц [50]

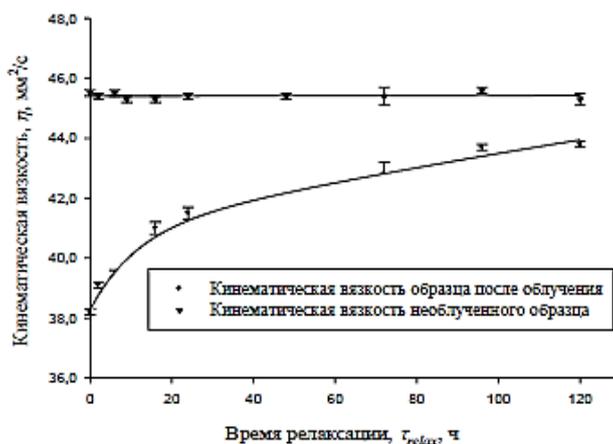


Рисунок 1.22 – Релаксация  $\nu$  1,2-пропиленгликоля после облучения высокочастотным ЭМ полем на частоте 30 МГц [50]

**Вывод.** Исходя из рисунка 1.19, существует оптимальное время обработки этиленгликоля: при обработке 80 и 150 МГц оно составляет 60 мин., значение вязкости уменьшается на более чем 2 мм<sup>2</sup>/с. Дальнейшее время обработки не дает положительного результата. На рисунке 1.20 показана зависимость изменения кинематической вязкости от продолжительности ЭМ воздействия на изомер пропиленгликоля.

Оптимальное время обработки также составляет 60 мин. при частоте обработки: 30, 100 и 200 МГц. Максимальное снижение вязкости: обработка частотой 100МГц на значение более, чем 10 сСт. Этиленгликоль возвращается свое исходное значение вязкости на 150 ч после облучения на частоте 150 МГц, изомер пропилена – исследование представлено до значения времени релаксации 120 ч, за это время нефтепродукт не вернул своих исходных значений вязкости после обработки на частоте 30 МГц.

Нагрев вязких нефтей высокочастотным ЭМ полем изучался Л.А. Ковалевой, Р.Р. Зиннатуллиным, М.Д. Валеевым, Р.З. Миннигалимовым, Р.Х. Фассаховым [56]. В таблице 1.15 представлен исходный состав образцов.

**Таблица 1.15 – Физико-химические параметры исследованных образцов нефти и АСПО**

№ образца	Массовое содержание, %			$tg\delta$ при 13,56 МГц и 25 °С	$\epsilon'$	Вязкость , мПа*с	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Температура плавления парафина, °С
	асфальтенов	смола	парафинов					
1	7,5	17,3	11,1	0,018	2,4	430,2	0,934	–
2	3,6	11,6	8,7	0,009	2,3	308,9	0,904	–
3	4,8	12,5	9,6	0,011	2,3	154,6	0,897	–
4	2,8	5,5	69,9	0,0023	2,4	–	0,895	65,5
5	1,5	3,5	68,1	0,0017	2,2	–	0,889	68,0

*Примечание. Образцы № 1–3 – нефти различных месторождений, образцы № 4, 5 – АСПО;  $tg\delta$  – тангенс угла диэлектрических потерь от частоты ЭМ поля,  $\epsilon'$  – относительная диэлектрическая проницаемость*

По результатам таблицы можно проследить зависимость  $tg\delta$  от плотности: с уменьшением плотности уменьшается значение тангенса угла диэлектрических потерь от частоты ЭМ поля, значит, понадобится меньшее количество электрической мощности на нагрев образца.

#### 1.4.4 Комбинированное воздействие полей

Для снижения вязкости нефти Русского месторождения Е.Н. Архипова и А.А. Севастьянов применяли метод *термохимического* воздействия [52]. Авторы использовали Ротационный вискозиметр Chandler 5550 для измерения реологических свойств.

Состав нефти Русского месторождения: С=8,1%, А=0,3%, П=1,7%.

Результаты воздействия приведены на рисунке 1.23.

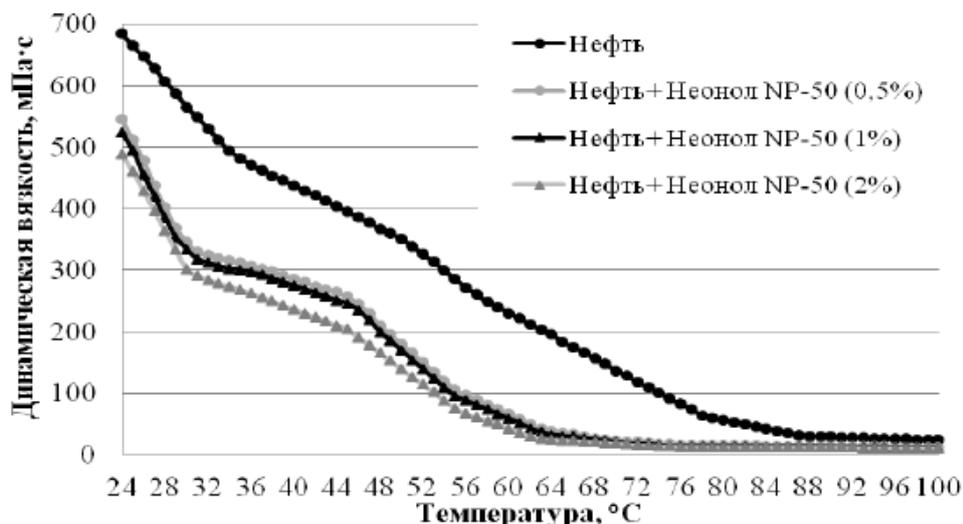
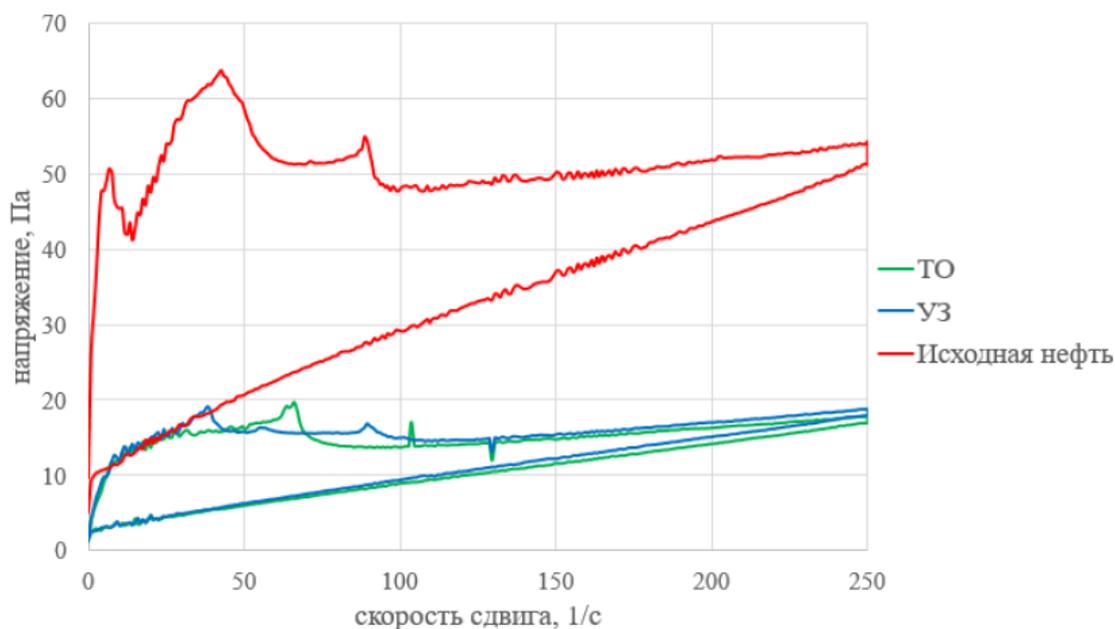


Рисунок 1.23– Зависимость  $\eta$  нефти от температуры в присутствии реагента в разных процентных концентрациях [52]

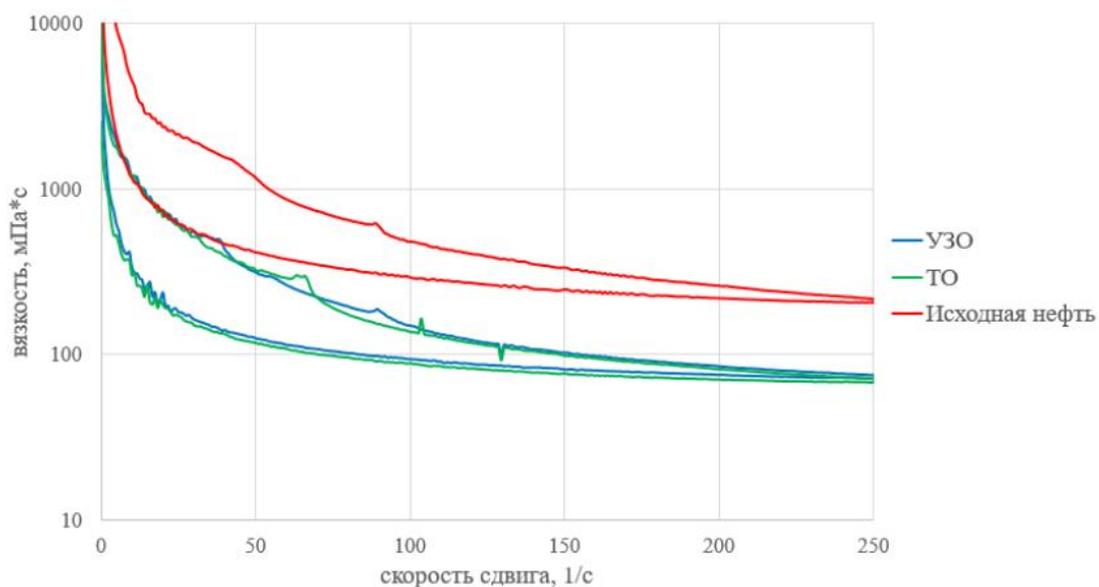
*Вывод.* Результаты (рисунок 1.23) демонстрируют разницу действия теплового и комбинированного (теплового и химического) полей. Тепловое поле способствует максимальному снижению вязкости практически в 700 раз при 100 °C. Комбинированный же способ позволяет достичь таких результатов при значительно низких температурах (примерно при 70 °C) с дополнительным использованием ПАВ.

Другим способом комбинированного воздействия является *ультразвук и термообработка*. Исследования В.О. Некучаев и М.М. Михеев [44] проводились на высокопарафинистой нефти ( $\omega_{\text{парафина}} = 20 - 22\%$ ,  $t_{\text{заст}} = 23\text{ °C}$ ) Кыртаельского месторождения. Оборудование: УЗ аппарат УЗТА-0,4/22-ОМ, реометр НААКЕ VT550. Исходной нефтью считается нефть, нагретая до 40 °C, обработка до 80 °C. Влияние тепловой и УЗ обработки исследовалось при охлаждении нефти до 20 °C.

Результаты работы приведены на рисунках 1.24 и 1.25



**Рисунок 1.24 – Зависимость напряжения от скорости сдвига при разных способах воздействия [44]**



**Рисунок 1.25 – Зависимость вязкости от скорости сдвига при разных способах воздействия [44]**

*Вывод.* Авторы [44] не показали совместное влияние УЗ и тепловой обработки, однако, представили разницу между ними. Кривая течения нефти представляет собой петлю гистерезиса, так как нефти присущи тиксотропные свойства. Вязкость уменьшается (рисунок 1.25) при увеличении скорости сдвига. УЗ и тепловое воздействие показывают схожую траекторию снижения вязкости. Согласно рисунку 1.24, напряжение сдвига увеличивается с увеличением скорости сдвига. В сравнении с кривой

исходной нефти, физические поля обработки показывает не такой резкий рост этой зависимости.

Таким образом, эффект действия акустической обработки схож с действием термообработки при нагреве до одинаковых температур.

Другие авторы, Р.З. Фахрутдинов и Т.Ф. Ганиева, рассматривали механоакустическое и химическое воздействие на свойства тяжелой нефти ( $0,907 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ) [53].

Из использованного оборудования: роторно-пульсационный акустический аппарат: частота – 10-50 кГц, мощность – 2 Вт/см<sup>2</sup>, скорость вращения ротора – 3500 об/мин.

Вывод: после обработки при 20 °С вязкость растет с увеличением напряжения сдвига, но не так скоро, как у исходной нефти. Результаты исследования приведем на рисунке 1.26.

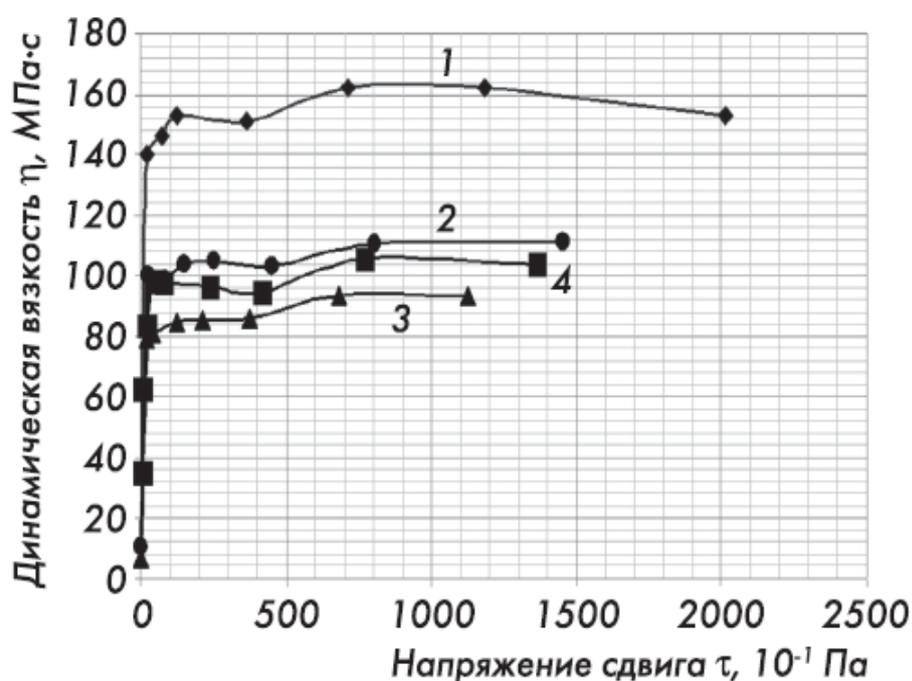


Рисунок 1.26 – Зависимость  $\eta$  при 20 °С от  $\tau$ : (1) – исходная нефть; (2) – обработка 1 мин, (3) – обработка 3 мин, (4) – обработка 5 мин. [53]

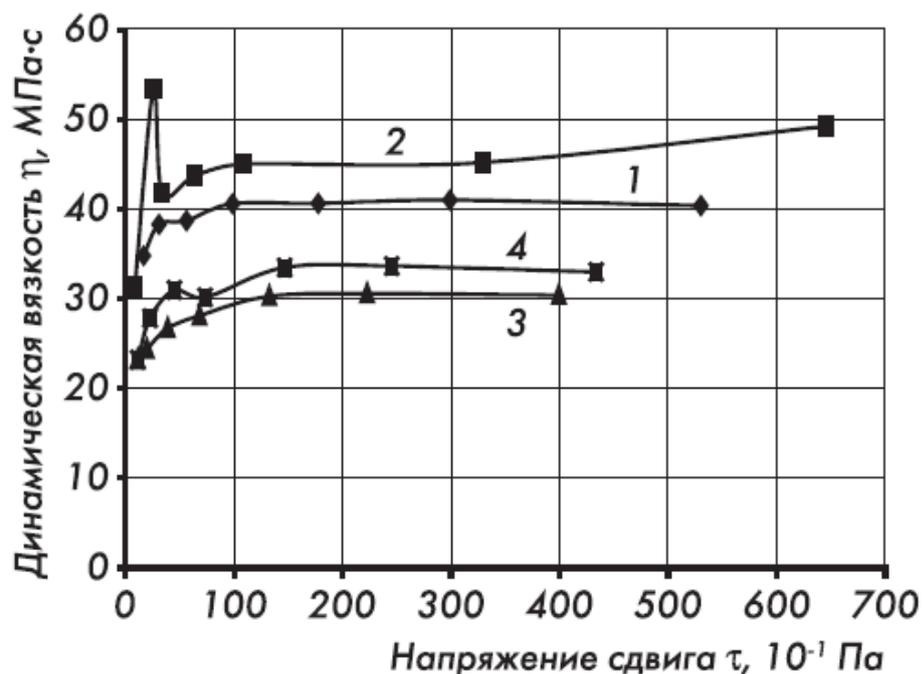


Рисунок 1.27 – Зависимость  $\eta$  при 40 °С от  $\tau$ : (1) – исходная нефть; (2) – обработка 1 мин, (3) – обработка 3 мин, (4) – обработка 5 мин. [53]

Таблица 1.16 – Зависимость  $\nu$  и  $t_{\text{заст}}$  исходной нефти от методов ее обработки

Образец	$\nu$ , сСт		$t_{\text{заст}}$ , °С
	20°С	40°С	
Исходная нефть	150,0	70,5	+2
Нефть, обработанная на РПАА 1/3/5 мин	117,5/	57,5/	-4/
	109,0/	52,5/	-6/
	108,0	51,5	-6
Нефть, содержащая 0,02% реагента + РПАА 3/5 мин	91,5/	44,5/	-9/
	90,0	43,5	-9

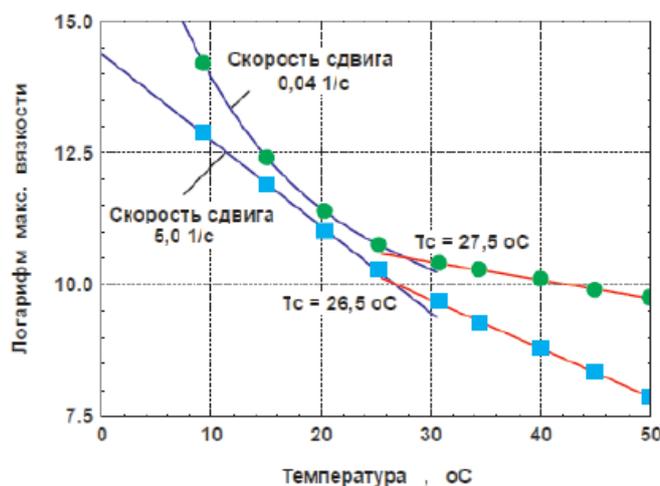
По данным таблицы 1.16 делаем *заключение*: нефть, обработанная 0,05% реагентом и ультразвуком значительно уменьшает вязкость нефти как при 20°С, так и при 40°С.

### 1.4.5 Ультразвуковая обработка

Под действием УЗ обработки изменялись реологические свойства высоковязкой структурированной (А: 15-16%) нефти в исследовании И.Н. Евдокимова, Н.Ю. Елисеева и А.А.Фесана [51]. Из оборудования: УЗ ванна СТ-400А (СТ Brand Inc.) (потребляемая мощность – 35 Вт, частота УЗ – 43-45

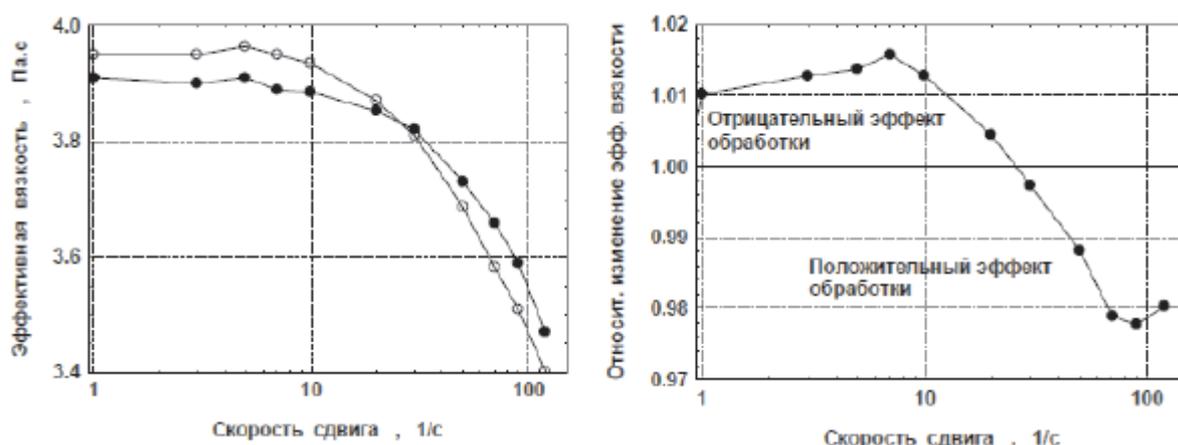
кГц); ротационный вискозиметр Rheotest RN4.1 для измерения реологических свойств.

*Методика:* УЗ воздействие 5 минут (кратковременная обработка) при 24°C, реологические исследования при 45°C и долговременная обработка (3 часа).

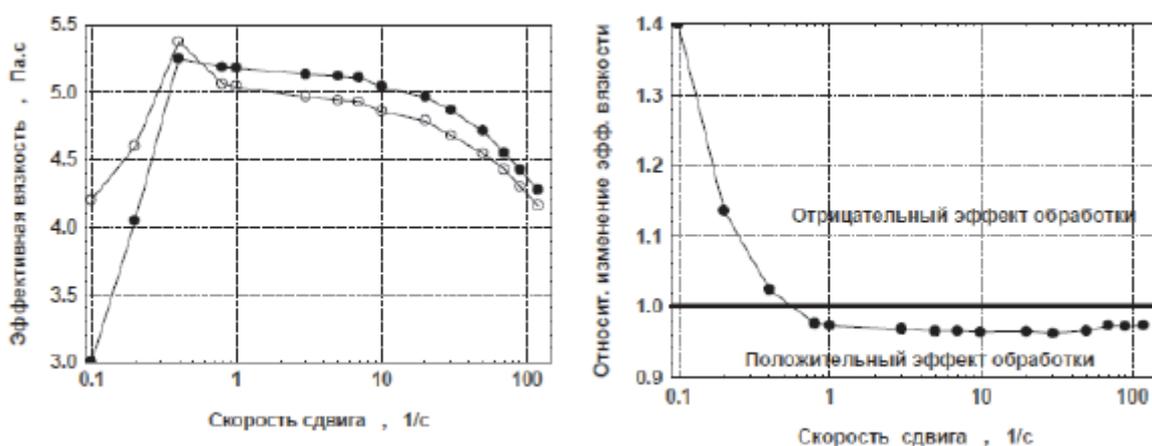


**Рисунок 1.28 – Приближенные температуры структурного фазового перехода**

На рисунке 1.28 приведены приближенные оценки температуры фазового перехода: при скорости сдвига  $5,0 \text{ с}^{-1}$  – температура  $26,5 \text{ °C}$ , при  $0,04 \text{ с}^{-1}$  –  $27,5 \text{ °C}$ .



**Рисунок 1.29– Результат после кратковременной УЗО: влияние скорости сдвига на величину эффективной вязкости в образцах исходной (•) и обработанной (◦) нефти**



**Рисунок 1.30– Результат после длительной УЗО: влияние скорости сдвига на величину эффективной вязкости в образцах исходной (•) и обработанной (◦) нефти**

*Результат* кратковременной УЗ обработки – положительный эффект наблюдается при скорости сдвига  $(50 – 100)\text{с}^{-1}$ , при долговременной –  $(1 – 100)\text{с}^{-1}$ .

Вопрос УЗ интенсификации технологических процессов нефтедобычи и нефтепереработки изучал М.С. Муллакаев [54].

**Таблица 1.17 – Физические свойства исследуемых Ж**

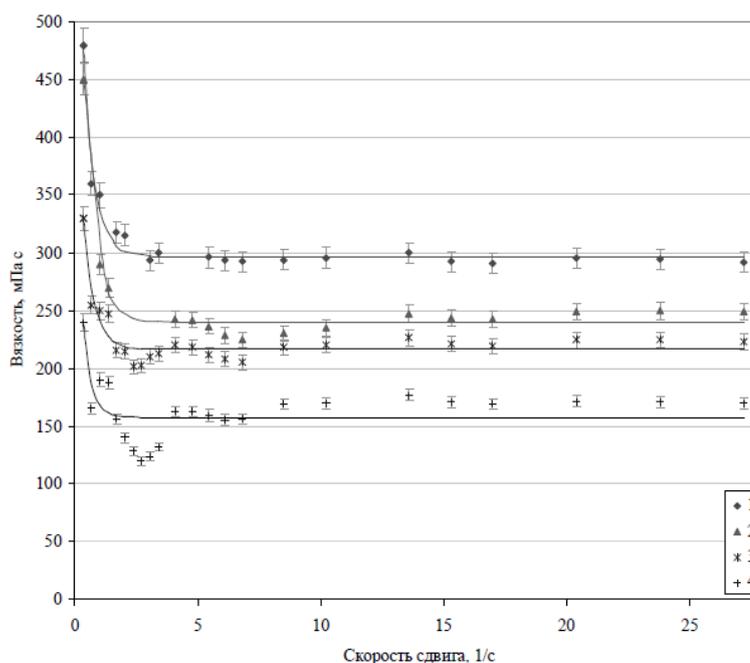
Нефть	$\rho$ , кг /м <sup>3</sup>	$\eta$ при 20 °С, мПа · с	Скорость звука, м/с	$t_{\text{заст}}$ , °С	Содержание М/С/А % мас.
Русская		295,4		-17	83,4/ 15,4/ 1,2
Верхне-Салатская	780	227,1	1380	+18	98,6/ 1,4/ 0
Усинская		5198,9		-19	59/ 31,1/ 9,9
Лузановская	952	1014	1300	-17	64,05/ 28,6/ 6,1

Примечание: М – масла (в том числе парафины) С – смолы А – асфальтены

Из оборудования: вискозиметр Brookfield DV-III ULTRA, низкотемпературные показатели определялись измерителем ИНПН SX 850.

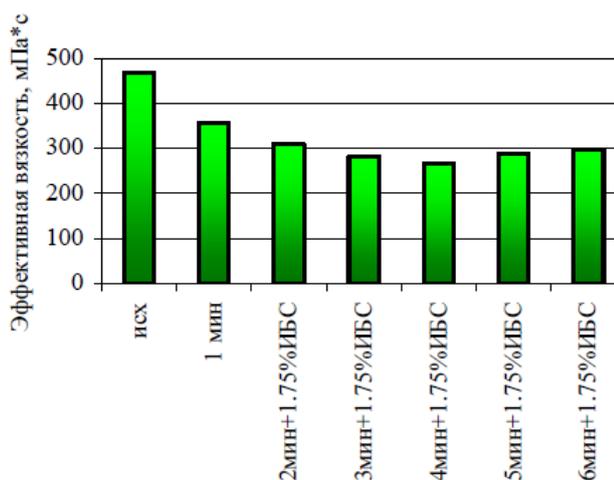
До начала УЗ обработки производилось термостатирование в течении 20-30 мин при 20°С.

