

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
<b>АНАЛИЗ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ АНОМАЛЬНОЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ РЫБАЛЬНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 665.61-974:622.276(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Тырышкина Дарья Викторовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОГ ИШПР Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ****21.03.01 Нефтегазовое дело****ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

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

<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
<b>ПК(У)-6</b>	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ А.А. Лукин  
 (Подпись)      (Дата)      (ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Тырышкина Дарья Викторовна

Тема работы:

<b>АНАЛИЗ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ АНОМАЛЬНОЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ РЫБАЛЬНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	39–67/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	14.06.2023
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Аномальные свойства нефтей; реологические свойства легкой и тяжелой нефти; способы снижения низкотемпературных свойств нефтей.</p>

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Обзор литературы	Старший преподаватель, Чеканцева Лилия Васильевна
Объект и методы исследования	
Расчеты и аналитика	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	09.02.2023
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ОНД ИШПР Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			09.02.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б95	Тырышкина Дарья Викторовна		09.02.2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2022/2023 учебного года

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Тырышкина Дарья Викторовна

Тема работы:

<b>АНАЛИЗ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ АНОМАЛЬНОЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ РЫБАЛЬНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>
---

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	14.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2023	Низкотемпературные свойства нефти	30
03.04.2023	Технологии подготовки нефти на месторождении X	30
24.04.2023	Выбор наиболее эффективных технологических параметров для снижения низкотемпературных свойств нефти месторождения X	20
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОГ ИШПР Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Тырышкина Дарья Викторовна		

## РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 84 страницы, в том числе 16 рисунков, 30 таблиц, 14 расчетных формул. Список использованных источников содержит 24 источника.

Ключевые слова: низкотемпературные свойства, асфальтосмолопарафиновые отложения, температура застывания, вязкость, реологические свойства нефти, ингибитор парафиноотложений.

Объект исследования: объектом исследования является нефтяное месторождение X.

Цель работы – изучение низкотемпературных характеристик нефти нефтяного месторождения X Томской области с добавлением двух типов ингибиторов парафиноотложения в различных дозировках.

В процессе исследования изучалось воздействие ингибиторов парафинообразования на низкотемпературные свойства нефти, проводилось измерение температуры застывания и вязкости, рассчитывались радиусы частиц образцов нефти, строились графики зависимости динамической вязкости и радиусов частиц от температуры для образцов нефти с разной концентрацией двух типов ингибиторов.

В результате проделанной работы был выявлен наиболее эффективный реагент и определена его оптимальная концентрация.

Область применения: цех добычи и подготовки нефти нефтяного месторождения X.

Данные исследования имеют практическое значение для предприятия А, ведущего добычу нефти на нефтяном месторождении X, одной из проблем которого является образование асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхностях технологического оборудования.

Потенциальная экономическая эффективность связана с уменьшением расхода ингибитора.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТИ .....	13
1.1 Аномальные свойства нефтей.....	15
1.2 Реологические свойства легкой и тяжелой нефти.....	21
1.3 Способы снижения низкотемпературных свойств нефтей.....	23
2 ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X.....	26
2.1 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов и готовой продукции .....	26
2.2 Описание технологического процесса.....	30
3 ВЫБОР НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X.....	32
3.1 Объект и методы исследования.....	32
3.2 Измерение температуры застывания .....	34
3.3 Измерение динамической вязкости .....	36
3.4 Расчет радиусов частиц нефти .....	37
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	45
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	45
4.2 Планирование научно-исследовательских работ .....	49
4.3 Бюджет научно-технического исследования.....	54
4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии .....	58



Выводы по разделу финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	60
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	64
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	64
5.2 Производственная безопасность.....	66
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	67
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	73
5.3 Экологическая безопасность .....	76
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	78
Выводы по разделу социальная ответственность.....	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	81
Список используемой литературы .....	82

## **ВВЕДЕНИЕ**

Среди проблем, возникающих при добыче нефти в России, в частности на нефтяном месторождении X, выделяют трудоемкость извлечения углеводородного сырья. В первую очередь это связано с технологическим процессом добычи, предполагающим подъем флюида от забоя к устью. Этот процесс сопровождается изменением термобарических условий, вследствие чего нарушается химическое равновесие системы. Этот и ряд других факторов приводит к выпадению асфальтосмолопарафиновых отложений в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб, что снижает производительность системы и эффективность работы насосных установок, а также уменьшает межремонтный период работы скважин. Так как не существует таких методов, которые способны полностью предотвратить выпадение АСПО, все подходы направлены на увеличение времени межремонтного периода скважин.

На интенсивность выпадения отложений влияют многие факторы и, прежде всего, количественное содержание в нефти высокомолекулярных соединений, определяющих характер процессов образования нефтяных структур. Одним из самых эффективных способов регулирования процессов структурообразования и, как следствие, улучшения низкотемпературных свойств нефтей является применение в технологических процессах ингибиторов АСПО – химических реагентов, предотвращающих образование и отложение твердых компонентов нефти на поверхностях технологического оборудования.

**Целью работы является:** изучение низкотемпературных характеристик нефти нефтяного месторождения X Томской области с добавлением двух типов ингибиторов парафиноотложения дозировками 45, 50 и 55 г/т.

**Задачи, поставленные к выполнению:**

1. Проанализировать общие сведения о аномальных свойствах нефтей, вызывающих высокую вязкость;
2. Рассмотреть метод, применяемый на месторождении и оценить его эффективность;
3. Ознакомиться с методом подбора наиболее эффективных технологических параметров реагентов для снижения низкотемпературных свойств нефти.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;

**НМ** – нефтяное месторождение;

**ССЕ** – сложные структурные единицы;

**САК** – смолисто-асфальтеновые компоненты;

**ТНКП** – температура начала кристаллизации парафина;

**ПЗС** – призабойная зона скважины;

**УДХ** – установка дозирования химических реагентов;

**ИУ** – измерительная установка;

**ДНП** – давление насыщенных паров;

**ЭЦН** – электроцентробежный насос;

**КТПН** – комплектная трансформаторная подстанция наружной установки;

**УВС** – углеводородное сырье;

**АГЗУ** – автоматическая групповая замерная установка;

**НГКМ** – нефтегазоконденсатное месторождение;

**ПСП** – приемо-сдаточный пункт;

**УПН** – установка подготовки нефти;

**ГКМ** – газоконденсатное месторождение.

## 1 НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Для описания характера низкотемпературных свойств различного рода нефтепродуктов используются такие показатели, как температура застывания для нефти, нефтяных масел, дизельных и котельных топлив, температура помутнения, характеризующая карбюраторное и дизельное топливо, и температура начала кристаллизации, относящаяся к нефтепродуктам, в состав которых входят ароматические углеводороды.

В тот период, когда химическое вещество охлаждается, оно переходит из жидкого состояния в твердое. Этот процесс происходит при постоянной температуре – температуре застывания. Переход вещества из твердого состояния в жидкое в большинстве случаев происходит при том же численном значении температуры, называемом температурой плавления.

Переход из одного агрегатного состояния в другое для разных нефтей происходит при разных температурах. В процессе понижения температуры компоненты нефти и содержащиеся в ней примеси приобретают большую вязкость и теряют подвижность, причем некоторые из них приобретают твердую структуру и осаждаются в виде кристаллов.

Температура застывания – показатель низкотемпературных свойств нефти, обозначающий максимальную температуру, при которой жидкость перестает течь. Она принимает разные значения в зависимости от состава и физико-химических свойств исследуемого агента и является технической характеристикой, по значению которой можно судить об эксплуатационных свойствах того или иного нефтепродукта. Это делает температуру застывания чрезвычайно важным показателем при товаро-транспортных операциях, производимых в области низких температур, и в зимнее время.

Однако нужно иметь в виду, что температура застывания не всегда дает верное представление о прокачиваемости нефтепродукта через систему при низких температурах. Предельная температура прокачиваемости в ряде случаев превышает температуру застывания на 10-15 °С.

Процесс застывания нефти и нефтепродуктов обуславливается стремительным увеличением вязкости при низких температурах. Также на этот процесс влияет наличие в нефтяной системе растворенных твердых парафинов и церезинов, способных при определенных условиях и в зависимости от их свойств (температура плавления, растворимость), переходить в твердое состояние. Так, при пониженных температурах парафины образуют кристаллическую решетку, в которой удерживаются загустевшие жидкие углеводороды.

Следовательно, по температуре застывания можно предположить о количественном содержании в нефти высокомолекулярных соединений. Большой температуре застывания и меньшей вязкости системы соответствует большее содержание парафина. Однако при низких температурах остаточные и дистиллятные нефтепродукты также могут потерять подвижность. Это связано с тем, что жидкие углеводороды во время охлаждения загустевают и застывают [1].

Еще один показатель, по которому можно судить о низкотемпературных свойствах нефтепродуктов – температура помутнения, то есть температура, при которой нефтепродукты мутнеют. По ней можно судить о способности нефтяных систем поглощать водяные пары из воздуха, что происходит интенсивнее при увеличении концентрации ароматических углеводородов. Также по температуре помутнения можно сделать предположение о возможности осаждения кристалликов льда, препятствующих течению жидкости по трубопроводу. Растворимость воды в углеводородах не более 0,01%, что является крайне маленьким показателем, однако в случае с ароматическими углеводородами растворимость выше примерно в 2-3 раза. С понижением температуры растворимость воды в насыщенном углеводородами топливе уменьшается, вследствие чего часть поглощенной топливом из воздуха воды начинает выделяться в виде мельчайших капелек и топливо мутнеет. Очевидно, что при большем

содержании растворенной воды в исходной смеси выделение воды происходит при большей температуре, то есть смесь мутнеет.

Показатель низкотемпературных свойств нефтепродуктов, характеризующий максимальную температуру, при которой в нефтяной системе обнаруживаются кристаллы, называется температурой начала кристаллизации.

Этот показатель введен для характеристики насыщенных ароматическими углеводородами нефтяных систем, температуры затвердевания которых имеют высокие значения в сравнении с углеводородами других классов.

Низкозастывающие углеводороды, даже при малом содержанием воды, при понижении температуры будут менять фазовое состояние – затвердевать. Будут образовываться кристаллы, которые еще в большей степени, чем кристаллы льда и парафина, затрудняют эксплуатацию оборудования. Согласно техническим условиям на авиационные и реактивные топлива температура начала их кристаллизации не должна превышать  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$  [1].

### **1.1 Аномальные свойства нефтей**

Величина, обратная текучести жидкости, называется вязкостью. Явление вязкости обуславливается силами взаимодействия молекул внутри системы, что препятствует развитию необратимых деформаций жидких сред под действием внешних сил.

В уравнении Ньютона вязкость является коэффициентом пропорциональности:

$$F_{\text{тр}} = \eta \cdot \frac{dU}{dy} \cdot S, \quad (1)$$

где  $F_{\text{тр}}$ , Н – это сила трения между смежными слоями, имеющими площадь  $S$ ,  $\text{м}^2$ ;  $\eta$ ,  $\text{Па} \cdot \text{с}$  – коэффициент динамической вязкости.

Для низкомолекулярных органических жидкостей величина вязкости приближена к вязкости воды. Для различных месторождений показатель вязкости нефтей имеет большой диапазон значений, различный на 5-6 порядков: от единиц мПа·с до сотен Па·с [2].

Аномалия вязкости, определяемая величиной ее изменения с напряжением и скоростью сдвига, связана с множеством факторов, главные из которых – температура и содержание высокомолекулярных соединений. На рисунке 1 представлены графики зависимости вязкости от температуры в полулогарифмических координатах при добавлении в образцы нефти различных концентраций парафинов.

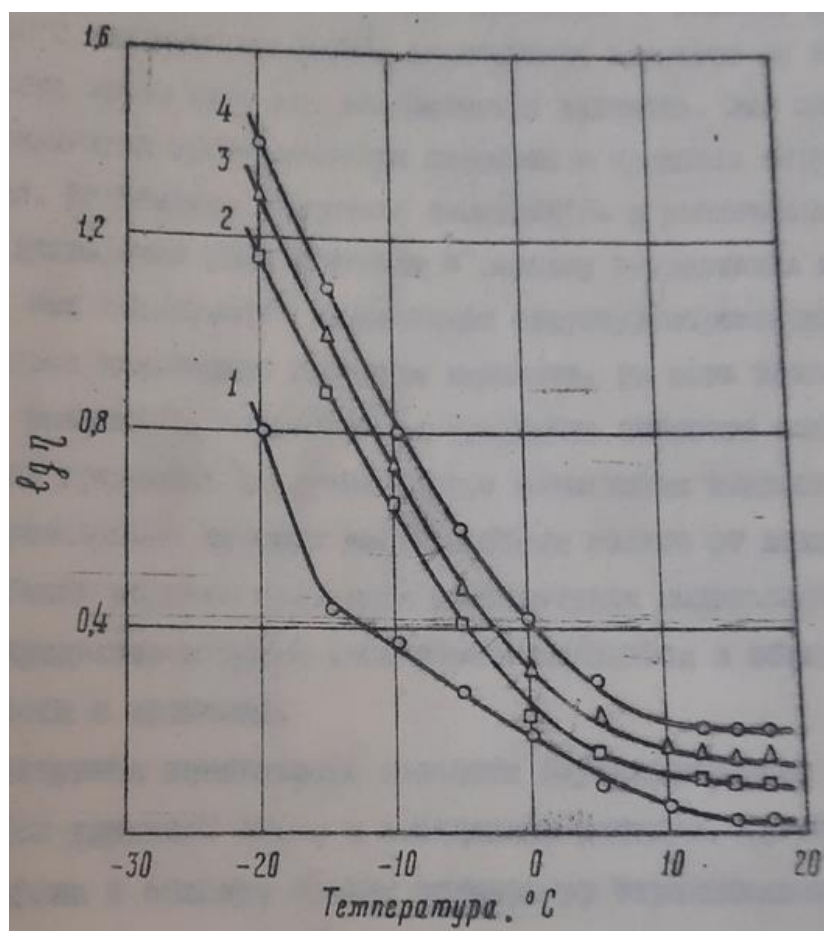


Рисунок 1 – Зависимость вязкости нефти от температуры при добавках парафина: 1 – 2%, 2 – 4%, 3 – 6%, 4 – 8% [3]

По рисунку можно проследить зависимость влияния температуры и содержания парафинов на вязкость нефти. В области температур 30-50 °C наблюдается слабая зависимость вязкости от температуры, нефть ведет себя



как ньютоновская жидкость. Это происходит при отсутствии кристаллизации парафина и процесса структурообразования. Дальнейшее понижение температуры и увеличение концентрации дисперсной фазы приводит к резкому возрастанию кривизны кривой. Это объясняется увеличением структурообразования, сопровождающегося появлением аномалии вязкости, то есть вязкость становится величиной, зависящей от градиента скорости сдвига. Таким образом, с понижением температуры вязкость нефти увеличивается, такая же тенденция прослеживается и для концентрации парафинов в смеси: чем больше их содержание в нефтяной системе, тем больше ее вязкость.

