

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

---

Институт Природных Ресурсов  
Направление подготовки Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов  
Кафедра ХТТ и ХК

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Определение влияния композиций для повышения нефтеотдачи пласта на состав нефти Усинского месторождения</b>

УДК 622.276.6:54(470.13)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДЗБ	Степанцова Ксения Алексеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ХТТ и ХК	Дучко Мария Александровна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ ИНК	Раденков Тимофей Александрович			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ХТТ и ХК	Юрьев Егор Михайлович	К.т.н		

Томск – 2017 г.

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

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) Химическая технология природных  
энергосносителей и углеродных материалов  
Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Юрьев Е. М.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

<b>бакалаврской работы</b>
----------------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
<b>2ДЗБ</b>	<b>Степанцова Ксения Алексеевна</b>

Тема работы:

<b>Определение влияния композиций для повышения нефтеотдачи пласта на состав нефти Усинского месторождения</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	<b>31.01.2017 г., № 418\С</b>

Срок сдачи студентом выполненной работы:	<b>25 мая 2017 г.</b>
--	-----------------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p style="text-align: center;"><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p style="text-align: center;"><b>Объекты исследования: нефти Усинского нефтяного месторождения до и после внесения композиций для повышения нефтеотдачи пласта</b></p>
---	---

<p align="center"><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p align="center"><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Введение: актуальность использования композиций для повышения нефтеотдачи пласта.</li> <li>2) Аналитический обзор: методы повышения нефтеотдачи пласта, композиции для повышения нефтеотдачи пласта, групповой состав нефти, метод жидкостно-адсорбционной хроматографии, метод ИК-спектрометрии, метод газовой хроматографии-масс спектроскопии.</li> <li>3) Экспериментальная часть: определение группового состава нефти, пробоподготовка нефти для ИК-спектрометрии и газовой хроматографии-масс спектроскопии, проведение анализов методами ИК-спектрометрии и газовой хроматографии-масс спектроскопии, обработка ИК-спектров и хроматограмм.</li> <li>4) Результаты и их обсуждение.</li> <li>5) Заключение.</li> <li>6) Список используемой литературы.</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Результаты исследований (таблицы, графики).</p>
<p align="center"><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p align="center">Раздел</p>	<p align="center">Консультант</p>
<p><b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b></p>	<p align="center"><b>Рыжакина Т.Г., к.э.н., доцент кафедры менеджмента</b></p>
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p align="center"><b>Раденков Т.А., ассистент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности</b></p>
<p align="center"><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p align="center">_____</p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p align="center"><b>06 февраля 2016 г.</b></p>
--	---

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ХТТ и ХК	Дучко М.А.			06.02.2017 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДЗБ	Степанцова Ксения Алексеевна		06.02.2017 г.

## ПЛАНИРУЕМЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ (ООП 18.03.01)

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ПК-1,2,3,19,20), Критерий 5 АИОР (п.1.1), <b>СДИО(п. 1.1, 4.1, 4.3, 4.8)</b>
P2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач	Требования ФГОС (ПК-7,11,17,18, ОК-8), Критерий 5 АИОР (пп.1.1,1.2), <b>СДИО (п. 1.1, 3.2, 4.2, 4.3, 4.5, 4.6)</b>
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии	Требования ФГОС (ПК-1,5,8,9, ОК-2,3), Критерий 5 АИОР (пп.1.2), <b>СДИО (1.2, 2.1, 4.5)</b>
P4	Разрабатывать <b>новые</b> технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование химической технологии, <b>проектировать объекты химической технологии в контексте предприятия, общества и окружающей среды</b>	Требования ФГОС (ПК-11,26,27,28), Критерий 5 АИОР (п.1.3) <b>СДИО (п.1.3, 4.4, 4.7)</b>
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий	Требования ФГОС (ПК-4,21,22,23,24,25, ОК-4,6), Критерий 5 АИОР (п.1.4), <b>СДИО (п. 2.2)</b>
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, <b>выводить на рынок новые материалы</b> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-6,10,12,13,14,15, ОК-6,13,15), Критерий 5 АИОР (п.1.5) <b>СДИО (п. 4.1, 4.7, 4.8, 3.1, 4.6)</b>
<i>Общекультурные компетенции</i>		
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-5,9,10,11), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5), <b>СДИО (п. 2.5)</b>
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,2,7,8,12), Критерий 5 АИОР (2.6), <b>СДИО (п. 2.4)</b>
P9	<b>Активно</b> владеть <b>иностраным языком</b> на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-14), Критерий 5 АИОР (п.2.2), <b>СДИО (п. 3.2, 3.3)</b>
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, <b>демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве</b> , ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-3,4), Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3) <b>СДИО (п. 4.7, 4.8, 3.1)</b>

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 109 страниц, 16 рисунков, 30 таблиц, 51 литературный источник и 5 приложений.

Ключевые слова: нефть, композиции для повышения нефтеотдачи пласта, компонентный состав, ИК-спектроскопия, газовая хромато-масс-спектрометрия, n-алканы.

Объектом исследования является нефть Усинского месторождения до и после внесения композиций для повышения нефтеотдачи пласта ИХН-ПРО и НИНКА-3.

Цель работы – определение влияние различных композиций для повышения нефтеотдачи пласта на компонентный состав нефти, состав функциональных групп нефти, состав n-алканов в нефти Усинского месторождения.

В результате исследования проводилось разделение исследуемой нефти на неполярную и полярные фракции методом жидкостно-адсорбционной хроматографии. Определили компонентный состав нефти до и после внесения композиций. Методом ИК-спектроскопии был исследован состав органических соединений нефти. По данным хромато-масс-спектрометрического анализа неполярной фракции было построено молекулярно-массовое распределение n-алканов.

Степень внедрения: полученные результаты используются для мониторинга эффективности применения композиций ИХН-ПРО и НИНКА-3 на Усинском месторождении.

Область применения: на нефтедобывающем промысле.

Экономическая эффективность работы выражена в применении композиций ИХН-ПРО и НИНКА-3 с целью снижения расходов по добыче нефти.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

МУН	методы увеличения нефтеотдачи
ММР	молекулярно-массовое распределение
ПАВ	поверхностно-активные вещества
ТТФ	твердая товарная форма
ЖАХ	жидкостно-адсорбционная хроматография
ИК	инфракрасная спектроскопия
ГХ-МС	газовая хроматография - масс-спектрометрия
ГЖХ	газожидкостная хроматография
ЭИ	электронная ионизация
ХИ	химическая ионизация
ПНУ	парафино-нафтеновые углеводороды

## СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ .....	6
ВВЕДЕНИЕ .....	8
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....	10
1.1 Методы повышения нефтеотдачи пласта .....	11
1.2 Композиции для повышения нефтеотдачи пласта .....	13
1.3 Групповой состав нефти .....	20
1.4 Методы исследования .....	24
1.4.1 Жидкостно-адсорбционная хроматография .....	24
1.4.2 Газовая хромато – масс спектроскопия .....	25
1.4.3 Инфракрасная спектроскопия.....	27
2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ .....	29
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	34
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований.....	34
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	34
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений .....	34
4.1.3 SWOT-анализ .....	36
4.2 Планирование научно-исследовательских работ .....	39
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	39
4.2.2 План проекта.....	41
4.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	42
4.3.1. Расчет материальных затрат НТИ .....	42
4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ.....	44
4.3.3. Основная заработная плата исполнителей темы.....	44
4.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы .....	49
4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	49
4.3.6 Расчет затрат на научные и производственные командировки .....	50
4.3.7 Накладные расходы .....	50
4.3.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....	51
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	52

## ВВЕДЕНИЕ

За последнее десятилетие в структуре российских запасов существенно возросла доля трудноизвлекаемых, в том числе тяжелых высоковязких нефтей [1]. При этом добыча такого сырья растет значительно медленнее, чем его доля в общем объеме запасов.