На рисунке 1.31 рассмотрено влияние УЗО (1 мин), РО (толуол 1%) и их комбинированной обработки на изменение вязкости Русской нефти.



**Рисунок 1.31 – Влияние физико-химических полей на  $\eta$  Русской нефти:**  
 (1) – исходная проба; (2) – УЗО; (3) – РО; (4) – КО

Исходя из представленной информации на рисунке 1.31, наиболее эффективна комбинированная обработка УЗ и Р, поскольку снижение вязкости происходит в 1,7 раз, когда при УЗО – в 1,2 раза, РО – 1,3. Влияние КО другим Р– изобутиловым спиртом в разных процентах концентрации на вязкость этой же нефти приведено на рисунке 1.32.



**Рисунок 1.32 – Влияние комбинированной УЗ и Р обработки на  $\eta$  Русской нефти**

Таблица 1.18 – Сравнительные результаты изменения вязкости Лузановской нефти

Образец	$\eta$ , мПа · с		$\Delta\eta$ , %	
	Р	Р+УЗ	Р	Р+УЗ
Исходная нефть	1121	1009	–	9,9
Нефть + 1/2/3% метанола	744/	707/	33,6/	4,8/
	697/	635/	37,8/	8,8/
	747	617	33,4	17,4
Нефть + 1/2/3% Р-12 (разбавитель)	701/	671/	37,5/	4,3
	559/	440/	50,1/	21,3
	536	441	52,2	17,7

По данным таблицы 1.18: Лузановская нефть характеризуется повышенным содержанием смол, наиболее эффективным способом обработки является РО. Уменьшение вязкости при обработке разбавителем Р-12 происходит на более, чем 50%. КО (РО+УЗО) максимальное снижает значение вязкости на 21,3%. Зависимость температуры застывания от концентрации Р показана на рисунке 1.33:  $t_{\text{заст}}$  с ростом концентрации Р понижается.

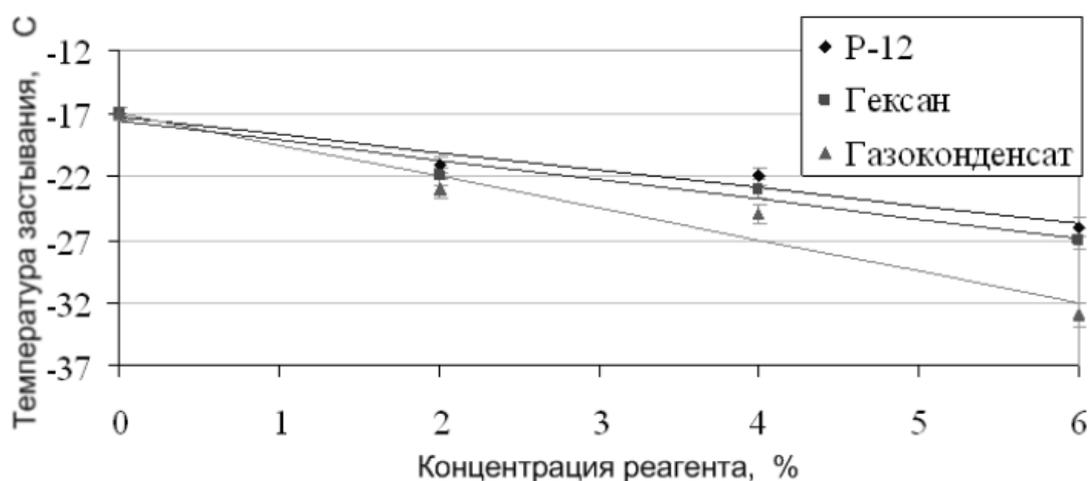
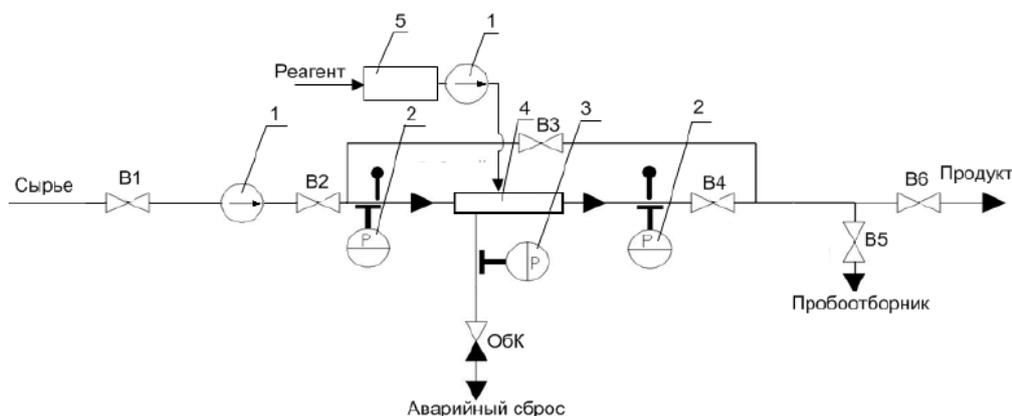


Рисунок 1.33 – Зависимость  $t_{\text{заст}}$  от концентрации Р после КО (УЗО+РО)

В своей работе автор предлагает гидродинамическую проточную установку (ГПУ), рисунок 1.34.



**Рисунок 1.34 – Аппаратурно-технологическая схема гидродинамической проточной установки:**

1 – насос, 2- манометр, 3 - моновакууметр, 4–гидродинамический кавитационной модуль, 5 – блок предварительной УЗ - активации реагента

М.С. Муллакаев предложил оценочный расчет изменения вязкости нефти после УЗО (1.12):

$$\tau_p = \tau_0 \exp \left\{ \frac{E_0 - \gamma(\sigma_c - \sigma_u)}{kT} \right\}, \quad (1.12)$$

где  $\tau_p$  - время разрыва межмолекулярных связей;  
 $\tau_0$  - постоянная, определяемая свойствами материала;  
 $E_0$  - энергия разрыва,  
 $\sigma_c$  - статическое напряжение;  
 $\sigma_u$  - напряжение, создаваемое УЗВ;  
 $\gamma$  - структурный параметр, показывает степень передачи среднего напряжения на одну связь;  
 $k$  - постоянная Больцмана;  
 $T$  - абсолютная температура.

Принимая  $\sigma_u(t) = \sigma_0 \sin \omega t$  и  $\tau = 2\pi / \omega_p$ , с учетом цикличности действующего напряжения формула (1.12) примет вид:

$$\tau_p = \tau_0 \exp \left\{ \frac{E_0 - \gamma(\sigma_c + \sigma_0 N_p)}{kT} \right\}, \quad (1.13)$$

где  $N_p = \omega \tau_p$  - число циклов воздействующего напряжения до момента разрушения.

Получим с логарифмической точностью

$$N_p = \frac{E_0 - \gamma \sigma_c}{\gamma \sigma_0} - \frac{kT}{\gamma \sigma_0} \ln \left\{ \frac{E_0 - \gamma \sigma_c}{\gamma \sigma_0} \right\}. \quad (1.14)$$

При условии  $E_0 \approx \gamma \sigma_T$  и  $\sigma_c = 0$ , выражение

$$N_p = \frac{\sigma_T}{\sigma_0} - \frac{kT}{\gamma \sigma_0} \ln \left\{ \frac{\sigma_T}{\sigma_0} \right\}, \quad (1.15)$$

где  $\sigma_T$  – напряжение разрыва межмолекулярных связей.

а продолжительность УЗ воздействия равна

$$\tau_p = N_p / \omega. \quad (1.16)$$

Если считать молекулы нефти ассоциатами (твердыми упругими шариками радиуса  $r$  и массой  $m$ , движущиеся со скоростью  $v$ ), то по представлениям молекулярной физики вязкость ( $\mu$ ) после УЗО можно определить из выражения:

$$\mu = \frac{\rho m \bar{v}}{9\sqrt{2}} r \equiv \mu_0 \frac{r}{r_0}, \quad (1.17)$$

где  $\mu_0$  – вязкость ассоциатов до УЗО,  
 $r_0$  – радиус ассоциатов до УЗО.

Вопросами влияния УЗО на структурно-механические свойства (СМС) нефтей занимались Р.В. Ануфриев и Г.И. Волкова [55]. В своем исследовании авторы использовали вискозиметр Brookfield DV\_III ULTRA для определения реологических свойств. С помощью программного обеспечения (ПО) Rheocalc была произведена обработка результатов измерений. Для определения  $t_{заст}$  использовали прибор ИНПН «Кристалл». Для получения УЗ колебаний использовали: преобразователь МСП 1/24, генератор MUG 4/18–27 (4 кВт) с частотой 24 кГц при интенсивности обработки 10 Вт/см<sup>2</sup>. Свойства исследуемых нефтей приведены в таблице 1.19.

						Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

**Таблица 1.19 – ФХ свойства исходных нефтей [55]**

Образец	$t_{\text{заст}}, ^\circ\text{C}$	Содержание, % масс.		
		М	сг С	А
Нефть I	5	80,0 (12,1)	17,5	2,5
Нефть II	-7	77,7 (2,9)	15,5	6,8

Примечание: М – масла (в том числе парафины), сг С – силикагелевые смолы, А – асфальтены

В сравнении состава двух образцов нефти, нефть II обладает меньшим массовым процентом содержания парафинов, и меньшей температуры застывания нефти, содержание асфальтенов больше. Исследования проводились на образце нефти II. Результаты исследования приведены в таблице 1.20.

**Таблица 1.20 – Влияние времени УЗО на вязкостно-температурные и энергетические параметры образца нефти II [55]**

Время УЗО, мин	$t_{\text{заст}}, ^\circ\text{C}$	$\eta$ , мПа · с	Энергия разрушения, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$
<i>Исходная</i>	-7	82	9,51
2	-9	65	1,71
4	-10	41	0,61
6	-11	39	0,56
8	-11	29	0,51
10	-7	42	1,28

*Вывод:* наиболее оптимальное время обработки составляет 8 мин, при этом значение вязкости уменьшается на 75%. Дальнейшее время обработки не дает положительного результаты обработки.

Эффективность применения УЗО для уменьшения вязкостно-температурных свойств нефти исследовалось с помощью ULTRASONIC: мощность генератора 4 кВт, интенсивность УЗО 10 Вт/см<sup>2</sup> на частоте 22 кГц [57]. Время обработки в диапазоне 1-20 мин при температуре 25-30 °С. Результаты показаны на рисунках ниже.

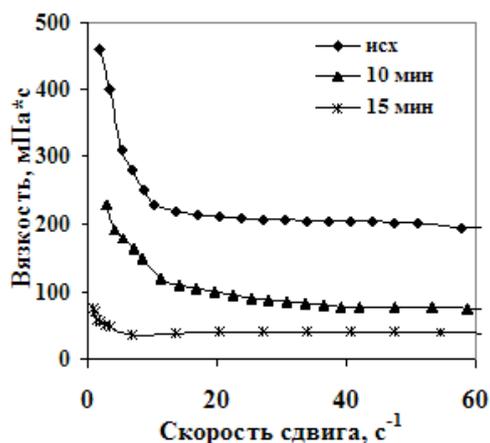


Рисунок 1.35 – Зависимость вязкости от скорости сдвига при УЗО парафинистой высокосмолистой нефти

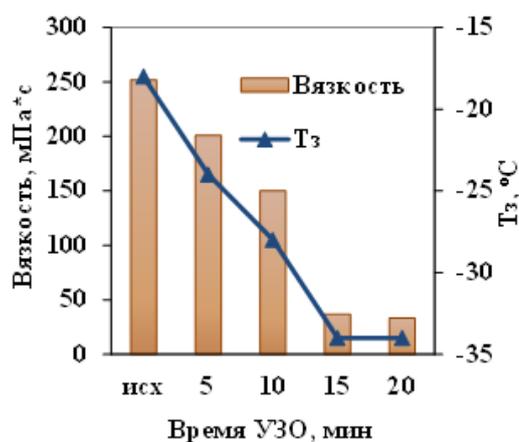


Рисунок 1.36 – Влияние времени УЗО на вязкости и температуру застывания парафинистой высокосмолистой нефти

*Вывод* по рисунку 1.36: значение вязкости и температуры застывания образца парафинистой высокосмолистой нефти уменьшается с увеличением времени УЗО. После 15 мин обработки практически не происходит изменений, значение вязкости и температуры остаются неизменными. Также эта зависимость для вязкости сохраняется при увеличении скорости сдвига: в среднем, после 20 с<sup>-1</sup>, вязкость сохраняется полученный эффект обработки, дальнейшее увеличение скорости сдвига не приводит к снижению значения вязкости. Оптимальное время также составляет 15 мин.

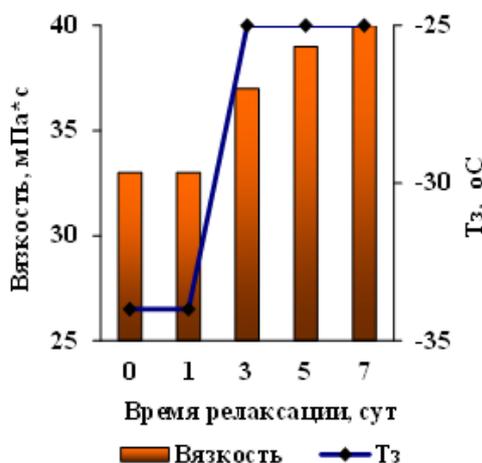


Рисунок 1.37– Релаксация вязкости и температуры застывания обработанной нефти

Исходя из данных рисунка 1.37, можно проследить время релаксации для значения вязкости и температуры застывания: для  $\eta$  – 7 суток, для  $t_{\text{заст}}$  – 3 суток.

Снижение  $\eta$  парафинистых нефтей в УЗ поле исследовали М.А. Ершов, Д.А. Баранов, М.С. Муллакаев, В.О. Абрамов [17]. Изучение воздействия кавитации и X реагентов на  $\eta$ : Н обрабатывается под давлением 8,0 – 12,0 МПа, разгон Н, возрастание скоростного напора, падение статического напора ниже давления упругих паров, обильное выделение пузырьков газа; далее – увеличение сечение потока, уменьшение скорости истечения, возрастание статического давления, лопание пузырьков газа, изменения давления на ограниченных участках Ж разрушают межмолекулярные связи, измельчают парафины и разрушают ассоциаты нефти; перед измерением термостатирование при 20 °С в течении 30 мин; учтены требования ASTM D2602 [73] и ASTM D4684 [74]; результат испытания – среднее арифметическое двух параллельных определений; обработка 50 л Н в исходной емкости, измерение при  $t = const = 20$  °С за счет автоматического электронагревателя. X реагент + механическая мешалка + Н => рабочий участок => приемная емкость. X реагенты: толуол 2% масс., бутилацетат 2% масс. Аппаратурно-технологическая схема установки (исходная смесь, насос, рабочий участок, приемная емкость): опытно-промышленная установка производительностью 3 м<sup>3</sup>/ч с гидродинамическим проточным реактором (ГПР). В таблице 1.21 приведен состав образцов нефти (Н1 и Н2).

**Таблица 1.21 – Состав парафинистой нефть:**

№	$\eta$ , 20°С, мПа · с	п/с/а, %
Н1	575	28/19/4
Н2	360	19/15/4

Ротационный вискозиметр низкотемпературных показателей ИНПН SX 850ИХН СО РАН: измеряется крутящий момент при  $\omega = const = 250$  рад/с.

*Вывод:* 1 серия = кавитационная обработка:  $\eta$  Н1 снизилась на 7-8%, Н2 – на 10-11%, релаксация: в течении 2 суток наблюдается восстановление  $\eta$ ;

2 серия = реагенты:  $\eta$  Н1 снизилась на 22%, Н2 – на 28%. Со временем  $\eta$  повышается на 7-9%;

3 серия = 2% масс. толуола и бутилацетата + кавитация: Н1 на 35%, Н2 на 42%. В течении 4 суток наблюдается увеличение  $\eta$ .

Теперь рассмотрим результаты КО на основе УЗВ, полученные Прачкиным В.Г. [58].

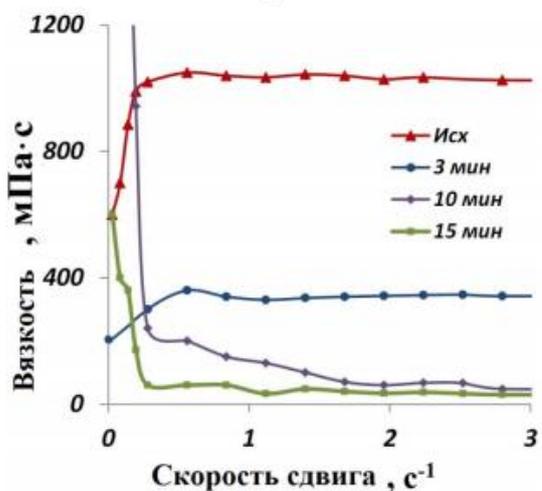


Рисунок 1.38 - Зависимость вязкости нефти от скорости сдвига при УЗО

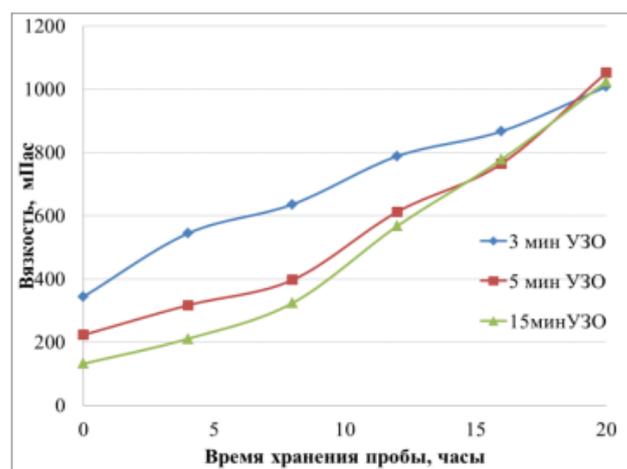


Рисунок 1.39 - Зависимость вязкости нефти от времени хранения пробы при УЗО

*Вывод* по рисунку 1.38: оптимальное время обработки – 15 мин, по рисунку 1.39 – время релаксации составляет 20 часов.

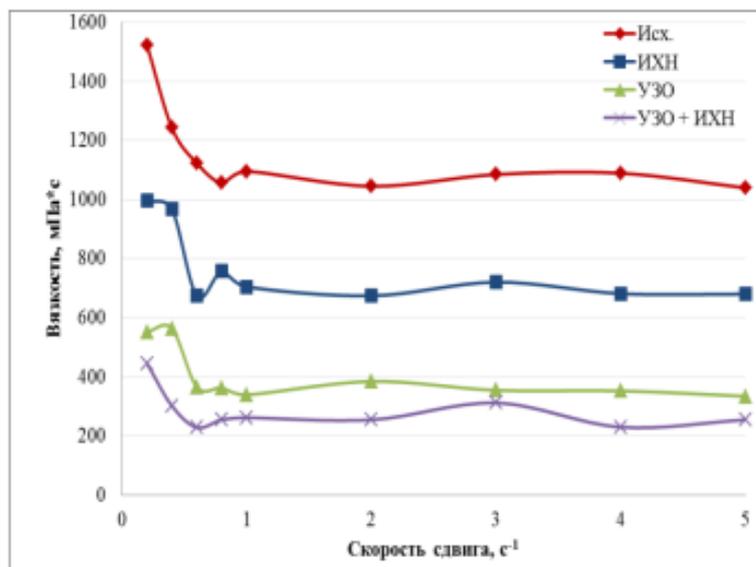


Рисунок 1.40 - Зависимость вязкости образцов нефти, после КО (УЗО 3 мин и ХО 2 % масс. ИХН-100)

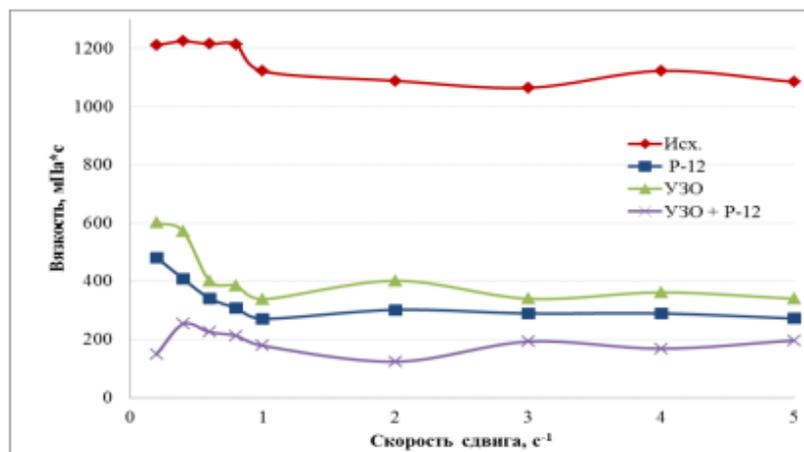


Рисунок 1.41- Зависимость вязкости образцов нефти, после КО (УЗО 3 мин и ХО 2 % масс. P-12)

*Вывод:* КО – оптимальный способ обработки.

Результаты исследования также можно увидеть на рисунках 1.42-1.45.

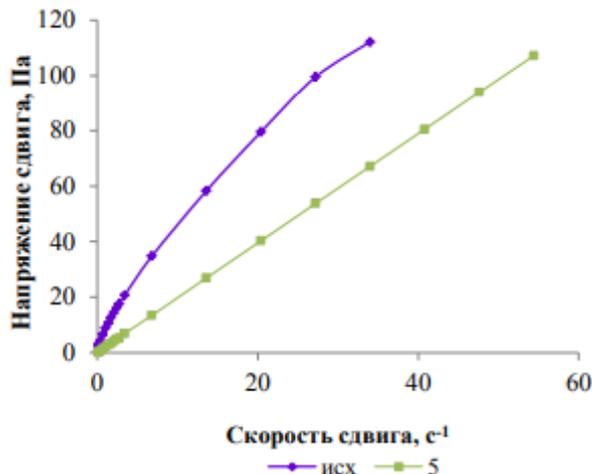


Рисунок 1.42 – Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига исходной нефти и пробы № 5 после УЗО (2 мин)

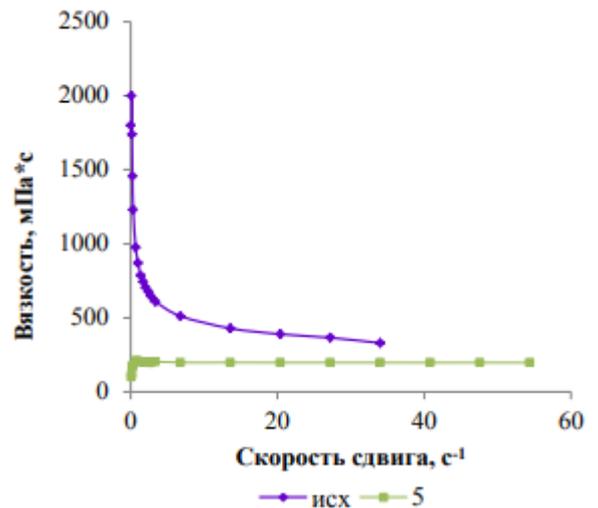


Рисунок 1.43 – Зависимость вязкости от скорости сдвига исходной нефти и пробы № 5 после УЗО (2 мин)

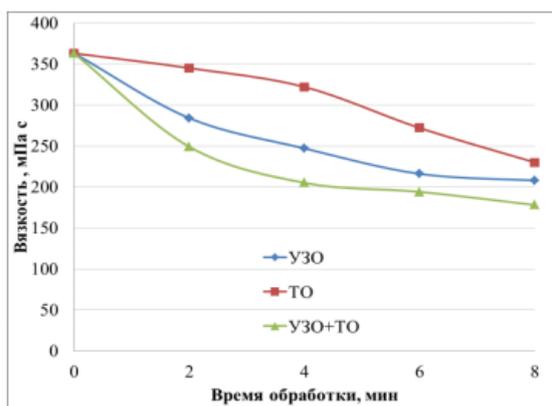


Рисунок 1.44 – Зависимость вязкости от времени КО (0,1 с<sup>-1</sup>)

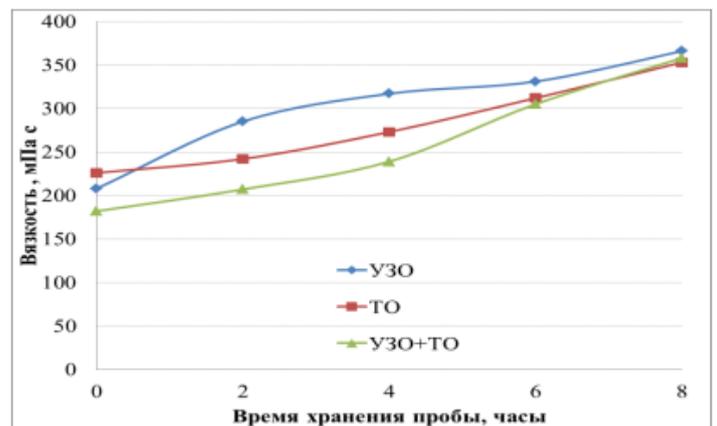


Рисунок 1.45 – Зависимость вязкости от времени хранения пробы после КО

*Вывод:* оптимальный способ обработки – КО (УЗО+ТО).

Рассмотрим основные результаты работы Ф. Р. Губайдулина, Р. З. Сахабутдинова и Т. Ф. Космачевой [59] по технологии подготовки нефти месторождений Татарстана.

УЗ применяется для коагуляции частиц воды в нефтяной эмульсии. УЗО: частота – 100 кГц, удельная акустическая мощность – 10 Вт/дм<sup>3</sup>, интенсивность – 5 Вт/см<sup>2</sup>.

Авторами было определено, что при 85°С происходит максимальная коагуляция частиц воды: снижение 50 масс % до значений около 2 % при времени 180 мин УЗО. Также было рассмотрено изменение значения

вязкости эмульсии нефти: при УЗО (при 20 °С) уменьшение вязкости произошло со значения 25300 мПа·с до значения 4200 мПа·с при 6 ч УЗО.

Исходя из предложенных технологических решений обустройства нефтепромысла, УЗО возможна в двух вариантах: непрерывная УЗО в отстойнике и предварительная УЗО в коалесценторе с последующим отстоем. Результаты исследования можно считать данные таблиц 1.22, 1.23.