На формирование кристаллов парафина и его осаждение влияет в большой степени состав системы и содержащиеся в ней жидкая и твердая фаза. Когда тяжелых фракций в нефти становится меньше и одновременно увеличивается концентрация ароматических углеводородов, нефтяному флюиду становится легче растворить парафины. Когда же нефть становится тяжелее, содержание в ней кристаллических и аморфных углеводородов увеличивается. Такая нефть насыщена алканами, нафтенами, асфальтенами, смолами и маслами.

Молекулярное взаимодействие асфальтосмолопарафиновых компонентов при переходе их из жидкого состояния в твердое приводит к образованию сложной аморфно-кристаллической структуры твердых углеводородов в нефти.

Твердые углеводороды – это алканы с числом углеродных атомов в молекуле более  $C_{17}$ , естественную смесь которых называют парафином. Церезины – смесь высокомолекулярных аренов и в меньшем количестве алканов. Твердые углеводороды разделяют на парафины и церезины, основываясь на том, что у этих соединений разные структуры и физико-химические свойства. Таким образом, имея одинаковую температуру

плавления, парафинам свойственны меньшие значения молекулярной массы, вязкости и плотности [4].

По существующим классификациям нефть разделяют по содержанию парафинов на:

- беспарафинистые ( $< 1 \%$ )
- слабопарафинистые (1-2 %)
- парафинистые ( $> 2 \%$ ).

По содержанию смолисто-асфальтеновых компонентов (САК):

- малосмолистые (САК  $< 18 \%$ )
- смолистые (18-35 % САК) [5].

Асфальтосмолопарафиновые отложения представляют собой сложную смесь высокомолекулярных углеводородных соединений, содержащих алканы-парафины, смолы, асфальтены, масла, и неорганических включений (песка, глины, солей, воды). Асфальтосмолопарафиновые отложения в скважинах и системах сбора нефти содержат: 12-86 % парафина, 0,8-20 % смол, 0,3-45 % асфальтенов, 6,3-50 % масел, 0-37 % неорганических включений. Температура плавления таких парафиноотложений варьируется в пределах от  $25^{\circ}\text{C}$  до  $150^{\circ}\text{C}$ .

Растворение асфальтосмолопарафиновых веществ в нефти происходит при температуре, превышающей температуру их перехода из твердой фазы в жидкую, выпадение отложений осуществляется при низкой температуре. При температуре ниже  $10^{\circ}\text{C}$  парафины полностью выпадают из нефти.

Факторы, от которых зависит растворимость парафина, – его температура, теплота растворения и температура среды. Первые два фактора практически постоянные величины, а температура нефти переменна, и именно она является определяющей растворимость парафина величиной.

Значительную роль при кристаллизации парафина играет температура системы, поскольку с изменением последней соответственно увеличивается или уменьшается содержание твердой фазы в нефти. То есть при незначительном понижении температуры относительно температуры

плавления резко снижается растворимость, что приводит к переходу парафина в твердую фазу. [3]

Понижение температуры нефти при движении ее вверх по лифту скважины зависит от теплопередачи через стенки труб, которые играют немаловажную роль в процессе формирования центров выпадения парафина, так как на их поверхности происходит переохлаждение нефти. В связи с тем, что теплоизоляция лифтовых труб практически не осуществляется, понижение температуры нефти при её подъеме и выпадение твердой фазы неизбежны.

Выпадению парафина из нефти способствует снижение пластового давления на поверхности до атмосферного. При понижении значения пластового давления до давления насыщения, понижается и температура кристаллизации парафина в пределах 1-2 °С. Это явление свидетельствует о повышении способности нефти растворять парафины.

При разгазировании нефти ТНКП увеличивается. Это показатель того, что растворяющая способность нефти уменьшается в зависимости от дегазирования легких углеводородов  $C_1-C_2$ , а затем  $C_3-C_5$  [6].

Разгазирование и понижение температуры становится причиной перенасыщенности нефти парафином, вследствие чего образуются кристаллы и происходит их агломерация.

Парафиноотложение в ПЗС происходит из-за разгазирования нефти, а в емкостях этот процесс связан с отстоем дисперсной фазы.

По пути флюида от забоя к устью происходит частичное разделение асфальтосмолопарафиновых отложений. Так, с удалением от забоя и стенок труб содержание парафина увеличивается, а асфальтенов и смол становится меньше.

Скорость нефтяного потока и качество поверхности труб – влияющие в наибольшей степени на отложение парафина гидродинамические факторы.

Интенсивность парафиноотложения в зависимости от увеличения скорости потока возрастает, после чего начинает снижаться. Известно, что наибольшее отложение парафина происходит при переходном режиме

течения. Во время турбулентного режима течения увеличивается скорость потока, вследствие чего частицы не имеют плотного сцепления с поверхностью труб.

Смолы представляют собой полициклические соединения, большую часть которых составляют нейтральные вещества. Их молекулы помимо углерода и водорода содержат атомы кислорода, серы, азота. В состав смол входит от 70 до 90 % мас. всех гетероорганических соединений нефти [7]. В нефти такие соединения обладают коллоидными свойствами и воздействуют на начало кристаллизации и рост кристаллов парафина. Таким образом, при содержании в нефти смол концентрацией 4 %, ее температура застывания понижается на 2 °С.

Асфальтенам свойственно большое значение молекулярной массы, а также коллоидная или твердая консистенция. Как поверхностно-активные вещества асфальтены в 8 раз активнее смол. Эффективная концентрация асфальтенов, оказывающая влияние на образование кристаллов парафина, – 0,5 % [6].

Вязкость нефти, содержащей большое количество органических соединений, зависит от концентрации и свойств этих соединений. Парафиновые имеют наименьшую вязкость, за ними следуют ароматические, нафтеновые обладают наибольшей вязкостью.

Температурная зависимость вязкости обуславливается такими факторами как удельный объем и ассоциация молекул. Большие количества парафина в области низких температур отрицательно сказываются на вязкостных свойствах вследствие выделения твердой фазы и определенных взаимодействий между отдельными твердыми частицами. В неполярных средах, какими являются нефтепродукты, связь между парафиновыми углеводородами осуществляется за счет Ван-дер-Ваальсовых сил, отличающихся малой энергией связи. Присутствие смол и других

кислородсодержащих соединений влияет на ассоциации молекул за счет притяжения друг к другу полярных групп молекул.

Таким образом, аномалия вязкости, возникающая при охлаждении нефтепродуктов незадолго до наступления структурного застывания обосновывается образованием дисперсной фазы, а именно кристалликов парафина, еще не связанных друг с другом из-за наличия их в смеси в малых концентрациях или присутствия других веществ, останавливающих конгломерацию кристаллов парафина, но уже способных влиять на вязкость [8].

## **1.2 Реологические свойства легкой и тяжелой нефти**

Нефть является истинной жидкостью, когда весь парафин растворен в ней. При температуре ниже температуры кристаллизации парафина нефть обладает аномальной вязкостью, статическим и динамическим напряжением сдвига, высокой температурой застывания, которые ставят ее в промежуточное положение между жидкостями и твердыми телами [3]. Исследование реологических свойств нефтей, то есть их деформаций при течении, позволяет установить, к каким моделям жидкостей следует отнести последние при различных температурах. Изучение кинетики структурообразовательного процесса и влияния на него ряда факторов дает возможность рассмотреть механизм застывания нефти.

Истощение запасов легких нефтей создает необходимость в разработке трудноизвлекаемых залежей нефти, характеризующихся повышенным содержанием парафиновых углеводородов и смолисто-асфальтеновых компонентов, то есть тяжелой и высоковязкой нефти. Запасы этих видов нефти более чем в два раза превышают запасы легкой. Как правило, смеси тяжелых нефтей характеризуются высокой вязкостью, плотностью, и температурой застывания, а также повышенным содержанием различных металлов. Для парафинистых нефтей характерна высокая вязкость в низком диапазоне температур [9]. Необходимо учитывать эти свойства смесей тяжелых нефтей

при процессе добычи, транспортировки и хранения, а также при оценке их возможного опасного воздействия на окружающую среду. Высокое содержание парафинов обуславливает образование отложений на поверхности технологического оборудования, что требует дополнительных вложений для предупреждения выпадения АСПО.

Среди параметров, описывающих реологические свойства нефти, на практике чаще всего используются параметры, характеризующие его структурные свойства.

Вне зависимости от большого количества компонентов в тяжелой нефти, в широком диапазоне температур она ведет себя как ньютоновская жидкость в широком диапазоне скоростей и напряжений сдвига.

Вязкость тяжелой нефти не зависит от напряжения (и скорости) сдвига, но в зависимости от температуры она изменяется в очень широких пределах. Даже при очень низких температурах тяжелая нефть течет, но ее вязкость чрезвычайно высока.

Основной причиной высокой вязкости, как правило, оказывается наличие в нефти асфальтенов, которые даже при сравнительно небольшом их содержании приводят к резкому росту вязкости [10].

Увеличение содержания насыщенных углеводородов в нефти приводит к резкому падению вязкости (рисунок 2), так что любые легкие нефти обладают вязкостью, лишь ненамного превышающей вязкость воды (которая равна 1 мПа·с при комнатной температуре). При содержании насыщенных углеводородов не менее 50% вязкость нефти оказывается ниже 10 мПа·с. Это типичный диапазон значения вязкости легкой нефти. При этом концентрация насыщенных углеводородов в тяжелой нефти порядка 25% повышает ее вязкость не менее чем до 3 Па·с. Таким образом видна разница по вязкости между легкими и тяжелыми нефтями.

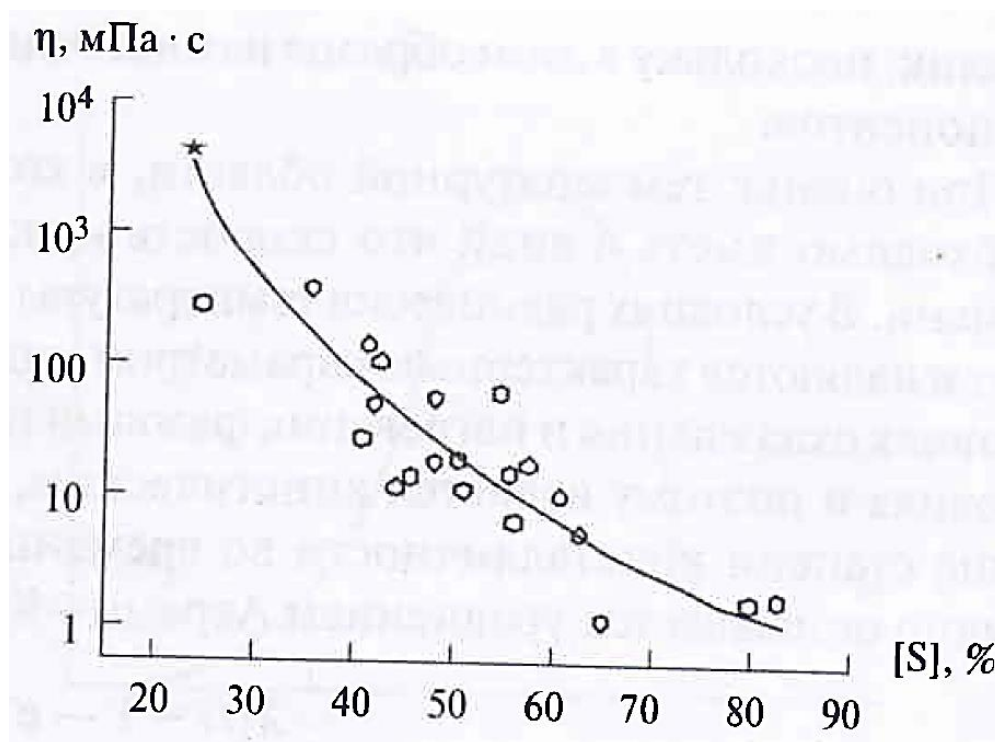


Рисунок 2 – Зависимость вязкости от содержания насыщенных углеводородов [11]

### 1.3 Способы снижения низкотемпературных свойств нефтей

Возможность изменения реологических параметров и гидродинамических характеристик нефтей позволяет управлять технологическими процессами, такими как транспортировка по трубопроводу. Существуют способы улучшения реологических свойств, основанные на предотвращении в ней сплошной парафиновой сетки. К ним относятся механическое перемешивание, термообработка, разбавление малопарафинистыми компонентами, обработка присадками. Получение желаемого возможно при учете технологических требований и режима работы нефтепровода.