Вопрос освоения ресурсов таких нефтей особенно актуален сейчас, в связи со снижением в последнее время объемов прироста запасов кондиционных нефтей.

Тяжелые нефти характеризуются высоким содержанием ароматических углеводородов, смолисто-асфальтеновых веществ, высокой концентрацией металлов и сернистых соединений, высокими значениями плотности и вязкости, повышенной коксуемостью, что приводит к высокой себестоимости добычи, практически невозможной транспортировке по существующим нефтепроводам и нерентабельной, по классическим схемам, нефтепереработке [2].

Для эффективной добычи высоковязких нефтей Усинского месторождения, в Институте химии нефти СО РАН предложена комплексная технология с применением гелеобразующих и нефтewытесняющих композиций, обеспечивающая увеличение охвата заводнением и паротепловым воздействием наряду с увеличением коэффициента вытеснения и интенсификацией разработки. При закачке нефтewытесняющих композиций происходит изменение физико-химических свойств и состава добываемой нефти вследствие взаимодействия между пластовыми и закачанными жидкостями. Поэтому необходимо изучать влияние нефтewытесняющих композиций на состав нефти.

В качестве объекта исследования были выбраны высоковязкие нефти Усинского месторождения.

**Цель работы:** Определить влияние композиций для повышения нефтеотдачи пласта на состав нефти.



Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

- Разделить исследуемую нефть на неполярную и полярные фракции методом жидкостно-адсорбционной хроматографии.
- Определить компонентный состав нефти до и после внесения композиций для повышения нефтеотдачи пласта.
- Исследовать состав нефти методом ИК-спектromетрии.
- Исследовать состав n-алканов в нефти методом газовой хромато-масс-спектromетрии.

**Практическая значимость.** Результаты работы могут быть использованы для оценки эффективности используемой композиции для увеличения нефтеотдачи для обводненных месторождений маловязких и высоковязких нефтей.

## 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

За последнее время особенно возрос интерес к процессу добычи трудноизвлекаемых запасов нефти. В нашей стране суммарная доля разведанных запасов превышает 60% [3]. Традиционные методы при разработке месторождений высоковязкой нефти признаны малоэффективными. Внимание исследователей направлено на методы увеличения нефтеотдачи (МУН) высоковязких нефтей: тепловым, физико-химическим, газовым и микробиологическим [4].

Мнения многих авторов [5] сходятся в том, что для более эффективного подбора химического реагента, служащего для повышения нефтеотдачи пластов, нужно иметь четкое представление о групповом составе нефти.

Основными вопросами в этих работах являются преобразования начального состава и свойства нефти при процессе разработки нефтяных месторождений с использованием МУН [6-8].

В России проблема изменения состава и свойств нефти в процессе разработки месторождений нефти с использованием МУН изучается в Институте органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КНЦ РАН под руководством Петровой Л.М., Халитова Г.Г., в ООО «Омега-К» под руководством Сорокина В.Д., Сорокина А.В.

В Институте химии нефти СО РАН проводятся интенсивные исследования с 1992 года, связанные с изучением изменения свойств нефти при моделировании воздействия МУН в лабораторных условиях [9-12].

Эффективное применение композиций, повышающих нефтеотдачу пластов залежи высоковязкой нефти при разработке месторождения, требует детальных знаний о преобразовании состава и свойств нефти в динамике.

## 1.1 Методы повышения нефтеотдачи пласта

В целях повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений и максимально возможного использования инвестиций весь срок разработки месторождения принято делить на три основных этапа [13-15]. В период первого этапа достаточно использовать естественную энергию пласта: потенциальную энергию гравитационных сил, энергию растворенного газа, энергию законтурных вод, газовую шапку.

При определении целесообразности первичной разработки залежи на естественном режиме необходимо учитывать преимущества этого режима, которые заключаются в равномерном распределении пластовой энергии по всему объёму пластовой системы, что способствует максимальному охвату залежи процессом нефтеизвлечения. Это особенно важно для неоднородных трещиноватых залежей, при разработке которых методами, предполагающими искусственное воздействие на пласт, не удаётся добиться высокой нефтеотдачи из-за низкого охвата пласта воздействием.

На следующем этапе применяются вторичные методы, основная цель которых – поддержание пластового давления за счет закачки воды или газа. На последнем третьем этапе применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН), что позволяет достигнуть наибольшей эффективности в разработке месторождений [16].

При выборе эффективного метода повышения нефтеотдачи необходимо учитывать формы существования остаточной нефти в пласте, над извлечением которой следует работать. Из-за различия свойств нефти в пласте, а так же различия зон проницаемости пластов, необходимо подбирать метод для увеличения нефтеотдачи для каждого конкретного случая.

Для каждой залежи обоснование наиболее эффективного метода повышения нефтеотдачи пласта должно проводиться на основании комплексных исследований, включающих лабораторно-экспериментальные

работы, численное моделирование на адекватных геолого-фильтрационных моделях, опытно-промышленные работы на представительных участках залежи, технико-экономический анализ [17-20].

Выбор применяемых технологий, как и выбор последовательности их применения, должен определяться отдельно для каждой залежи с учётом геолого-физической характеристики пластов и на основе всего комплекса исследований, перечисленных выше.

Следует отметить, что при разработке залежей высоковязких нефтей и битумов второй этап разработки, включающий закачку в пласты воды или газа, как правило, отсутствует. Многие термические методы применяются в промышленном масштабе как на первом, так и на втором этапе разработки залежи. Опыт показывает, чем на более ранней стадии начинают применяться третичные, в частности термические методы, тем достигается большая эффективность.

По типу рабочих агентов классификация известных методов увеличения нефтеотдачи пластов выглядит следующим образом [17-22].

*Гидродинамические методы:*

- изменение направления фильтрационных потоков;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- нестационарное (циклическое) заводнение;
- форсированный отбор жидкости.

*Физико-химические методы:*

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы);
- вытеснение нефти растворами полимеров;
- вытеснение нефти щёлочными растворами;
- вытеснение нефти композициями химических реагентов, в т. ч. мицеллярные, мицеллярно-полимерные растворы;
- вытеснение нефти растворителями.