**Таблица 1.22 – Результаты обезвоживания вязкой нефти с непрерывной УЗО в отстойнике [59]**

$\omega_{\text{воды}}$ в исходной эмульсии, %	Частота, кГц	Удельная акустическая мощность, Вт/дм <sup>3</sup>	Интенсивность, Вт/см <sup>2</sup>	Время УЗВ, ч	$\omega_{\text{воды}}$ после обработки, %
4,5	–	–	–	4	1,0
				6	0,8
				10	0,5
6,0	30	2	1	4	1,1
				6	0,8
5,2	30	10	4	2	1,0
				6	0,8

*Вывод:* непрерывный отстой с УЗО позволяет привести нефть, как минимум, к 3 группе качества по ГОСТ Р 51858-2002 [62], за исключением одного значения. При максимальном времени отстоя (10 ч) значение  $\omega_{\text{воды}}$  сводится к 0,5 % с исходным 4,5 % содержанием воды. Максимальное исходное содержание воды 6,0% снижает свое значение до 0,8 % (6 ч).

Таблица 1.23 – Результаты обезвоживания вязкой нефти с предварительной УЗО в коалесценторе [59]

$\omega_{\text{воды}}$ в исходной эмульсии, %	Параметры УЗ коалесцентора				Время отстаивани я в отстойнике, ч	$\omega_{\text{воды}}$ в нефти после отстаивания , %
	Часто та, кГц	Удельная акустическа я мощность, Вт/дм <sup>3</sup>	Интенсивность , Вт/см <sup>2</sup>	Врем я УЗВ, ч		
4,5	–	–	–	–	4	1,0
					6	0,8
					10	0,5
7,1	20	100	5	5	4	1,1
					6	0,9
6,2	20	20	1	5	4	1,0
					6	0,8
3,4	30	100	2,5	5	2	0,9
					6	0,7
3,9	30	20	0,5	5	4	0,9
					6	0,7
4,8	50	100	5	1	2	1,0
					6	0,5
				5	2	0,9
					4	0,4
5,6	50	20	1	5	4	0,9
					6	0,6

*Вывод:* предварительная УЗО в коалесценторе и последующий отстой позволяет привести нефть, как минимум, к 3 группе качества по ГОСТ Р 51858-2002 [62], за исключением одного значения. Максимальная обводненность эмульсии составляет 7,1 %. Это значение снижается до 0,9 % при обработке в коалесценторе в течение 5 ч и последующим отстоем в течение 6 ч.

Механизм отделения АСПО от стенки трубопровода показали исследователи (рисунок 1.46) [103].



Рисунок 1.46 – Схема отделения АСПО от стенки трубопровода [103]

Визуальная эффективность УЗО показана на рисунке 1.35.

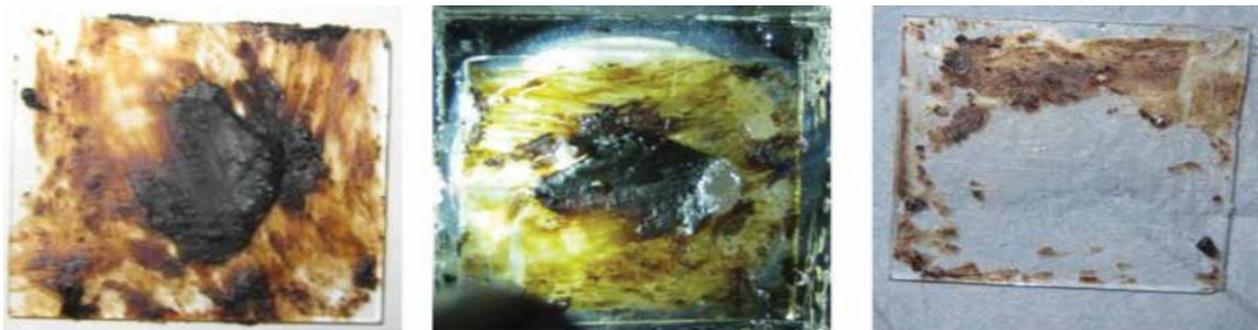


Рисунок 1.47 – Форма образца трубопровода до, во время и после УЗО при частоте 75 кГц, напряжении 10 В [103]

Общие положения по использованию УЗ в процессе подготовке и транспорта нефти показано в таблице 1.24.

Таблица 1.24 – Применение УЗ в процессе транспорта и подготовки нефти

Сущность/Особенности	Достоинства	Недостатки
Обработка нефти в емкости, возможность комбинации с другими методами.	В сравнении с другими методами, УЗ более экономически эффективен и экологически безопасен [102].	Необходимость промышленной апробации лабораторных данных, возвращение исходных свойств со временем.

Таким образом, методы регулирования реологических свойств можно представить в Приложении А. На рисунке показан один из механических способов улучшения реологических свойств нефти – виброобработка. В приложении А дана характеристика каждого метода подготовки и транспортировки вязкой нефти, а также приведены их достоинства и недостатки. В приложении Б приведена классификация способов улучшения реологических свойств вязких нефтей в зависимости режима (изотермический/неизотермический) перекачки.

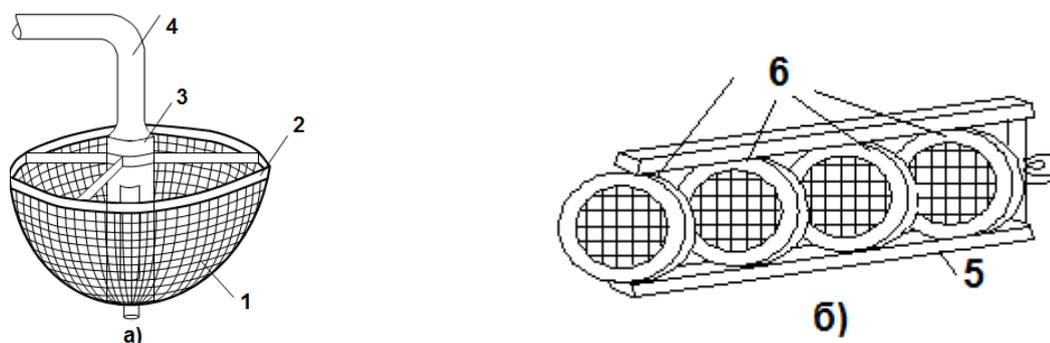


Рисунок 1.48 – Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств за счет механического воздействия: а) в резервуарах; б) в трубопроводе:

1 – сито, 2 – пояс, 3 – вибратор, 4 – ТП для откачки, 5 – каркас, 6 – кольца с сетками

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Потери на трение ( $h_{тр}$ ) согласно уравнению Дарси-Вейсбаха [111]:

$$h_{тр} = \lambda \cdot \frac{L \cdot u^2}{2 \cdot g \cdot D_{вн}}, \quad (1.18)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  
 $u$  – скорость потока,  $m \cdot c^{-1}$ ;  
 $L$  – длина участка между станциями,  $m$ .

Мощность магистрального насосного агрегата можно представить :

$$P = \frac{Q \cdot H \cdot \rho \cdot g}{\eta_{МНА}}, \quad (1.19)$$

где  $P$  – мощность МНА,  $Вт$ ;  
 $Q$  – объемная подача насоса,  $m^3 \cdot c^{-1}$ ;  
 $H$  – напор магистрального насоса,  $m$ ;  
 $\eta_{МНА}$  – КПД магистрального насосного агрегата.

Нормативно-техническая документация в области энергосбережения: вопросы энергосбережения регламентируются документами: ФЗ №261 [6], постановление Правительства №937 [122], энергетическая стратегия России на период до 2030 года [5]. стандарт ISO 50001:2011 [181].

Разработка методов минимизации потребления энергии на объектах нефтепроводного транспорта – актуальная задача для трубопроводного транспорта нефти. Для того, чтобы насосы нефтеперекачивающих станций (НПС) сохраняли достаточный напор, необходимо соблюдение уравнения баланса напоров. Чтобы уменьшить потребление мощности, при неизменной подаче можно уменьшить потери на трение, которые достигаются путем сохранения эффективного диаметра трубопровода.

## 1.5 Вывод

Опираясь на данные проведенных исследований ряда авторов, весьма перспективным воздействием на снижение коэффициента вязкости нефти или нефтепродуктов, наряду с гидротранспортом и подогревом, является их термообработка, добавление присадок для снижения коэффициента гидравлических потерь, электроискровая обработка, виброобработка и использование комбинированных методов.

Для высокосмолистых нефтей эффективная обработка химическим полем, температурная обработка оптимальна для парафинистых нефтей.

Исходя из теоретического обзора вариантов подготовки и транспорта вязкой нефти следует отметить, что метод УЗВ, в отличие от других методов, оказывает меньшее воздействие на экологическую среду. Применение комбинированного подхода с УЗ способствует более комплексному решению задачи подготовки и транспортировки, но с наибольшими затратами для предприятия.

*Вывод:* Проведенный литературный обзор свидетельствуют, что выбор любой технологии предварительного воздействия на нефть заключается не только в эффективном изменении реологических свойств, но и в их сохранении в течении длительного периода времени, поэтому в постановке задач исследования данной ВКР был заложен фактор времени и принцип комбинирования технологий УЗ, теплового и химического воздействия.

						Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ И МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СЫРОЙ И ДОБЫТОЙ (ТОВАРНОЙ) НЕФТИ

### 2.1. Объект исследования

Предмет исследования – подготовленная и неподготовленная нефть. Подготовленная нефть (образец №1) – нефть незначительной вязкости, доведенная до товарных качественных характеристик в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 [62]. Неподготовленная нефть (образец №2) – водонефтяная эмульсия, не прошедшая стадию промысловой подготовки.

Образцом №1 (далее по тексту CmO – Commercial Oil) послужила нефть незначительной вязкости с магистрали [REDACTED]. Образец №2 (далее по тексту CrO – Crude Oil) – нефть повышенной вязкости, недоведенная до товарных кондиций. Ее отбор был произведен с месторождения «Z», принадлежащего [REDACTED].

Таким образом, объект исследования – технология транспортировки нефти, будет определяться исходя из данных лабораторных исследований образцов CmO и CrO.

Деятельностью [REDACTED] (Компания 1) является транспортировка товарной нефти по магистральным нефтепроводам.

Месторождение «Z» входит в [REDACTED] группу месторождений. Оператор объекта – [REDACTED] (Компания 2). Приведем некоторые дополнительные сведения об этой компании.

#### 2.1.1 Текущее состояние промысловых трубопроводов Компании 2

Промысловые трубопроводы являются связующим звеном между кустовыми площадками и установками подготовки нефти, откуда подготовленная товарная нефть поступает в систему магистральных трубопроводов.

					Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаренко А.М.			Характеристика оборудования и методов исследования сырой и добытой (товарной) нефти	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					59	138
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б		
Рук-ль		Брусник О.В.						

Поэтому, поддержание исправного технического состояние объекта, которое, согласно Рудаченко А.В., определяется как, – состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации, необходимо и крайне важно.

Основными видами деятельности предприятия является добыча и подготовка углеводородного сырья на территории ██████████ областей. С 2018 года ██████████ (Компания 2) является совместным предприятием, ██████████ акций которого принадлежит компании из ██████████ ██████████, а ██████████ ██████████, что существенно повышает требования и внимание к промышленной безопасности и возможным рискам. На сегодняшний день, Компания 2 является ведущим экспертом в области добычи трудноизвлекаемых запасов нефти, что, несомненно, сказывается и на процессе транспортировки такого вида сырья. Производственная деятельность ведется на территории ██████████ месторождений, рассмотрим более подробно текущее состояние трубопроводного комплекса Компании 2.

Для разработки эффективных научных и инженерно-технологических решений необходим регулярный сбор и анализ статистических данных, способных наиболее полно отражать условия сооружения и эксплуатации ПТ.

Общая протяженность промысловых трубопроводов ██████████ ██████████, на начало 2019 года, составляет 452 км. Порядка 90%, – это нефтесборные сети и водоводы высокого давления.

Парк ПТ организации стабильно расширяется. В соответствии с политикой организации ежегодно предпринимается большое количество мероприятий по повышению надежности ПТ, о чем свидетельствует ежегодный рост ингибируемых и очищаемых трубопроводов.

Наиболее популярными сталями в ██████████ регионе, на данный момент, являются марки 13ХФА и 09Г2С.

						Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2.1.2 Основные сведения о месторождении «Z»

Месторождение «Z» ( [REDACTED] ) расположено в [REDACTED] районе [REDACTED] области.

На данный момент суммарная протяженность парка составляет [REDACTED] км нефтепромысловых трубопроводов и [REDACTED] км водоводов высокого давления. Также на данном месторождении имеются: УПН; БКНС; напорный нефтепровод от УПН до точки врезки в магистральный нефтепровод « [REDACTED] »; напорный нефтепровод, поставляющий товарную нефть от ДНС [REDACTED] месторождения до УПН [REDACTED] месторождения.

Согласно общей схемы месторождения, газонасыщенная и обводненная нефть со скважин кустовых площадок под давлением, развиваемым глубинными насосами, по выкидным линиям поступает на АГЗУ. После АГЗУ продукция нефтяных скважин по нефтегазосборным трубопроводам поступает на УПН. С ее территории очищенная нефть с измеренными количественными и качественными показателями поступает по напорному трубопроводу на СИКН. Пластовая вода с УПН поступает на БКНС для высоконапорных насосов системы ППД для дальнейшей закачки на кустовые площадки в пласт.

## 2.2. Методики измерения физико-химических свойств нефти

### 2.2.1 Определение вязкости жидкости

Неньютоновскую жидкость испытывают с помощью ротационной вискозиметрии по методике, описанной в СІРАС МТ 192 [83]

Вязкость определяется при постоянной температуре интервала (20 – 40)°С согласно ОРРТС 830.7100 [81], СІРАС МТ 3 [82] и СІРАС МТ 192 [93].

Вязкость жидкостей следует определять при температуре 40°С согласно [84].

В стандарте ГОСТ 33452-2015 [80] используются методы, отвечающие требованиям объектов по стандартизации и правительственных агентств.

						Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Напряжение сдвига:

$$\tau = \eta \cdot G, \quad (2.1)$$

где  $\tau$  – напряжение сдвига, Па;  
 $\eta$  – динамическая вязкость, Па·с;  
 $G$  – скорость деформации сдвига, с<sup>-1</sup>.

Вязкость ньютоновской жидкости постоянна при изменении скорости сдвига, зависит от внешних факторов: давления и температуры.

Вязкость неньютоновской жидкости непостоянная при изменении скорости сдвига.

Кинематическая вязкость (определяемая капиллярным вискозиметром):

$$\nu = \eta / \rho, \quad (2.2)$$

где  $\nu$  – кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с;  
 $\eta$  – динамическая вязкость, Па·с;  
 $\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>.

В практическом применении:  $[\eta] = \text{мПа} \cdot \text{с} = \text{сПз}$ ,  $[\nu] = \frac{\text{мм}^2}{\text{с}} = \text{сСт}$ .

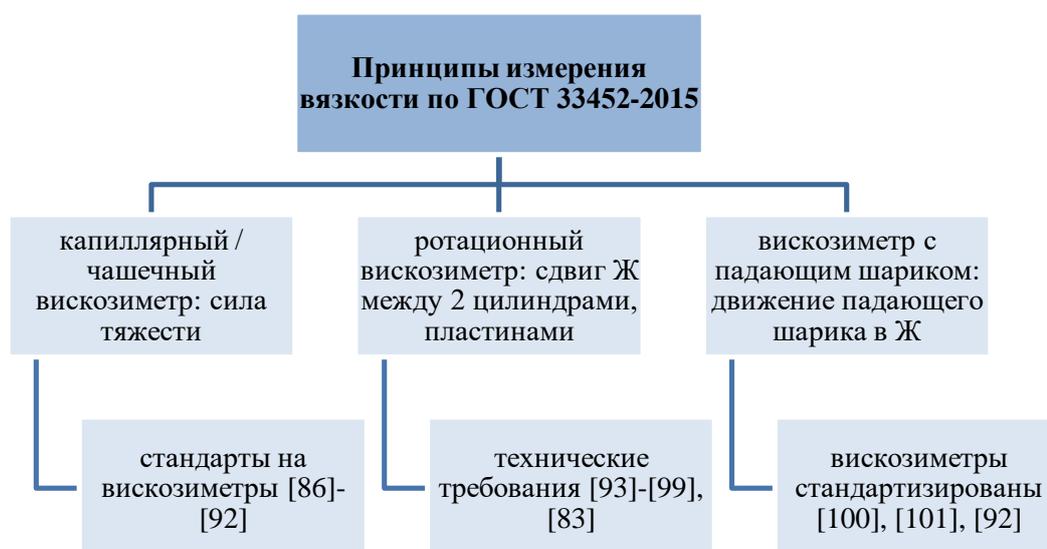


Рисунок 2.1 – Принципы измерения вязкости жидкости согласно ГОСТ 33452-2015 [80]

Более подробное описание методов представлено в таблице 2.1.

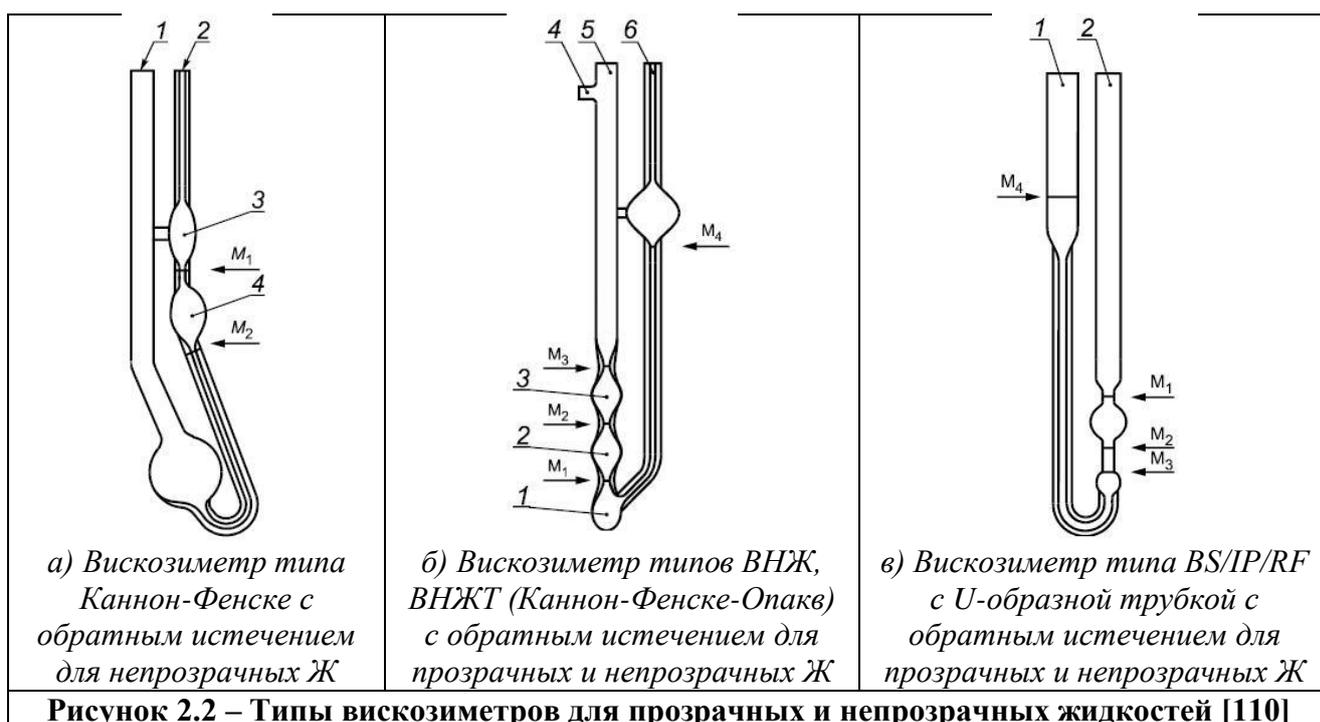


Условия измерения вязкости жидкости [80]: во время испытания температура образца жидкости составляет  $20^{\circ}\text{C}$ , при повторном испытании –  $40^{\circ}\text{C}$ . При каждой температуре не менее двух измерений. Приведем еще некоторые характеристики методов измерения вязкости в таблице 2.2.

**Таблица 2.2 – Характеристики методов определения вязкости [80]**

Вязкость	Диапазон измерений	Стандартизация
<b>Капиллярный вискозиметр</b>		
кинематическая	(0,5-105) сСт	[86]
<b>Чашечный вискозиметр</b>		
кинематическая	(8-700) сСт	[87]
<b>Ротационный вискозиметр</b>		
динамическая	(10-105) сПз	[93]
<b>Вискозиметр с падающим шариком (Гепплера)</b>		
динамическая	(0,5-109) сПз	[100]
<b>Вискозиметр с катящимся шариком</b>		
динамическая	(0,5-107) сПз	[101]

Методика измерения вязкости согласно ГОСТ 33-2016 [110]: измерение времени истечения Ж под влиянием силы тяжести с помощью калиброванного стеклянного вискозиметра. Определяемая кинематическая вязкость получается путем умножения времени истечения на постоянную вискозиметра. На рисунке 2.2 приведены разные виды капиллярных вискозиметров.



## 2.2.2 Методики определения прочих характеристик нефти

Приведем методики определения физико-химических характеристик нефти, за исключением вязкости (п. 2.2.1.) в виде таблицы 2.3.

**Таблица 2.3 – Методика определения некоторых физико-химических характеристик нефти**

Параметр	НТД	Сущность
Плотность	ГОСТ 3900-85 [111]	В исследуемую Ж погружается ареометр, затем снимаются показания по его шкале.
Содержание парафинов	ГОСТ 11851-2018 [112]	А – предварительное удаление (экстракция, адсорбция) асфальто-смолистых веществ перед выделением парафина при $-20^{\circ}\text{C}$ с помощью ацетона и толуола; Б – предварительное удаление (вакуумная перегонка с отбором фракций при $(250 - 550)^{\circ}\text{C}$ ) асфальто-смолистых веществ перед выделением парафина при $-20^{\circ}\text{C}$ с помощью спирта и эфира.
Содержание воды	ГОСТ 2477-2014 [113]	Ж нагревается и перегоняется с смеси с растворителем в колбе с холодильником. Сжиженный растворитель и вода разделяются в ловушке, растворитель циклически возвращается в колбу.
Содержание серы	ГОСТ 32139-2019 [114]	Образец Ж помещают в пучок излучения рентгеновской трубки, измеряют сигнал возбужденного излучения, сравнивают с калибровочными образцами.
Содержание асфальтенов и смол	ГОСТ 11858-66 [115]	Выделение асфальтенов $n\text{-C}_7\text{H}_{16}$ / петролейным эфиром и дальнейшее отделение фильтрацией, в результате в фильтрате растворенные смолы адсорбируются на силикагеле и затем обратно десорбируются с помощью спирто-толуольной смеси.
Содержание хлористых солей	ГОСТ 21534-76 [116]	Извлечение солей водой и последующим их титрованием (индикаторным или потенциометрическим) в водной вытяжке.

Полученные характеристики добываемой и транспортируемой продукции приведем в следующем подразделе в виде таблиц 2.4 и 2.5.

## 2.3. Характеристика добываемой и транспортируемой продукции

Образец нефти *СтО* – особо легкая [62], незначительной вязкости [63], парафинистая [63], первой группы качества [62].

						Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.4 – Характеристика образца нефти CrO

№	Наименование показателя	Методика	Результат	Характеристика
1	Плотность нефти при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	[111]		
2	Вязкости нефти при 20°C, мПа · с	[110]		
3	Массовая доля воды, %	[113]		
4	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> (%)	[116]		
5	Массовая доля парафина, %	[112]		

Нефть месторождения «Z» (CrO) характеризуется как тяжелая [62], высоковязкая [63], высокообводненная [62], смолистая [63], высокопарафинистая [63]. Некоторые физико-химические характеристики добываемой нефти представлены в таблице 2.5. Перед определением характеристик нефти CrO было проведено ее обезвоживание сухим хлористым кальцием.

Таблица 2.5 – Характеристика образца нефти CrO

№	Наименование	Методика	Результат	Характеристика
1	Плотность нефти при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	[111]		
2	Вязкость нефти при 20°C, мПа · с	[110]		
3	Массовая доля воды, %	[113]		
	Массовое содержание, % масс.			
4	смола силикагелевых	[115]		
5	асфальтенов	[115]		
6	парафинов	[112]		

#### 2.4. Характеристика оборудования и материалов для проведения лабораторного исследования

Измерение реологических характеристик нефтей будет проводиться с использованием вискозиметра Штабингера SVM 3000 (рисунок 2.4).

Основные материалы и оборудование для инициализации физико-химических полей ультразвуковой генератор и излучатель – ультразвуковая мойка Bradex «Очиститель» (рисунок 2.3). Для температурного воздействия

используем подогрев с помощью термостата водяной серии. В качестве растворителя был использован толуол.

**Рисунок 2.3 – Ультразвуковой генератор**



**Рисунок 2.4 – Вискозиметр**



**Рисунок 2.5 – Схема лабораторной установки по исследованию эффективности теплового воздействия**



В работе представлены результаты исследований ультразвуковой обработки (УЗО), реагентной обработки (РО), температурной обработки (ТО) и их комбинированного воздействия на некоторые реологические свойства товарной и высоковязкой нефтей.

### 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЙ ТЕМПЕРАТУРНЫХ, УЛЬТРАЗВУКОВЫХ И ХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ИЗМЕНЕНИЕ НЕКОТОРЫХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

					Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаренко А.М.			Исследование влияний температурных, ультразвуковых и химических параметров воздействия на изменение некоторых реологических свойств	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					68	138
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б		
Рук-ль		Брусник О.В.						

## 4. РАСЧЕТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 4.1. Модельный участок промыслового трубопровода

Для расчета прочностных характеристик примем модельным участком нефтесборный трубопровод месторождения «Z». Основные технические характеристики трубопровода представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Характеристика модельного участка трубопровода

Параметр	Значение	Единица измерения
Протяженность	7000	м
Диаметр	219	мм
Толщина стенки	8	мм
Давление рабочее	4	кПа
Марка стали	13ХФА	

### 4.1.2 Расчет на прочность трубопровода

Расчет прочностных характеристик трубопровода является неотъемлемой частью любого проекта по строительству нового участка. На данный момент имеется два руководящих документа, позволяющие выполнять расчет на прочность и устойчивость: СП 284.1325800.2016 [60], ГОСТ Р 55990-2014 [61]. Оба документа, касаемо вопроса прочностных расчетов, достаточно идентичны, однако, большинство предприятий предпочитают прием расчетов от проектных институтов согласно ГОСТ Р 55990-2014 [61].

Проведение расчета на прочность позволяет проверить принятые в проекте конструкционные особенности трубопровода и оценить запас прочности.

Необходимо определить нормативные и расчетные сопротивления материала труб. При определении напряжений, и в расчетах трубопроводов на прочность, и устойчивость, будем принимать значения физических характеристик материала следующими:

						Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- модуль упругости  $E_0=206000$  МПа;
- коэффициент Пуассона  $\mu_0 = 0,3$ ;
- коэффициент линейного расширения  $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}(\text{°C})^{-1}$ .

Значения нормативного предела текучести и нормативного предела прочности (временного сопротивления) примем:

- предел прочности 13ХФА  $\sigma_u = 520$  МПа;
- нормативный предел текучести 13ХФА  $\sigma_y = 430$  МПа.