Организация трубопроводного транспорта малопарафинистой нефти в смеси с высокозастывающей нефтью является актуальной проблемой. Этим мероприятием добиваются снижения содержания парафина, температуры застывания в зависимости от соотношения компонентов. Однако в зимнее время перекачка таких смесей затруднена. Необходимость сдвига застывшей

нефти в трубе после остановки перекачки, подогрев ее в резервуарах при подаче в насосы приводят к дополнительным затратам на перекачку. Кроме того, производительность в зимнее время будет резко снижаться. [3]

Одним из эффективных способов улучшения реологических свойств нефтей считается предварительная термообработка. Однако этот метод не нашел широкого применения на практике. Последнее объясняется тем, что термообработке подвергались высокопарафинистые нефти с оптимальной температурой термического воздействия 100-110°C. Для данных нефтей транспортировка с путевым обогревом оказалась более экономичной. К настоящему времени изучено влияние температуры, длительности и кратности нагрева, скорости охлаждения после термообработки, механического воздействия на реологические свойства высокопарафинистых, высокозастывающих нефтей. Однако, не смотря на многочисленные работы, в этой области ряд явлений неоднозначно трактуется различными авторами. Одни исследователи считают, что температура застывания термообработанной нефти снижается за счет активации асфальтено-смолистых веществ. По мнению других авторов при оптимальной температуре термообработки происходит полное расплавление парафина и при последующей кристаллизации образуются крупные несвязанные друг с другом кристаллы. Таким образом установленным фактом является положительное действие оптимальной температуры. Повышение температуры выше оптимальной резко ухудшает результат термообработки.

Молекулы парафина в твердом состоянии существуют только в развернутой форме. Последняя является одной из устойчивых конформаций в случае жидкого состояния. Длинные углеводородные цепи движутся не как единое целое, а разделяются на отдельные участки, С этими особенностями строения высших парафиновых углеводородов в жидкой и твердой фазе связано их поведение при термообработке. [12]

Химический способ предупреждения отложений парафина широко применяется в нашей стране и за рубежом. Этот метод управления



структурообразованием в нефтяной системе и, как следствие, регулирования низкотемпературных свойств основан на введении в поток нефти ингибиторов. Такой метод отличается технологической эффективностью, во многом не зависящей от геолого-физических, гидродинамических и термодинамических условий добычи нефти (при подаче ингибитора перед началом кристаллизации парафина) [13].

Для предупреждения образования АСПО химическим методом нужно выбирать ингибитор в зависимости от месторождения. Выбор реагента основывается на лабораторных исследованиях и промысловых испытаниях. Помимо этого, необходимо рассчитывать дозировку реагента относительно тонны добываемой нефти. В свою очередь концентрация ингибитора зависит от способа подачи его в продукцию скважин. Большинство используемых реагентов добавляется в диапазоне концентраций от 50 до 250 г/т нефти, что зависит от физико-химических свойств нефти и от способа подачи.

Среди множества способов дозирования ингибиторов в поток нефти самым эффективным методом является непрерывная подачи ингибитора дозировочным насосом через затрубное пространство в нефть с периодической очисткой оборудования от отложений парафинов углеводородными растворителями [14].

## 2 ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X

### 2.1 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов и готовой продукции

Добыча нефти на месторождении X осложнена выпадением асфальтосмолопарафинистых отложений в скважинном оборудовании и в системе сбора нефти. Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к снижению производительности системы, уменьшению межремонтного периода работы скважин и эффективности работы насосных установок.

Интенсивность выпадения отложений на месторождении обуславливается прежде всего количественным содержанием в нефти высокомолекулярных соединений.

Физико-химические свойства нефти исследуемого месторождения согласно техническому регламенту компании приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Физико-химические свойства нефти

Параметры	Значения
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	832
Молярная масса	168
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с	
при 20 °С	1,09
при 50 °С	0,76
Температура застывания, °С	-3
Массовое содержание, %	
серы	0,25
смола силикагелевых	6,44
асфальтенов	1,31

Продолжение таблицы 1

парафинов	4,36
Температура плавления парафинов, °С	50
Температура начала кипения, °С	31
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %	
до 100 °С	10
до 150 °С	23
до 200 °С	37
до 250 °С	43,5
до 300 °С	55

Согласно физико-химическим свойствам по данным проекта пробной эксплуатации, добываемая нефть месторождения по ГОСТ Р 51858-2002 в среднем составе характеризуется как легкая, малосернистая, класса 1, типа 0, вида 1.

Компонентный состав нефти месторождения X представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Компонентный состав пластовой нефти

Компонент	Компонентный состав, % мольн.
He	0,003
H <sub>2</sub>	0,014
CO <sub>2</sub>	0,867
N <sub>2</sub>	0,231
C <sub>1</sub>	17,455
C <sub>2</sub>	3,876
C <sub>3</sub>	8,693
i-C <sub>4</sub>	2,884
n-C <sub>4</sub>	5,801
i-C <sub>5</sub>	2,502

Продолжение таблицы 2

n-C <sub>5</sub>	3,096
C <sub>6+</sub>	5,739
Молярная масса	126,3
Молярная масса остатка	737,8
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	727,1

Показатели качества подготовленной нефти и пластовой воды приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Таблица показателей качества подготовленной нефти

№ пп	Наименование	Норма для группы нефти		
		1	2	3
1	Массовая доля воды, % не более	0,5	0,5	1,0
2	Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100	300	900
3	Массовая доля механических примесей, % не более	0,05		
4	ДНП, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)

Для защиты трубопроводов и оборудования от солеотложений, коррозии и парафиноотложений согласно технологическому регламенту компании предусматривается применение ингибиторов комплексного действия. В таблице 4 указана характеристика и рекомендуемая дозировка предлагаемого ингибитора СНПХ - 7941.

Таблица 4 - Характеристика применяемых реагентов

№ п/п	Наименование	Показатель	Примечание
1	Назначение агента	Используется для предотвращения асфальто-смоло-парафиновых отложений и снижения коррозионных процессов	Выпускается двух марок: СНПХ-7941 и СНПХ-7941М. Реагент СНПХ-7941М может применяться как добавка к горячей воде для промывки оборудования
2	Рекомендуемая дозировка	50 г/т нефти	Может быть введен в чистом виде и в виде раствора. Размер ударной дозы до 200 г/т нефти.
3	Агрегатное состояние и однородность	Жидкость от светло-желтого до коричневого цвета	
4	Растворимость	Растворяется в нефти	
5	Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	870-920	
6	Массовая доля активной основы, %, не менее	25	
7	Вязкость при 20°С, мм <sup>2</sup> /с	Не более 10	

#### Продолжение таблицы 4

8	Температура застывания	-40°C	
9	Токсикологическая характеристика	3 класс умеренно опасных веществ	

Наряду с ингибитором СНПХ-7941 могут быть применены и другие, например, «Серво» и «Петролайт».

Применяемые реагенты должны быть допущены к применению в нефтяной отрасли и включены в Реестр «Перечень химпродуктов, согласованных и допущенных к применению в нефтяной отрасли» и в Регистр Паспортов безопасности.

Тип реагента и требуемая дозировка рассчитывается и уточняется во время работы, в зависимости от физико-химических свойств перекачиваемой среды и мониторинга за состоянием защищаемых трубопроводов и аппаратов. Ингибитор подается в межтрубное пространство скважин с установки дозирования химических реагентов (УДХ), расположенной на кустовой площадке. Ингибитор СНПХ-7941 и технология его применения позволяют эффективно защищать нефтепромысловое оборудование от выпадения АСПО, одновременно осуществлять внутритрубную деэмульсацию и защищать от коррозии оборудование систем нефтесбора и поддержания пластового давления.

## 2.2 Описание технологического процесса

На нефтяном месторождении X приняты герметизированные системы добычи и сбора УВС. Технологическая схема кустовых площадок обеспечивает безопасную эксплуатацию, возможность ремонта, проведения необходимых исследований и замер параметров продукции скважин.

На кустовых площадках размещаются следующие сооружения и технологическое оборудование:

- устьевые фонтанные арматуры скважин, укомплектованные регулирующей, контрольной и запорной арматурой, в соответствии с утвержденными схемами;
- приустьевые рабочие площадки для обслуживания и исследования скважин;
- замерная установка типа “ИУ Сатурн 40-14-400”;
- установка дозирования хим. реагентов УДХ2Б;
- кустовые трансформаторные подстанции типа КТПН 10/0,4;
- энергетические распределительные устройства, кабельные линии электропередач, и станции управления установками ЭЦН механизированного фонда скважин;
- дренажная система с подземной емкостью объемом 8 м<sup>3</sup> для сброса жидкости через АГЗУ при ремонтных работах, с возможностью последующей откачки и вывоза дренированной жидкости спецтехникой и автоцистернами.

Процесс добычи и сбора углеводородов на НМ X автоматизирован. Пластовая жидкость от эксплуатационных скважин куста №1 по выкидным трубопроводам через задвижки, штуцерную арматуру, обратные клапаны поступает в замерную установку (АГЗУ) типа «Сатурн», предназначенную для автоматического поочередного измерения дебитов скважин (нефть, вода, газ). Далее сырая продукция скважин, без разделения фаз, от замерной установки по нефтесборным коллекторам направляется на установку подготовки нефти (УПН) НГКМ Б, где осуществляется ее подготовка до товарной нефти. Далее, подготовленная товарная нефть месторождения X насосами внешней откачки транспортируется на ПСП В.

Попутный газ нефтяного месторождения X, выделенный из нефти на УПН, компримируется на газокompрессорной станции и транспортируется по газопроводу на ГКМ Г, где проходит окончательную подготовку к транспорту и сдается в газотранспортную систему.

### 3 ВЫБОР НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

#### 3.1 Объект и методы исследования

Исследования проводились в лаборатории Томского политехнического университета по образцам нефти скважины У нефтяного месторождения X. Физико-химические свойства нефти были взяты из технического регламента компании (таблица 5).

Таблица 5 – Физико-химические характеристики исследуемой нефти

Наименование	Значения	Единицы измерения
Плотность при 20 °С	832	кг/м <sup>3</sup>
Массовое содержание:		
серы	0,25	%
смола силикагелевых	6,44	%
асфальтенов	1,31	%
парафинов	4,36	%

По существующей классификации И. С. Старобинца, данная нефть является парафинистой, смолистой, с малым содержанием асфальтенов.

Перед тем, как проводить исследования, было определено содержание воды в образце нефти по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» по методу Дина и Старка. Измерения проводились на аппарате для количественного определения содержания воды в нефтепродуктах. Обводненность пробы составила 57,3 % (об).



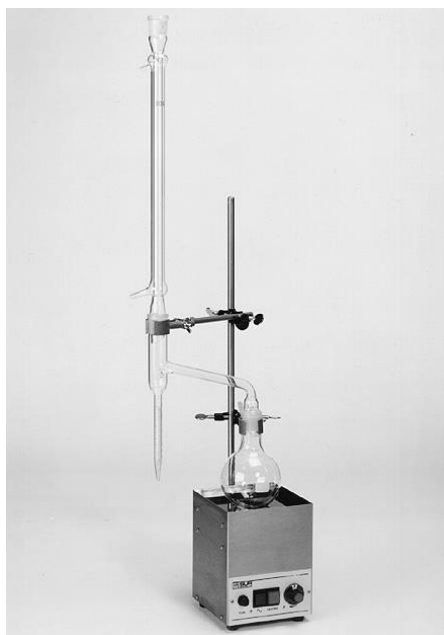


Рисунок 3 – Установка Дина и Старка

Следующий этап заключался в определении на вибрационном измерителе плотности жидкостей ВИП-2М плотности исходной нефти и каждого из используемых реагентов.

Таблица 6 – Результаты определения плотностей исходной нефти и исследуемых ингибиторов

Наименование	Плотность г/см <sup>3</sup>
Исходная нефть	0,9165
СНПХ-ИПГ-11А	0,8674
ХПП-007	0,8667



Рисунок 4 – Вибрационный измеритель плотности жидкостей ВИП-2М

Далее были приготовлены образцы проб с добавлением ингибитора асфальтеновых и парафиновых отложений ХПП-007 и ингибитора парафиногидратоотложений СНПХ-ИПГ-11А концентрациями 45, 50 и 55 г/т.

Было принято решение использовать пробы нефти массой 20 г. Используемая на промысле концентрация ингибитора составляет 50 г на тонну нефти. По пропорции рассчитали, что масса реагента на 20 г нефти при концентрации 50 г/т составит 0,001 г. Аналогичными расчетами для концентрации 45 г/т масса реагента составила 0,0009 г, для концентрации 55 г/т – 0,0011 г.