*Газовые методы:*

- воздействие на пласт двуокисью углерода;

- воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ);
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

*Тепловые методы:*

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрислоевого горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин.

*Волновые (вибросейсмические, электромагнитные, акустические).*

*Микробиологические методы.*

Комбинированное воздействие на пластовую систему оказывает большее влияние, чем использование отдельного метода.

Гидродинамические методы применяются на месторождениях, разрабатываемых с применением холодного заводнения, и относятся к методам регулирования, направленным на увеличение охвата пласта заводнением. Эти методы не относятся к современным методам повышения нефтеотдачи пласта, так как при их применении не меняется механизм вытеснения нефти по сравнению, например, с естественным упруговодонапорным режимом. Поэтому применение гидродинамических методов позволяет повысить нефтеотдачу пласта не более чем на 5-8% [22].

К числу современных МУН во всём мире относят тепловые, физико-химические и газовые методы, которые способны кардинально повысить нефтеотдачу пласта.

## **1.2 Композиции для повышения нефтеотдачи пласта**

Для увеличения нефтеотдачи месторождений с высоко неоднородными коллекторами на поздней стадии разработки перспективно использовать сочетание гелей и нефтewытесняющих композиций. После изоляции высокопроницаемых обводнившихся пластов путем их блокирования гелем необходимо интенсифицировать фильтрацию жидкости

в низкопроницаемом пласте. Для этого необходимо комплексное воздействие гелеобразующей композиции, которая увеличивает обхват заводнения пласта или паротепловым воздействием, а затем – нефтewытесняющей композицией, интенсифицирующей разработку низкопроницаемого пласта и увеличивающей коэффициент нефтewытеснения [23].

В ИХН СО РАН разработан ряд технологий для увеличения нефтewотдачи для самых разных пластовых условий, различных видов нефтewей и способов их добычи. Создана перспективная концепция использования энергии пласта или закачиваемого теплоносителя для генерации нефтewытесняющего флюида, гелей и золь непосредственно в пласте [24,25]. Разработаны физико-химические основы методов увеличения нефтewотдачи с применением химических интеллектуальных систем: гелеобразующих систем и композиций поверхностно-активных веществ (ПАВ), сохраняющих, саморегулирующих в пласте длительное время комплекс свойств, оптимальный для целей нефтewытеснения [27]. Для увеличения нефтewотдачи залежей высоковязкой нефтewи на поздней стадии разработки создана технология чередующегося паротеплового и физико-химического воздействия нефтewытесняющими композициями на основе ПАВ, генерирующими непосредственно в пласте CO<sub>2</sub> и щелочную буферную систему (композиции НИНКА)[28,31].

Для увеличения нефтewотдачи залежей с трудно извлекаемыми запасами, в частности, юрских отложений Западной Сибири и пермокарбоновой залежи высоковязкой нефтewи Усинского месторождения, в Институте химии нефтewи СО РАН предложена комплексная технология с применением гелеобразующих и нефтewытесняющих композиций, обеспечивающая увеличение охвата заводнением и паротепловым воздействием наряду с увеличением коэффициента вытеснения и интенсификацией разработки. В качестве гелеобразующих композиций предложено использовать следующие термотропные системы: неорганические гелеобразующие композиции ГАЛКА на основе солей

алюминия и карбамида; полимерные гелеобразующие композиции МЕТКА на основе простых эфиров целлюлозы и карбамида. В качестве нефтевытесняющих – композиции ИХН-60, ИХН-100 на основе ПАВ и щелочной буферной системы; композиции НИНКА на основе ПАВ, солей аммония и карбамида, образующие  $\text{CO}_2$  и щелочную буферную систему непосредственно в пласте; композиции ИХН-ПРО с регулируемой вязкостью и щелочностью на основе ПАВ, щелочной неорганической буферной системы и многоатомного спирта, совместимые с минерализованными пластовыми водами [27-32].

В ИХН СО РАН для повышения эффективности комплексного паротеплового и физико-химического воздействия была предложена внутрипластовая генерация термотропных гелей и золь с авторегулируемой вязкостью [32]. Изменяя концентрацию компонентов в композиции ГАЛКА, можно получить как свободнодисперсную подвижную вязкую систему (золь), так и связнодисперсную неподвижную систему (гель). При образовании золя вязкость системы увеличивается в десятки и сотни раз, но система остается подвижной. Золи можно прокачивать на любое расстояние от скважины, вытеснять остаточную нефть и создавать экраны для перераспределения фильтрационных потоков в любом месте пласта [27]. Для увеличения охвата пласта закачкой пара была предложена градиентная закачка гелеобразующей композиции ГАЛКА-С – сначала закачивается менее концентрированная система, образующая в пласте золь, которую можно прокачивать на большое расстояние от забоя скважины с целью доотмыва нефти и перераспределения потоков, а затем более концентрированная система, образующая в пласте гель – неподвижный экран.

Исследование реологических характеристик растворов, золь и гелей композиции ГАЛКА-С методом ротационной вискозиметрии показало, что при температуре 100-1500С растворы твердой товарной формы (ТТФ) композиции ГАЛКА, разбавленные в 8-10 раз, образуют подвижные золи, их

вязкость не превышает 500-900 мПа×с, при тех же условиях растворы ТТФ композиции ГАЛКА, разбавленные в 5 раз, образуют неподвижные гели с вязкостью в интервале 30 000-160 000 мПа×с [31]. В условиях всестороннего сжатия гель является твердообразным телом коагуляционной структуры с резко выраженной тиксотропией, с пределом текучести порядка десятков Па. [33].

Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей в отсутствие паротеплового воздействия при 20-40<sup>0</sup>С, в частности, пермокарбонной залежи Усинского месторождения, предлагается использовать золи на основе низкотемпературной гелеобразующей композиции ГАЛКА-НТ, а также композиции на основе ПАВ, в которых гидролиз карбамида осуществляется с применением ферментативного катализа НИНКА (нетрольная композиция) или композиции ИХН-ПРО.

Проведены лабораторные исследования по созданию подвижных оторочек золя на основе композиции ГАЛКА-НТ для эффективного вытеснения высоковязкой нефти пермо-карбонной залежи Усинского месторождения. Экспериментально исследованы реологические и фильтрационные характеристики и нефтевытесняющая способность золь на основе композиции ГАЛКА-НТ при температуре 20-23<sup>0</sup>С на линейных и неоднородных моделях пласта в условиях, моделирующих естественный режим разработки пермо-карбонной залежи [34]. Установлено, что использование золя композиции ГАЛКА-НТ при разработке залежей вязких нефтей с низкой пластовой температурой позволяет повысить эффективность вытеснения нефти не только за счет увеличения охвата пласта, но и за счет увеличения коэффициента нефтевытеснения. При этом может производиться и градиентная. Последующая закачка одной или нескольких оторочек нефтевытесняющих композиций – ИХН-ПРО, НИНКА – приводит к дальнейшему доотмыву нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых частей пласта, при этом достигаются высокие абсолютные коэффициенты нефтевытеснения.