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

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

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

где  $\gamma_d$  – коэффициент условий работы;  
 $\gamma_{mu}$  – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности;  
 $\gamma_{my}$  – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести (1,15);  
 $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности трубопровода (1,10).

Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности  $\gamma_{mu}$  следует принимать в зависимости от характеристик труб, согласно данным таблицы 4.2.

**Таблица 4.2 – Значения коэффициента надежности по материалу труб  $\gamma_{mu}$**

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

Значение коэффициента условий работы  $\gamma_d$  для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, определяется в зависимости от категории участка, согласно данным таблицы 4.3.

**Таблица 4.3 – Значения коэффициента условий работы трубопровода**

Категория участка трубопровода	Коэффициент условий работы трубопровода $\gamma_d$
Н	0,921
С	0,767
В	0,637

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 [61] нефтесборный трубопровод относится к категории Н (нормальная). Так как рассматриваемые трубы из стали 13ХФА являются трубами стальными бесшовными нефтегазопроводными повышенной эксплуатационной надежности, то значения коэффициентов  $\gamma_{tu}$  и  $\gamma_d$  принимаем равными 1,4 и 0,921 соответственно.

Выполним расчет сопротивлений  $R_u$  и  $R_y$  по формулам 4.1 и 4.2.

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

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

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 4.3.

$$\sigma_h \leq \min\{R_u, R_y\}, \quad (4.3)$$

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 4.4.

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

где  $\sigma_h$  – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

$p$  – рабочее давление, МПа;

$\gamma_{fp}$  – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);

$D$  – наружный диаметр трубы, мм;

$t_n$  – толщина стенки трубы номинальная, мм.

Коэффициент надежности по внутреннему давлению определяется согласно [61],  $\gamma_{fp} = 1,15$ . Нефтесборный трубопровод имеет параметры: диаметр – 219; толщина стенки – 8; рабочее давление – 4 МПа.

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	71

Выполним расчет кольцевых напряжений по формуле 4.4 и проверку условия прочности по 4.3.

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n} = \frac{1,15 \cdot 4,0 \cdot 219}{2 \cdot 8} = 63 \text{ МПа},$$

$$\sigma_h \leq \min\{R_u, R_y\}; 63 \text{ МПа} \leq 311 \text{ МПа}.$$

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

$$\sigma_I \leq f_I \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I \geq 0; \quad (4.5)$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I < 0; \quad (4.6)$$

где  $\sigma_I$  – продольное напряжение, МПа;

$\sigma$  – эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;

$\sigma_y$  – нормативный предел текучести материала труб, МПа.

$f_I, f_{eq}$  – расчетные коэффициенты для проверки соответственно продольных и эквивалентных напряжений, принимаемые в зависимости от стадии "жизни" трубопровода в соответствии с данными таблицы 6.3

Таблица 4.4 – Значение расчетных коэффициентов  $f_I, f_{eq}$

Расчетный коэффициент	Строительство	Гидростатические испытания	Эксплуатация трубопроводов, транспортирующих продукты	
			не содержащие H <sub>2</sub> S	содержащие H <sub>2</sub> S
$f_I$	0,70	0,80	0,60	0,45
$f_{eq}$	0,96	1,00	0,90	0,65

Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса  $\sigma_{eq}$ , вычисляем по формуле:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_I + \sigma_I^2}, \quad (4.7)$$

где  $\sigma_h$  – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

$\sigma_I$  – продольное напряжение, МПа.

Продольные напряжения  $\sigma_I$  для подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений вычисляют по формуле:

$$\sigma_I = \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R}, \quad (4.8)$$

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

Рассчитаем продольные напряжения согласно формулы 4.8:

$$\sigma_I = 0,3 \cdot 63 - 206000 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 30 \pm \frac{206000 \cdot 0,219}{2 \cdot 200} = -72,36 \pm 112,8;$$

$$\sigma_I^- = -185,16 \text{ МПа}; \quad \sigma_I^+ = 40,44 \text{ МПа}.$$

Для дальнейших расчетов принимаем наибольшее по модулю значение.

По формуле 4.7 рассчитаем эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_I + \sigma_I^2} = \sqrt{63^2 - 63 \cdot 185,16 + 185,16^2} = 163 \text{ МПа}.$$

По условиям 4.5 и 4.6 выполним проверку трубопровода на прочность для продольных и эквивалентных напряжений:

$$\sigma_I \leq f_I \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I \geq 0; \quad 40,44 \text{ МПа} \leq 0,6 \cdot 430 = 258 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I < 0; \quad 163 \text{ МПа} \leq 0,9 \cdot 430 = 387 \text{ МПа}.$$

Оба условия прочности выполнены с большим запасом. Соответственно,

все три условия прочности, согласно ГОСТ Р 55990 [61], выполнены. На этом расчет на прочность нефтесборного трубопровода из стали 13ХФА для транспорта образцов нефти CmO и CrO можно считать завершенным. Можно сделать вывод о том, что трубопровод будет обеспечивать более высокий уровень прочности и надежности.

#### 4.1.3 Расчет гидравлических потерь при перекачке обработанной сырой и добытой (товарной) нефти по промысловому трубопроводу

При перекачке высоковязкой нефти с динамической вязкостью  $\mu_1$  и плотностью  $\rho_1$ , массовым расходом  $G$  по трубопроводу длиной  $L$  метров, диаметром  $d$  и абсолютной эквивалентной шероховатости  $\Delta$ , образовался слой парафина толщиной  $\delta$  на стенках трубопровода.

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	73

Рассчитать изменение потери напора на трение, потери давления по длине трубопровода при перекачке высоковязкой нефти по сравнению с перекачкой нефти незначительной динамической вязкости  $\mu_2$  плотностью  $\rho_2$ .

**Таблица 4.5 – Исходные данные к расчету гидравлических потерь трубопровода при перекачке нефти №1 и №2**

Показатель	Значение	Размерность
Динамическая вязкость высоковязкой нефти	33,18	мПа·с
Динамическая вязкость нефти незначительной вязкости	3,41	мПа·с
Плотность высоковязкой нефти $\rho_1$	872	кг/м <sup>3</sup>
Плотность нефти $\rho_2$	802	кг/м <sup>3</sup>
Массовый расход	3500	т / сут
Разность геодезических отметок	9	м
Длина трубопровода	7000	м
Диаметр трубопровода	219	мм
Толщина стенки	8	мм
Абсолютная эквивалентная шероховатость	0,1	мм
Толщина слоя парафина, образовавшегося при перекачке высокопарафинистой нефти	10	мм

Гидравлический расчет проводится согласно методике, изложенной в учебном пособии Сваровской Н.А. [148].

1. Расчет внутреннего диаметра запарафиненного трубопровода:

$$d_1 = d - 2 \cdot \delta = 203 - 2 \cdot 10 = 183 \text{ мм} = 0,183 \text{ м} \quad (4.9)$$

где  $d$  – внутренний диаметр трубопровода без отложений, м;

$\delta$  – толщина слоя парафина, м.

2. Значение кинематической вязкости нефти:

$$\nu_1 = \frac{\mu_1}{\rho_1} = \frac{33,18}{872} = 38,05 \text{ мм}^2/\text{с} \quad (4.10)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость высоковязкой нефти, мПа·с;

$\rho$  – плотность высоковязкой нефти, кг/м<sup>3</sup>.

3. Площадь поперечного сечения для трубопровода круглого сечения:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

$$S_1 = \frac{\pi \cdot d_1^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,183^2}{4} = 0,026 \text{ м}^2 \quad (4.11)$$

где  $d_1$  – внутренний диаметр запарафиненного трубопровода, м.

4. Расчет скорости потока жидкости в запарафиненном трубопроводе:

$$\omega_1 = \frac{Q_1}{S_1} = \frac{G}{\rho_1 \cdot S_1} = \frac{3500 \cdot 1000}{872 \cdot 0,026 \cdot 86400} = 1,79 \text{ м/с} \quad (4.12)$$

где  $Q_1$  – объемный расход, м<sup>3</sup>/с;

$S_1$  – площадь поперечного сечения, м<sup>2</sup>;

$G$  – массовый расход, кг/с.

5. Параметр Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d_1}{\nu_1} = \frac{1,79 \cdot 0,183}{0,000038} = 8605 \quad (4.13)$$

6. Режим течения:

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

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

Зоне гидравлически гладких труб удовлетворяет условие:

$$Re_{кр} < Re_2 \leq 10 \cdot \frac{d_1}{\Delta}, \quad (4.14)$$

$$10 \cdot \frac{d_1}{\Delta} = 10 \cdot \frac{0,183 \cdot 1000}{0,1} = 18300,$$

$$8605 < 18300$$

Следовательно, можно сделать вывод, что, так как  $Re_2 = 8605$  больше, чем  $Re_{кр} = 2320$ , но меньше чем 18300, режим течения будет являться турбулентным, зона гидравлически гладких труб.

7. Коэффициент гидравлического сопротивления:

						Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$\lambda_2 = \frac{0,3164}{\text{Re}_2^{0,25}} = \frac{0,3164}{8605^{0,25}} = 0,033 \quad (4.15)$$

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:

$$h_T = \frac{\lambda_1 \cdot L \cdot \omega_1^2}{d_1 \cdot 2 \cdot g} + \Delta Z = \frac{0,033 \cdot 7000 \cdot 1,79^2}{0,183 \cdot 2 \cdot 9,81} + 9 = 215,14 \text{ м} \quad (4.16)$$

где  $\Delta Z$  - разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, м.

9. Расчет значения величины потери давления по длине трубопровода:

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{\lambda_1 \cdot l \cdot \omega_1^2 \cdot \rho_1}{d_1 \cdot 2} + \Delta Z \cdot \rho_1 \cdot g = \\ &= \frac{0,033 \cdot 7000 \cdot 1,79^2 \cdot 872}{0,183 \cdot 2} + 9 \cdot 872 \cdot 9,81 = 1840399 \text{ Па} = 1,84 \text{ МПа} \quad (4.8) \end{aligned}$$

10. Внутренний диаметр трубопровода без АСПО:

$$d_2 = d = 0,203 \text{ м} \quad (4.17)$$

Трубопровод считается не покрытым отложениями.

11. Значение кинематической вязкости нефти:

$$\nu_2 = \frac{\mu_2}{\rho_2} = \frac{3,41}{801,9} = 4,25 \frac{\text{мм}^2}{\text{с}}, \quad (4.18)$$

где  $\mu$  - динамическая вязкость маловязкой нефти, Па·с;  
 $\rho$  - плотность маловязкой нефти, кг/м<sup>3</sup>.

12. Площадь поперечного сечения для трубопровода круглого сечения:

$$S_2 = \frac{\pi \cdot d_2^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,203^2}{4} = 0,032 \text{ м}^2, \quad (4.19)$$

где  $d_2$  - внутренний диаметр трубопровода без отложений, м.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

13. Расчет скорости потока жидкости в парафиненном трубопроводе:

$$\omega_2 = \frac{Q_2}{S_2} = \frac{G}{\rho_2 \cdot S_2} = \frac{3500 \cdot 1000}{801,9 \cdot 0,032 \cdot 86400} = 1,58 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (4.20)$$

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

$S_2$  – площадь поперечного сечения,  $\text{м}^2$ ;

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

14. Параметр Рейнольдса:

$$\text{Re}_2 = \frac{\omega_2 \cdot d_2}{\nu_2} = \frac{1,58 \cdot 0,203}{0,00000425} = 75468 \quad (4.21)$$

15. Режим течения:

Так как  $\text{Re}_2$  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:

$$\text{Re}_{\text{кр}} < \text{Re}_2 \leq 10 \cdot \frac{d_2}{\Delta}, \quad (4.22)$$

$$10 \cdot \frac{d_2}{\Delta} = 10 \cdot \frac{0,203 \cdot 1000}{0,1} = 20300,$$

Переходной области удовлетворяет условие формулы Альтшуля:

$$\text{Re}_{\text{кр}} < \text{Re}_2 \leq 500 \cdot \frac{d_2}{\Delta}, \quad (4.23)$$

$$500 \cdot \frac{d_2}{\Delta} = 500 \cdot \frac{0,203 \cdot 1000}{0,1} = 1015000.$$

Следовательно, можно сделать вывод, что, так как  $\text{Re}_2 = 3597$  больше, чем  $\text{Re}_{\text{кр}} = 2320$ , но меньше чем 1015000, режим течения будет являться турбулентным, переходная область.

16. Коэффициент гидравлического сопротивления:

						Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$\lambda_2 = 0,11 \cdot \left( \frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d_2} \right)^{0,25} = 0,021 \quad (4.24)$$

17. 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:

$$h_{t2} = \frac{\lambda_2 \cdot l \cdot \omega_2^2}{d_2 \cdot 2 \cdot g} + \Delta Z = \frac{0,021 \cdot 7000 \cdot 1,58^2}{0,203 \cdot 2 \cdot 9,81} + 9 = 101,13 \text{ м} \quad (4.25)$$

где  $\Delta Z$  - разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, м.

18. Расчет значения величины потери давления по длине трубопровода:

$$\Delta P_2 = \frac{\lambda_2 \cdot L \cdot \omega_2^2 \cdot \rho_1}{d_2 \cdot 2} + \Delta Z \cdot \rho_2 \cdot g = \frac{0,021 \cdot 7000 \cdot 1,58^2 \cdot 801,9}{0,203 \cdot 2} + 9 \cdot 801,9 \cdot 9,81 = 795612 \text{ Па} = 0,80 \text{ МПа} \quad (4.26)$$

19. 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:  $\frac{h_{t2}}{h_{t1}} = \frac{215,14}{103,13} = 2,13$ ,  $\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} = \frac{1,84}{0,80} = 2,3$ .

**Вывод:** Исходя из полученных результатов расчетов, можно сделать вывод, что при перекачке высоковязкой нефти увеличиваются показатели потери напора на трение в 2,13 раз и потери давления по длине трубопровода в 2,3, 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

						Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

парафиновыми отложениями, а также способов их транспортировки, так как данное направление, несомненно, является перспективным.

## 4.2. Модельный участок магистрального трубопровода

### Методика расчета потерь напора между соседними станциями

Порядок определения  $h_{\text{тр}}$  для участков между НПС:

- 1) Эквивалентный диаметр [111]:

$$D_{\text{вн}} = \left( \frac{L}{\sum_{g=1}^N \frac{L_j}{D_{\text{вн},j}^{4,75}}} \right)^2, \quad (4.27)$$

где  $L_j, D_{\text{вн},j}$  – длина и внутренний диаметр  $j$ -ой секции трубопровода, м.

- 2) Скорость потока ( $u$ ) определяется по формуле [111]:

$$u = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_{\text{вн}}}. \quad (4.28)$$

- 3) Число Рейнольдса [111]:

$$\text{Re} = \frac{u \cdot D_{\text{вн}}}{\nu}, \quad (4.29)$$

- 4) Относительная шероховатость трубопровода [111]:

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{D_{\text{вн}}}, \quad (4.30)$$

где  $\Delta$  – абсолютная шероховатость трубопровода, м.

Согласно [116] для трубопроводов  $D_{\text{вн}}$  до 0,377 м включительно  $\Delta$  принимается равной – 0,125 мм, для труб большого диаметра  $\Delta$  принимается 0,1 мм.

- 5) Далее определяется коэффициент гидравлического сопротивления согласно данным таблицы 4.6.

Таблица 4.6 – Расчет коэффициента гидравлического сопротивления исходя из зоны течения [111]

Зона Блазиуса	Переходная зона	Квадратичная зона
$10^4 < Re \leq \frac{27}{\varepsilon^{1,143}}$	$\frac{27}{\varepsilon^{1,143}} < Re \leq \frac{500}{\varepsilon}$	$Re > \frac{500}{\varepsilon}$
$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$	$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{68}{Re} + \varepsilon \right)^{0,25}$	$\lambda = 0,11 \cdot (\varepsilon)^{0,25}$

6) По формуле Дарси-Вейсбаха вычисляются  $h_{тр}$  на участке между НПС [11]:

$$h_{mp} = \lambda(Re, \varepsilon) \cdot \frac{L \cdot u^2}{2 \cdot g \cdot D_{вн}}. \quad (4.31)$$

7) При наличии лупингов или вставок,  $h_{тр}$  [111]:

- при наличии вставки (рисунок 4.2) область 1-2 до вставки, 2-3 во вставке, 3-4 после вставки:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q = u_{1-2} \frac{\pi \cdot D_{1-2}^2}{4} = u_{2-3} \frac{\pi \cdot D_{2-3}^2}{4} = u_{3-4} \frac{\pi \cdot D_{3-4}^2}{4}; \\ h_{mp} = \lambda_{1-2} \cdot \frac{L_{1-2} \cdot u_{1-2}^2}{2 \cdot g \cdot D_{1-2}} + \lambda_{2-3} \cdot \frac{L_{2-3} \cdot u_{2-3}^2}{2 \cdot g \cdot D_{2-3}} + \lambda_{3-4} \cdot \frac{L_{3-4} \cdot u_{3-4}^2}{2 \cdot g \cdot D_{3-4}}, \end{array} \right. \quad (4.32)$$

- при наличии лупинга (рисунок 4.3) индекс л – лупинг:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q = u_{1-2} \frac{\pi \cdot D_{1-2}^2}{4} = u_{2-3} \frac{\pi \cdot D_{2-3}^2}{4} + u_{л} \frac{\pi \cdot D_{л}^2}{4} = u_{3-4} \frac{\pi \cdot D_{3-4}^2}{4}; \\ h_{mp} = \lambda_{1-2} \cdot \frac{L_{1-2} \cdot u_{1-2}^2}{2 \cdot g \cdot D_{1-2}} + \lambda_{2-3} \cdot \frac{L_{2-3} \cdot u_{2-3}^2}{2 \cdot g \cdot D_{2-3}} + \lambda_{3-4} \cdot \frac{L_{3-4} \cdot u_{3-4}^2}{2 \cdot g \cdot D_{3-4}}, \\ \lambda_{2-3} \cdot \frac{L_{2-3} \cdot u_{2-3}^2}{2 \cdot g \cdot D_{2-3}} = \lambda_{л} \cdot \frac{L_{л} \cdot u_{л}^2}{2 \cdot g \cdot D_{л}}, \end{array} \right. \quad (4.33)$$

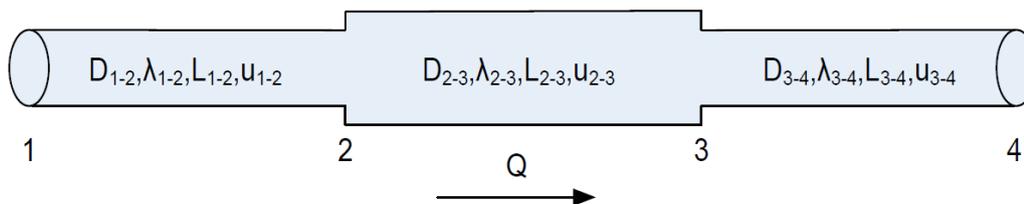


Рисунок 4.1– Схема участка трубопровода со вставкой

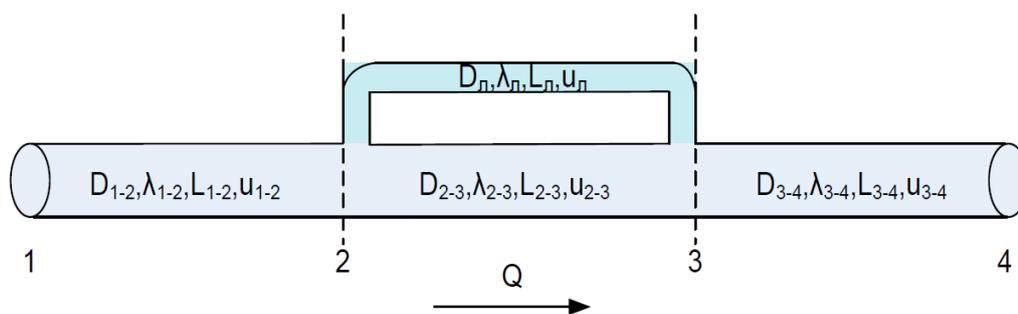


Рисунок 4.2 – Схема участка трубопровода с лупингом

8) Гидравлический уклон ( $i$ ) для участка между нефтеперекачивающими станциями [111]:

$$i = \frac{h_{mp}}{L}. \quad (4.34)$$

Для случая лупинга и вставки гидравлический уклон рассчитывается для каждого участка:

$$i_{1-2} = \frac{h_{1-2}}{L_{1-2}}, i_{2-3} = \frac{h_{2-3}}{L_{2-3}}, i_{3-4} = \frac{h_{3-4}}{L_{3-4}}. \quad (4.35)$$

Расчет будем производить для образцов нефти CrO и CmO: расчет диаметра МТ, определение толщины стенки МТ, гидравлический расчет трубопровода, подбор насоса.

#### 4.2.1 Расчет магистрального трубопровода перекачки CmO

Расчет насосной установки для транспортирования нефти по МН с пропускной способностью 30 млн т/г.

Таблица 4.7 – Исходные данные к расчету магистрального трубопровода перекачки CmO

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Параметр	Значение
Производительность G, млн т/г	30
Длина трубопровода L, км	145
$\Delta z$ , м	(-4)
Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	801,9
Кинематическая вязкость $\nu$ , сСт	3,92
Давление конечное P <sub>к</sub> , МПа	0,5

Для расчета в системе СИ переводим массовый расход в объемный, годовую производительность в часовую и секундную.

$$Q = \frac{G}{350 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot \rho}, \quad (4.36)$$

где  $Q$  – объемный расход, м<sup>3</sup>/ч;  
 $G$  – производительность, млн т/г;  
 $\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>.

$$Q = \frac{30000000}{350 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 801,9} = 1,24 \text{ м}^3/\text{с}$$

Для расчета диаметра используем уравнение расхода

$$Q = W \cdot S, \quad (4.37)$$

где  $S$  – площадь поперечного сечения, м<sup>2</sup>;  
 $d$  – внутренний диаметр трубы, м.

Поскольку площадь сечения определяется как  $S = \frac{\pi d_{\text{вн}}^2}{4}$ , тогда формула 4.14 примет вид:  $Q = W \cdot \frac{\pi d_{\text{вн}}^2}{4}$ , откуда получим выражение для расчета внутреннего диаметра:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4Q}{W\pi}}. \quad (4.38)$$

Скорость движения жидкости в трубопроводе не должна превышать 3 м/с, поэтому возьмем скорость течения жидкости  $W$  равной 2 м/с:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,24}{2 \cdot 3,14}} = 0,889 \text{ м.}$$

По каталогу выбираем трубу стандартную прямошовную 1020 мм и толщиной стенки 10мм.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

**Таблица 4.8 – Характеристики труб для нефтепроводов и нефтебаз по [148]**

Диаметр, d, мм	Рабочее давление, МПа	Номинальная толщина стенки	Марка стали	Коэффициент надежности, K <sub>1</sub>
1020	5,4	9,5;10;10,5	17Г1С	1,4

Исходя из расчетных данных выбираем трубу с диаметром 1020 мм.  
Пересчет скорости движения рабочей среды в трубопроводе:

$$w = \frac{4Q}{\pi d_{\text{вн}}^2} = \frac{4 \cdot 1,24}{\pi \cdot 1^2} = 1,58 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (4.39)$$

Расчет толщины стенки

Рассчитываем толщину стенки для трубопровода [149].

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 k_n} = \frac{510 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1} = 273,2 \text{ МПа}, \quad (4.40)$$

где  $k_n$  - коэффициент надежности по назначению, 1;  
 $m$  - коэффициент условий работы трубопровода, 0,75;  
 $k_1$  - Коэффициент надежности по материалу, 1,4 ;  
 $R_1^H$  - Нормативное сопротивление растяжению, 510МПа.

Толщина стенки по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_n}{2(n \cdot p + R_1)} = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 1020}{2(1,1 \cdot 5,4 + 273,2)} = 10,8 \text{ мм}, \quad (4.41)$$

где  $n$  - коэффициент надежности по нагрузке 1.1;  
 $P$  - Рабочее давление 5,4 МПа;  
 $R_1$  - расчётное сопротивление  
 $D_n$  - наружный диаметр.

По каталогу для трубопровода диаметром 1020 мм из стали 17Г1С  
выбираем наиболее подходящую толщину стенки – 10 мм.

Гидравлический расчет трубопровода

Для трубопроводов основные гидравлические характеристики находятся  
из уравнения Бернулли для реальной жидкости:

$$Z_H + \frac{P_H}{\rho g} + \frac{W_H^2}{2g} = Z_K + \frac{P_K}{\rho g} + \frac{W_K^2}{2g} + H_{\text{пот}}, \quad (4.42)$$

где  $Z_H; Z_K$  – геометрический напор на предыдущей и последующей станциях, м  
 $\frac{P_H}{\rho g}; \frac{P_K}{\rho g}$  – пьезометрический напор на предыдущей и последующей станциях, м  
 $\frac{W_H^2}{2g}; \frac{W_K^2}{2g}$  – скоростной напор на предыдущей и последующей станциях, м  
 $H_{\text{пот}}$  – потери напора на трубопроводе, м.

Для нахождения общих потерь напора на трение находим сопротивление трубопровода по уравнению Вейсбаха – Дарси:

$$H_{\text{тр}} = \lambda * \frac{l}{d} * \frac{w^2}{2 * g'} \quad (4.43)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  
 $l$  – длина трубопровода, м;  
 $d$  – диаметр участка трубопровода, м;  
 $w$  – средняя скорость течения жидкости, м/с;  
 $g$  – ускорение свободного падения.

Выбор формулы для расчета коэффициента трения зависит от режима течения жидкости и относительной шероховатости.

Рассчитываем режим течения жидкости в трубопроводе:

$$Re = \frac{w \cdot d_{\text{вн}}}{\nu} = \frac{1,58 \cdot 1}{3,92 \cdot 10^{-6}} = 403061. \quad (4.44)$$

Считаем относительную гладкость труб

Критические значения числа Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{10 \cdot d_{\text{вн}}}{\Delta} = 10 \cdot \frac{1000}{0,15} = 66667, \quad (4.45)$$

$$Re_2 = \frac{500 \cdot d_{\text{вн}}}{\Delta} = 500 \cdot \frac{1000}{0,15} = 3333333, \quad (4.46)$$

где  $\Delta$  – эквивалентная шероховатость (для труб подверженных коррозии равна 0,15мм), мм;  
 $d_{\text{вн}}$  – диаметр трубопровода, мм.