Так как масса реагентов слишком мала и лаборатория ТПУ не располагает устройствами, способными отмерить такие значения, для удобства дозирования было решено рассчитать их объем по формуле 2.

$$V = \frac{m}{\rho}, \quad (2)$$

Результаты расчетов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета объемов используемых реагентов

Концентрация ингибитора, г/т	Объем, мкл	
	СНПХ-ИПГ-11А	ХПП-007
45	1,04	1,03
50	1,2	1,2
55	1,27	1,3

После этого пробу поместили в колбы, с помощью дозатора добавили в каждую рассчитанное количество ингибитора, указанное в таблице 3.3, и тщательно смешали на перемешивающем устройстве в течение 12 минут.

### 3.2 Измерение температуры застывания

Следующим этапом в работе было измерение температур застывания исходной нефти и проб с добавлением ингибиторов. Для этой цели был использован измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН - SX – 800, который предназначен для определения температур

застывания, помутнения и кристаллизации нефти. Прибор работает в диапазоне измерения температуры от минус 70 до плюс 30 °С, точность измерения температуры пробы составляет  $\pm 0,5$  °С, в качестве охлаждающей жидкости используется проточная водопроводная вода [15].



Рисунок 5 – Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИИПН - SX – 800

В таблице 8 представлены измеренные значения образцов исходной нефти и проб с ингибиторами.

Таблица 8 – Значения температур застывания

Концентрация ингибитора, г/т	Температура застывания, °С		
	СНПХ	ХПП	Исходная нефть
45	-6,8	-3,4	-4,6
50	-7,4	-7,1	
55	-4,1	-1,2	

По таблице видно, что наименьшие значения температур застывания показали пробы с концентрацией обоих реагентов 50 г/т, следовательно, это самая эффективная дозировка.

### 3.3 Измерение динамической вязкости

Далее было проведено измерение динамической вязкости на измерителе низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН SX-850. Прибор работает в диапазоне измерения температур от минус 70 до плюс 30 °С, точность измерения температуры пробы составляет  $\pm 0,5$  °С, точность определения динамической вязкости – 4 %, с числом оборотов 2400 об/мин. в качестве охлаждающей жидкости - проточная водопроводная вода [16].



Рисунок 6 – Процесс измерения динамической вязкости на измерителе низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН SX-850

Динамическая вязкость исследуемых образцов была измерена в диапазоне температур от – 10 до +11 °С.

По результатам измерений были построены графики зависимости динамической вязкости от температуры (рисунок 7 и 8).

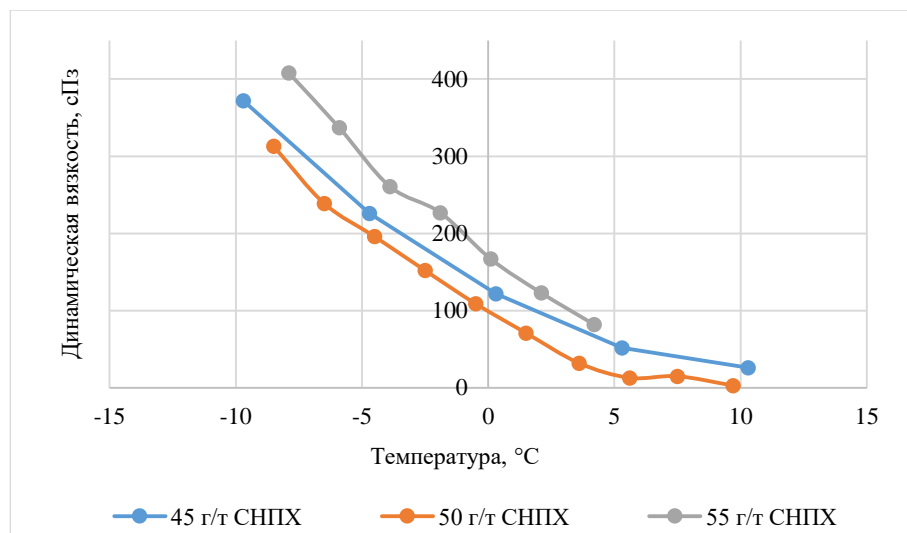


Рисунок 7 – Зависимость динамической вязкости от температуры для проб нефти с добавлением СНПХ-ИПГ-11А

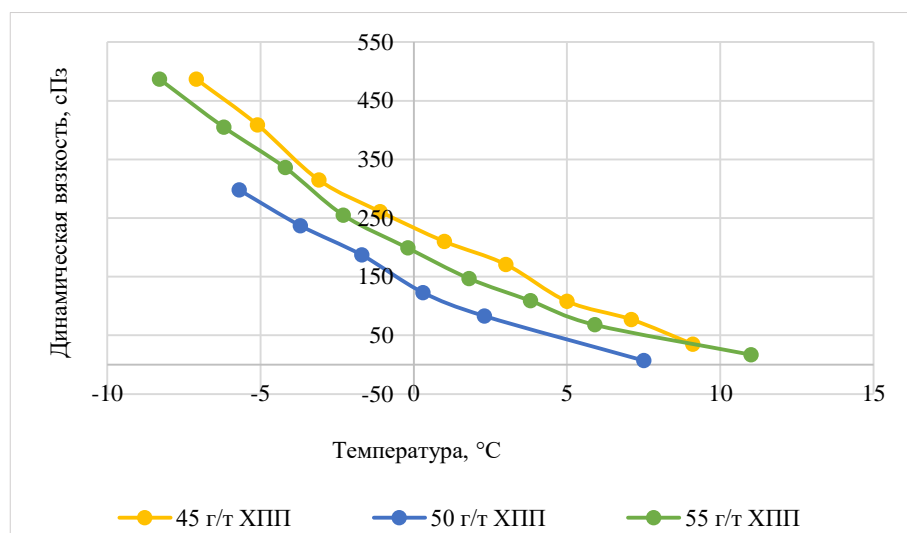


Рисунок 8 – Зависимость динамической вязкости от температуры для проб нефти с добавлением ХПП-007

Из графиков следует, что самые низкие значения вязкости исследуемой нефти получены при добавлении 50 г/т ингибитора СНПХ-ИПГ-11А. Среди образцов проб нефти с добавлением реагента ХПП-007 удовлетворительные результаты получились с дозировкой 50 г/т, но все же несколько выше, чем с аналогичной дозировкой ингибитора СНПХ-ИПГ-11А.

### 3.4 Расчет радиусов частиц нефти

Для расчета радиуса используем формулу 3 [2].

$$r = \left[ \frac{A}{\tau \cdot (16\pi \cdot \rho / 3kT)^{1/2}} \right]^{2/5}, \quad (3)$$

где  $r$  – радиус частиц, м;  $A$  – экспериментально определяемый предэкспоненциальный множитель;  $\tau$  – напряжение сдвига, Па;  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $T$  – температура, °К;  $k$  – постоянная Больцмана, Дж/К.

Чтобы определить предэкспоненциальный множитель используем зависимость вязкости от температуры по закону Аррениуса-Френкеля-Эйринга:

$$\eta = A \exp\left(\frac{E}{RT}\right), \text{ сР}, \quad (4)$$

где  $\eta$  – динамическая вязкость, А – коэффициент, предэкспоненциальный множитель, зависящий от геометрической структуры частиц (молекул),  $E$  – энергия активации, Дж/моль,  $R$  – универсальная газовая постоянная, равная 8,31451 Дж/(моль·К),  $T$  – температура, °К.

Логарифмируя уравнение 4, получаем:

$$\ln \eta = \ln A + \frac{E}{RT} \quad (5)$$

$$\text{или } \ln \eta = \ln A + \frac{E}{R} \cdot \frac{1}{T}, \quad (6)$$

которое соответствует уравнению прямой линии.

Таким образом были построены графики зависимости логарифма вязкости от обратной температуры в Кельвинах (рисунки 9 – 14), которые позволяют найти количественные значения предэкспоненциального множителя ( $A$ ) и рассчитать радиусы ( $r$ ) сложных структурных единиц (ССЕ).

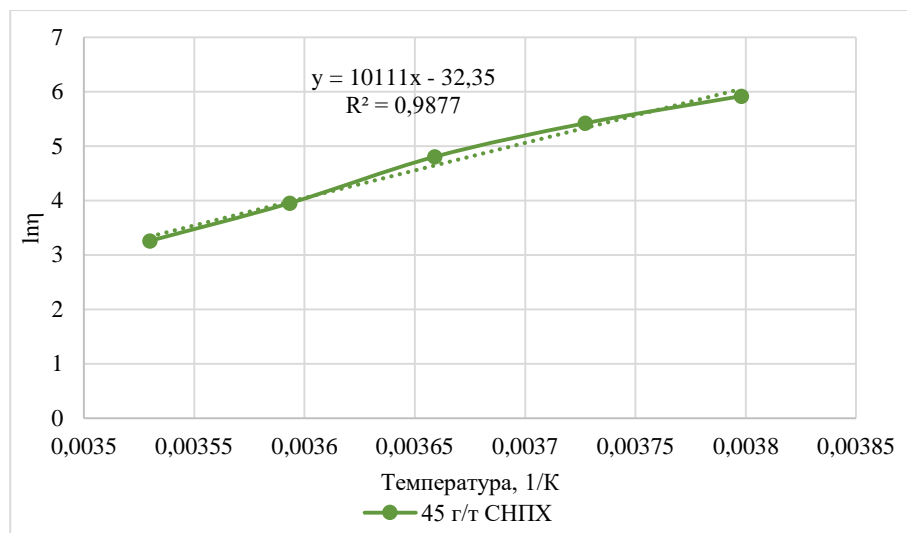


Рисунок 9 – График зависимости  $\ln \eta$  от  $1/^\circ\text{K}$  для 45 г/т СНПХ

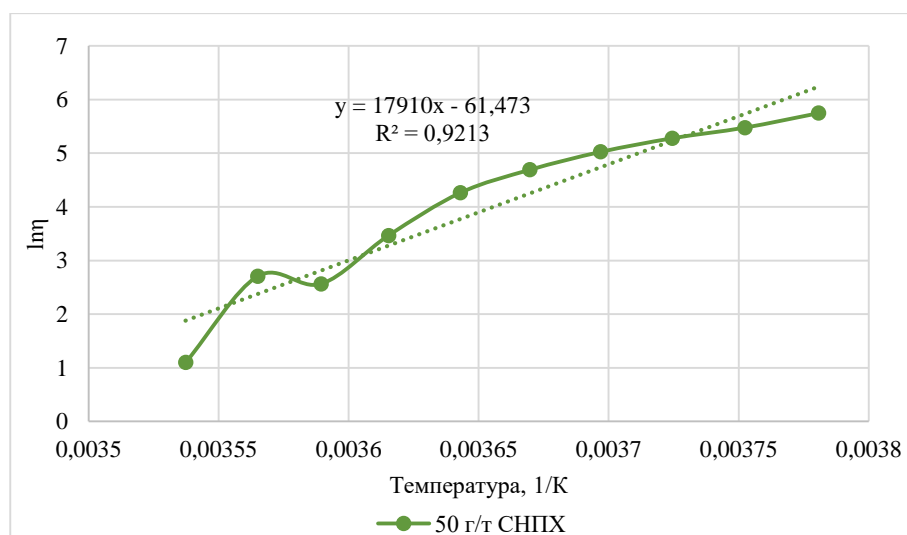


Рисунок 10 – График зависимости  $\ln \eta$  от  $1/^\circ\text{K}$  для 50 г/т СНПХ

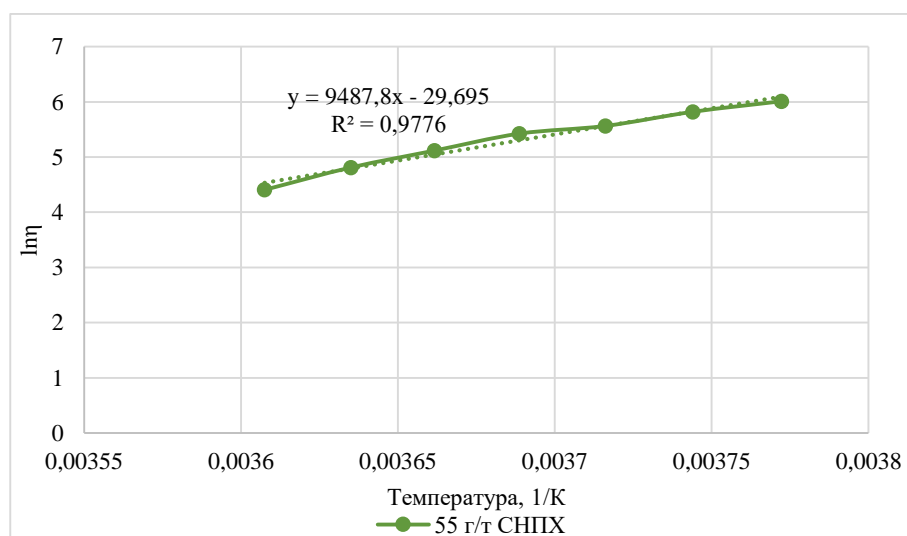


Рисунок 11 – График зависимости  $\ln \eta$  от  $1/^\circ\text{K}$  для 55 г/т СНПХ