Загущенная композиция НИНКА на основе ПАВ, карбамида, солей аммония и алюминия в поверхностных условиях является маловязкой низкозастывающей пожаробезопасной жидкостью. Согласно технологии, в процессе или перед нагнетанием пара в пласт закачивается оторочка водного раствора загущенной композиции НИНКА. В пласте за счет тепловой энергии теплоносителя в результате гидролиза карбамида и соли алюминия образуется  $\text{CO}_2$  и щелочная буферная система, а также происходит загущение раствора – образуется золь гидроксида алюминия, свободно-дисперсная подвижная система, то есть вязкость раствора увеличивается в десятки и сотни раз, но система остается подвижной.

Образующийся в пласте  $\text{CO}_2$  снижает вязкость нефти, что вызывает благоприятное изменение соотношения подвижностей нефти и водной фазы. ПАВ совместно со щелочной буферной системой способствует деструктурированию, разжижению высоковязких слоев или пленок, образующихся на границах нефть – вода – порода, ухудшающих фильтрацию жидкостей в пласте и снижающих полноту извлечения нефти. В результате увеличивается коэффициент вытеснения нефти водой, прирост коэффициента нефтевытеснения составляет 10-20%, значительно уменьшается остаточная нефтенасыщенность, что приводит к стабилизации либо снижению обводненности продукции добывающих скважин и увеличению добычи нефти.

Закачка загущенной композиции НИНКА при паротепловом и пароциклическом воздействии на пласт вследствие образования золя приводит к перераспределению фильтрационных потоков, снижению скорости фильтрации по высоко проницаемым пропласткам и увеличению скорости фильтрации по низко проницаемым пропласткам, выравниванию подвижностей жидкости, что сопровождается доотмывом нефти как из низкопроницаемых зон, так и из высокопроницаемых зон пласта. В результате композиция позволяет увеличивать нефтеотдачу не только за счет

увеличения коэффициента нефтевытеснения, но и за счет повышения коэффициента охвата пласта.

Закачка оторочки загущенной композиции НИНКА может производиться в паронагнетательные скважины в процессе паротеплового воздействия либо перед паротепловым воздействием на пласт, а также в добывающие скважины перед пароциклическим воздействием либо в процессе пароциклического воздействия. Технология применима как на ранней, так и на поздней стадии разработки залежей высоковязкой нефти паротепловыми методами.

Композиции ИХН-ПРО имеют низкое межфазное натяжение на границе с нефтью, их плотность можно регулировать в пределах от 1.1 до 1.3 кг/м<sup>3</sup>, вязкость - от десятков до сотен мПа·с. Композиции применимы в широком интервале температур, от 10 до 300°С, в том числе как при естественном режиме разработки залежей высоковязких нефтей, так и при паротепловом и пароциклическом воздействии на пласт [28]. Высокая нефтевытесняющая способность, совместимость с минерализованными пластовыми водами, снижение набухаемости глин приводит к доотмыву остаточной нефти как из высоко проницаемых, так и из низко проницаемых зон пласта. Кроме того, закачка подвижных оторочек композиции ИХН-ПРО с регулируемой вязкостью в нагнетательные скважины может приводить к выравниванию подвижностей вытесняющего агента и нефти, снижению вязкостной неустойчивости фронта вытеснения, выравниванию фронта вытеснения, ограничению прорывов вытесняющего агента в добывающие скважины, увеличению коэффициента охвата пластов воздействием [32].

Кроме закачки композиций на основе ПАВ в нагнетательные скважины, для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей без теплового воздействия предлагается реагентоциклика (аналогично пароциклике). В добывающую скважину закачивается оторочка композиции ПАВ, затем производится закачка воды, после этого производится выдержка 7-14 суток (аналогично пропитке при пароциклике) и затем скважина

пускается в работу. Добыча нефти ведется в виде маловязкой прямой эмульсии. После окончания добычи нефти в скважине в первом цикле проводится следующий цикл - закачка чередующихся оторочек композиции ПАВ и воды, как и в первом цикле, выдержка и затем добыча нефти из скважины. Это приводит к увеличению степени добычи нефти в пласте, как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых частей.

Разработанные композиции ИХН-ПРО на основе ПАВ могут быть использованы для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей, не охваченных тепловым воздействием, либо путем закачки в нагнетательные скважины на различных стадиях разработки, в том числе и совместно с гелеобразующими композициями, либо путем закачки в добывающие скважины методом реагентоциклики.

Создана комплексная технология увеличения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти, добываемой методом паротеплового воздействия, путем закачки композиций ГАЛКА-С и НИНКА. В 2009-2011 гг. при площадной закачке пара в 41 паронагнетательную скважину пермокарбоновой залежи Усинского месторождения произведена закачка композиций ГАЛКА-С и НИНКА. Объем закачки каждой композиции составлял 100-220 тонн на скважинообработку, всего было закачено 7.7 тыс. тонн композиций. После закачки композиций в добывающих скважинах, гидродинамически связанных с нагнетательными, наблюдается увеличение дебитов по нефти на 4-12 тонн/сут., снижение обводненности на 5-20%. Дополнительная добыча нефти составила около 100.0 тыс. тонн. Технология эффективна для увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых и высоко неоднородных коллекторов, на ранней и на поздней стадии разработки месторождений. Общий анализ по годам по всем скважинам показывает эффективность используемых технологий повышения нефтеотдачи [35].

### 1.3 Групповой состав нефти

Нефть является сложной многокомпонентной системой. Изучение группового состава нефти позволяет не только исследовать происхождение нефти, но и спрогнозировать дальнейшую добычу нефти, а также максимально эффективно использовать добытое сырье в нефтехимическом производстве.

Нефть состоит из множества компонентов, в частности из таких углеводородов, как алканы (парафины), циклоалканы (нафтены), ароматические углеводороды, или более сложные химические вещества, такие как асфальтены [36-38]. Каждое нефтяное месторождение имеет свое уникальное сочетание углеводородов, которое определяет его физические и химические свойства.

**Алканы** нефти представлены изомерами нормального и разветвленного строения, причем содержание изомеров зависит от типа нефти. В состав нефти могут входить газообразные ( $C_1 - C_4$ ), жидкие ( $C_5 - C_{15}$ ) и твердые ( $C_{16} - C_{60}$ ) парафины. Газообразные алканы обычно содержатся в нефти в растворенном состоянии и в газах нефтяных месторождений. Основную массу природной нефти составляют жидкие углеводороды. Твердые парафины находятся в нефти частично в растворенном, частично в кристаллическом состоянии [36].

Алканы нефти являются биомаркерами, хранят в себе множество информации о происхождении нефти. Их состав позволяет определить тип исходного органического материала, уровень биodeградации, степень зрелости, условия обстановки осадконакопления и влияния эффектов миграции. Следует отметить, что нефти, образованные из наземного органического материала (высшие растения), образуют высокопарафинистые нефти, тогда как из смешанных и морских органических материалов чаще всего образуются циклические компоненты.