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{\Delta}{d_{\text{вн}}} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} = 0,11 \left( \frac{0,15}{1000} + \frac{68}{403061} \right)^{0,25} = 0,015 \quad (4.47)$$

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	84

Рассчитав коэффициент трения по выбранной формуле, определяем потери напора на трение по формуле Вейсбаха Дарси:

$$H_{\text{тр}} = 0,015 \cdot \frac{145000}{1} \cdot \frac{1,58^2}{2 \cdot 9,81} = 276,74 \text{ м} \quad (4.48)$$

Общие потери напора:

Для длинных трубопроводов местное сопротивление составляет 2% от общих потерь, потери напора складываются:

$$H_{\text{пот}} = H_{\text{тр}} + H_{\text{мс}} = 1,02 \cdot 276,74 = 282,27 \text{ м.} \quad (4.49)$$

где  $H_{\text{тр}}$  - сопротивление трубопровода;  
 $H_{\text{мс}}$  - местное сопротивление.

Рассчитываем потребляемый напор:

$$H_{\text{потр}} = \frac{p_k}{\rho g} + \Delta z + H_{\text{пот}} = \frac{500000}{801,9 \cdot 9,81} - 4 + 282,27 = 346,83 \text{ м.} \quad (4.50)$$

где  $p_k$  - конечное давление Па;  
 $\rho$  - плотность жидкости кг/м<sup>3</sup>;  
 $H_{\text{потр}}$  - потери напора, м;  
 $g$  - ускорение свободного падения.

Определяем необходимое начальное давление:

$$p_n = \rho g H_{\text{потр}} = 801,9 \cdot 9,81 \cdot 346,83 = 2,7 \text{ МПа.} \quad (4.51)$$

#### Подбор насоса

Исходя из рассчитанных значений подачи и напора, соответствующих значениям 4454 м<sup>3</sup>/ч и 347 м выбираем марку насоса *Насос НМ 5000-210-2.1*. Так, как напор, создаваемый насосом, не удовлетворяет расчетным условиям, а именно недостаточен для стабильной и производительной работы, используем в работе два насоса данной марки, соединенных последовательно.

Технические характеристики насоса представлены в таблице 4.9.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Таблица 4.9 – Технические характеристики насоса

Насос	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	КПД, %
НМ 5000-210-2.1	5000	210	2763	3000	89

Выбор способа регулирования подачи (напора) насоса

Т.к. два соединенных последовательно насоса Насос НМ 5000-210-2.1 дают общий напор 420 м (избыток напора 73 м) и подачу 5000м<sup>3</sup>/ч (проектная подача 4454 м<sup>3</sup>/ч) существует необходимость гашения подачи, создаваемого насосами, с помощью применения:

- Регулирование методом дросселирование ;
- Регулирование изменением частоты вращения вала.

Метод регулирования

В качестве метода регулирования параметров насоса предлагается использование изменение частоты вращения вала насоса. Конструкция насоса имеет частотно-регулируемый привод и можно добиться нужной подачи и напора:

$$n_2 = n_1 \cdot \frac{Q_2}{Q_1}, \quad (4.52)$$

где  $n_1$  – частота вращения, об/мин;  
 $Q_1$  – подача, м<sup>3</sup>/ч;  
 $Q_2$  – необходимые значения подачи, м<sup>3</sup>/ч.

$$n_2 = n_1 \cdot \sqrt{\frac{H_2}{H_1}}, \quad (4.53)$$

где  $H_1$  – напор установленного насоса, м;  
 $H_2$  – необходимые значения напора, м.

рассчитываем необходимую частоту вращения ротора насоса по подаче:

$$n_2 = 3000 \cdot \frac{4454}{4500} = 2969,33 \text{ об/мин}$$

Рассчитываем необходимую частоту вращения ротора насоса по подаче:

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	86

$$n_2 = 3000 \cdot \sqrt{\frac{347}{420}} = 2726,54 \text{ об/мин}$$

Следовательно, если уменьшить частоту вращения, уменьшится мощность электродвигателя, а значит, потребление электроэнергии будет меньше.

При данном методе регулирования насос развивает напор и подачу, строго соответствующие сопротивлению и пропускной способности нефтепровода.

При этом методе не наблюдается излишний расход энергии. Это самый экономичный метод регулирования.

#### 4.2.2 Расчет магистрального трубопровода перекачки CrO

Расчет насосной установки для транспортирования нефти по МН с пропускной способностью 30 млн т/г.

Таблица 4.10 – Исходные данные к расчету магистрального трубопровода перекачки CrO

Параметр	Значение
Производительность G, млн т/г	30
Длина трубопровода L, км	145
$\Delta z$ , м	(-4)
Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	872
Кинематическая вязкость $\nu$ , сСт	38,05
Давление конечное P <sub>к</sub> , МПа	0,5

Для расчета в системе СИ переводим массовый расход в объемный, годовую производительность в часовую и секундную.

$$Q = \frac{30000000}{350 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 872} = 1,14 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Скорость движения жидкости в трубопроводе не должна превышать 3 м/с, поэтому возьмем скорость течения жидкости W равной 2 м/с:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1.14}{2 \cdot 3.14}} = 0,848 \text{ м.}$$

По каталогу выбираем трубу стандартную прямошовную 1020 мм и толщиной стенки 10мм.

Исходя из расчетных данных выбираем трубу с диаметром 1020 мм. Пересчет скорости движения рабочей среды в трубопроводе:

$$w = \frac{4Q}{\pi d_{\text{вн}}^2} = \frac{4 \cdot 1,14}{\pi \cdot 1^2} = 1,45 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Расчет толщины стенки

Рассчитываем толщину стенки для трубопровода [149].

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 k_H} = \frac{510 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1} = 273,2 \text{ МПа.}$$

Толщина стенки по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2(n \cdot p + R_1)} = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 1020}{2(1,1 \cdot 5,4 + 273,2)} = 10,8 \text{ мм,}$$

По каталогу для трубопровода диаметром 1020 мм из стали 17Г1С выбираем наиболее подходящую толщину стенки – 10 мм.

### Гидравлический расчет трубопровода

Выбор формулы для расчета коэффициента трения зависит от режима течения жидкости и относительной шероховатости.

Рассчитываем режим течения жидкости в трубопроводе:

$$Re = \frac{w \cdot d_{\text{вн}}}{\nu} = \frac{1,45 \cdot 1}{38,05 \cdot 10^{-6}} = 38108.$$

Считаем относительную гладкость труб

Критические значения числа Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{10 \cdot d_{\text{вн}}}{\Delta} = 10 \cdot \frac{1000}{0,15} = 66667.$$

По уравнению Блазиуса:

						Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\lambda = \frac{0,316}{Re^{0,25}} = 0,023.$$

Рассчитав коэффициент трения по выбранной формуле, определяем потери напора на трение по формуле Вейсбаха Дарси:

$$H_{\text{тр}} = 0,023 \cdot \frac{145000}{1} \cdot \frac{1,45^2}{2 \cdot 9,81} = 357,38 \text{ м}$$

Общие потери напора:

Для длинных трубопроводов местное сопротивление составляет 2% от общих потерь, потери напора складываются:

$$H_{\text{пот}} = H_{\text{тр}} + H_{\text{мс}} = 1,02 \cdot 357,38 = 364,53 \text{ м.}$$

Рассчитываем потребляемый напор:

$$H_{\text{потр}} = \frac{p_k}{\rho g} + \Delta z + H_{\text{пот}} = \frac{500000}{872 \cdot 9,81} - 4 + 364,53 = 418,98 \text{ м.}$$

Определяем необходимое начальное давление:

$$p_n = \rho g H_{\text{потр}} = 872 \cdot 9,81 \cdot 418,98 = 3,6 \text{ МПа.}$$

### Подбор насоса

Исходя из рассчитанных значений подачи и напора, соответствующих значениям 4096 м<sup>3</sup>/ч и 419 м выбираем марку насоса *НМ 10000-380-2*. Так, как напор, создаваемый насосом, не удовлетворяет расчетным условиям, а именно недостаточен для стабильной и производительной работы, используем в работе два насоса данной марки, соединенных последовательно.

Технические характеристики насоса представлены в таблице 4.11.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Таблица 4.11 – Технические характеристики насоса

Насос	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	КПД, %
НМ 10000-380-2	9600	305	9550	3000	90

Выбор способа регулирования подачи (напора) насоса

Т.к. два соединенных последовательно насоса Насос НМ 10000-380-2 дают общий напор 610 м (избыток напора 191 м) и подачу 9600м<sup>3</sup>/ч (проектная подача 4096 м<sup>3</sup>/ч) существует необходимость гашения подачи, создаваемого насосами, с помощью применения:

- Регулирование методом дросселирование ;
- Регулирование изменением частоты вращения вала.

Метод регулирования

Рассчитываем необходимую частоту вращения ротора насоса по подаче:

$$n_2 = 3000 \cdot \frac{4096}{9600} = 1280 \text{ об/мин.}$$

Рассчитываем необходимую частоту вращения ротора насоса по подаче:

$$n_2 = 3000 \cdot \sqrt{\frac{419}{610}} = 2486 \text{ об/мин.}$$

Следовательно, если уменьшить частоту вращения, уменьшится мощность электродвигателя, а значит, потребление электроэнергии будет меньше.

При данном методе регулирования насос развивает напор и подачу, строго соответствующие сопротивлению и пропускной способности нефтепровода. При этом методе не наблюдается излишний расход энергии. Это самый экономичный метод регулирования.

### 4.3 Вывод

При перекачке по магистральному трубопроводу образца нефти СтО потери напора составляют 282,27 м. Потребляемый напор равен 346,83 м. Определяем необходимое начальное давление: 2,7 МПа . Исходя из рассчитанных значений подачи и напора, соответствующих значениям 4454 м<sup>3</sup>/ч и 347 м выбираем марку насоса *Насос НМ 5000-210-2.1*.

При перекачке по магистральному трубопроводу образца нефти CrO потери напора составляют 364,53 м. Рассчитываем потребляемый напор: 418,98 м. Определяем необходимое начальное давление: 3,6 МПа . Исходя из рассчитанных значений подачи и напора, соответствующих значениям 4096 м<sup>3</sup>/ч и 419 м выбираем марку насоса *НМ 10000-380-2*.

На перекачку высоковязкой нефти требуется более мощное насосное оборудование, значительно большее начальное давление. Потери напора и потребляемый напор значительно выше.

При частотном методе регулирования насос развивает напор и подачу, строго соответствующие сопротивлению и пропускной способности нефтепровода. При этом методе не наблюдается излишний расход энергии. Это самый экономичный метод регулирования.

						Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

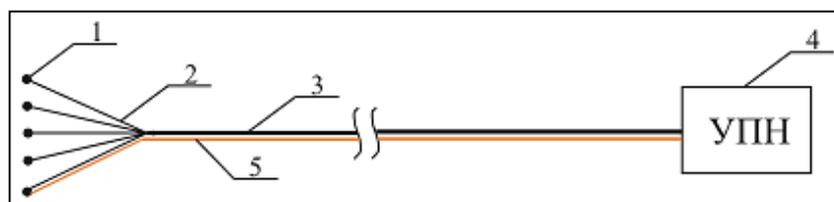
## 5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ТРАНСПОРТА ВЯЗКОЙ НЕФТИ

Изучив полученные лабораторные данные по подготовке вязкой нефти, необходимо показать их реализацию в виде принципиальной технологической схемы как в системе нефтесбора, так и при транспорте товарной вязкой нефти.

### 5.1 Транспорт вязкой нефти в системе нефтесбора

Транспортирование эмульсии сверхвязкой нефти методом гидротранспорта возможно по 2-м вариантам.

Вариант 1 предусматривает использование скважинных насосов (рисунок 5.1).



*1 – скважинные насосы; 2 – выкидные трубопроводы; 3 – основной трубопровод; 4 – установка подготовки нефти; 5 – трубопровод затрубного газа*

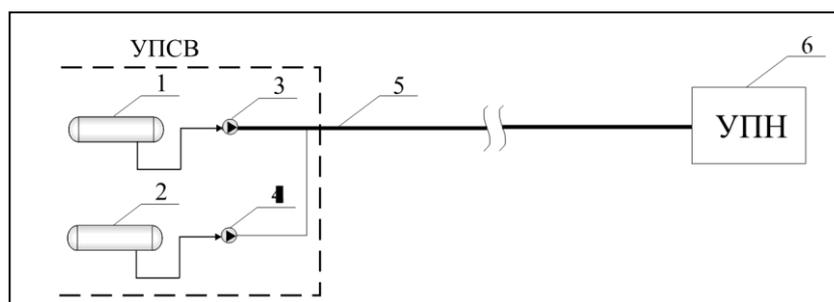
**Рисунок 5.1 – Принципиальная технологическая схема транспорта эмульсии сверхвязкой нефти методом гидротранспорта (вариант 1) [7]**

Добываемая продукция скважин по выкидным трубопроводам 2 поступает в основной (сборный) трубопровод 3, по которому она перекачивается до УПН 4 за счёт давления, создаваемого скважинными насосами 1. При перекачке всей продукции скважин без предварительного сброса воды в нижней части основного трубопровода 3 перемещается слой попутной воды, а в верхней части – слой эмульсии сверхвязкой нефти. Наличие подстилающего слоя воды позволяет снизить потери давления в трубопроводе и транспортировать эмульсию на дальние расстояния. Для снижения давления в затрубном пространстве скважин возможна организация сбора и транспортировки затрубного газа по отдельному трубопроводу 5 от устьев скважин до УПН 4.

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	92

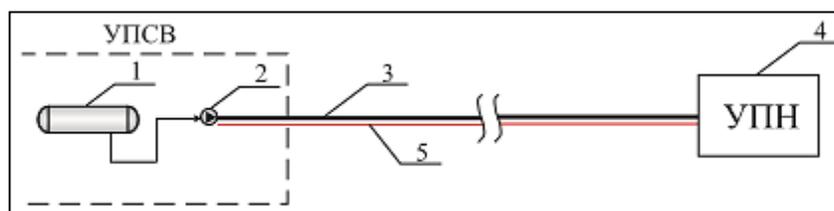
Согласно варианту 2 для транспорта эмульсии сверхвязкой нефти методом гидротранспорта используются насосы УПСВ (рисунок 5.2).

После предварительного разделения продукции скважин на УПСВ, эмульсия сверхвязкой нефти собирается в ёмкости 1, а попутная вода – в ёмкости 2. При необходимости часть отделившейся попутной воды может использоваться на самом месторождении (например, для выработки пара, закачиваемого в пласт), а другая её часть – для организации перекачки эмульсии сверхвязкой нефти методом *гидротранспорта*. Эмульсия сверхвязкой нефти из буферной ёмкости 1 насосом 3 и попутная вода (весь объём или частично) из буферной ёмкости 2 насосом 4 откачиваются во внешний трубопровод 5 и далее жидкость транспортируется до УПН 6. Для предотвращения *эмульгирования* поток эмульсии и поток попутной воды должны подаваться во внешний трубопровод 5 отдельными насосами.



1 – нефтяная буферная емкость; 2 – водяная буферная емкость; 3 – нефтяной насос; 4 – водяной насос; 5 – внешний трубопровод; 6 – установка подготовки нефти

**Рисунок 5.2 – Принципиальная схема транспорта эмульсии СВН методом гидротранспорта (вариант 2) [7]**



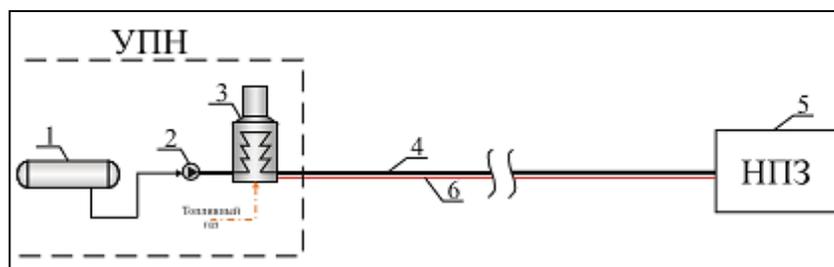
1 – нефтяная буферная емкость; 2 – нефтяной насос; 3 – внешний трубопровод; 4 – установка подготовки нефти; 5 – теплоизоляция трубопровода

**Рисунок 5.3 – Принципиальная схема транспорта обезвоженной СВН [7]**

При необходимости использования максимального объёма добываемой попутной воды на самом месторождении (например, с целью использования её для выработки пара, закачиваемого в пласт) организуется предварительное обезвоживание сверхвязкой нефти на УПСВ. Для снижения потерь давления в этом случае возможно использование иного технологического приема – уменьшение тепловых потерь по длине внешнего трубопровода, для чего производится его оснащение *теплоизоляцией* (рисунок 5.3).

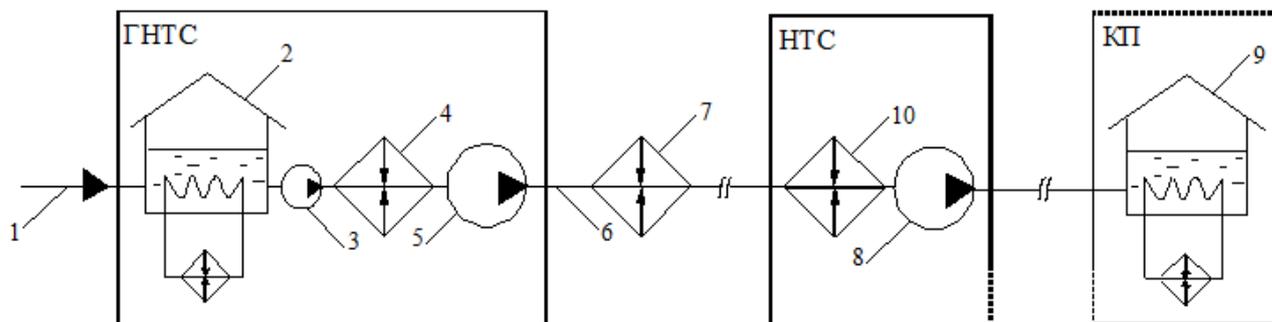
## 5.2 Транспорт товарной вязкой нефти

Транспорт товарной сверхвязкой нефти методом «горячей» перекачки предусматривает откачку подготовленной на УПН нефти через печь, где за счёт сжигания топливного газа производится её подогрев (рисунок 5.4, 5.5). Для снижения тепловых потерь возможно оснащение внешнего трубопровода *теплоизоляцией* 6. При необходимости в интервале «УПН – НПЗ» строятся одна или нескольких промежуточных насосных станций с пунктами подогрева.



1 – нефтяная буферная емкость; 2 – нефтяной насос; 3 – печь; 4 – внешний трубопровод; 5 – нефтеперерабатывающий завод; 6 – теплоизоляция трубопровода

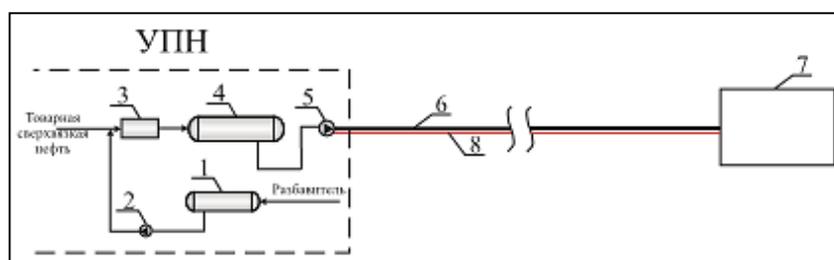
**Рисунок 5.4 – Принципиальная технологическая схема транспорта товарной сверхвязкой нефти с предварительным подогревом («горячая» перекачка) [7]**



**Рисунок 5.5 – Принципиальная технологическая схема «горячей» перекачки нефти**

1 - подводный трубопровод; 2,9- резервуары; 3- подводный насос; 4,7,10- дополнительные подогреватели (печи подогрева через 25-100 км); 5,8 - основные насосы; ГНТС- головная насосно-тепловая станция; НТС- насосно-тепловая станция; КП- конечный пункт

Другим способом перекачки товарной сверхвязкой нефти является её транспортирование по трубопроводу в смеси с *разбавителем*. В качестве разбавителя могут использоваться углеводородные дистилляты, маловязкая нефть. Технологическая схема представлена на рисунке 5.6.

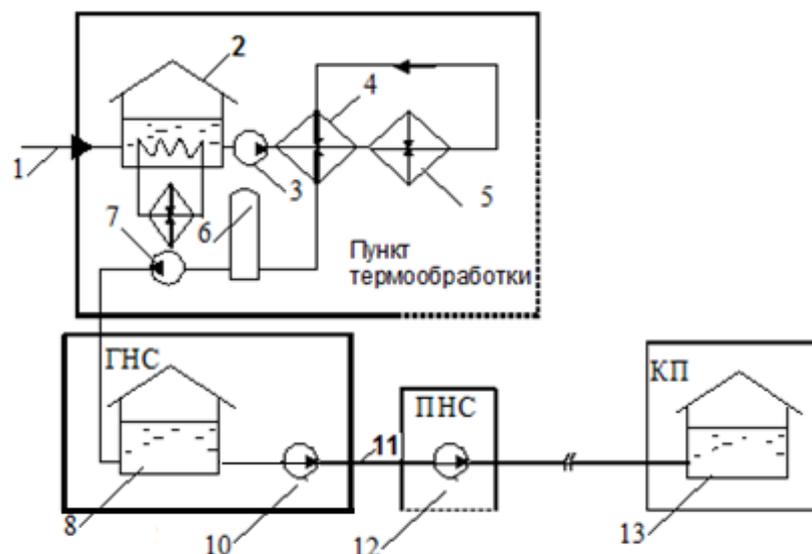


1 – буферная ёмкость для разбавителя; 2 – насос для разбавителя; 3 – технологический смеситель; 4 – буферная ёмкость; 5 – насос; 6 – внешний трубопровод; 7 – нефтяной объект (УПН или НПЗ); 8 – теплоизоляция трубопровода

**Рисунок 5.6 – Принципиальная технологическая схема транспорта товарной сверхвязкой нефти в смеси с разбавителем [7]**

Товарная сверхвязкая нефть и разбавитель, подаваемый насосом 2 из буферной ёмкости 1, перемешиваются в технологическом смесителе 3. Затем смесь поступает в буферную ёмкость 4, откуда насосом 5 откачивается во внешний трубопровод 6 и транспортируется на нефтяной объект. Это может быть УПН в случае необходимости доподготовки смеси до более высокой группы качества или НПЗ. Внешний трубопровод может быть оснащен теплоизоляцией 8, а на конечном пункте (например, на НПЗ) из перекачиваемой смеси возможно отделение разбавителя с возвращением его на начальный пункт перекачки.

Вариант транспорта термообработанной нефти приведен на рисунке 5.7.



**Рисунок 5.7 – Принципиальная технологическая схема перекачки термообработанной нефти**

*1 – подводящий трубопровод, 2, 8, 13 – резервуары, 3 – технологический насос, 4 – теплообменник типа «труба в трубе», 5 – печь подогрева, 6 – колонны статического охлаждения, 7 – подпорный насос, 10, 12 – основные насосы, 11 – МН*

Здесь нефть проходит стадию нагрева только на пункте термообработки. Через подводящий трубопровод Н нагревается в резервуаре, технологическим насосом через теплообменник типа «труба в трубе» дополнительно подогревается в печи подогрева, затем через теплообменник поступает на колонну статического охлаждения, где нефть охлаждается с заданной скоростью и далее поступает на пункт ГНС, до КП через ПНС перекачивается основными насосами.

### **5.3 Предлагаемый вариант подготовки и транспорта вязкой нефти**

Предлагаемый вариант транспорта высоковязкой нефти в системе нефтесбора включает в себя элементы воздействия химического, ультразвукового и теплового полей на основе РД 39-0148311-605-86 [117]. В общем, ввод реагент осуществляется перед первой ступенью сепарации. Отстойники дополняются УЗ элементами. После осуществляется нагрев в печи подогрева. При необходимости дополнительной ступени обезвоживания, также осуществляется УЗ обработка в отстойниках

глубокого обезвоживания. Принципиальные схемы представлены ниже (8 вариантов).

**Рисунок 5.8 – Предлагаемая принципиальная технологическая схема перекачки вязкой нефти в системе нефтесбора. Вариант 1**

**Рисунок 5.9 – Предлагаемая принципиальная технологическая схема перекачки вязкой нефти в системе нефтесбора. Вариант 2**

**Рисунок 5.10 – Предлагаемая принципиальная технологическая схема перекачки вязкой нефти в системе нефтесбора. Вариант 3**

**Рисунок 5.11 – Предлагаемая принципиальная технологическая схема перекачки вязкой нефти в системе нефтесбора. Вариант 4**

**Рисунок 5.12 – Предлагаемая принципиальная технологическая схема перекачки вязкой нефти в системе нефтесбора. Вариант 5**

**Рисунок 5.13 – Предлагаемая принципиальная технологическая схема перекачки вязкой нефти в системе нефтесбора. Вариант 6**

**Рисунок 5.14 – Предлагаемая принципиальная технологическая схема перекачки вязкой нефти в системе нефтесбора. Вариант 7**

**Рисунок 5.15 – Предлагаемая принципиальная технологическая схема перекачки вязкой нефти в системе нефтесбора. Вариант 8**

Транспорт вязкой нефти в системе магистрального трубопроводного транспорта возможен по схеме «горячей» перекачке (рисунок 5.5) и по схеме перекачки термообработанной нефти (рисунок 5.7). Поскольку в систему поступает нефть, доведенная до товарных качественных характеристик, дополнительной УЗ обработкой возможно поддержание улучшенных реологических свойств, полученных в процессе подготовки. Установка УЗ элементов возможна перед нагревательными элементами на пункте термообработки, насосно-тепловых и промежуточных нефтеперекачивающих станциях.

### **5.3.1 Контроль толщины стенки трубопровода**

Поскольку транспорт вязкой нефти сопровождается отложениями АСПО, контроль толщины их слоя возможен с помощью неразрушающего метода контроля (НМК) на основе системы радиоизотопного излучения (РИ).

						Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

*Методика:* облучение потока пучком РИ, последующая регистрация излучения сигнала и формирование дискретных отчетов.