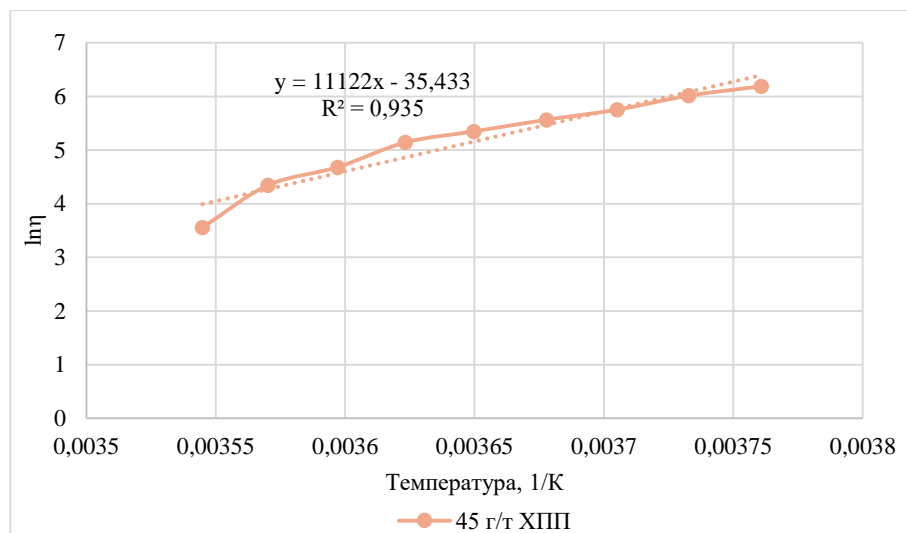


Рисунок 12– График зависимости  $\ln\eta$  от  $1/^\circ\text{K}$  для 45 г/т ХПП

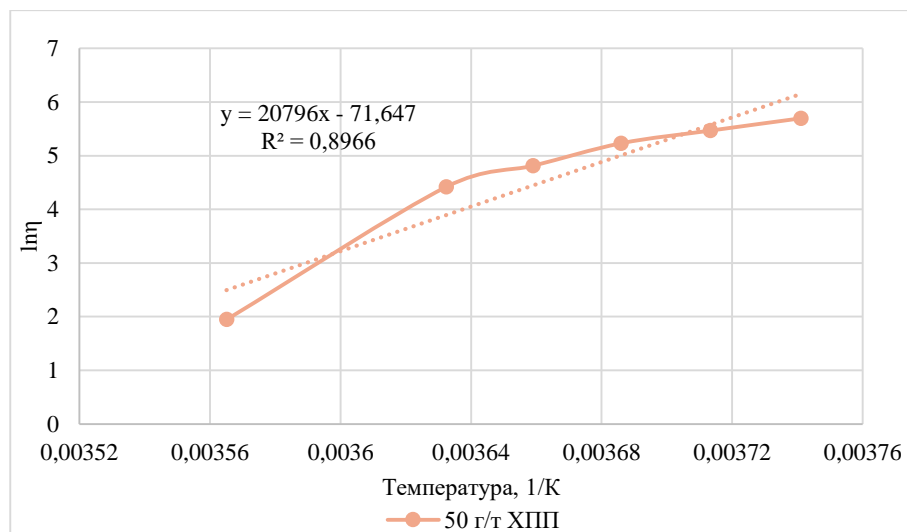


Рисунок 13 – График зависимости  $\ln\eta$  от  $1/^\circ\text{K}$  для 50 г/т ХПП

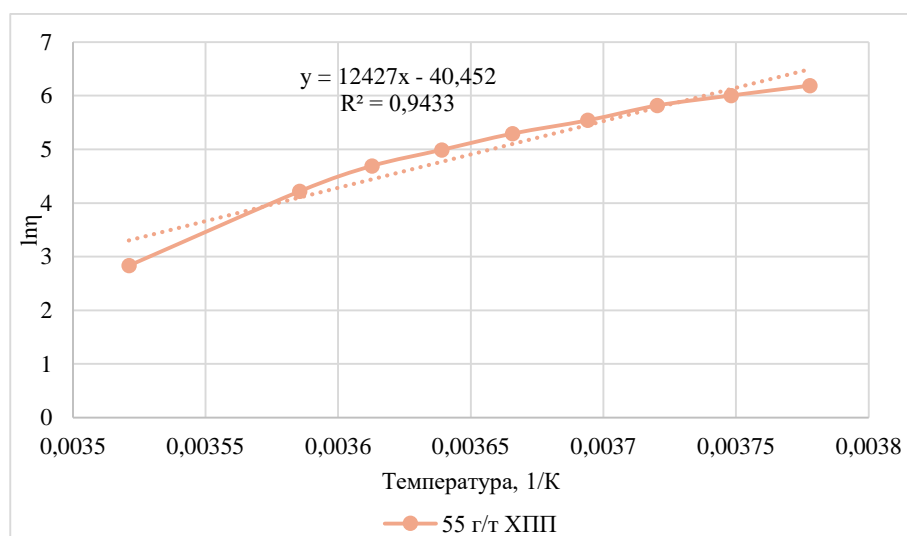


Рисунок 14 – График зависимости  $\ln\eta$  от  $1/^\circ\text{K}$  для 55 г/т ХПП



После экспериментального определения величины коэффициента А, входящего в уравнение АФЭ, были рассчитаны радиусы частиц нефти и построены графики зависимости радиусов частиц при понижении температуры. Графики представлены на рисунках 15 и 16.

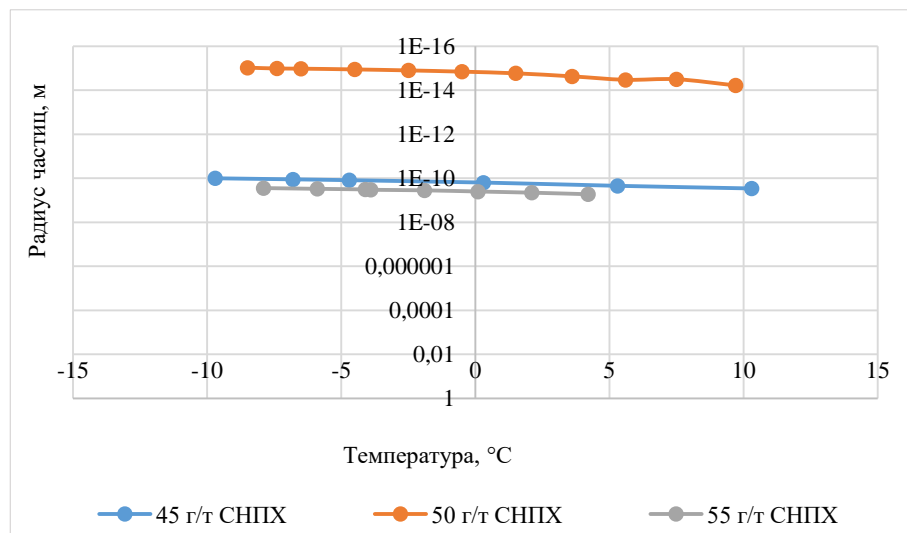


Рисунок 15 – Зависимость радиуса частиц от температуры для проб нефти с добавлением СНПХ-ИПГ-11А

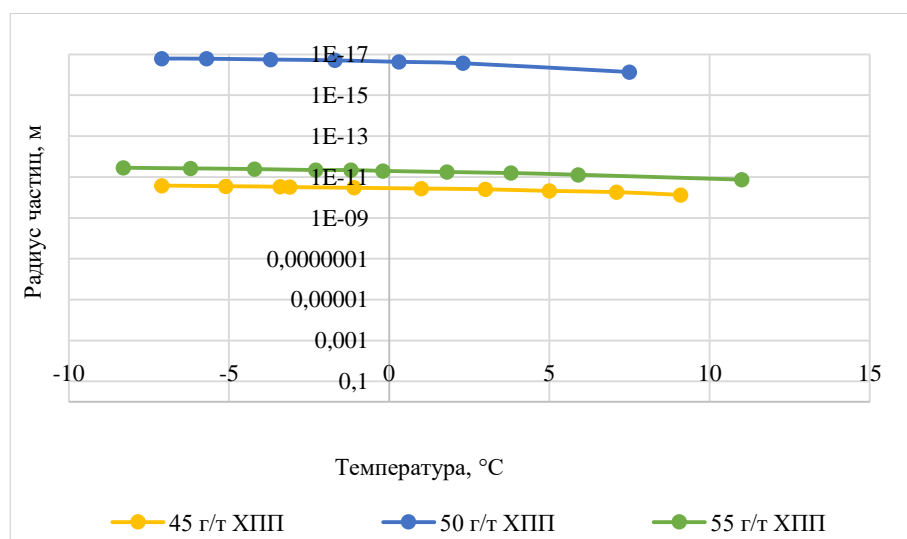


Рисунок 16 – Зависимость радиуса частиц от температуры для проб нефти с добавлением ХПП-007

По графикам видно, что меньшими радиусами обладают частицы образца нефти, содержащего 50 г/т ингибитора ХПП-007, самое близкое значение показал ингибитор СНПХ-ИПГ-11А той же концентрации.

По результатам проделанной работы можно сделать вывод о том, что ингибитор СНПХ-ИПГ-11А дозировкой 50 г/т является наиболее эффективным по результатам измерения температур застывания и динамической вязкости. Это подтверждается расчетами радиусов частиц этого образца в интервале температур.

Как альтернативный вариант можно предложить дозировку 50 г/т ингибитора ХПП-007, показавшего удовлетворительные результаты эксперимента.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б95	Тырышкина Дарья Викторовна

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/ специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих;	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами 21122 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов;	1. Амортизационные отчисления, учитывающие отраслевую и региональную специфику; 2. Норма затрат рабочего времени; 3. Норма затрат на налоги
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	Единый социальный налог, составленный в зависимости от ставки налога по законодательству от фонда заработной платы, налог на добавленную стоимость, страховые взносы, прочие налоги, налог на имущество, налог на прибыль.

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;	1. Потенциальные потребители результатов исследования; 2. Анализ конкурентных технических решений; 3. SWOT - анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований;	1. Материальные затраты НИИ; 2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ; 3. Основная заработная плата исполнителей темы; 4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы; 5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.	Расчет экономической эффективности проведения НИИ.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Карта сегментирования рынка услуг; 2. Матрица SWOT; 3. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии;	
--	--

4. Диаграмма Ганта;	
5. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений.	
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ОСГН ШБИП Доцент	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б95	Тырышкина Дарья Викторовна		

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

**Потенциальные потребители результатов исследования**

Для анализа нашего метода возьмем рынок услуг по разработке методов борьбы с парафинизацией скважинной продукции на нефтяных месторождениях по следующим критериям: размер компании – заказчика, методы предотвращения образования и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (таблица 9).

Сегментирование производим на примере трех организаций:

Интех ГмбХ – компания, занимающаяся изготовлением, сборкой и тестированием сепараторов нефти, электродегидраторов, установок обезвоживания и обессоливания нефти, которое производится на заводах в Швейцарии, Германии, Франции, Турции, США, Японии и Кореи.

ООО «Роснефтемаш» специализируется на проектировании и изготовлении оборудования для подготовки и транспортировки газа, нефти, жидкостей и пластовой воды.

ООО «Колтех-Спецреагенты» производит высокоэффективные реагенты и присадки для использования при добыче, транспортировке и переработке нефти и газа, для применения на водооборотных циклах предприятий различного профиля (от металлургической до пищевой промышленности), для модификации асфальтобетонов и нефтяных битумов.

Таблица 9 – Карта сегментирования рынка услуг различных фирм

		Метод разрушения водонефтяных эмульсий			
		Химическая обработка	Электрический метод	Механические методы	Термический метод
Размер компаний	Крупные	3	1	1	1
	Средние			2	
	Мелкие				2

1 – Интех ГмбХ

2 – ООО «Роснефтемаш»

3 – ООО «Колтех-Спецреагенты»

Из карты сегментирования можно сделать вывод о том, что компания Интех ГмбХ имеет высокую долю влияния на рынке оборудования, необходимого для подготовки нефти электрическим, механическим и термическим способами. ООО «Колтех-Спецреагенты» узконаправленная компания, однако наиболее распространенным методом предупреждения парафинообразования в нефти является именно химический, благодаря чему компания имеет стабильную прибыль. Компании ООО «Роснефтемаш» следует уделить внимание производству тепловых установок, для получения большей экономической прибыли и дальнейшего роста компании.

### **Анализ конкурентных технических решений**

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты (таблица 10). Для этого необходимо отобрать несколько конкурентных методов борьбы с парафинообразованием.

Таблица 10 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических разработок

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>Т</sub>	Б <sub>Х</sub>	Б <sub>М</sub>	К <sub>Т</sub>	К <sub>Х</sub>	К <sub>М</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Удобство в эксплуатации	0,06	4	4	2	0,24	0,3	0,12
Энергоэкономичность	0,08	2	4	2	0,16	0,4	0,16
Надежность	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,2
Уровень шума	0,01	4	5	1	0,03	0,06	0,01
Безопасность	0,08	4	2	3	0,28	0,14	0,21
Экономические критерии оценки эффективности							
Цена	0,1	4	2	2	0,4	0,4	0,2
Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
<b>Итого</b>	<b>1</b>				<b>1,91</b>	<b>1,84</b>	<b>1,14</b>

К<sub>Х</sub> – химические технологии, К<sub>М</sub> – механические технологии, К<sub>Т</sub> – термические технологии

Проанализировав оценочную карту, можно сделать выводы, что самым конкурентоспособным методом является химический метод борьбы с парафинообразованием. Данный метод основан на добавлении в добываемую продукцию химических реагентов – ингибиторов, которые способны предупреждать образование АСПО или бороться с ними.