Относительное содержание нечетных гомологов n-алканов к четным могут быть использованы для получения грубой оценки термической зрелости нефти. Эти измерения включают в себя индекс CPI (Carbon Preference Index) – коэффициент нечетности, представляющий весовое отношение нечетных гомологов к четным [37]:

$$CPI = \frac{2 * (C_{21} + C_{23} + C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31})}{(C_{20} + C_{22} + C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30}) + (C_{22} + C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32})}$$

Изменение значения CPI зависит от количества новообразованных алканов, значения CPI выше 1,5 характерны для незрелых образцов, значения ниже не всегда характерны для нефти с высокой степенью зрелости, возможно в ней отсутствуют высшие n-алканы.

Значения средней длины углеродной цепочки (ACL=AverageChainLength) показывают доминирование определенных n-алканов на различной глубине.

Значения ACL можно рассчитать по формуле [37]:

$$ACL = \frac{23 * C_{23} + 25 * C_{25} + 27 * C_{27} + 29 * C_{29} + 31 * C_{31} + 33 * C_{33}}{C_{23} + C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}}$$

### **Циклоалканы (Нафтены)**

Свойства циклоалканов схожи с алканами, но они имеют более высокие точки кипения. Термодинамические исследования показывают, что нафтеновые кольца с пятью и шестью атомами углерода являются наиболее стабильными. Во многих нефтях содержание циклоалканов преобладает над другими классами УВ: оно может достигать 60% [38]. Обычно с увеличением молекулярной массы углеводородов растет содержание нафтенов в нефти.

**Ароматические углеводороды** обычно включают от одного до четырех или пяти конденсированных ароматических колец и наибольшее число коротких цепей. Были установлены следующие компоненты, принадлежащие к различным основным структурным типам: бензол (1

кольцо), нафталин (2 кольца), фенантреп и антрацен (3 кольца), пирен и другие.

**Смолы и асфальтены**, представлены высокомолекулярными полициклическими соединениями, содержащими атомы N, S и O. Асфальтены не растворяются в нефти, но существуют в виде коллоидной суспензии. Они растворимы в ароматических соединениях, таких как ксилол, но будут выпадать в осадок в присутствии легких парафиновых соединений, таких как пентан. Смолы, с другой стороны, легко растворимы в нефти.

Содержание смол и асфальтенов в обычных нефтях составляет от 0 до 40% в зависимости от генетического типа нефтей и термического созревания. В тяжелых нефтях, образовавшихся в результате микробиальной деятельности, вымывания водой и окисления, их содержание изменяется от 25 до 60% в связи с потерей или деградацией углеводов.

#### **Металлоорганические соединения**

Нефти содержат металлы, в частности никель и ванадий, в различных количествах – от менее  $1 \text{ млн}^{-1}$  до  $1200 \text{ млн}^{-1}$  ванадия и  $150 \text{ млн}^{-1}$  никеля, содержание варьируется от места происхождения нефти.

Другие ионы металлов также содержатся в нефти: медь, свинец, железо, магний, натрий, молибден, цинк, кадмий, титан, марганец, хром, кобальт, сурьма, уран, алюминий, олово, барий, галлий, серебро и мышьяк.

Высоковязкая нефть богата порфиринами, так как металлы обычно содержатся обычно во фракциях смол и асфальтенов.

Для порфиринов характерны тетрапиррольные ядра, вероятно унаследованные от хлорофилла или гемина. Помимо азота они содержат кислород и металл, обычно ванадий (в виде ванадила  $V=O$ ) или никель (рис.1) [28,39]. В очищенном виде имеют красный или коричневый цвет.

Считается, что элементы, содержащиеся в следовых количествах в нефтях, могут быть в виде микродисперсных водных растворах солей, мелкодисперсных взвесей минеральных пород, а также химически связанные

с органическими соединениями в виде молекулярных или комплексных структурных единиц [40].

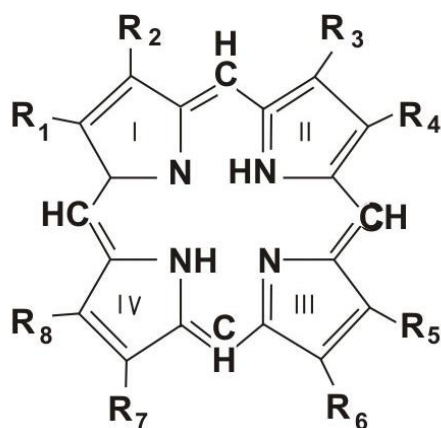


Рисунок 1 – Структура металлопорфирина

Порфирины являются важнейшими биомаркерами. Исследовано множество порфириновых соединений, позволяющих делать выводы о происхождении нефти, материнской породе, условий геопреобразований, а так же изменении тех или иных органических соединений.

На групповой состав нефтяных порфиринов влияет большое число факторов, они воздействуют на органическое вещество в процессе его захоронения, а так же формирования нефтяных залежей и трансформации нефти при вторичной миграции, погружении или эрозии [41-43].

Итак, в нефти порфириновые соединения находятся в виде набора алкилзамещенных соединений. В различных источниках порфирины отличны количественным соотношением отдельных структурных групп.

Порфирины и их открытие в нефти является одним из главных доказательств ее органического происхождения.

## **1.4 Методы исследования**

С помощью современных методов исследования, таких как: ИК-спектроскопия, газожидкостная хроматография (ГЖХ), масс-спектрометрия и другие, позволяет изучить нефть и ее фракции на молекулярном уровне, получить подробную информацию о составе и свойствах, что дает возможность в решении множества проблем: использовании более рациональных методов добычи и переработке, транспорте и хранении.

### **1.4.1 Жидкостно-адсорбционная хроматография**

Жидкостно-адсорбционная хроматография представляет собой метод, используемый для разделения образца на его составляющие. Это разделение происходит на основе взаимодействия образца с подвижной и неподвижной фазами. Поскольку существует множество комбинаций между подвижной и неподвижной фазами которые могут быть использованы при разделении смеси, существует несколько различных типов хроматографии, которые классифицируются на основе физических состояний этих фаз.

Метод жидкостно-адсорбционной хроматографии получил широкое применение за счет простоты оборудования и доступности реагентов. Разделяют два вида жидкостно-адсорбционной хроматографии: колоночную – разделение происходит в вертикально расположенных трубках, заполненных адсорбентом, вдоль которых организован поток элюента; тонкослойную – за счет капиллярных сил элюент осуществляет движение вдоль тонкого слоя адсорбента, который наносят на плоскую пластину [44].

Компоненты смеси разделяются в адсорбционной колонке в результате их различия в сорбируемости на данном адсорбенте. Находящиеся в элюенте компоненты должны вытеснить молекулы элюента с поверхности адсорбента.