### Радиоизотопное облучение

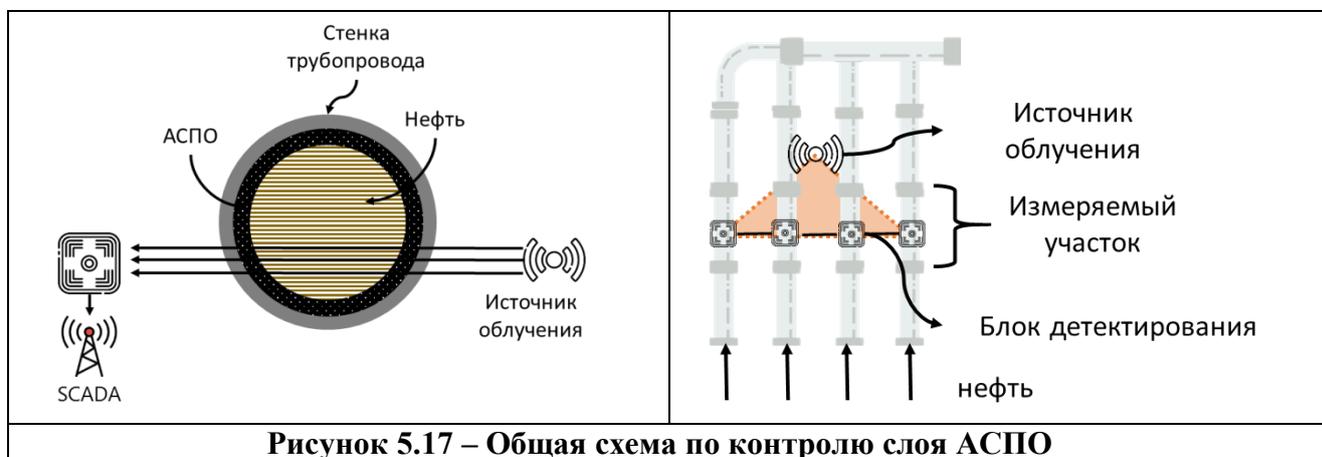
#### Первичный преобразователь

- 1) Источник облучения
  - Облучение Cs-137
  - Энергия 0,2-1,0 МэВ
- 2) Блок обнаружения
  - NaI
  - Фотоумножитель
  - Формирователь импульсов

#### Вторичный прибор

Обработка, оценка, передача полученного значения SCADA система

**Рисунок 5.16 – Устройство системы радиоизотопного излучения [118]**



**Рисунок 5.17 – Общая схема по контролю слоя АСПО**

В результате применения измерительной системы обеспечится своевременное обнаружение и предотвращение образования слоя АСПО. Автоматизация процесса обеспечивается применением системы SCADA, характеристика которой будет изложена ниже, в п. 5.3.2.

Неразрушающим контролем также служит метод УЗ контроля по ГОСТ 14782-86 [119].

**Таблица 5.1 – Сильные и слабые стороны УЗ неразрушающего метода контроля**

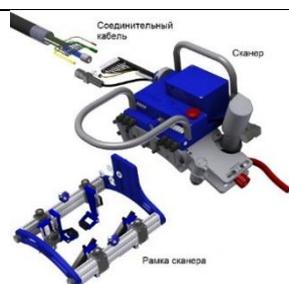
Дефекты, выявляемые УЗ	Недостатки метода
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Контроль изделий из металлов и неметаллов;</li> <li>• Выявление дефектов в основном материале, сварных швах, околошовных зонах;</li> <li>• Высокая скорость, производительность контроля при низкой стоимости и безопасности для человека;</li> <li>• Мобильность ультразвукового дефектоскопа.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Поверхность объекта должна быть подготовлена для введения ультразвука;</li> <li>• Необходимо применение контактных жидкостей (вода, клейстер, масло).</li> </ul>

### УЗ дефектоскоп TVP128

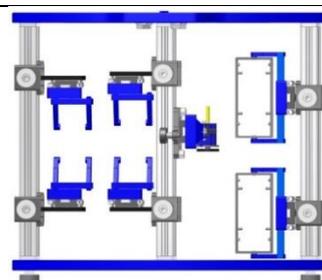
Описание: автоматический УЗ контроль позволяет управлять сбором и хранением данных, проводить анализ данных и формировать отчеты. Использует фазированные решетки (ФР) и технологию TOFD (изображение посредством УЗ).

Преимущества системы: контроль сварных соединений труб диаметром от 152 мм толщиной 6-42 мм, максимальный диаметр не ограничен; автоматическая интерпретация данных, точное определение размеров дефектов с использованием метода зондирования и техники TMF (фокусировка по всей заданной области).

Состав системы: автоматизированный сканер; рамка сканера; соединительный кабель; блок управления двигателем (управление автоматически с рабочей станции сбора данных или оператором с помощью пульта управления); блок сбора данных (128 независимых приемопередающих канала с применением фазированных решеток, 16 каналов для подключения традиционных УЗ датчиков); блок подачи контактной жидкости (автоматически/пульт управления); рабочая станция TVP (ПО через Ethernet кабель); специальная рамка на 6 держателях: 4 TOFD датчика, 2 ФР датчика, БУ двигателем, блок сбора данных, блок подачи контактной жидкости.



**Рисунок 5.18 – Состав УЗ дефектоскопа TVP128**



**Рисунок 5.19 – УЗ дефектоскопа TVP128 на трубопроводе**

Таблица 5.2 – Преобразователи системы TVP128

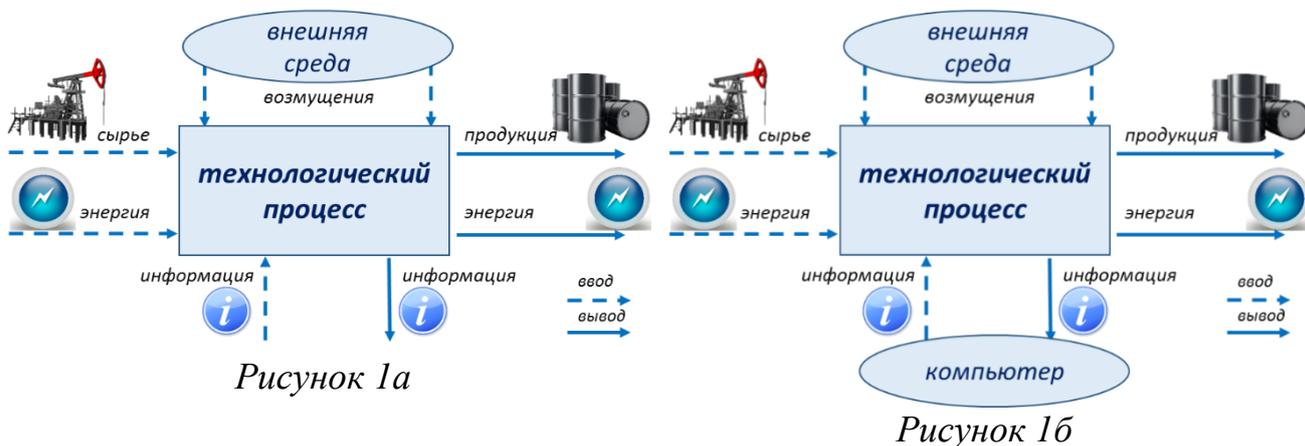
Преобразователи системы TVP128	
ФР преобразователи	TOFD преобразователи
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Секторное, линейное сканирование, зонирование;</li> <li>• 7,5 МГц;</li> <li>• Техника TFM;</li> <li>• 2D картинка дефектов;</li> <li>• Виды объекта контроля: сверху/сбоку/ с торца;</li> <li>• Непрерывное сканирование – 100% контроль участков;</li> <li>• Документирование и архивация результатов.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Выявление дефектов любой ориентации;</li> <li>• Точное определение глубины и протяжённости дефектов;</li> <li>• Высокая чувствительность;</li> <li>• Документирование и хранение результатов контроля;</li> <li>• Возможность SAFT обработки сигналов для более точного определения размеров.</li> </ul>

Контроль методом зонирования

Каждая область проверяется с использованием отдельного УЗ луча. ПО автоматически создает зоны контроля.

**5.3.2 Автоматизированная система управления**

На рисунке 1 [121] представлена типичная схема технологического процесса (ТП).



**Рисунок 5.20 – Модель ТП:**

*а – до применения компьютера; б – с применением компьютера*

На рисунке 3 приведены механизмы обмена данных, базы данных на рисунке 4.



Рисунок 5.21 – Механизмы обмена в АСУ ТП [125]

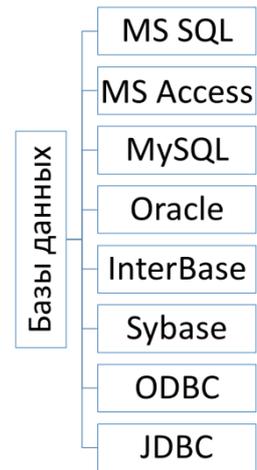


Рисунок 5.22 – Базы данных, используемые в АСУ ТП [125]

Оптимизация ТП представлена на рисунках 5-8.

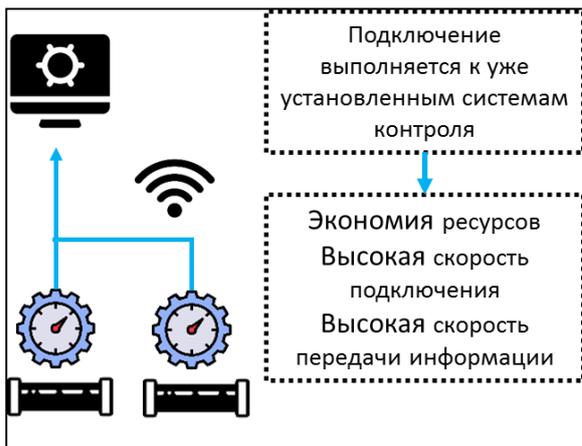


Рисунок 5.23 – Подключение системы OneWireless для данных в операторскую и обратно



Рисунок 5.26 – Интеграция существующих систем



Рисунок 5.24 – Интеграция SCADA для передачи данных из операторской в командных пункт

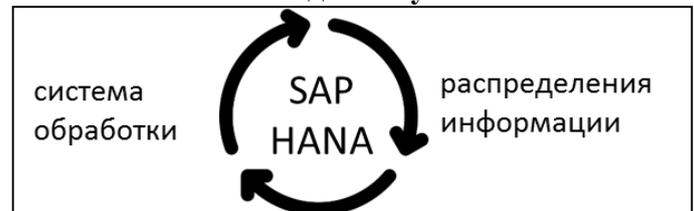


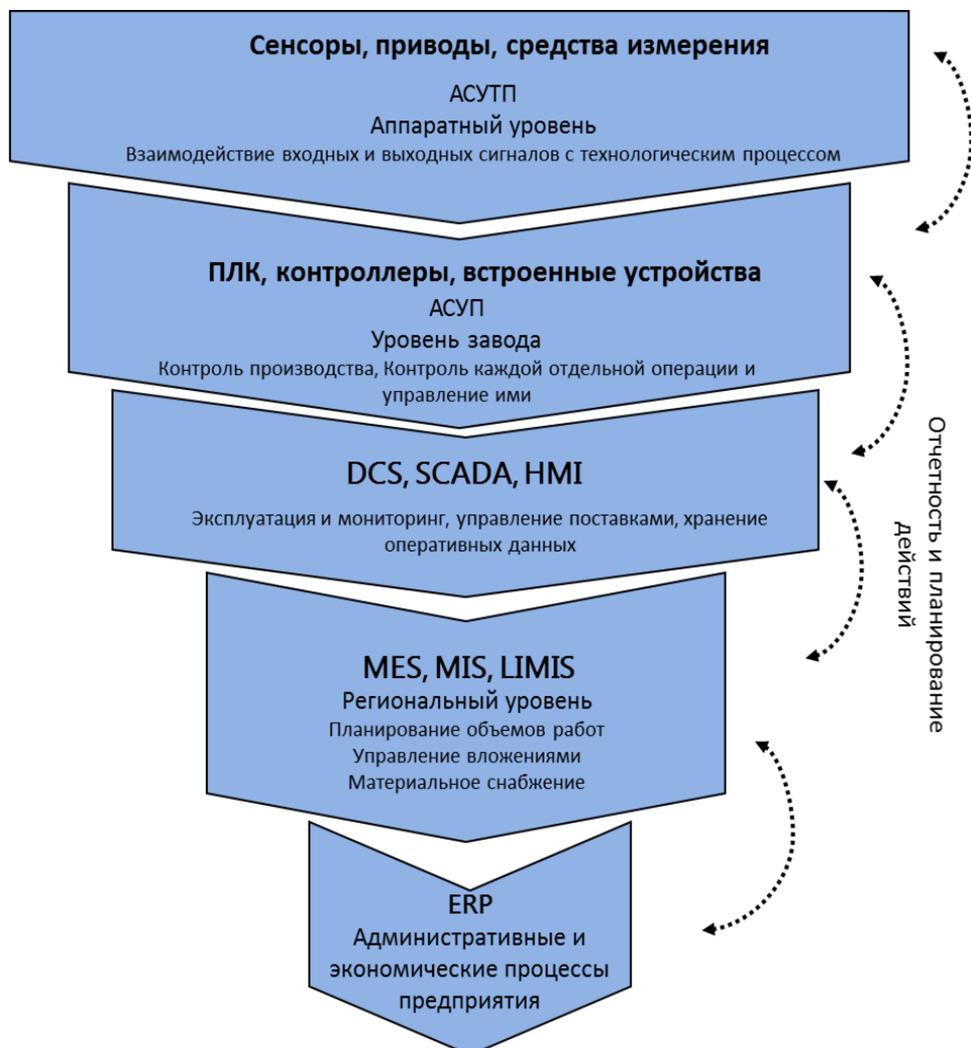
Рисунок 5.25 – Интеграция SAP HANA с предыдущими системами для обмена, хранения, анализа и распределения данных

1. Для АСУ ТП целесообразно использование SCADA-систем, поддерживающих операционные системы с открытым исходным кодом, для обеспечения поддержки надлежащего уровня безопасности.

2. Целесообразно наличие драйверов для оборудования отечественного производства

3. Для повышения эффективности обработки данных является целесообразным использование объектно-ориентированных и иерархических баз данных.

4. Целесообразна неограниченная масштабируемость SCADA-системы.



**Рисунок 5.27 – Иерархия предприятия**

Таким образом, необходимо обеспечение информационной безопасности систем АСУ ТП для максимально полной адаптации к требованиям современного времени и потребностям производства.

## 6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 6.1 Введение

Перекачка высоковязких нефтей требует более мощного оборудования в сравнении с оборудованием, используемым при транспорте легких нефтей, поскольку использование традиционных технологических схем транспорта углеводородов приводит к высоким гидравлическим потерям, а также к риску застывания перекачиваемого продукта при остановке перекачки.

На сегодняшний день большое внимание уделяется вопросам, связанным с повышением энергоэффективности и энергосбережения. Можно отметить, что актуальной тематикой большей части исследований является анализ эффективности использования существующих энергосберегающих технологий, а также разработка и внедрение новых, более современных. Это можно связать с тем, что использование энергетических ресурсов с каждым годом увеличивается, цена на них также непрерывно растет, поэтому закономерно повышается себестоимость продукции. Одним из способов, который способен решить сложившуюся ситуацию – проведение модернизации производственных процессов с использованием энергосберегающих технологий.

Способом решения данной проблемы в сфере трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов является обработка тяжелой нефти тепловым, ультразвуковым, химическим и комбинированным полями, что является целесообразным при решении следующих задач [150]:

- экономия энергозатрат в сравнении с традиционными способами перекачки;
- повышение надежности и долговечности работы перекачивающего агрегата;

					Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаренко А.М.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					103	139
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б		
Рук-ль		Брусник О.В.						

- уменьшение гидравлических потерь углеводородов.

Промышленное применение способов физического и химического воздействия на нефть при перекачке по промысловым и магистральным нефтепроводам должно быть обоснованно технико-экономическими исследованиями, которые учитывают стоимость и эксплуатационные параметры применяемых преобразователей реологических свойств нефти.

## **6.2 SWOT-анализ повышения ресурсоэффективности эксплуатации нефтепроводов**

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

Для того, чтобы провести SWOT-анализа составляется матрица «SWOT», в которой отображаются сильные и слабые стороны проекта, а также угрозы и возможности.

При создании интерактивных матриц рекомендуется использовать следующие обозначения:

- С – сильные стороны проекта;
- Сл – слабые стороны проекта;
- В – возможности;
- У – угрозы;
- «+» – сильное соответствие;
- «-» – слабое соответствие.

Приведенный в таблицах 5.1 и 5.2 анализ интерактивных матриц показывает, что слабых сторон у проекта значительно меньше, чем сильных. Кроме того, можно говорить о высокой надежности проекта, так как угрозы имеют низкие вероятности.

						Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

**Таблица 6.1 – Интерактивная матрица возможностей**

Возможности	Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3	С4
	В1	+	+	+	+
	В2	+	–	–	+
	В3	–	–	+	–
	В4	+	–	–	–
	Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	–	–	–	–
	В2	+	+	–	–
В3	–	–	–	–	
В4	–	–	–	–	

**Таблица 6.2 – Интерактивная матрица угроз**

Угрозы	Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3	С4
	У1	+	–	–	+
	У2	+	–	–	+
	У3	–	–	–	–
	Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	–	–	–	–
	У2	–	–	–	–
	У3	–	–	–	–

На заключительном этапе строится итоговая матрица SWOT-анализа, представленная в таблице 5.3.

**Таблица 6.3 – SWOT-анализ**

	Сильные стороны:	Слабые стороны:
<b>Внутренняя среда</b>	С1. Высокая экономичность и энергоэффективность технологии. С2. Экологичность технологии. С3. Повышение безопасности производства. С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.	Сл1. Трудность внедрения оборудования  Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение оборудования.
<b>Внешняя среда</b>		



Значение параметра  $B_{\text{сум}}$  позволяет говорить о мере готовности разработчика и его научной разработки коммерциализации.

**Таблица 6.4 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации**

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определение имеющегося научно-технического задела	5	3
2	Определение перспективных направлений коммерциализации научно-технического задела	5	3
3	Определение отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	4
4	Определение товарной формы научно-технического задела для представления на рынок	5	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведение оценки стоимости интеллектуальной собственности	2	4
7	Проведение маркетинговых исследований рынков сбыта	2	2
8	Разработка бизнес-плана коммерциализации научной разработки	3	3
9	Определение путей продвижения научной разработки на рынок	2	3
10	Разработка стратегии (формы) реализации научной разработки	3	3
11	Проработка вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	2
12	Проработка вопросов использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	3
13	Проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки	4	3
14	Наличие команды для коммерциализации научной разработки	4	3
15	Проработка механизмов реализации научного проекта	4	4
<b>ИТОГО БАЛЛОВ</b>		<b>53</b>	<b>46</b>

Показатель степени проработанности научного проекта составляет 53, что свидетельствует о хорошей перспективности, а значение уровня имеющихся знаний у разработчика – 46, что говорит о перспективности выше среднего.

На основе вышесказанного можно сделать вывод о том, что в первую очередь необходимо проработать вопросы маркетинговых исследований рынков сбыта, а дальнейшей задачей будет являться доработка вопросов по определению пути продвижения научной разработки на рынок и проработка вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок.

#### 6.4 Формирование плана и графика работы

Была сформирована рабочая группа для выполнения научных исследований. В состав группы входят магистрант и руководитель. Устанавливается соответствующая должность исполнителей по каждому виду запланированных работ.

В таблицу 6.5 был занесен перечень работ и этапов в рамках проведения научного исследования, а также распределение исполнителей по видам работ.

**Таблица 6.5 – Перечень работ, этапов и распределение исполнителей**

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, Бакалавр
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр
	3	Выбор направления исследований	Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Бакалавр
	6	Расчёт гидравлических потерь	Бакалавр
	7	Построение зависимости реологических свойств от внешнего воздействия	Бакалавр
	8	Расчет оптимального режима перекачки	Бакалавр
	9	Формирование режимов для всех магистральных и промысловых нефтепроводов	Бакалавр

Окончание таблицы 6.5

Теоретические и экспериментальные исследования	10	Сопоставление результатов с теоретическими исследованиями	Руководитель, Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	11	Определение экономической целесообразности исследовательской работы	Бакалавр
Разработка технической документации и проектирование	12	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Бакалавр

Таблица 6.6 – Календарный план-график проведения НИОКР

№ ра б	Вид работ	Исполнитель	Т <sub>к</sub> , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				февраль				март			апрель			май		
				1-4	5-13	15-19	22-29	1-9	10-18	19-30	31-12	13-19	20-3	4-8	9-13	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, Бакалавр	4													
2	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр	9													
3	Выбор направления исследований	Бакалавр	5													
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр	9													
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Бакалавр	8													
6	Расчёт гидравлических потерь	Бакалавр	9													
7	Построение зависимости реологических свойств от внешнего воздействия	Бакалавр	12													



Затраты на электроэнергию относятся к эксплуатационным затратам, поэтому данные, полученные на первом шаге, являются исходными для выполнения технико-экономического сравнения. Помимо затрат на электроэнергию, в состав эксплуатационных затрат входят затраты на техническое обслуживание и ремонт технологического оборудования, которые могут приниматься по опыту эксплуатации аналогичного оборудования.

Капитальные вложения должны приниматься по ранее реализованным объектам Компании и переводится в текущий уровень цен с помощью индексов-дефляторов, публикуемых Министерством экономического развития [152].

Оценка экономической целесообразности применения того или иного способа перекачки должна выполняться по величине чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Расчетный год, когда величина ЧДД становится неотрицательной (ЧДД > 0), будет считаться сроком окупаемости данного способа регулирования давления [154]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{C_t - R_t + A_t}{(1 + E)^t}, \quad (5.2)$$

где  $C$  – приток денежных средств в  $t$  году, руб.;  
 $R$  – отток денежных средств в  $t$  году, руб.;  
 $A$  – амортизационные отчисления в  $t$  году, руб.;  
 $T$  – период расчета, лет.;  
 $E$  – норма дисконта, от.ед.

Способ технологического решения перекачки углеводородов, который обеспечивает минимальные энергетические затраты, и его установка экономически обоснована (ЧДД > 0) будет считаться наиболее эффективным способом уменьшения гидравлических потерь для и его применение целесообразно для оптимизации режимов работы нефтепровода.

На примере фактических режимов работы действующих магистральных нефтепроводов были оценены энергозатраты для способов регулирования реологических свойств нефти с помощью различных физико-химических полей.

						Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По данным годового отчета Компании 1 [151] средняя стоимость электрической энергии ( $c_э$ ) в ценах 2018 года по Компании составляла 3,03 руб.·кВт·ч<sup>-1</sup> без НДС. С учетом прогноза Минэкономразвития России [152] средняя стоимость электрической энергии в ценах 2020 года по Компании составит 4,01 руб.·кВт·ч<sup>-1</sup>.

Годовые затраты на электроэнергию представлены в таблице 6.7.

**Таблица 6.7 – Годовые затраты на электроэнергию в ценах 2020 г.**

Номер НПС	W <sub>др.</sub> , млн. кВт·ч	W <sub>техн.</sub> млн. кВт·ч	W <sub>др.</sub> ·c <sub>э</sub> млн. руб. без НДС	W <sub>техн.</sub> ·c <sub>э</sub> млн. руб. без НДС	(W <sub>др.</sub> - W <sub>техн.</sub> ) млн. руб. без НДС
1	13,86	10,72	55,58	42,99	12,59
2	13,77	10,30	55,22	41,29	13,92
3	10,64	9,55	42,67	38,28	4,39
4	11,14	9,76	44,67	39,02	5,65
5	13,45	9,57	53,93	38,28	15,66
6	13,45	9,57	53,93	38,28	15,66

Максимальная ежегодная экономия за счет экономии электроэнергии будет достигать 15,66 млн. руб., минимальная – 4,39 млн. руб.

Капитальные затраты определялись на основании ранее реализованных объектов. Капитальные вложения для обоих способов перекачки представлены в таблице 6.8.

**Таблица 6.8 – Эксплуатационные затраты на обслуживание нефтепроводов до и после внедрения технологии**

До проведения технологии подготовки	После проведения технологии подготовки		
	Требуемое количество ПЧ, шт.	Стоимость одного ПЧ, млн. руб без НДС	Капитальные вложения, млн. руб. без НДС
Капитальные вложения, млн. руб. без НДС			
40,06	6	126,4	758,4

В случае перекачки обработанной нефти убыток относительно необработанной за счет больших капитальных вложений составит 718,34 млн. руб. в первый год.

Дополнительные расходы на техническое обслуживание обработанной нефти относительно неподготовленной приняты на уровне 0,5 млн. руб. без НДС в год.

Таким образом, в случае обработки физико-химическими полями тяжелой нефти, в первый год возникает убыток (отток денежных средств), связанный с большими капитальными вложениями, но в то же время возникает ежегодный приток, связанный с экономией на электроэнергии.

Результаты расчета экономической эффективности обработки нефти представлены в таблице 6.9.

Норма дисконта ( $E$ ) принята на уровне 14 %. Данное значение нормы дисконта используется Компанией при выполнении ТЭО. Прогноз индексов-дефляторов промышленной продукции и роста цен на электроэнергию принят в соответствии с данными Минэкономразвития России [152]. Период расчета принят равным 40 годам. Амортизация рассчитывалась линейным способом, то есть амортизационные отчисления равномерно распределялись по годам.

Налоги приняты в соответствии с Налоговым кодексом РФ [153] на уровне:

- 20 % налог на прибыль;
- 2,2 % налог на имущество.

Перекачка обработанной нефти экономически эффективно на всех НПС, поскольку во всех случаях накопленный ЧДД в течение всего расчетного периода становится положительным. Например, накопленный ЧДД в 2040 году составил:

- 110,59 млн. руб. без НДС для НПС № 1;
- 149,61 млн. руб. без НДС для НПС № 2;
- 8,18 млн. руб. без НДС для НПС № 3;

						Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 14,89 млн. руб. без НДС для НПС № 4;
- 68,30 млн. руб. без НДС для НПС № 5 и 6.

Таким образом, выполненный расчет показал, что перекачка обработанной нефти экономически эффективна, и экономия от снижения энергопотребления компенсирует высокие капитальные вложения в оборудование для технологической схемы обработки нефти.

Срок окупаемости ни в одном из случаев не превышает его нормативный срок эксплуатации (40 лет). Поэтому можно сделать вывод, что обработка нефти экономически оправдана. При этом экономическая целесообразность применения способов обработки вязкой нефти определялась для каждого конкретного года. Результаты ТЭО представлены в приложении Б.

Срок окупаемости применения обработки для всех 6 нефтеперекачивающих станций приведён в таблице 6.9.

**Таблица 6.9 – Срок окупаемости технологии**

Номер НПС	НПС-1	НПС-2	НПС-3	НПС-4	НПС-5	НПС-6
Срок окупаемости (лет):	13	12	21	20	13	13

## 7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### Введение

В международном стандарте IC CSR 26000:2011 [155] понятие «социальная ответственность» формулируется как «ответственность организации за ее деятельность на общество и окружающую среду». В этом стандарте приведены требования к деятельности организации в области социальной ответственности, а именно: освещены вопросы социальных прав и гарантий персонала, охраны окружающей среды, промышленной безопасности и ресурсосбережения.

Вопросам безопасного ведения технологического процесса на объектах трубопроводного транспорта углеводородов необходимо уделять исключительное внимание. Ошибочное выполнение технологической операции может привести к образованию горючей или взрывоопасной среды, к авариям и несчастным случаям.

Суть бакалаврской работы «Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов» состоит в безопасном функционировании опасного производственного объекта, в данном случае магистральных и промысловых трубопроводов и их объектов.

Исследования проводились на базе испытательной лаборатории «Природные энергоносители» кафедры «Химической технологии топлива и химической кибернетики». Потенциальными потребителями исследования являются нефтедобывающие и нефтетранспортирующие компании.

В разделе «Социальная ответственность» рассматривается рабочая зона оператора товарного.

					Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаренко А.М.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					115	
Консульт.								
Рук-ль		Брусник О.В.						

Деятельность, связанная с социальной ответственностью, регулируются на государственном уровне. Специалист обязан знать и следовать законодательству в данной области, это позволит минимизировать негативное воздействие производства и проектируемых разработок.

## **7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.**

### Правовые нормы трудового законодательства

Согласно трудовому кодексу Российской Федерации, № 197–ФЗ каждый работник имеет право на [156]: рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда; обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом; обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя; внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра.

По результатам специальной оценки условий труда (СОУТ) определяются ряд компенсаций и льгот для работников, выполняющих свои трудовые обязанности во вредных условиях, а именно: повышенный размер оплаты труда; сокращенная рабочая неделя; льготная пенсия; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск; лечебно-профилактическое питание.

### Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны

Большую часть смены проводит за пультом ЭВМ в помещении операторной. Далее под рабочим местом подразумевается пульт управления ЭВМ в операторной.

Рабочее место оператора для обеспечения производственной деятельности оборудуется креслом с регулируемым наклоном спинки и высотой сиденья. Рабочее место должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78 (таблица 7.1) [157].

Таблица 7.1 – Рабочее место согласно ГОСТ 12.2.032-78

Размер помещения на одного человека		Рабочая поверхность	
Площадь	$S > 4 \text{ м}^2$	Высота над уровнем пола	$h = 720 \text{ мм}$
Высота	$h > 4 \text{ м}$	Поверхность стола	$S = 1600 \cdot 1000 \text{ мм}^2$
Объем	$V > 20 \text{ м}^3$	Глубина пространства для ног	$d = 650 \text{ мм}$
Подставка для ног		Компьютер	
Угол	$\beta = 15^\circ$	Клавиатура от края стола	$a < 300 \text{ мм}$
Длина	$a = 400 \text{ мм}$	Расстояние между глазами оператора и экраном	$a = 40 - 80 \text{ см}$
Ширина	$b = 350 \text{ мм}$		
<p><b>Рабочий стол:</b> устойчивый с однотонным, неметаллическим покрытием, без способности накапливания статического электричества.</p> <p><b>Рабочий стул:</b> дизайн, исключающий онемение тела из-за нарушения кровообращения при продолжительной работе на рабочем месте.</p>			

## 7.2 Производственная безопасность

С точки зрения социальной ответственности целесообразно рассмотреть вредные и опасные факторы в работе оператора товарного, а также разработку мероприятий по снижению воздействия этих факторов.

### 7.2.1 Обзор вредных и опасных факторов на рабочем месте

Анализ потенциально возможных вредных и опасных производственных факторов был выполнен в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [158].

### 7.2.2 Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов

#### Воздушная среда

Воздействие химического вредного фактора связано с утечкой опасного вещества из трубопроводов или оборудования. Пары нефти и углеводородные газы действуют на центральную нервную систему (таблица 3). Класс условий труда по воздушной среде соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [159].

Таблица 7.2 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Этапы работ			Нормативные документы
Вредные	Опасные	Контроль и наблюдение	Отбор проб	Пульт ЭВМ	
1.Повышение уровня ПДК опасных веществ в воздушной среде		+	+	+	ГН 2.2.5.3532-18 [159]
2. Вибрация		+	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [161]
3. Неудовлетворительный микроклимат		+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [173];
4. Повышенный уровень шума на рабочем месте		+	+	-	СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [163]
5. Неудовлетворительная освещенность рабочей зоны.		+	-	+	СП 52.13330.2011 [1640]
6.Тяжесть трудового процесса		-	+	+	Р 2.2.2006-05 [162]
	7.Поражение электрическим током	+	+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 [165]

**Таблица 7.3 – Опасные вещества нефти**

Газ	Описание	ПДК
Метан	Входит в состав нефтяного и природного газа	300 мг/м <sup>3</sup> [1590]
Сероводород	Бесцветный ядовитый газ с характерным запахом	- в воздухе 10 мг/м <sup>3</sup> ; - в смеси с углеводородами - 3 мг/м <sup>3</sup> [159]

### Применяемые на объекте средства защиты от химического фактора



**Рисунок 7.1 – Применяемые средства защиты от химического фактора**

### Виброакустические колебания

Шум и вибрации от работающего оборудования, персональных ЭВМ в помещениях операторной не превышает допустимых значений. Класс условий труда по вибрации соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [160].

### Микроклимат

Рабочая зона, согласно санитарным нормам, ограничивается высотой 2,2 м над уровнем пола. При этом нормируются: температура, относительная влажность и скорость движения воздуха [173].

Нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений приведены в таблице 7.4.

Для нормализации параметров микроклимата осуществляются следующие мероприятия: использование СИЗ – сезонной спецодежды. Кроме этого, спроектирована система вентиляции для поддержания допустимых параметров микроклимата в диспетчерской. Класс условий труда по микроклимату соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [160].

### Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источниками повышенного уровня шума, воздействующего на оператора товарного являются движущиеся части машин и механизмов в технологическом оборудовании.

**Таблица 7.4 – Оптимальные и допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений**

Сезон года	Категория тяжести работ	Температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		опт	доп	опт	доп	опт	доп
Холодный	1а	22–24	20–25	60–40	15-75	0,1	0,1
Теплый	1а	23–25	21–28	60–40	15-75	0,1	0,1–0,2

Примечание: *опт* – оптимальное значение, *доп* – допустимое значение

**Таблица 7.5 – Предельно допустимые уровни звукового давления**

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (дБА)
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Примечание: Вид трудовой деятельности – выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий

Применяемые средства защиты от шума на объекте:

Контроль уровня шума (на слух) и динамическая балансировка механизмов оборудования, применение звукоизолирующих ограждений – кожухов оборудования. По вредному фактору «Шум» присвоен класс 2 – допустимые условия труда [160].

Освещенность

Применяется совмещенное освещение, одностороннее-боковое освещение на рабочем месте оператора товарного. Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения помещений [164] приведены в таблице 7.6. Класс условий труда по освещенности соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [160].

**Таблица 7.6 – Нормы по освещению рабочей зоны**

Искусственное освещение					Естественное освещение		Совмещенное освещение	
Осв., лк		Сочетание			КЕО, е <sub>н</sub> , %		КЕО, е <sub>н</sub> , %	
		Общ. осв.	М, не более	К <sub>п</sub> , %, не более	В / комб. осв.	Б осв.	В / комб. осв.	Б осв.
Комб. осв.	От общего							
Всего	400	500	40	10	4,0	1,5	2,4	0,9

Примечание: КЕО – коэффициент естественной осв, Сочетание – сочетание нормируемых величин показателя ослепленности и коэффициента пульсации, Осв – освещенность, Комб –комбинированное, Общ – общее, В – верхнее, Б – боковое, М – показатель дискомфорта, К<sub>п</sub> – коэффициент пульсации

### Неионизирующее излучение

Источником неионизирующего излучения в помещении операторной является блок персональной ЭВМ. Согласно [174], параметры напряженности электростатического поля, индукции магнитного поля, плотности магнитного поля и электростатического потенциала монитора находятся в пределах нормы. Облучение персонала ионизирующим излучением не предполагается. Тем самым, условия труда при действии неионизирующих электромагнитных полей и излучений на персонал, относятся к допустимому классу условий труда (класс условий труда – 2).

### Тяжесть трудового процесса

Тяжесть трудового процесса работы оператора блока резервуарного парка характеризуется числом перемещения работника в пространстве, как по вертикали, так и по горизонтали.

**Таблица 7.7 – Перемещения в пространстве, обусловленные технологическим процессом в течение смены**

Класс (подкласс) условий труда			
оптимальный	допустимый	вредный	
1	2	3.1	3.2
По горизонтали, км:			
до 4	до 8	до 12	более 12
По вертикали, км:			
до 1	до 2,5	до 5	более 5

Данный показатель находится в пределах допустимых значений. Класс условий труда по тяжести трудового процесса соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [160].

### Электробезопасность

Основные непосредственные причины электротравматизма: контакт с токоведущими частями под напряжением при повреждении изоляции кабелей, проводов или электрического соединения токоведущих частей с указанными конструкциями; контакт с металлоконструкциями в случае пробоя на корпус оборудования; шаговое напряжение.

Для предотвращения поражения электрическим током оборудование операторной должно быть оснащено защитным заземлением, занулением в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации.

Рабочий процесс при исправных технических средствах сводит электротравматизм к минимуму.

### 7.3 Экологическая безопасность

#### 7.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

##### Санитарно-защитная зона объекта

Здание рассматриваемой операторной относится к объектам 1-го класса с нормативной санитарно-защитной зоной 1000 м [175].

##### Защита атмосферы

Операторная не производит вредных выбросов в окружающую среду. Однако площадка резервуарного парка товарной нефти имеет параметры малого и большого дыхания посредством дыхательных клапанов. Выбросы в атмосферу представлены в основном углеводородами  $C_1 - C_{10}$ . Метод обезвреживания – рассеивание в атмосфере. Выбросы в атмосферу производятся в пределах ПДВ, установленного в проектной документации. Так как производственный процесс в нормальном состоянии герметизированный, то воздействие на атмосферу минимально.

Таблица 7.8 – Нормирование углеводородов [1590]

Наименование вещества	Величина ПДК (мг/м <sup>3</sup> )		Класс опасности
	максимальная разовая	среднесуточная	
Смесь предельных углеводородов $C_1 - C_5$	200,0	50,0	4
Смесь предельных углеводородов $C_6 - C_{10}$	50,0	5,0	4
Бензол	15	5	2
Ксилол	50	–	3
Толуол	50	–	3

##### Защита гидросферы

Очищенная вода с территории УПН резервуарного парка подается в систему поддержания пластового давления на блок кустовых насосных

станций. Следовательно, воздействие на поверхностные и подземные водные объекты отсутствует. Шламосодержащие стоки производственных сточных вод от промывки сбрасываются в инвентарные емкости и вывозятся на полигон по сбору и утилизации промотходов. Нормативная массовая концентрация нефти в стоках не более 50 мг/л, механических примесей – не более 50 мг/л. Воздействие на гидросферу минимальное.

### Защита литосферы

Блок операторной производит следующие виды отходов: мусор от бытовых помещений; мусор от уборки территорий; отходы бумаги и картона; лом черных металлов в кусковой форме незагрязненный (огнетушители).

Блок резервуарного парка производит следующие виды отходов: шлам очистки трубопроводов и емкостей от нефти; обтирочный материал, загрязненный маслами, в количестве менее 15 %.

Сбор отходов 3 и 4 класса опасности осуществляется в герметичной, механически прочной, коррозионно-устойчивой таре и передается в сервисную организацию по обращению с отходами. Остальные отходы вывозятся на полигон по сбору и утилизации промотходов. Воздействие на литосферу минимальное.

### **7.3.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду**

Процесс исследования представляет из себя работу с информацией, такой как технологическая литература, статьи, ГОСТы и нормативно-техническая документация, а также оценка рисков ЧС и разработка мероприятий по снижению риска ЧС. Таким образом, процесс исследования не имеет влияния негативных факторов на окружающую среду.

## **7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:**

### **7.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований**

На территории резервуарного парка могут произойти ЧС, связанные со взрывом, пожаром, загрязнением территории, распространением токсических

продуктов горения в атмосфере. Основные поражающие факторы – тепловое излучение, открытое пламя, ударная волна и осколки разрушенного оборудования, интоксикация персонала продуктами сгорания нефти.

Причины возникновения аварий: разрушение (разгерметизация) технологического оборудования, трубопроводов и арматуры; ошибки персонала; внешние воздействия природного и техногенного характера.

**Таблица 7.9 – Взрывопожароопасные и токсические свойства сырья, продукции, обращающихся в технологическом процессе подготовки нефти**

Вещество	Класс опасности	Температура, °С			НКПР %	ВКПР, %
		всп	воспл	самовоспл		
Нефтяная эмульсия	3	21	–	260–310	5	15
Попутный нефтяной газ	4	–	–	356	5	15
Асфальтосмолопарафиновые отложения	3	–	–	–	Не регламентировано	
Реагент-деэмульгатор	4	47	–	340	5,5	44
Реагент-ингибитор коррозии	3	–	–	320	Не регламентировано	

Согласно СП 12.13130.2009 [171] блок резервуарного парка относится к категории А – повышенная взрывопожароопасность.

Пожарная безопасность должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты. На проведение работ во взрывоопасных зонах оформляется наряд-допуск, разрабатываются меры, обеспечивающие безопасность организации работ.

*Действия персонала по локализации и ликвидации аварии*

Лицо, обнаружившее происшествие: предупреждает об опасности людей в опасной зоне; оповещает центральную инженерно-технологическую службу (ЦИТС); оповещает начальника смены УПН.

Начальник смены: получив сообщение об аварии или визуальный и звуковой сигнал в операторной оценивает ситуацию. Сообщает диспетчеру пожарной охраны, начальнику (заместителю начальника), начальнику смены ЦИТС и далее по схеме оповещения; объявляет на объекте аварийное положение; дает указание: всему персоналу использовать СИЗ, противогазы; подготовить первичные средства пожаротушения; при возгорании на

небольшой площади разлива использовать первичные средства пожаротушения; развернуть пожарно-техническое вооружение от ближайшего блока пожарных гидрантов и контролировать работу штатной системы пожаротушения; отключить аварийный участок; проводит переключение всех необходимых задвижек посредством АРМ оператора.

#### **7.4.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте проведения исследований**

При проведении исследований наиболее вероятной ЧС является возникновение пожара в помещении. Пожарная безопасность должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Основные причины пожара: неработоспособное электрооборудование, неисправности в проводке, розетках и выключателях. Для исключения возникновения пожара по этим причинам необходимо вовремя выявлять и устранять неполадки, а также проводить плановый осмотр электрооборудования; электрические приборы с дефектами. Профилактика пожара включает в себя своевременный и качественный ремонт электроприборов; короткое замыкание. Необходимо скрыть электропроводку для уменьшения вероятности короткого замыкания.

В соответствии с техническим регламентом «О требованиях пожарной безопасности» для административного жилого здания требуется устройство внутреннего противопожарного водопровода.

Согласно СП 3.13130.2009 [172] для оповещения о возникновении пожара в каждом помещении должны быть установлены дымовые оптико-электронные автономные пожарные извещатели, а оповещение о пожаре должно осуществляться подачей звуковых и световых сигналов во все помещения с постоянным или временным пребыванием людей.

Также помещения должны быть оснащены средствами пожаротушения, а именно огнетушителями типа ОУ-2, ОУ-5 или ОП-5.

Согласно СП 12.13130.2009 [171] помещение, предназначенное для проектирования и использования результатов проекта, относится к типу В1 – пожароопасное.

Согласно статье 8 Технического регламента о требованиях пожарной безопасности [169] класс пожара в помещении места проведения исследований – А (пожары твердых горючих веществ и материалов).

### **7.5 Результаты**

В разделе «Социальная ответственность» рассматривалась рабочая зона оператора товарного блока резервуарного парка. Исследовались вредные и опасные факторы, существующие при работе в помещении операторной. Установлено, что рабочее место по результатам СОУТ относится к классу 2 – допустимые условия труда.

По результатам анализа вредных и опасных факторов был определен комплекс применяемых средств коллективной защиты и индивидуальной защиты, меры по контролю загазованности рабочей зоны.

При анализе влияния блока резервуарного парка на окружающую среду затрагивались вопросы защиты селитебной зоны, защиты атмосферы, гидросферы, литосферы. Было определено, что для всего предприятия необходимо обустроить санитарно-защитную зону в 1000 м. Установлено, что воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу минимально благодаря герметизированному процессу производства, не превышению нормативов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу, отлаженной системе обращения с отходами.

При анализе вероятных ЧС было определено начальное событие ЧС – утечка нефти в результате разрушения резервуара или подводящего трубопровода. Определены мероприятия по предотвращению пожароопасных ЧС, а также действия персонала по локализации и ликвидации ЧС.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы: проведен литературный обзор по снижению вязкости нефти для уменьшения гидравлических потерь, исследована зависимость влияния ультразвукового, химического и теплового воздействия на реологические свойства разных проб подготовленной и неподготовленной нефти, определен оптимальный метод воздействия на пробы нефти для снижения некоторых реологических свойств нефти, рассчитана величина гидравлических потерь при транспортировке необработанных и обработанных нефтей по модельному участку трубопровода, установлен бъем финансовых затрат на виды работ по ультразвуковой, термической и химической обработке образцов нефти CrO и CmO, проведена оценка опасных производственных факторов при проведении работ оператора товарного на участке резервуарного парка и объектах трубопроводного транспорта нефти.

Весьма перспективным воздействием на снижение коэффициента вязкости нефти или нефтепродуктов, наряду с гидротранспортом и подогревом, является их термообработка, добавление присадок для снижения коэффициента гидравлических потерь, электроискровая обработка, виброобработка и использование комбинированных методов.

Исходя из теоретического обзора вариантов подготовки и транспорта вязкой нефти следует отметить, что метод УЗВ, в отличие от других методов, оказывает меньшее воздействие на экологическую среду. Применение комбинированного подхода с УЗ способствует более комплексному решению задачи подготовки и транспортировки, но с наибольшими затратами для предприятия.

					Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаренко А.М.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					127	
Консульт.								
Рук-ль		Брусник О.В.						

Выбор любой технологии предварительного воздействия на нефть заключается не только в эффективном изменении реологических свойств, но и в их сохранении в течении длительного периода времени, поэтому в постановке задач исследования данной ВКР был заложен фактор времени и принцип комбинирования технологий УЗ, теплового и химического воздействия.

Следуя полученным лабораторным данным, для обработки товарной нефти незначительной вязкости (СmO) достаточно обработки тепловым полем при 80<sup>0</sup>С. Для эмульсии CrO ультразвуковая обработка способствует коагуляции частиц воды. Для обезвоженной CrO оптимальна комбинация 3 рассмотренных полей.

Также важен фактор сохранения полученных значений улучшенных реологических свойств в силу тиксотропных свойств нефти. По полученным лабораторным данным, время релаксации после КО составляет 7 суток для CrO и 5 суток для CmO.

На перекачку высоковязкой нефти требуется более мощное насосное оборудование. Исходя из полученных результатов расчетов, можно сделать вывод, что при перекачке высоковязкой нефти увеличиваются показатели потери напора на трение и потери давления, что, определенно, приведет к ухудшению результатов перекачки и будет крайне нецелесообразно с экономической точки зрения. Все это указывает на важность совершенствования технологии перекачки вязкой нефти.

В общем, значительно быстрее достичь максимального снижения показателя вязкости при комбинации различных способов. Однако, нужно учитывать экономическую эффективность проведения обработки, а также влияние на окружающую среду.

Эффективность проведенной обработки нефти для улучшения ее реологических свойств нужно рассматривать для каждого конкретного случая, поскольку исходные нефти отличаются набором определенных физико-химических свойств

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Системные исследования в энергетике: методология и результаты / Под ред. акад. А.А. Макаров, чл.-корр. Н.И. Воропай. М.: ИНЭИ РАН, 2018. 309 с. [Электронный ресурс]. – URL: [https://www.eriras.ru/files/sistemnye\\_issledovaniya\\_-mch-.pdf](https://www.eriras.ru/files/sistemnye_issledovaniya_-mch-.pdf) (11.10.2019).
2. Структура добычи нефти: прогноз Минэнерго, 2015 –2035 гг. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.ngv.ru/magazines/article/triz-i-nalogi/> (11.10.2019).
3. Газизов Р. Э. Трубопроводный транспорт тяжелой нефти и битумов / Р. Э. Газизов, Н. Л. Солодова, Б. Р. Ваганов // Казань: Вестник технологического университета, 2017. – с. 17-20
4. Бокор В. А. Изучение характеристик слоев при разделении эмульсии вода-в-масле под действием ультразвуковых стоячих волн / В. А. Бокор ; науч. рук. С. Н. Харламов // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018. — Т. 2. — [С. 650-652].
5. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (01.09.2019).
6. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями). [Электронный ресурс]. – URL: <https://http://base.garant.ru/12171109/> (25.08.2019).
7. Технологии подготовки сверхвязкой нефти Татарстана [Текст]/ Ф. Р. Губайдулин, Р. З. Сахабутдинов, Т. Ф. Космачева и др. – Казань: Центр инновационных технологий, 2015 – 280 с.

					Разработка технологии снижения гидравлических потерь углеводородов при эксплуатации нефтепроводов			
								Изм.
Разраб.		Овчаренко А.М.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б6Б	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					129	
Консульт.								
Рук-ль		Брусник О.В.						

8. Хмелев В.Н. Исследование влияния ультразвукового воздействия на процесс разделения устойчивых эмульсий / В.Н. Хмелев, С.Н. Цыганок, Ю.М. Кузовников // Измерение, автоматизация и моделирование в промышленности и научных исследованиях – Бийск: Издательство БТИ АлтГТУ, 2011 – С. 175-177.
9. Способ разрушения водонефтяной эмульсии с применением ультразвукового воздействия: пат. 2535793 Рос. Федерация. – Заявл. 02.10.13. – Оpubл. 20.12.2014. – Бюл. № 35.
10. Сахабутдинов Р.З., Судыкин А.Н., Губайдулин Ф.Р. Исследование процесса обезвоживания сверхвязкой нефти при ультразвуковом воздействии // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 116-119.
11. Обзор природных ресурсов [Электронный ресурс]. – URL: [minenergo.ru](http://minenergo.ru) (11.10.2019).
12. Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых (ФБУ «ГКЗ») [Электронный ресурс]. – URL: [gkz.ru](http://gkz.ru) (11.10.2019).
13. Нефти станет легче. Российская газета - Федеральный выпуск № 276(8034), Сергей Тихонов.
14. Г.С. Симонян, Фрактальность нефтяных залежей и нефти, Ереванский государственный университет, Разработка и эксплуатация нефти и газа, Технология нефти и газа, №3, 2015, с. 25-31.
15. В.И. Лесин Анализ способов снижения вязкости неньютоновской нефти на основе фрактальной теории, «Нефтегазовое дело», 2019, №6.
16. А.А. Злобин, Изучение фрактальных свойств нефтяных дисперсных систем, [Электронный ресурс]. – URL: [LJournal.ru](http://LJournal.ru) (11.10.2019).
17. М.А. Ершов и др., Снижение вязкости парафинистных нефтей в ультразвуковом поле, Химическое и нефтегазовое машиностроение, 2011, №7.
18. М.А. Промтов, Перспективы применения кавитационных технологий для интенсификации химико-технологических процессов // Вестник ТГТУ, 2008, Том 14, №4, с. 861-869.
19. Измененный закон о Недрах [Электронный ресурс]. – URL: [consultant.ru](http://consultant.ru) (11.10.2019).

20. Отчет Минэнерго [Электронный ресурс]. – URL: [minenergo.ru](http://minenergo.ru) (20.11.2019).
21. ГОСТ 33-2016 Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости.
22. ГОСТ 33452-2015 Методы испытаний химической продукции, представляющей опасность для окружающей среды. Определение вязкости жидкостей (Переиздание).
23. Дисперсные системы [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.sites.google.com/site/himulacom/zvonok-na-urok/11-klass---cetveertyj-god-obucenia/urok-no11-dispersnye-sistemy>
24. Интернет-источник [Электронный ресурс]. – URL: [gkz.ru](http://gkz.ru) (20.10.2019).
25. Михеева Е.В., Карбаинова С.Н., Пикула Н.П, Асташкина А.П. Коллоидная химия. – Томск: Изд ТПУ, 2014. – 186 с.
26. Манжай В.Н., Абдусаламов А.В., Носикова Ю.Р. Влияние высокомолекулярных эластомеров на турбулентное течение углеводородных жидкостей, Известия Томского политехнического университета, Т.326, №3, с. 19-24.
27. 17. Васильев, Г.Г. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; под общ. ред. С.М. Вайнштока. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т.1. – 409 с.
28. Кленин В.И., Федусенко И.В. Высокомолекулярные соединения. – СПб.: Изд-во «Лань», 2013. – 512 с.
29. Влияние на напряженно-деформируемое состояние участка нефтепровода парафинистых нефтей с использованием депрессорных и ингибирующих присадок / П.В. Бурков, С.П. Буркова, И.Е. Сироткин
30. Влияние реагента «эко-органика» на вязкость водонефтяной эмульсии Вишнево-Полянского месторождения нефти / Ю.В. Волков, С.Е. Валеева, А.Р. Гайнутдинова, М.Р. Фаткулин
31. Налоговый кодекс [Электронный ресурс]. – URL: [consultant.ru](http://consultant.ru) (21.10.2019).

32. Mathematical modeling of wax deposition in oil pipeline system [Электронный ресурс]. – URL: AIChE Journal (11.10.2019).
33. Organosilicon-based anticorrosive high-temperature coating [Электронный ресурс]. – URL: Material Science Journal (20.11.2019).
34. Винтовые насосные установки со штанговым приводом для добычи тяжелой нефти [Электронный ресурс]. – URL: Территория Нефтегаз (11.10.2019).
35. МПН/МУН – современное состояние и тренды развития [Электронный ресурс]. – URL: Нефть. Газ. Новации (11.10.2019).
36. Методы увеличения нефтеотдачи и технология АСП [Электронный ресурс]. – URL: rogtecmagazine.com(11.10.2019).
37. Инновационная технология регулирования процесса извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа на основе применения полифункционального реагента ХСИ-4601 [Электронный ресурс]. – URL: elibrary.ru (20.01.2019).
38. Геолого-технологическое обоснование адресных методов увеличения нефтеотдачи и ограждения водопритока в залежах высоковязких нефтей [Электронный ресурс]. – URL: ntj-oil.ru (11.10.2019).
39. Факторы, определяющие себестоимость добычи нефти [Электронный ресурс]. – URL: aeterna-ufa.ru (11.10.2019).
40. Обводненность месторождений – коренной вопрос современности российской нефтегазовой отрасли – отчет [Электронный ресурс]. – URL: e-library.ru (21.10.2019).
41. Задачи усовершенствованного управления в технологических процессах добычи и транспорта нефти [Электронный ресурс]. – URL: Территория Нефтегаз (11.10.2019).
42. Влияние температуры и напряжения сдвига на реологические свойства нефтяных и мицеллярных дисперсных систем / Ковалева И.В., Семихина Л.П.
43. Влияние температуры и напряжения сдвига на реологические свойства нефтяных дисперсных систем / Л.П. Семихина, А.М. Пашнина, И.В. Ковалева, Д.В. Семихин

44. Влияние термообработки и ультразвука на вязкость высокопарафинистой нефти Кыртаельского месторождения РК / В.О. Некучаев, М.М. Михеев
45. Тиксотропные свойства [Электронный ресурс]. – URL: <http://lkmprom.ru/analitika/tiksotropnyye-smesi/> (11.01.2020).
46. Википедия [Электронный ресурс]. – URL: [Wikipedia.ru](http://Wikipedia.ru) (21.01.2020).
47. Влияние эффектов полярности и добавок на снижение вязкости тяжелой нефти / А.Е. Воробьев, М. Агхамохаммадигалехджуи, Д.Н. Хабаров
48. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств / Полищук Ю.М., Ященко И.Г.
49. Депрессорная присадка для высокозастывающих парафинистых нефтей К.И. Матиев, А.Д. Ага-заде, М.Э. Алсафарова, Ф.М. Ахмедов
50. Изменение кинематической вязкости этиленгликоля и 1,2-пропиленгликоля в результате действия высокочастотного электромагнитного поля / П.В. Лыков
51. Изменение реологических свойств высоковязкой структурированной нефти при ультразвуковой обработке / И.Н. Евдокимов, Н.Ю. Елисеев, А.А.Фесан
52. Исследование термохимических процессов снижения вязкости нефти Русского месторождения / Е.Н. Архипова, А.А. Севастьянов
53. Механоакустическое и химическое воздействия на тяжелую нефть / Р.З. Фахрутдинов, Т.Ф. Ганиева
54. Ультразвуковая интенсификация технологических процессов добычи и переработки нефти, очистки нефтезагрязненных вод и грунтов / М.С. Муллакаев
55. Влияние ультразвука на структурно-механические свойства нефтей и процесс осадкообразования / Р.В. Ануфриев, Г.И. Волкова
56. Лабораторные исследования нагрева высоковязких нефтей в трубопроводах высокочастотным электромагнитным полем / Л.А. Ковалева, Р.Р. Зиннатуллин, М.Д. Валеев, Р.З. Миннигалимов, Р.Х. Фассахов

57. Применение ультразвуковой обработки для снижения вязкостно-температурных характеристик нефти [Электронный ресурс]. – URL: <https://neftegaz.ru/science/petrochemistry/331693-primenenie-ultrazvukovoy-obrabotki-dlya-snizheniya-vyazkostno-temperaturnykh-kharakteristik-nefti/> (11.01.2020).