### **SWOT - анализ**

При поиске сильных и слабых сторон, угроз или возможностей роста в процессе составления финансового предложения, обязательным является составление SWOT-анализа, как самого, с одной стороны, простого, а с другой,

как самого продуктивного, презентабельного и требующего серьезного анализа рынка, конкурента и экономической ситуации в целом.

Таблица 11 – SWOT-анализ

	<b>Сильные стороны</b> С1.Экономичность и энергоэффективность технологии. С2.Экологичность технологии. С3.Высокая надежность метода С4.Высокая функциональная мощность С5.Высокий срок эксплуатации	<b>Слабые стороны</b> Сл1.Отсутствие прототипа научной разработки Сл2.Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой Сл3.Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл4. Большой срок поставок материалов и комплектующий,
<b>Возможности</b> В1.Использование инновационной инфраструктуры нефтяных компаний В2.Использование уже имеющегося оборудования для реализации проекта В3.Появление дополнительного спроса на новый продукт В4.Повышение стоимости конкурентных разработок	В1С1С4С5. Сотрудничая с другими компаниями, можно продвинуть технологию В2С4. Уже имеющееся проверенное оборудование исключает ошибки при исследовании В3С3. Надежность становится гарантом спроса на продукт В4С3С5. Повышение цен конкурентов увеличивает спрос на более дешевую разработку В1В2С4. Использование малого объема сырья исключает дополнительные затраты с сохранением качества и цены	В1Сл2Сл3. Сложность в работе с разработкой может отталкивать специалистов В2Сл1Сл4. Вследствие отсутствия прототипа разработки нет возможности использовать оборудование смежных компаний В3Сл2. Отсутствие квалифицированных кадров снижает качество разработки, вследствие чего падает спрос



## Продолжение таблицы 11

<p><b>Угрозы</b></p> <p>У1.Отсутствие спроса на новые технологии производства</p> <p>У2.Развитая конкуренция технологий производства</p> <p>У3.Ограничения на экспорт технологии</p> <p>У4.Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции</p> <p>У5.Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>У1С5. Разработка обладает лучшими характеристиками на рынке, что делает ее привлекательной для потенциальных потребителей</p> <p>У2С1С3С4.Несмотря на конкуренцию, наши продукты имеют лучшие механические свойства и больше перспектив развития.</p> <p>У3С1С2. Экологичность технологии делает ее востребованной на рынке подобных разработок</p> <p>У5С1С3. Соискание спонсоров в лице заинтересованных компаний</p>	<p>У1Сл1Сл3Сл4. Отсутствие заинтересованности отрасли в разработке может привести к долгой реализации проекта</p> <p>У3Сл1Сл2Сл4. Сроки реализации разработки могут сильно увеличиться</p> <p>У4Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца значительно увеличит период сертификации</p>
--	--	--

SWOT-анализ позволил выявить сильные и слабые стороны проекта. Также были выявлены их соответствия внешним условиям, а именно возможностям и угрозам. Полученные соответствия позволили выявить меру необходимости изменения стратегии и определить направления реализации проекта.

### 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

#### Структура работ в рамках научного исследования

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

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение

исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор направления исследований	1	Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр
Разработка технического задания	2	Составление технического задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	3	Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	Бакалавр
	4	Изучение методики проведения экспериментов	Бакалавр
	5	Знакомство с оборудованием для проведения экспериментов	Руководитель, Бакалавр
	6	Проведение экспериментов	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	Бакалавр
	8	Обсуждение полученных результатов	Руководитель, Бакалавр
Оформление отчета по ВКР (комплекта документации по ВКР)	9	Оформление выводов	Бакалавр
	10	Оформление пояснительной записки	Бакалавр

### Определение трудоемкости выполнения работ

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

Трудоемкость определяется с помощью вероятностного подхода и рассчитывается в человеко-днях по формуле 7:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{мин}i} + 2t_{\text{макс}i}}{5} \quad (7)$$

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3 * 1 + 2 * 2}{5} = 1,4 \text{ чел.-дн.}$$

где  $t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, чел.-дн.,  $t_{\text{мин}i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.,  $t_{\text{макс}i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

С помощью рассчитанного значения трудоемкости работ можно определить продолжительность каждой из них по формуле 8:

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i} = \frac{1,4}{1} = 1,4 \text{ раб. дн.} \quad (8)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб.дн.,  $t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.,  $Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

### **Разработка графика проведения научного исследования**

Для наглядного представления этапов исследования удобно построить диаграмму Ганта, представляющую собой горизонтальный график с протяженными отрезками, указывающими на длительность выполнения работ, которую можно рассчитать по формуле 9:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}} = 1,4 * 1,22 \approx 2 \text{ календ. дн.} \quad (9)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения одной работы, календ.дн.,  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб.дн.,  $k$  – коэффициент календарности, для перевода рабочего времени в календарное.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле 10:

$$k = \frac{T_{\text{кг}}}{T_{\text{кг}} - T_{\text{вд}} - T_{\text{пд}}} = \frac{366}{366 - 52 - 14} = 1,22 \quad (10)$$

где  $T_{\text{кг}}$  – количество календарных дней в году;  $T_{\text{вд}}$  – количество выходных дней в году;  $T_{\text{пд}}$  – количество праздничных дней в году.

Таблица 13 – Календарный план проекта

Название	Длительность рабочих дней	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Выбор направления исследований	1	29.02	29.02	Чеканцева Л.В. Тырышкина Д.В.
Составление технического задания	1	2.03	2.03	Чеканцева Л.В.
Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	22	4.03	28.03	Тырышкина Д.В.
Изучение методики проведения экспериментов	7	30.03	6.04	Тырышкина Д.В.
Знакомство с оборудованием для проведения экспериментов	5	6.04	10.04	Тырышкина Д.В.
Проведение экспериментов	25	11.04	9.05	Тырышкина Д.В.
Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	14	5.05	20.05	Тырышкина Д.В.
Обсуждение полученных результатов	7	8.05	15.05	Чеканцева Л.В. Тырышкина Д.В.
Оформление выводов	11	12.05	23.05	Тырышкина Д.В.
Оформление пояснительной записки	23	25.05	19.06	Тырышкина Д.В.

Таблица 14 – Календарный план-график проведения работ в рамках ВКР

Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ														
			февр.		март			апр.			май			июнь			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Выбор направления исследований	Руководитель, бакалавр	1		///													
Составление технического задания	Руководитель	1		///													
Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	Бакалавр	22			■	■	■	■									
Изучение методики проведения экспериментов	Бакалавр	7						■									
Знакомство с оборудованием для проведения экспериментов	Бакалавр	5						■									
Проведение экспериментов	Бакалавр	25						■	■	■	■	■					
Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	Бакалавр	14									■	■	■				
Обсуждение полученных результатов	Руководитель, бакалавр	7										///	■				
Оформление выводов	Бакалавр	11											■	■	■		
Оформление пояснительной записки	Бакалавр	23												■	■	■	



- руководитель



- бакалавр

### 4.3 Бюджет научно-технического исследования

#### Расчет материальных затрат

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу 15.

Таблица 15 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Зм), руб.
Образцы нефти	баррель	0,05	3165	158,25
Лабораторная посуда (пробирки)	шт.	500	2,3	1150
Предметное стекло	шт	250	1,31	327,5
Одноканальный механический дозатор переменного объема от 100 мкл до 1000 мкл	шт.	1	8000	8000
Одноканальный механический дозатор переменного объема от 1 мл до 10 мл	шт	1	8000	8000
Одноканальный механический дозатор переменного объема от 1 мкл до 10 мкл	шт	1	8000	8000
Ингибитор ХПП-007	мл	50	16,67	833,5
Ингибитор СНПХ-ИПГ-11А	мл	50	26,7	1335
Прочая канцелярия	шт.	1	1000	1000
<b>Итого</b>				<b>28804,25</b>

#### Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Все расчеты по обслуживанию оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет бюджета затрат на спецоборудование для научных работ

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Амортизационные отчисления, руб.
Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН - SX - 800	1	200000	21000
Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН SX-850	1	230000	22000
Перемешивающее устройство ПЭ-6300	1	51 000	350
Компьютер	1	35000	1000
Лицензированное ПО	2	11750	0
<b>Итого</b>			<b>44350</b>

### Основная заработная плата исполнителей темы

Действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, рабочих дней (таблица 17).

Таблица 17 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
– выходные дни	44	48
– праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
– отпуск	56	28
– невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	275

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 18.

Таблица 18 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$k_T$	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	1,2	39300	0,3	0,4	1,3	86853	2907	33,85	98389
Бакалавр	1	26200	0,3	0,4	1,3	57902	1937	32,8	63536
<b>Итого <math>Z_{осн}</math></b>									<b>161926</b>

Аналогичным способом проводим расчет по другим исполнителям.

#### **Дополнительная заработная плата исполнителей темы**

Расчет дополнительной заработной платы производится путем произведения основной заработной платы на коэффициент дополнительной заработной платы, который на стадии составляет от 0,12 до 0,15. Результаты расчета приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Расчёт дополнительной заработной платы

Исполнители	$Z_{доп}$ , рублей
Руководитель	11807
Бакалавр	7624
<b>Итого, <math>Z_{доп}</math></b>	<b>19431</b>

#### **Отчисления во внебюджетные фонды**

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (таблица 20).

Таблица 20 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель проекта	98389	61523	54916	11807	7382	6589
Бакалавр	63536	50893	50752	7624	6107	6090
<b>Итого:</b>	<b>161926</b>	<b>112416</b>	<b>105668</b>	<b>19431</b>	<b>14083</b>	<b>12679</b>
Коэфф-т отчислений во внебюджетные фонды	30,2%					



Продолжение таблицы 20

<b>Итого</b>	
Исполнение 1	41516
Исполнение 2	40479
Исполнение 3	37871

где Исп.1 – Лаборатория ТПУ, Исп.2 – «Башнефть», Исп.3 – «Татнефть».

**Накладные расходы**

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии (таблица 21). Величину коэффициента накладных расходов взять в размере 16%.

Таблица 21 – Накладные расходы

Наименование расходов	Стоимость расходов, рублей	Величина накладных расходов, рублей
Печать и ксерокопирование	500	80
Оплата услуг связи	2000	320
Оплата услуг электроэнергии	1500	240
<b>Итого</b>		<b>640</b>

**Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта**

Таблица 22 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты	29994	29994	29994
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	11050	13350	14800
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	161926	112416	105668

Продолжение таблицы 22

4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	19431	14083	12679
5. Отчисления во внебюджетные фонды	41516	40479	37871
6. Накладные расходы	640	800	1500
7. Бюджет затрат проводимого исследования	251157	211122	202512

Исп.1 – Лаборатория ТПУ, Исп.2 – «Башнефть», Исп.3 – «Татнефть»

Для объективности подсчетов было принято, что материальные затраты на проведение НТИ у всех трех организаций будут одинаковыми.

По полученным данным можно сделать вывод о том, что наибольшая стоимость проведения НТИ наблюдается у лаборатории ТПУ «Башнефть», а наименьшая у компании «Татнефть».

#### 4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (11)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}}$  – интегральный финансовый показатель технологии;

$\Phi_{\text{pi}}$  – стоимость i-го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения технологии.

Сравниваются две подрядные организации, обеспечивающие проведение исследования, отличаются лишь суммы затрат, где 251157 рублей – затраты на научно техническое исследование в лаборатории ТПУ, 211122 – затраты на проведение исследование компанией «Башнефть», 202512 – затраты на проведение исследования компанией «Татнефть». Максимальная стоимость исполнения технологии - 251157 рубля.

$$I_{\text{исп.2}} = \frac{211122}{251157} = 0.88, \quad I_{\text{исп.3}} = \frac{202512}{251157} = 0.83$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (12)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го вариант исполнения технологии;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения технологии;

$b_i$  – балльная оценка  $i$ -го варианта исполнения технологии.

Для расчета построим сравнительную оценку характеристик вариантов исполнения технологии в таблице 23.

Таблица 23 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения технологии

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп. 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,3	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	2
3. Энергосбережение	0,15	2	3
4. Надежность	0,2	3	3
5. Материалоемкость	0,2	3	2
Итого	1		

где Исп.1 – Лаборатория ТПУ, Исп.2 – «Татнефть».

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,15 + 2 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,2 = 3,6.$$

$$I_{p-исп2} = 4 \cdot 0,3 + 2 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,2 = 2,95;$$

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп.2}}{I_{финр.2}} \quad (13)$$

$$I_{исп.1} = 3,6/1 = 3,6.$$

$$I_{исп.2} = 2,95/0,81 = 3,4;$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (14)$$

$$\bar{\mathcal{E}}_{cp} = 3,6/3,4 = 1,1.$$

Составим таблицу 24 сравнительной эффективности технологий.