Адсорбентами являются полярные (силикагель, оксид алюминия, карбонат калия, целлюлоза, крахмал и др.) и неполярные (активированный уголь, кизельгур, порошок резины и множество других, полученных синтетическим путем) органические и неорганические соединения с сильно развитой пористой поверхностью, способные удерживать жидкости с помощью межмолекулярных и поверхностных сил.

Разделение нефти и нефтепродуктов позволяет не только аналитически определить групповой состав, но и способствует дальнейшему изучению отдельных групп нефти физико-химическими методами.

#### **1.4.2 Газовая хромато – масс спектроскопия**

Метод газовой хромато-масс-спектрометрии (ГХ/МС) является инструментальным методом, включающий газовый хроматограф (ГХ), соединенный с масс-спектрометром (МС), с помощью которых сложные смеси химических веществ, могут быть разделены, идентифицированы [44-46].

Это делает его идеальным для анализа сотен соединений с относительно низкой молекулярной массой. Для того, чтобы соединения можно было исследовать методом ГХ/МС, они должны быть достаточно летучи и термически устойчивы. Кроме того, соединения с функциональными группами могут потребовать химической модификации (дериватизации) перед анализом, чтобы устранить нежелательные эффекты адсорбции, которые бы в противном случае влияли бы на качество получаемых данных. Образцы обычно анализируются в виде растворов в органических растворителях, следовательно, материалы, представляющие интерес (например, почвы, осадки, ткани и т.д.) должны быть экстрагированы растворителем.

Раствор образца впрыскивают во впускной канал ГХ, где он испаряется и переносится на хроматографическую колонку с помощью газа-носителя (обычно гелия). Образец проходит через колонку, и соединения, содержащиеся в смеси, разделяются в силу их относительного взаимодействия с покрытием колонны (неподвижной фазы) и газа-носителя (подвижная фаза). Последняя часть колонны проходит через передаточную линию нагреваемой и заканчивается на входе в источник ионов, где соединения, вытекающих из колонки превращаются в ионы.

Существует два потенциальных метода для получения ионов. Наиболее часто используемым методом является электронная ионизация (ЭИ) и иногда используется альтернатива химической ионизации (ХИ). Для ЭИ пучок электронов ионизируют молекулы образца, приводящие к потере одного электрона. Молекула с одним недостающим электроном называется молекулярный ион и представлен  $M^+$  (катион-радикал).

Каждый рассматриваемый пик в масс-спектре показывает молекулярную массу соединения, что делает молекулу уникальной. Эта информация может быть использована для идентификации соединений, представляющих интерес, и помогают выяснить структуру неизвестных компонентов смесей. ХИ начинается с ионизации метана (или другого подходящего газа), создавая радикал, который в свою очередь будет ионизировать молекулы образца для получения  $[M + H]^+$  молекулярных ионов. ХИ является менее эффективным для идентификации молекул, но иногда молекулярный ион не может быть обнаружен с помощью ЭИ, следовательно, эти два метода дополняют друг друга [45].

Следующий компонент представляет собой масс-анализатор (фильтр), который отделяет положительно заряженные ионы в соответствии с различными массовыми свойствами в зависимости от используемого анализатора. Существует несколько типов анализаторов: квадруполь, ионные ловушки, магнитный сектор, радиочастота циклотронного резонанса и фокусировки и др. Наиболее распространенными являются квадруполь и

ионные ловушки. После того, как ионы разделены они подаются детектором выходной сигнал. Детектор посылает информацию на компьютер, который записывает все данные, преобразует полученную информацию для дальнейшего исследования.

Метод газовой хроматографии масс-спектрометрии позволяет определить состав множества многокомпонентных систем (нефть, вода, почва и т.д.), идентифицировать компоненты смеси, узнать их количественный состав, что дает возможность изучить исследуемое вещество более точно.

### 1.4.3 Инфракрасная спектроскопия

В органической химии получил широкое применение в определении структуры соединений метод электромагнитного излучения с частотой от 4000 до 400 см<sup>-1</sup> (волновых чисел), который называется инфракрасным излучением, или ИК-спектроскопией. Излучение в этой области могут быть использованы в определении органической структуры путем использования того факта, что он поглощается межатомные связи в соединениях. Химические связи в различных средах будет поглощаться различной интенсивности и на различных частотах. Таким образом, ИК-спектроскопия включает в себя сбор информации и анализ поглощения его в виде спектра - частоты, на которых имеются полосы поглощения ИК-излучения ("пики" или "сигналы"), они могут быть соотнесены с пределами рассматриваемого соединения. Каждой функциональной группе (C=C, C=O, O-H и др.) соответствуют колебания определенной длины волны (ряд колебаний). Благодаря множеству собранным данным составлены таблицы с соответствием диапазона частот характеристических полос и структурных фрагментов [45].

ИК-спектроскопии является почти универсальным методом. Исследуемые образцы могут быть как органические, так и неорганические

(не всегда дают ярко выраженных спектров), также жидкими, твердыми или газообразными.

Нефть, и ее фракции, а так же товарные нефтепродукты состоят из сотен индивидуальных углеводородов и гетероциклических соединений. Многокомпонентный состав, внутри- и межмолекулярная структура нефтяных систем отвечает за комплекс (по сравнению со спектрами индивидуальных соединений) картина перекрытия и смешения характеристических полос искажает их формы и интенсивности. Это значительно усложняет интерпретацию качественных и количественных расчетов, связанные с интенсивностью поглощения в ИК-спектрометрии и содержанием той или иной функциональной группы (структурного фрагмента). Поэтому использование инфракрасной спектроскопии для анализа нефти и нефтепродуктов заключается в разработке косвенных методов идентификации и определения содержания (соотношение содержания) структурных фрагментов ( $CH_2$ ,  $CH_3$  и т.д.), углеводородов (членов одного гомологического ряда), смолисто-асфальтеновых веществ, гетероатомных соединений и др.

## 2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Усинское месторождение расположено в Усинском районе Республики Коми (Приложение А). Открыто в 1963 году, разрабатывается с 1973 года [28]. Усинское месторождения является самым крупным в Республике Коми, где на его доля приходится 35% суммарной добычи нефти. Балансовые запасы Усинского месторождения оценивают в 963 млн т нефти [27]. Усинское месторождение высоковязкой нефти отличается сложным геологическим строением. К основным особенностям геолого-физической характеристике залежи относятся аномально высокая вязкость нефти, большая толщина и крайняя неоднородность трещинопорокавернозного карбонатного коллектора.

В качестве объектов исследования были выбраны пробы нефти Усинского месторождения, отобранные в определенном интервале времени из пластов, в которые были закачаны нефтевытесняющие композиции ИХН-ПРО (скважина № 3421) и НИНКА-3 (скважина № 2805), табл. 1.