58. Интенсификация добычи нефти комбинированным методом на основе ультразвукового воздействия / Прачкин В.Г.

59. Э.М. Халимовым и Н.Н. Лисовским. Классификация ТРИЗ

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

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

62. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2)

63. Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации №3-р от 01.02.2016

64. Определение количества нефтяных отложений по методу «холодного стержня». Методические указания к выполнению лабораторной работы. Е.В. Бешагина.

65. Бурить нельзя останавливать [Электронный ресурс]. – URL: Нефтегазовая Вертикаль (11.01.2020).

66. Н.Ю. Башкирцева, О.Ю.Сладовская. Особенности транспортировки высоковязких нефтяных дисперсных систем.

67. Агапкин В.М., Кривошеин Б.Л., Юфин В.А. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов.- М: Недра,1981.-256 с.

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

69. Новоселов В.Ф., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Специальные методы перекачки. - Уфа: Изд. Уфим.нефт.ин-та, 1988.- 114 с.

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

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

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

73. ASTM D2602 Test Method for Apparent Viscosity of Engine Oils at Low Temperature Using the Cold-Cranking Simulator (Withdrawn 1993)

74. ASTM D4684-18 Standard Test Method for Determination of Yield Stress and Apparent Viscosity of Engine Oils at Low Temperature

75. Вискозиметрия [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.spectrosystems.ru/methods/viskozimetr.shtml> (11.01.2020).

76. Алиев, Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудров и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.

77. Коршак, А.А. Нефтеперекачивающие станции / А.А. Коршак. – Ростов н/Д: ООО «Феникс», 2015. – 269 с.

78. Лисин, Ю.В. Оценка эффективности противотурбулентных присадок по результатам опытно-промышленных испытаний на магистральных нефтепроводах / Ю.В. Лисин, С.Л. Семин, Ф.С. Зверев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №3. – С. 6-11.

79. Лурье, М.В. Защита магистральных нефтепродуктопроводов от волн повышенного давления встречными волнами разрежения / М.В. Лурье, Е.В. Фериченкова // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2007. – №6. – С 4-7.

80. ГОСТ 33452-2015 Методы испытаний химической продукции, представляющей опасность для окружающей среды. Определение вязкости жидкостей (Переиздание)

81. United States Environmental Protection Agency (EPA) (1996), Product Properties Test Guidelines OPPTS 830.7100 "Viscosity", EPA 712-C-96-032.

82. Collaborative International Pesticide Analytical Council, Ltd. (CIPAC) (1995), Handbook F., "MT 3 Specific Gravity, Density and Weight per Millilitre",

CIPAC (<http://www.cipac.org>), CIPAC Publications available from: Marston Book Services Ltd.: (<http://www.marston.co.uk>)

83. Collaborative International Pesticide Analytical Council, Ltd. (CIPAC) (2005), Handbook F., "MT 192 Viscosity of Liquids by Rotational Viscometry", CIPAC (<http://www.cipac.org>), CIPAC Publications available from: Marston Book Services Ltd.: (<http://www.marston.co.uk>)

84. European Chemicals Agency (2008), Guidance on information requirements and chemical safety assessment, Chapter R.7a: Endpoint specific guidance, Guidance for the implementation of REACH, European Chemicals Agency

85. International Union of Pure and Applied Chemistry (IUPAC) (1976), Physicochemical Measurements: Catalogue of Reference Materials from National Laboratories, Pure and Applied Chemistry, Vol.48, pp.513-514, Pergamon Press, Oxford

86. ISO 3104:1994 Petroleum products - Transparent and opaque liquids - Determination of kinematic viscosity and calculation of dynamic viscosity (Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости)

87. ISO 3105:1994 Glass capillary kinematic viscometers - Specifications and operating instructions (Вискозиметры стеклянные капиллярные для определения кинематической вязкости. Технические условия и инструкции по эксплуатации)

88. DIN 51562-1-1999 Viscometry - Measurement of kinematic viscosity by means of the Ubbelohde viscometer - Part 1: Viscometer specification and measurement procedure (Вискозиметрия. Измерение кинематической вязкости с применением вискозиметра Уббелоде. Часть 1. Конструкция и методика измерения)

89. DIN 51366-2013 Testing of mineral oil hydrocarbons - Measurement of kinematic viscosity by means of the Cannon-Fenske viscometer for opaque liquids (Углеводороды нефтяные. Определение кинематической вязкости непрозрачных жидкостей вискозиметром Каннон-Фенске)

90. DIN 53177-2002 Binders for paints and varnishes - Measurement of the dynamic viscosity of liquid resins; Resin solutions and oils by the capillary viscosimeter of isocels type according to Ubbelohde (Связующие для красок и лаков. Измерение динамической вязкости жидких смол. Измерение вязкости растворов смол и масел капиллярным вискозиметром изоцельского типа по методу Уббелоде)

91. ASTM D 1200 Standard Test Method for Viscosity by Ford Viscosity Cup/Note: Approved 2005-00-00, 1999-00-00 (Стандартный метод испытания вязкости Форда Кубка)

92. ASTM D-914 Standard Test Methods for Ethylcellulose/Note: Approved 2006-00-00. (Стандартный метод испытания для этилцеллюлозы)

93. ISO 3219:1993 Plastics; polymers/resins in the liquid state or as emulsions or dispersions; determination of viscosity using a rotational viscometer with defined shear rate (Пластмассы. Полимеры/смолы в жидком состоянии или в виде эмульсий или дисперсий. Определение вязкости с помощью ротационного вискозиметра при определенной скорости сдвига)

94. DIN ISO 7884-2 Glass - Viscosity and viscometric fixed points - Part 2: Determination of viscosity by rotation viscometers (Стекло. Вязкость и установленные вискозиметрические точки. Часть 2. Определение вязкости ротационным вискозиметром)

95. DIN 53019-1-2008 Viscometry - Measurement of viscosities and flow curves by means of rotational viscometers - Part 1: Principles and measuring geometry (Вискозиметрия. Измерение вязкости и кривых текучести посредством ротационных вискозиметров. Часть 1. Принципы и геометрия измерений)

96 ASTM D 2196 (1999) Standard Test Methods for Rheological Properties of Non-Newtonian Materials by Rotational (Brookfield type) Viscometer (Стандартный метод испытаний реологических свойств неньютоновских жидкостей ротационным вискозиметром (типы Брукфилда))

97. ASTM D 562 Standard Test Method for Consistency of Paints Measuring Krebs Unit (KU) Viscosity Using a Stormer-Type Viscometer /Note: Approved 2005-00-00 (Стандартный метод испытаний измерения динамической вязкости красок вискозиметром Кребса/Стормера)

98. ASTM D 3346 Standard Test Methods for Rubber Property-Processability of Emulsion SBR (Styrene-Butadiene Rubber) With the Mooney Viscometer [Delta Mooney) (Стандартный метод испытаний каучуковых свойств - технологических характеристик эмульсий SBR (стирол-бутадиенового каучука) с помощью вискозиметра Муни (Дельта Муни)]

99. ASTM D 2983 Standard Test Method for Low-Temperature Viscosity of Lubricants Measured by Brookfield Viscometer

100. DIN 53015-2001 Viscometry - Measurement of viscosity by means of the rolling ball viscometer by Heppler (Вискозиметры универсальные Гепплера для измерения вязкости по методу падающего шарика)

101. DIN 52007-2-2013 Bitumen and bituminous binders - Determination of viscosity - Part 2: Measurement by drawn-sphere viscometer (Битум и битумные вяжущие. Определение вязкости. Часть 2. Измерение вискозиметром по методу протягивания шарика)

102. A technique for evaluating the oil/heavy-oil viscosity changes under ultrasound in a simulated porous medium / Hossein Hamidi, Erfan Mohammadian, Radzuan Junin, Roozbeh Rafati, Mohammad Manan, Amin Azdarpour, Mundzir Junid / Elsevier, Volume 54, Issue 2, February 2014, Pages 655-662.

103. Application of ultrasound for the destruction of resin-paraffin deposits in pipeline transport of oil, H.Hofstatter, M.Pavlov, B.Mastobaev / 2014 №4

104. Experimental Study of the Pipeline Lubrication for Heavy Oil Transport, A. Bensakhria, Y. Peysson and G. Antonini / Article in Oil & Gas Science and Technology · September 2004

105. The Use of Biobased Surfactant Obtained by Enzymatic Syntheses for Wax Deposition Inhibition and Drag Reduction in Crude Oil Pipelines, Zhihua Wang, Xueying Yu, Jiaxu Li, Jigang Wang and Lei Zhang / Catalysts, MDPI, 2016.

106. Hydrodynamics and energy analysis of heavy crude oil transportation through horizontal pipelines using novel surfactant, Manojkumar Gudala, Tarun Kumar Naiya, Ajay Mandal / Journal of Petroleum Science and Engineering · March 2019.

107. ГОСТ Р 58367–2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование

108. ГОСТ Р 615.2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования (с Изменениями N 1, 2)

109. МИ 2693-2001 Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения / Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений.

110. ГОСТ 33-2016 Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости

111. ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности (с Изменением N 1, с Поправкой)
112. ГОСТ 11851-2018 Нефть. Методы определения парафинов (с Поправкой)
113. ГОСТ 2477-2014 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды (с Изменением N 1, с Поправками)
114. ГОСТ 32139-2019 Нефть и нефтепродукты. Определение содержания серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии
115. ГОСТ 11858-66 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания асфальтово-смолистых веществ
116. ГОСТ 21534-76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей (с Изменениями N 1, 2)
117. РД 39-0148311-605-86 Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов
118. Совершенствование систем мониторинга отложения АСПО в магистральном нефтепроводе / А.В. Семенюк, А.В. Коптева
119. ГОСТ 14782-86. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые
120. Лурье, М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 336 с
121. Н.В. Гусев, С.В. Ляпушкин, М.В. Коваленко Автоматизация технологических комплексов и систем в промышленности: учебное пособие / Н.В. Гусев, С.В. Ляпушкин, М.В. Коваленко; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
122. Постановление Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года N 937 Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации (с изменениями на 8 декабря 2018 года).

123. ГОСТ Р 55563-2013 (МЭК 62270:2004) Возобновляемая энергетика. Гидроэлектростанции. Автоматизация гидроэлектростанций. Руководство по автоматизированному управлению.

124. ГОСТ 34.003-90 Информационная технология (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

125. Анализ существующих автоматизированных систем управления технологическим процессом: Текст научной статьи по специальности «Компьютерные и информационные науки» / Минин П.Е., Конев В.Н., Сычев Н.В. и др.

126. CitectSCADA [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.se.com/ru/ru/product-range-presentation/1500-citect-scada/#tabs-top> (дата обращения 10.05.2020).

127. Simplicity HMI [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ge.com/digital/applications/hmi-scada/simplicity> (дата обращения 10.05.2020).

128. SCADA система MasterSCADA [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://insat.ru/products/?category=9> (дата обращения 15.05.2020).

129. TRACE MODE [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.adastra.ru/> (дата обращения 15.05.2020).

130. iFix [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.itweek.ru/industrial/article/detail.php?ID=58861> (дата обращения 15.05.2020).

131. Wonderware InTouch [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.wonderware.ru/> (дата обращения 15.05.2020).

132. Simatic WinCC [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.energostandart.ru/tehnika-avtomatisacii/visualisacija/scada-sistema-vizualizacii-simatic-wincc/> (дата обращения 15.05.2020).

133. IGSS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.soliton.com.ua/igss/download.htm> (дата обращения 20.05.2020).

134. SCADA КРУГ-2000 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.krug2000.ru/products/ppr/scada-2000.html> (дата обращения 20.05.2020).

135. SCADA S3 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rts.ua/rus/news/678/0/409/> (дата обращения 20.05.2020).

136. SCADA GENESIS64 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://kpfu.ru/portal/docs/F1508781366/VKR.Farruhova.A.F..pdf> (дата обращения 25.05.2020).

137. ОР-75.180.00-КТН-018-10 Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ). – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 93 с.

138. ОР-91.140.50-КТН-118-11 Порядок планирования и учёта потребления электроэнергии (мощности) организациями системы «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2011. – 28 с.

139. ОТТ-23.040.00-КТН-145-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Присадки противотурбулентные. Общие технические требования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 15 с.

140. ОР-03.220.99-КТН-092-08 Регламент разработки технологических карт, расчета режимов работы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2008. – 34 с.

141. ГОСТ Р 52350.29.2-2010. Взрывоопасные среды. Часть 29-2. Газоанализаторы. Требования к выбору, монтажу, применению и техническому обслуживанию газоанализаторов горючих газов и кислорода. – Москва: Стандартинформ, 2011. – 81 с.

142. Давлетшин И. А. Моделирование эффективного управления региональным нефтехимическим комплексом: Автореферат. Дис. ... канд. экон. наук. – Ижевск, 2011г. – 21 с.

143. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления" [Текст]: приказ Ростехнадзора от 15 ноября 2013 г. № 542 // Собрание законодательства. – 2013. - № 14. – Ст. 1643.

144. Пряничникова В. В., Кадыров Р. Р. Автоматизация системы управления участка слива и налива нефтебазы // Вестник молодого ученого УГНТУ. – Уфа, 2016. - № 1. – С. 4.

145. Сайт «Научный журнал NovaInfo.ru» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://novainfo.ru/article/7628> (содержит информацию об автоматизации процесса транспортировки нефтепродуктов)

146. Стефанко Ю. Обзор решений КИПиА. Измерительные реобразователи // Российская конференция 2016 «Honeywell – Отвечая на вызовы времени». – Москва, 2016. – С. 10.
147. Пьявченко Т. А., Финаев В. И. Автоматизированные информационно-управляющие системы. М.: Издательство ТРТУ, 2007. 271 с.
148. Учебном пособии Сваровской Н.А.Тюменский индустриальный институт Ю.Д. Земенков, Н.А. Малюшин, Л.М. Маркова, А.Е. Лощинин. Технологические нефепроводы нефтебаз. Справочное издание Тюмень-1994 г. 149с.
149. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* (с Изменениями N 1, 2)
150. Вязунов, Е.В. Исследование вопросов динамики работы и оптимального управления магистральными нефтепродуктопроводами: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 198 / Вязунов Евгений Валерианович. – М., 1970. – 25 с.
151. Годовой отчет ОАО «АК «Транснефть» за 2018 г. [Электронный ресурс] // Официальный сайт ОАО «АК «Транснефть». Режим доступа: [https://www.transneft.ru/u/section\\_file/40031/2019.06.30\\_go\\_2018.pdf](https://www.transneft.ru/u/section_file/40031/2019.06.30_go_2018.pdf).
152. Министерство экономического развития Российской Федерации. – Режим доступа: <http://economy.gov.ru/mines/activity/sections/macro/prognoz/doc20130325>.
153. Налоговый кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс] // Официальный сайт КонсультантПлюс – надежная правовая поддержка. Режим доступа:[http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_19671/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19671/)
154. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности. Учеб- ник под. ред. В.Ф. Дунаева – М.: ООО «ЦентрЛитНефтеГаз», 2004.– 372 с.
155. IS CSR26000:2011 Социальная ответственность организации. Требования.
156. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).
157. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
158. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

159. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

160. Результаты специальной оценки условий труда в ПАО «Роснефть». URL: <http://www.rosneft-aero.ru/about/rezultaty-provedeniya-spetsialnoy-otsenki-usloviy-truda/> (дата обращения 01.05.2020).

161. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.

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

163. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы.

164. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.

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

166. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия (с Изменениями № 1, 2).

167. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения 01.05.2020).

168. Долин П. А. Справочник по технике безопасности. – Энергоатомиздат, 1984.

169. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 № 123-ФЗ.

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

171. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N1).

172. СП 3.13130.2009. Свод правил. Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности (утв. Приказом МЧС РФ от 25.03.2009 № 173).

173. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
174. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
175. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
176. ГОСТ 22.0.05-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения
177. ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения
178. ГОСТ 25.503-97. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Метод испытания на сжатие
179. ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия
180. РД-23.040.00-КТН-084-18. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования
181. ISO 50001:2011 Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению.

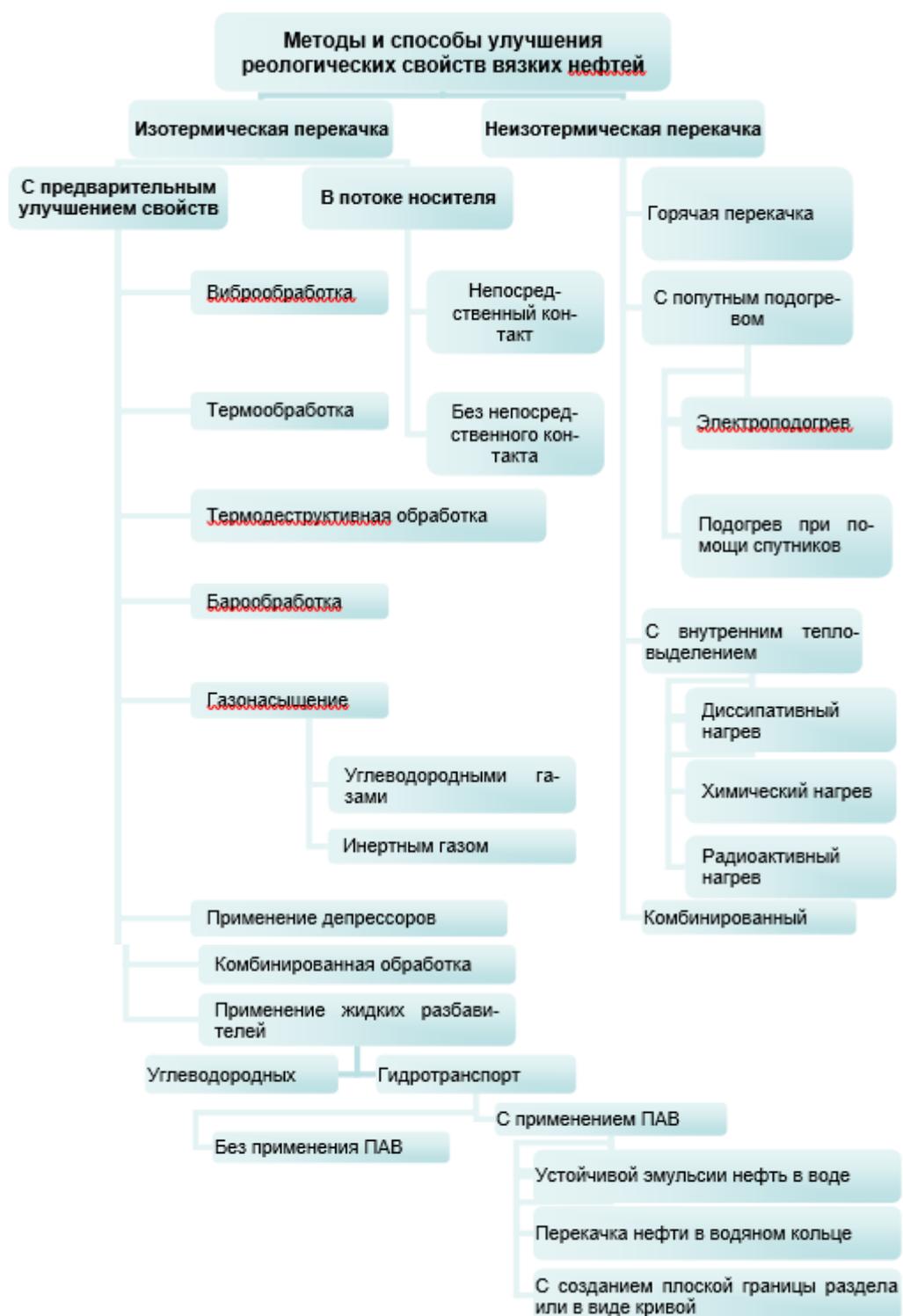
## Приложение А – Эксплуатация нефтепроводов со специальной технологией перекачки нефти

Методы повышения текучести вязких нефтей						
Термообработка нефтей	Перекачка нефти с подогревом		Электроискровая обработка	Виброобработка	Перекачка нефтей с разбавителями	
	Схемы подогрева коротких трубопроводов	Метод «горячей» перекачки магистральных нефтепроводов			Перекачка нефтей с разбавителями	Гидротранспорт нефти и нефтепродуктов
1	2	3	4	5	6	7
Сущность метода						
Нагревание нефти до определенной температуры и последующем охлаждении ее с заданными темпом	Уложив рядом трубопровод и паропровод и заизолировав, получим трубопровод с путевым подогревом.	Нефть нагревается в печах и теплообменниках ГНПС и насосами подается в магистраль.	Нагрев перекачиваемой нефти в динамических условиях.	Создание высокого градиента скорости сдвига виброустройствами.	Смешение аномально вязких и застывающих нефтей с маловязкими разбавителями.	Совместная перекачка высокопарафинистых или высоковязких нефтей с водой
Особенности метода (область применения, характеристика нефти, оборудование)						
Эффективность зависит от достаточного количества (АСВ), возникают ограничения на применимость метода для чисто парафинистых нефтей. Оптимальный параметр нагрева и охлаждения влияет на эффект термообработки.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Короткие внутристанционные и нефтебазовые трубопроводы.</li> <li>• Паропровод располагается внутри нефтепровода на специальных опорах.</li> <li>• Электроподогрев: индукционный и прямой нагрев; нагревательные элементы.</li> </ul>	<p>Предварительный подогрев в резервуарах, специальных теплообменных аппаратах.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Сжигание одного топлива для перекачки другого требует экономической обоснованности в каждом конкретном случае.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Напряжение на графитовые электроды: в местах соприкосновения нестационарные электрические разряды в виде микроскопических дуг (3500 °С)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Применено при температурах 5-10 К ниже <math>t_{заст}</math>.</li> <li>• Высокопарафинистые нефти, не содержащие асфальтенов, практически не изменяют свойств после разрушения.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Маловязкие разбавители: маловязкие УВ – бензины, керосины, газовые конденсаты; маловязкие нефти; жидкости с ПАВ; депрессоры; вода.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 способ: Ж внутри водяного кольца.</li> <li>• 2 способ: смесь с водой, эффект скольжения.</li> <li>• <math>\eta</math> НеНью Ж уменьшается с возрастанием <math>G</math>, зависит от времени существования суспензии.</li> </ul>

## Окончание приложения А

1	2	3	4	5	6	7
<b>Достоинства метода</b>						
<ul style="list-style-type: none"> <li>Повторный нагрев: либо для улучшения всасывающей способности насосов, либо для ускорения сливоналивных операций.</li> <li>Метод достаточно широко изучен в лабораторных и полевых условиях.</li> </ul>	<p>Все тепло теплоносителя на подогрев нефти. Электроподогрев: высокий КПД, регулирование температуры в широких пределах, работа подогревателя с перерывами, легкость монтажа, компактность. Достаточная изученность.</p>	<p>Наибольшее распространение для магистральных трубопроводов. Метод достаточно широко изучен в лабораторных и полевых условиях.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Распад и исчезновение твердых парафино-смолистых отложений.</li> <li>Эффективность по сравнению с другими распространенными методами значительно выше.</li> </ul>	<p>Интенсификация откачки, уменьшение сдвиговых напряжений на сложных участках обвязки, сокращение энергозатрат при горячем способе перекачки путем снижения температуры нагрева на 10-15 К.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>При смешении нефти разных сортов достигается снижения <math>\eta</math>, <math>t_{заст}</math> и <math>\tau</math> смеси, обеспечивается совместная перекачка обычным способом с экономическим эффектом.</li> </ul>	<p>Вода имеет малую вязкость, значит малы потери на трение. Эффект скольжения.</p>
<b>Недостатки метода</b>						
<p>Реологические параметры с течением времени ухудшаются и достигают первоначальных значений.</p>	<p>Не применяется для магистральных трубопроводов.</p>	<p>Без применения изоляции большая часть тепловой энергии уходит в грунт.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Возможно образование легких и газообразных продуктов, полимеризация и поликонденсация, вплоть до образования кокса.</li> <li>Проблема практического использования.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Подготовительный, вспомогательный метод.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Наличие нефтей, обладающих различными физико-химическими свойствами, добываемых на одном месторождении или рядом расположенных месторождений.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Сложно осуществляется на практике.</li> <li>Без вращения потока при 1 способе образуется эмульсия.</li> <li>Ограничение использования метода для тяжелых нефтей.</li> </ul>
<p>Печи подогрева - источник загрязнения среды. Использование нефти и газа в качестве топлива. Большая металлоемкость и сложность производимых операций нагрева. Отложение солей в трубопроводах.</p>						

## Приложение Б – Методы и способы улучшения реологических свойств вязких нефтей



## Приложение В – Иллюстрация некоторых лабораторные исследований



Промежуточный этап эксперимента по определению содержания воды в образце  $\text{CrO}$



Образец эмульсии  $\text{CrO}$



Хлористый кальций для осушки образца нефти  $\text{CrO}$



Промежуточный этап эксперимента по определению содержания воды (улавливание капель в ловушке)



Промежуточный этап эксперимента по определению содержания парафина (прокаливание силикагеля)



Силикагель для определения содержания парафина