Таблица 24 – Сравнительная эффективность технологии

№	Показатели	Исп. 1	Исп. 2
1	Интегральный финансовый показатель технологии	1	0,83
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности технологии	3,6	2,95
3	Интегральный показатель эффективности	3,6	3,4
4	Сравнительная эффективность	1	0,75

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что вариант решения (Исп 1- Лаборатория ТПУ), поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции ресурсной эффективности является наиболее приемлемым. Данное исполнение имеет наибольший интегральный показатель ресурсоэффективности (3,6).

### **Выводы по разделу финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

1. Результатом проведенного анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее предпочтительного и рационального по сравнению с остальными.

2. При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей.

3. Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 251157 руб.;

4. По факту оценки эффективности НИР получаем: значение интегрального показателя ресурсоэффективности НИР составляет 3,6, что является лучшим показателем (для Исп. 2 равен 2,95); Значение интегрального

показателя эффективности НИР составляет 3,6, по сравнению с 3,4, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в НИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>		
2Б95	Тырышкина Дарья Викторовна		
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений

Тема ВКР:

<b>АНАЛИЗ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ АНОМАЛЬНОЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ РЫБАЛЬНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> температура застывания и реологические свойства нефти  <i>Область применения:</i> месторождения с высокопарафинистой нефтью  <i>Рабочая зона:</i> лаборатория  <i>Размеры помещения:</i> 20*20 м  <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> 3 компьютера, вытяжной шкаф, 5 рабочих мест, измеритель плотности жидкостей вибрационный «ВИП-2м», автоматический анализатор фракционного состава «OptiDist», экстрактор ПЭ-8000, центрифуга лабораторная медицинская ОПн-8, модульный микроскоп OLIMPUS модели CX41, мешалка магнитная ММ-5, перемешивающее устройство ПЭ-6300 М, измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН SX – 800, измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН SX – 850.  <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> дозирование образцов нефти и ингибиторов, измерение плотности и температуры застывания</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 19.12.2022, с изм. от 11.04.2023) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда. ГОСТ 12.1.007-76 "Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности".          ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.</p>

<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциальных вредных и опасных факторов</li> <li>– Обоснование мероприятий по снижению воздействия</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания, связанное с аэрозольным состоянием воздуха;</li> <li>2. Зрительное напряжение;</li> <li>3. Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды;</li> <li>4. Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения.</li> </ol> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Производственные факторы, связанные с электрическим током;</li> <li>2. Пожаровзрывоопасность на рабочем месте.</li> </ol> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</b></p> <p>Устройства вентиляции и очистки воздуха, локализации вредных факторов, автоматического контроля и сигнализации, отопления, источники света, осветительные приборы, теплоизолирующие материалы, электроизолирующие устройства и покрытия, использование респиратора, защитных перчаток и костюма.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>	<p><b>Воздействие на атмосферу:</b> выделение отравляющих веществ в атмосферный воздух.</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> утилизация нефтяных отходов и химикатов в канализационные стоки.</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> загрязнение почвы химическими веществами, нефтью.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b> обрушение здания, пожар, аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения населения.</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> пожар.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Тырышкина Дарья Викторовна		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Охрана труда – система обеспечения безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая правовые, социально-экономические, санитарно-гигиенические, психофизические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия. Функциями охраны труда являются исследования санитарии и гигиены труда, проведение мероприятий по снижению влияния вредных факторов на организм работников в процессе труда. Основным методом охраны труда является использование техники безопасности [17].

В данном случае рассматривается химическая лаборатория, расположенная в 20 корпусе Томского Политехнического университета в аудитории 320а. Помещение имеет площадь 20 м<sup>2</sup>, одну дверь, два окна, три компьютера, вытяжной шкаф, 5 рабочих мест. Также в ней находятся такие приборы, как измеритель плотности жидкостей вибрационный «ВИП-2м», автоматический анализатор фракционного состава «OptiDist», экстрактор ПЭ-8000, центрифуга лабораторная медицинская ОПн-8, модульный микроскоп OLIMPUS модели CX41, мешалка магнитная ММ-5, перемешивающее устройство ПЭ-6300 М, измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН SX – 800, измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН SX – 850.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **Правила работы в химической лаборатории**

Согласно статье 212 ТК РФ «Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда» Работодатель обязан обеспечить: безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов, создание и функционирование системы управления охраной труда, приобретение и



выдачу за счет собственных средств специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, смывающих и обезвреживающих средств, прошедших обязательную сертификацию или декларирование соответствия в установленном законодательством Российской Федерации, принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи.

Согласно ГОСТ 12.1.007-76 "Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности" к работе в лаборатории физико-химических процессов допускаются сотрудники не моложе 18 лет, усвоивших принцип действия прибора, порядок работы на нем и правила эксплуатации, а также прошедшие медицинский осмотр и не имеющие медицинских противопоказаний, инструктаж на рабочем месте и показавшие удовлетворительные знания правил по электробезопасности с присвоением II квалификационной группы, сдавшие экзамен по химической безопасности экспертной комиссии института.

Запрещается выполнение тех видов работ, по которым не проводилось обучение безопасности труда.

При этом должны быть изучены:

- опасные моменты при проведении работ в лаборатории и способы их предупреждения;
- меры первой доврачебной помощи при отравлениях, ожогах и поражениях электрическим током и других несчастных случаях [18].

Для проведения лабораторных исследований, работы с микроскопом или за компьютером рабочее место должно соответствовать ГОСТ 12.2.032-78, согласно которому при выполнении работ сидя или стоя, например, должна быть соблюдена площадь и высота рабочей поверхности.

## 5.2 Производственная безопасность

При выполнении работ на персональном компьютере (ПЭВМ) согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» могут иметь место следующие факторы, представленные в таблице 25:

Таблица 25 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания, связанное с аэрозольным состоянием воздуха	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ГН 2.2.5.3532–18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
Зрительное напряжение	+	+	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»
Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-05-95
Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов ГОСТ 12.1.019-2017 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

### **5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

Ингибиторы представляют собой раствор ПАВ неионогенного типа с массовой долей не менее 20% в смеси метанола и ароматического растворителя. По степени воздействия на организм человека в соответствии с ГОСТ 12.1.007 ингибитор относится к 3 классу опасности (вещества умеренно-опасные). Данная химическая продукция оказывает выраженное раздражающее действие на кожу и слизистые оболочки. Обладает общетоксическим, кожно-резорбтивным действиями. Могут развиваться аллергические реакции [19].

Величины предельно-допустимых концентраций (ПДК) рабочей зоны в соответствии с ГН 2.2.5.686 для метанола: ПДКр.з. - 5 мг/м<sup>3</sup>, ПДК а.в. - 1/0,5 мг/м<sup>3</sup>, ПДКр.х.в. - 0,1/3 мг/л. Для ароматического растворителя: ПДК р.з. - 50 мг/м<sup>3</sup>, ПДК рыб. хоз/ в. в - 0,25 мг/л.

Работа в лаборатории разрешается только при наличии исправной вытяжной вентиляции, спецодежды (халаты), средств индивидуальной защиты (перчатки, защитные очки), первичных средств пожаротушения (огнетушителя, асбестового полотна). Работы с ГЖ и ЛВЖ должны выполняться в вытяжных шкафах при включенной вентиляции.

#### **Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания, связанное с аэрозольным состоянием воздуха**

В результате нарушения герметичности трубопроводов, технологического оборудования, утечек и разливов может возникнуть загазованность воздушной среды рабочей зоны природным газом, парами углеводородов, метанола, одоранта.

Природный газ состоит на 98 % из метана (СН<sub>4</sub>), не имеет цвета, запаха, не ядовит, но при большом содержании в воздухе вызывает удушье (в следствии уменьшения концентрации кислорода). Легче воздуха почти в 2 раза.

Сероводород ( $H_2S$ ) может присутствовать в попутном газе, сопровождающем сернистые нефти, в растворенном состоянии в самой нефти. Наиболее активное из серосодержащих соединений. В нормальных условиях бесцветный газ с неприятным запахом тухлых яиц. Очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу. При высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При вдыхании воздуха с небольшими концентрациями у человека довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху «тухлых яиц», и он перестаёт ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус. При вдыхании воздуха с большой концентрацией, из-за паралича обонятельного нерва, запах сероводорода почти сразу перестаёт ощущаться.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих.

В ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ПДК для данных веществ определяется значениями, приведёнными в таблице 26.

Таблица 26 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м	Преимущественное агрегатное состояние в условиях производства (п - пары и/или газы; а - аэрозоль; п + а - смесь паров и аэрозоля;)	Класс опасности
Углеводороды алифатические предельные C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub> (в пересчете на С)	300	п	IV
Сероводород	10	п	II
Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	1	п	III

Контроль содержания вредных веществ в воздухе проводится на наиболее характерных рабочих местах (фланцевые, резьбовые соединения, сальниковые уплотнения). При наличии идентичного оборудования или выполнении одинаковых операций контроль проводится выборочно на отдельных рабочих местах, расположенных в центре и по периферии помещения. Для контроля загазованности по ПДК и НКПР пламени в производственных помещениях, рабочей зоне открытых наружных установок должны быть предусмотрены средства автоматического непрерывного газового контроля и анализа с сигнализацией, срабатывающей при достижении предельно допустимых величин и с выдачей сигналов в систему противоаварийной защиты. Датчики газоанализаторов на ПДК сернистого водорода устанавливаются на рабочих площадках (в районе отклонения потока) и в помещениях, где возможно выделение сернистого водорода.

В плане работ следует указать число работающих, мероприятия и средства обеспечения их безопасности, включая дыхательные аппараты, меры по предупреждению аварий, средства и график контроля содержания сернистого водорода в воздухе рабочей зоны и мероприятия на случай превышения ПДК.

### **Зрительное напряжение**

Работа на ПК сопровождается постоянным и значительным напряжением функций зрительного анализатора. Одной из основных особенностей является иной принцип чтения информации, чем при обычном чтении. Чтобы снизить зрительное напряжение нужно соблюдать визуальные параметры экрана (таблица 27).

Таблица 27 – Допустимые визуальные параметры устройств отображения информации

Параметры	Допустимые значения
Яркость белого поля	Не менее 35 кд/кв.м
Неравномерность яркости рабочего поля	Не более $\pm 20\%$
Контрастность (для монохромного режима)	3:1
Пространственная нестабильность изображения (непреднамеренное изменение положения фрагментов изображения экрана)	Не более $2 \cdot 10^{-4} L$ , где L – расстояние наблюдения

### **Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды**

Величины показателей микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». В зависимости от категории нагрузки (работ), теплого или холодного периода года в помещениях должны поддерживаться определенные значения температуры воздуха, температуры поверхностей оборудования, относительной влажности и скорости движения воздуха. В настоящем проекте

принимаем категорию I-б, к которой относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121-150 ккал/час, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением [20].

При обеспечении оптимальных и допустимых показателей микроклимата в холодный период следует применять средства защиты радиационного переохлаждения от окон, а в теплый период необходимо применять средства защиты от попадания прямых солнечных лучей (занавески).

Оптимальные параметры микроклимата, установленные СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Оптимальные и допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Оптимальные значения характеристик микроклимата				
Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22 – 24	21 – 25	40 – 60	0,1
Теплый	23 – 25	22 – 26	40 – 60	0,1
Допустимые значения характеристик микроклимата				
Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	20 – 25	19 – 26	15 – 75	0,1
Теплый	21 – 28	20 – 29	15 – 75	0,1 – 0,2

**Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения**

Недостаточная освещенность рабочей зоны помещения, оборудованной ПК, также является одной из причин нарушения зрительной функции, а также влияет на общее самочувствие и эффективность труда. Искусственное освещение в помещениях для эксплуатации ПК должно осуществляться системой общего равномерного освещения.

Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения в соответствии с СанПиНом 2.2.1/2.1.1.1278-03 указаны в таблице 29 [21].

Таблица 29 – Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г-горизонтальная, В-вертикальная) и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещенное освещение	
		КЕО $e_n$ , %		КЕО $e_n$ , %	
		При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении	При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении
Кабинеты, рабочие комнаты, офисы, представительства	Г – 0,8	3,0	1,0	1,8	0,6
Помещения	Искусственное освещение				
	Освещенность, лк				
	При комбинированном освещении		При общем освещении	Показатель дискомфорта, М, не более	Коэффициент пульсации освещенности, Кп, %, не более
Всего	От общего				
Кабинеты, рабочие комнаты, офисы, представительства	400	200	300	40	15



## **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

### **Производственные факторы, связанные с электрическим током**

Помещение физико-химической лаборатории в соответствии с правилами устройства электроустановок ПУЭ (издание 7) относится к помещению без повышенной опасности, т.к. влажность воздуха менее 75%, токопроводящая пыль, токопроводящие полы отсутствуют, возможность одновременного соприкосновения человека к имеющим соединению с землей металлоконструкциям с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой не представляются возможными. Источниками опасного фактора при работе с проектом является лабораторное оборудование и персональный компьютер.

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм (прикосновение человека к элементам цепи тока) и заболеваний, включая профессиональные и производственно-обусловленные заболевания [22].

Основные способы и средства электрозащиты:

Защитное заземление, защитное, электрическое разделение сетей, защитное отключение, средства индивидуальной электрозащиты, использование малых напряжений, ограждающие защитные, уравнивание потенциалов, предупредительная сигнализация.

Требования к работникам, допускаемым к выполнению работ в электроустановках

- Работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках.
- Работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе. Электротехнический персонал кроме обучения оказания первой

помощи пострадавшему на производстве должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок.