Таблица 1

Пробы нефти Усинского месторождения

№ скв.	Дата отбора	Способ нефтевытеснения, композиция
3421		Без композиции
	Август	ИХН-ПРО
	Сентябрь	
	Октябрь	
2805		Без композиции
	Июль	НИНКА-3
	Сентябрь	
	Октябрь	
	Ноябрь	

Компонентный состав нефти определяли методом жидкостно-адсорбционной хроматографии деасфальтенизата на двойном сорбенте: силикагель и оксид алюминия (II степени активности) по методике ВНИГРИ [46].

Выделение и определение содержания асфальтенов в нефтях осуществляли холодным методом Гольде [47]: навеску нефти растворяли в 40-кратном избытке гексана, ставили в темное место для осаждения асфальтенов, спустя 24 часа раствор нефти фильтровали через предварительно взвешенный бумажный фильтр. Фильтр тщательно промывали гексаном от смол, сушили и взвешивали. Массу асфальтенов определяли по разности массы фильтра с асфальтенами и массы фильтра.

Препаративное разделение нефтей проводили методом жидкостно-адсорбционной колоночной хроматографии на двойном сорбенте: оксид алюминия (внизу), силикагель (вверху) [48].

В колонку длиной  $l=50$  см, диаметром  $d=1,0$  см загружали последовательно оксид алюминия II степени активности по Брокману (внизу) и силикагель (вверху). Оксид алюминия (заводского изготовления) прокаливали в течение 4 час в муфельной печи при температуре  $+400^{\circ}\text{C}$ , охлаждали и добавляли дистиллированную воду из расчета адсорбент:вода = 97:3 (масс, частей). Силикагель марки АСКГ предварительно прокаливали при  $T=180^{\circ}\text{C}$  в течении 4 часов. Элюирование проводили последовательно гексаном, бензолом и смесью спирт-бензол=1:1. Во фракции, элюируемой гексаном, содержатся парафино-нафтеносодержащие углеводороды (ПНУ), бензолом – ароматические углеводороды, спирт-бензолом элюируют смолы.

Молекулярный состав органических соединений исследовали методом ГХ-МС с использованием магнитного хромато-масс-спектрометра DFS фирмы "Thermo Scientific" (Германия).

Режим работы хроматографа: кварцевая капиллярная хроматографическая колонка фирмы "Thermo Scientific" с внутренним диаметром 0.25 мм, длиной 30 м, толщина фазы 0.25 мкм, неподвижная фаза

– TR-5MS; газ-носитель – гелий, температура испарителя 250°C, температура интерфейса 250°C; программа нагрева термостата хроматографа:  $t_{\text{нач}} = 80^\circ\text{C}$ , изотерма в течение 2 минут, затем нагрев со скоростью 4 град/мин. до  $t_{\text{макс}} = 300^\circ\text{C}$ . Режим работы масс-спектрометра: метод ионизации – электронный удар; энергия ионизирующих электронов – 70 эВ; температура ионизационной камеры – 250°C; диапазон регистрируемых масс – 50-500 а.е.м.; длительность развертки спектра – 1 сек [49,50].

Индивидуальные соединения идентифицировали по полным масс-спектрам, для этого использовали спектро-структурные корреляции программы X-Calibur 10, имеющиеся в литературе, а также компьютерную библиотеку масс-спектров NIST, насчитывающую более 163 тыс. наименований. Содержание отдельных структур определяли по площади соответствующих пиков на хроматограммах с использованием внутреннего стандарта и поправочных коэффициентов, определенных для каждого класса соединений.

ИК-спектры снимали на ИК-Фурье спектрометре «Nicolet 5700» в тонком слое в области 400...4000  $\text{cm}^{-1}$ . Дальнейшую обработку ИК-спектров и определение оптической плотности проводили с использованием программного обеспечения «OMNIC 7.2» Thermo Nicolet Corporation.

Были определены спектральные коэффициенты  $C$  – отношения оптических плотностей  $D$  характеристических полос поглощения в ИК-области спектра различных типов связи [51].

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ДЗБ	Степанцовой Ксении Алексеевне

<b>Институт</b>	ИПР	<b>Кафедра</b>	ХТТ и ХК
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): Материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Бюджет затрат НИИ 102781,3 тыс. руб.; Размер оклада руководителя проекта 43340 руб.; Размер стипендии дипломника 2700 руб.;
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Коэффициент выполнения нормы = 1; Число календарных дней в году – 365; Продолжительность выполнения проекта – 4 месяца; Дополнительная заработная плата – 15% от основной; Накладные расходы - 16% от суммы всех расходов.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Тариф страховых взносов – 30 %
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Построение оценочной карты для сравнения конкурентных разработок
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Расчет материальных затрат на ПО, заработную плату, дополнительные расходные материалы
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Оценка конкурентоспособности технических решений</li> <li>2. Матрица SWOT</li> <li>3. Альтернативы проведения НИ</li> <li>4. График проведения и бюджет НИ</li> <li>5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</li> <li>6. Сравнительная эффективность разработки</li> </ol>	
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	



**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДЗБ	Степанцова К.А.		

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований

#### 4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

В настоящее время эффективное применение композиций, повышающих нефтеотдачу пластов залежи высоковязкой нефти при разработке месторождения, требует детальных знаний о преобразовании состава и свойств нефти в динамике.

На сегодняшний день потенциальными потребителями композиций выступают заводы, организации (юридические лица).

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Профиль	Вид услуги		
	Проектирование	Мониторинг	Оптимизация
Нефтехимический	○		
Химический			○

Рисунок 4.1 - Карта сегментирования рынка услуг



Стоит заметить, что привлекательной в будущем остаётся ниша нефтедобывающих предприятий, которая будет обслуживать крупные организаций.

#### 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам.

Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

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

Таблица 4.1

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>0</sub>	Б <sub>1</sub>	Б <sub>2</sub>	К <sub>0</sub>	К <sub>1</sub>	К <sub>2</sub>
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Скорость проведения эксперимента	0,15	4	4	3	0,4	0,4	0,3
2. Безопасность эксперимента	0,15	4	4	4	0,6	0,6	0,6
3. Техническая оснащенность проекта	0,18	5	5	5	0,9	0,9	0,9
4. Наличие реактивов	0,2	5	4	4	1	0,8	0,8
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,072	4	4	4	0,124	0,124	0,124
2. Уровень проникновения на рынок	0,08	4	4	3	0,2	0,2	0,15
3. Цена	0,068	5	3	3	0,08	0,018	0,018
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,055	5	4	3	0,225	0,18	0,135
5. Послепродажное обслуживание	0,08	5	3	4	0,4	0,24	0,32
6. Финансирование научной разработки	0,08	4	4	3	0,16	0,16	0,12
7. Срок выхода на рынок	0,006	4	4	4	0,016	0,016	0,016
8. Наличие сертификации разработки	0,015	5	4	5	0,06	0,048	0,06
Итого	1	54	47	45	4,165	3,686	3,543

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, приведенные в табл. 1, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Наша исследование способно заинтересовать партнеров и инвесторов, завоевать доверие покупателей, потому что технические решения отличаются высоким уровнем качества, удобства в эксплуатации, широким спектром функциональных возможностей и нестандартным набором свойств, интересующих покупателя.