– Работники, относящиеся к электротехническому персоналу и электротехнологическому персоналу, а также должностные лица, осуществляющие контроль и надзор за соблюдением требований безопасности при эксплуатации электроустановок, специалисты по охране труда, контролирующие электроустановки, должны пройти проверку знаний требований Правил и других требований безопасности.

Группа I по электробезопасности присваивается неэлектротехническому персоналу (из числа персонала, не относящегося к электротехническому и электротехнологическому персоналу, выполняющие работы, при которых может возникнуть опасность поражения электрическим током).

Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы и оказания первой помощи при поражении электрическим током.

Присвоение I группы по электробезопасности проводится работником из числа электротехнического персонала, имеющего группу III по электробезопасности или специалистом по охране труда, имеющим группу IV по электробезопасности или выше, назначенным распоряжением руководителя организации.

Группу III по электробезопасности разрешается присваивать работникам только по достижении 18-летнего возраста.

Должностные лица, осуществляющие контроль и надзор за соблюдением требований безопасности при эксплуатации электроустановок, должны иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

Специалисты по охране труда, контролирующие электроустановки организаций потребителей электроэнергии, должны иметь группу IV по электробезопасности, их производственный стаж (не обязательно в электроустановках) должен быть не менее 3 лет.

Специалисты по охране труда субъектов электроэнергетики, контролирующие электроустановки, должны иметь группу V по электробезопасности и допускаются к выполнению должностных обязанностей в порядке, установленном для электротехнического персонала.

### **Пожаровзрывоопасность на рабочем месте**

Согласно классификации пожароопасных зон рабочее помещение относится к категории П-Па, т.к. в лаборатории обращаются твердые горючие вещества в количестве, при котором удельная пожарная нагрузка составляет не менее 1 мегаджоуля на квадратный метр. Также в лаборатории имеются трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть.

Таблица 30 – Пределы взрываемости веществ

Вещества	Нижний предел взрываемости, %	Верхний предел взрываемости, %
Метан	5,0	15
Бензины (различной марки)	От 0,76 до 1,48	От 4,96 до 8,12
Ацетилен	2,0	81,0
Сероводород	4,3	46
Водород	4,0	75,0
Окись углерода	12,5	74,0

Пожары в лаборатории представлены особой опасностью. Источниками зажигания могут быть:

– неисправности электропроводки, розеток и выключателей которые могут привести к короткому замыканию или пробое изоляции, использование поврежденных (неисправных) электроприборов, использование в помещении электронагревательных приборов с открытыми нагревательными элементами. Такие пожары относятся к классу Е.

– хранение в недозволённых местах легковоспламеняющихся и горючих материалов, способные привести к пожару класса А и В.

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

### **5.3 Экологическая безопасность**

Состояние окружающей природной среды является одной из наиболее острых социально-экономических проблем, прямо или косвенно затрагивающих интересы каждого человека.

Создавая необходимые для своего существования продукты, отсутствующие в природе, человечество использует различные незамкнутые технологические процессы по превращению природных веществ. Конечные продукты и отходы этих процессов не являются в большинстве случаев сырьем для другого технологического цикла и теряются, загрязняя окружающую среду. Человечество преобразует живую и неживую природу значительно быстрее, чем происходит их эволюционное восстановление.

Потребление нефти и газа несопоставимо, например, со скоростью их образования.

### **Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения**

Лабораторные запасы реактивов должны храниться в специально оборудованных, хорошо вентилируемых, сухих помещениях (складах) согласно разработанной в лаборатории схеме размещения реактивов, отработанные реактивы необходимо сливать в отдельные склянки для последующей переработки или передачи в организации, занимающихся утилизацией химических веществ. Строго запрещается сливать концентрированные кислоты, щелочи, ядовитые и горючие вещества в канализацию.

### **Охрана атмосферы**

Охрана воздушной среды в нефтяной промышленности проводится, в направлении борьбы с потерями нефти за счет уменьшения испарения ее при сборе, транспортировке, подготовке и хранении. Для этого проектируются герметизированные системы сбора нефти и антикоррозионные наружные и внутренние покрытия трубопроводов и емкостей. В рабочих помещениях допускается хранить нелетучие, непожароопасные и малотоксичные твердые вещества и водные растворы, разбавленные кислоты и щелочи, в количествах, необходимых для анализов.

### **Охрана земельных ресурсов**

В зависимости от интенсивности и продолжительности загрязнения почв и грунтов нефтепродуктами предусматривают техническую, химическую и биологическую рекультивацию.

Первая из них включает работы по очистке территории, планировке нарушенных участков и механической обработке почвы (рыхление, дискование) для искусственной аэрации ее верхних горизонтов и ускоренного выветривания загрязнителя.

Биологическая рекультивация включает внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается согласно ГОСТ 1510-84. «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение», а также ГОСТ 3885-73 «Реактивы и особо чистые вещества. Правила приемки, отбор проб, фасовка, упаковка, маркировка, транспортирование и хранение».

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, которая сложилась в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [23].

К возможным чрезвычайным ситуациям в химической лаборатории относят выделяют внезапное обрушение здания, аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения населения, пожар, угроза пандемии.

С учетом специфики работы и наличием вычислительной техники в помещении наиболее вероятно возникновение пожара, под которым понимается вышедший из-под контроля процесс горения, обусловленный возгоранием вычислительной техники и угрожающий жизни и здоровью работников.

Причинами возгорания при работе с компьютером могут быть: токи короткого замыкания, неисправность устройства компьютера или электросетей, небрежность оператора при работе с компьютером, воспламенение ПК из-за перегрузки.

В связи с этим, согласно ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования», при работе с компьютером необходимо соблюдать следующие нормы пожарной безопасности:

– для предохранения сети от перегрузок запрещается одновременно подключать к сети количество потребителей, превышающих допустимую нагрузку;

- работы за компьютером проводить только при исправном состоянии оборудования, электропроводки;
- иметь средства для тушения пожара (огнетушитель);
- установить количество, размеры и соответствующее конструктивное исполнение эвакуационных путей и выходов;
- обеспечить возможность беспрепятственного движения людей по эвакуационным путям.

Прокладка всех видов кабелей в металлических газонаполненных трубах – отличный вариант для предотвращения возгорания. При появлении пожара, любой, увидевший пожар должен: незамедлительно заявить о данном в пожарную службу по телефонному номеру 01 или 112, заявить о происшествии и соблюдать покой.

В случае возникновения пожара в здании автоматически срабатывают датчики пожаротушения, и звуковая система оповещает всех сотрудников о немедленной эвакуации из здания и направляются на выход в соответствии с планом эвакуации при пожарах и других ЧС. В кабинете этаже находится огнетушитель, а на этаже два эвакуационных выхода [24].

### **Выводы по разделу социальная ответственность**

В разделе социальной ответственности были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности персонала в условиях работы в химической лаборатории.

Для уменьшения вредных и опасных факторов, связанных с работой с химическими реагентами, были рассмотрены основные вредные и опасные факторы, которые могут возникать во время выполнения работ за компьютером, а также на лабораторных установках, и предложены решения по уменьшению неблагоприятного воздействия.

Охрана труда – система обеспечения безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая правовые, социально-экономические, санитарно-гигиенические, психофизические,

лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия. Функциями охраны труда являются исследования санитарии и гигиены труда, проведение мероприятий по снижению влияния вредных факторов на организм работников в процессе труда. Основным методом охраны труда является использование техники безопасности.

В данном случае рассматривается химическая лаборатория, расположенная в 20 корпусе Томского Политехнического университета в аудитории 320а. Помещение имеет площадь 20 м<sup>2</sup>, одну дверь, два окна, три компьютера, вытяжной шкаф, 5 рабочих мест. Также в ней находятся такие приборы, как измеритель плотности жидкостей вибрационный «ВИП-2м», автоматический анализатор фракционного состава «OptiDist», экстрактор ПЭ-8000, центрифуга лабораторная медицинская ОПн-8, модульный микроскоп OLIMPUS модели CX41, мешалка магнитная ММ-5, перемешивающее устройство ПЭ-6300 М, измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН SX – 800, измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН SX – 850.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был проведен анализ низкотемпературных свойств нефтей, рассмотрены зависимости вязкости нефти от содержания в ней парафинов, смол и асфальтенов, а также ее связь с температурой застывания.

Проведены испытания двух ингибиторов парафиноотложения марок ХПП-007 и СНПХ-ИПГ-11А. В ходе исследования на измерителе низкотемпературных показателей нефтепродуктов были получены значения температуры застывания образцов исходной нефти и проб с добавлением ингибиторов. Также была измерена динамическая вязкость образцов нефти при понижении температуры и построены графики зависимости вязкости от температуры. Были рассчитаны радиусы частиц образцов нефти при понижении температуры с добавлением ингибиторов.

Основываясь на данных, полученных в ходе проведенных лабораторных исследований, был выявлен самый эффективный реагент, имеющий лучшие показатели по результатам измерения температур застывания и динамической вязкости и расчета радиусов частиц образца в интервале температур.

Для более объективной оценки эффективности ингибиторов использовались различные их концентрации, благодаря чему удалось определить также оптимальное количество реагента.

Наилучшие результаты показал ингибитор парафино-гидратоотложений СНПХ-ИПГ-11А концентрацией 50 г/т. Ингибитор асфальтеновых и парафиновых отложений ХПП-007 также показал удовлетворительные результаты эксперимента.

## Список используемой литературы

1. Белянин Б. В., Эрих В. Н. Технический анализ нефтепродуктов и газа. Изд. 3-е, пер. и доп. Л., «Химия», 1975
2. Реологические свойства и структура высоковязких нефтей различных месторождений [Текст] / В. Н. Манжай, С. Г. Колышкина, Л. В. Чеканцева, И. Г. Яценко // Нефть и газ. Известия ВУЗов — 2018. — №1. — С. 112-118.3.
3. Юдина, Н. В. Исследование способов управления реологическими свойствами нефтей западной Сибири в области температур: дис. на соискание ученой степени канд. тех. наук / Юдина Наталья Владимировна ; Томский политехнический институт им. С.М. Кирова. - Томск, 1988. - 133 с.
4. Богомолов, А. И. Химия нефти и газа : учебное пособие для вузов / А. И. Богомолов, А. А. Гайле, В.В. Громова. – Санкт-Петербург : Химия, 1995. – 448 с.
5. Вержичинская, С. В. Химия и технология нефти и газа : учебное пособие / С. В. Вержичинская, Н. Г. Дигуров, С. А. Синицин. – М. : ИНФРА-М, 2007. – 400 с
6. Л. М. Оленев, Т. П. Миронов Применение растворителей ингибиторов для предупреждения образований АСПО. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994
7. Сафиева, Р. З. Химия нефти и газа. Нефтяные дисперсные системы: состав и свойства (часть 1) : учебное пособие / Р.З. Сафиева. – М. : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 112 с.
8. Депарафинизация нефтяных продуктов [Текст] / Н. Ф. Богданов, А. Н. Переверзев. - Москва : Гостоптехиздат, 1961. - 247 с. : ил.; 22 см.
9. Гайнулина К. Р. Технологии подготовки парафинистых нефтей / К. Р. Гайнулина ; науч. рук. Л. В. Шишмина // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в

Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 2. — [С. 63-64].

10. Асфальто-смоло-парафинистые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 т.: учебное пособие для студентов, обучающихся по спец. 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело» / А.И. Булатов, Г.В. Кусов, О.В. Савенюк. – Краснодар: Издательство Дом – Юг. Т. 1. – 2011. – 347 с.

11. Асфальто-смоло-парафинистые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 т.: учебное пособие для студентов, обучающихся по спец. 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело» / А.И. Булатов, Г.В. Кусов, О.В. Савенюк. – Краснодар: Издательство Дом – Юг. Т. 1. – 2011. – 348 с.

12. Овчар Елена Вячеславовна. Ингибирование образования асфальто-смоло-парафиновых отложений в нефтях : диссертация ... кандидата химических наук : 02.00.13 / Овчар Елена Вячеславовна; [Место защиты: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина].- Москва, 2007.- 161 с.: ил. РГБ ОД, 61 07-2/918

13. Л. М. Оленев, Т. П. Миронов Применение растворителей ингибиторов для предупреждения образований АСПО. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994

14. Депарафинизация нефтяных продуктов [Текст] / Н. Ф. Богданов, А. Н. Переверзев. - Москва : Гостоптехиздат, 1961. - 247 с. : ил.; 22 см.

15. Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН-SX-800. Руководство по эксплуатации № 31553 – 06

16. Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН-SX-850. Руководство по эксплуатации № 31553 – 06

17. ГОСТ 12.0.230-2007 ССБТ. Системы управления охраной труда. Общие требования.

18. Инструкция по охране труда при выполнении работ в лаборатории физико-химических процессов в нефтегазодобыче. НИ ТПУ, Томск, 2016.
19. Паспорт безопасности химической продукции: ингибитор ХПП-007 по ТУ 2458-012-69415476-2013.-Производство ООО «Когалымский завод химреагентов».
20. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
21. СНиП 23-05-95. Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение.
22. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
23. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 145 с.
24. Удилов В.П. Технология формирования и управления системой обеспечения пожарной безопасности в крупных региональных образованиях: дисс. д.т.н.: Иркутск, 2003. 378 с. РГБ ОД, 71:05-5/172.