#### 4.1.3 SWOT-анализ

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

Таблица 4.2

Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны</b> С1. Высокий уровень проникновения на рынок С2. Функциональная мощность С3. Предъявленная безопасность и надежность С4. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями	<b>Слабые стороны</b> Сл1. Недостаток средств финансирования Сл2. Низкий уровень послепродажного обслуживания Сл3. Низкая квалификация у потенциальных потребителей Сл4. Отсутствие системы мотивации персонала
<b>Возможности:</b> В1. Разорение и уход предприятий-конкурентов В2. Выход на новые сегменты рынка В3. Внедрение инноваций В4. Повышение стоимости конкурентных разработок	Простота применения и адекватность разработки может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, унифицированность и адекватность разработки может уменьшить конкурентоспособность других разработок.	Инновационные инфраструктуры ТПУ нефтедобывающие предприятия могут оказать помощь в финансировании проекта. При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях

		использующих традиционные методы добычи нефти.
<b>Угрозы:</b> У1. Появление новых конкурентов У2. Отсутствие спроса на новые технологии У3. Задержка финансирования разработки У4. Выход на рынок Иностранных компаний	В силу того, что в данной разработке используется более новая информация наряду со старой, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки. В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.	Отсутствие прототипа научной разработки говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в табл. 4.3

Таблица 4.3

#### Интерактивная матрица проекта

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

Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	0	+	0	-
	У2	+	+	+	+
	У3	-	-	-	0
	У4	-	-	-	-
<b>Слабые стороны проекта</b>					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	-	-	-	+
	В2	-	-	0	+
	В3	+	+	+	0
	В4	+	+	-	-
<b>Слабые стороны проекта</b>					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	+	+	0
	У2	0	+	0	-
	У3	-	0	-	-
	У4	-	+	-	+

В случае, когда две возможности сильно коррелируют с одними и теми же сильными сторонами, с большой вероятностью можно говорить об их единой природе. В этом случае, возможности описываются следующим образом: В2В3С2С3.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа, которая приводится в бакалаврской работе (табл. 4.4).

Таблица 4.4

### SWOT-анализ

	<b>Сильные стороны</b>	<b>Слабые стороны</b>
	С1. Высокий уровень проникновения на рынок С2. Функциональная мощь С3. Предъявленная безопасность и надежность С4. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями	Сл1. Недостаток средств финансирования Сл2. Низкий уровень послепродажного обслуживания Сл3. Низкая квалификация у потенциальных потребителей Сл4. Отсутствие системы мотивации персонала
<b>Возможности:</b> В1. Разорение и уход предприятий-конкурентов В2. Выход на новые сегменты рынка В3. Внедрение инноваций	Простота применения, адекватность разработки, использование более свежей информации в проекте увеличит спрос и	Помощь в финансировании проекта и его сертификации могут оказать инновационные инфраструктуры (В1В2Сл2Сл4) Необходимо снизить конкурентоспособность подобных разработок и

В4. Повышение стоимости конкурентных разработок	конкурентоспособность НИР (В3В4С1С2С3). При подключении в работу инновационных структур уменьшается время разработки и появляются дополнительные денежные средства(В1В2С4).	расширить использование данной НИР во многих компаниях (В3В4Сл1Сл3).
<b>Угрозы:</b> У1. Появление новых конкурентов У2. Отсутствие спроса на новые технологии У3. Задержка финансирования разработки У4. Выход на рынок Иностранных компаний	Использование более новой информации, простота и адекватность математической модели позволяют повысить спрос и конкуренцию разработки, что уменьшает влияние финансирования (С1С2С3У1У2У4). В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (У3С4).	Отсутствие прототипа, сертификации научной разработки, невозможность использования в компаниях с традиционными методами добычи нефти приведет к отсутствию спроса и отсутствию конкуренции проекта (У1У2Сл1Сл2Сл3), а отсутствие финансирования приведет к невозможности получения сертификации (У3Сл4).

## 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

При разработке научно-технического проекта одним из важных этапов является его технико-экономическое обоснование. Оно позволяет выделить преимущества и недостатки разработки, внедрения и эксплуатации данного программного продукта в разрезе экономической эффективности, социальной значимости и других аспектах.

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель и студент. Руководитель формулирует цель проекта, предъявляемые к нему требования, осуществляет контроль над его практической реализацией для соответствия требованиям и участвует в стадии разработки документации и рабочих чертежей. Студент непосредственно осуществляет разработку проекта.

Одной из основных целей планирования работ является определение общей продолжительности их проведения. Наиболее удобным, простым и наглядным способом для этих целей является использование линейного графика. Для его построения определим события и составим таблицу 4.5.

Таблица 4.5

#### Перечень работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Бакалавр
	6	Построение и проведение экспериментов	Руководитель, Бакалавр
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Бакалавр, руководитель
<i>Проведение ОКР</i>			
Разработка технической документации и проектирование	10	Сбор информации по охране труда	Бакалавр
	11	Оформление результатов по охране труда	Бакалавр
	12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Бакалавр
	13	Оформление экономической части работы	Бакалавр
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Составление пояснительной записки	Бакалавр, руководитель
	15	Сдача работы на рецензию	Бакалавр



	16	Предзащита	Бакалавр, руководитель
	17	Подготовка к защите дипломной работы	Бакалавр
	18	Защита дипломной работы	Бакалавр, руководитель

## 4.2.2 План проекта

Таблица 4.6

### Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания и составление плана работ	1	13.02.2017	13.02.2017	Дучко М.А., Степанцова К.А.
2	Ознакомление с экспериментальными данными	2	14.02.2017	17.02.2017	Степанцова К.А.
3	Изучение технологии процесса	2	18.02.2017	19.02.2017	Степанцова К.А.
4	Работа с литературой	10	20.02.2017	05.03.2017	Степанцова К.А.
5	Расчет влияния основных технологических параметров на эффективность процесса	36	06.03.2017	24.04.2017	Дучко М.А., Степанцова К.А.
6	Разработка презентации и раздаточного материала	3	25.04.2017	29.04.2017	Степанцова К.А.
7	Обработка результатов	5	30.04.2017	07.05.2017	Степанцова К.А.
8	Оформление таблиц данных, графиков	2	08.05.2017	12.05.2017	Степанцова К.А.
9	Обсуждение результатов	4	13.05.2017	16.05.2017	Дучко М.А., Степанцова К.А.
10	Оформление пояснительной записки	10	19.05.2017	30.05.2017	Степанцова К.А.
<b>Итого:</b>		75			

Календарный план-график проведения НИОКР

№	Вид работ	Исполнители	Тзд	Продолжительность вып-я работ													
				март			апрель			май			июнь				
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Постановка задачи	руководитель	2	■													
2	Составление технического задания	руководитель	4	■	■												
3	Подбор и изучение литературы	студент	11		■	■	■										
4	Разработка проекта	руководитель студент	24			■	■	■	■								
5	Формирование информационной базы	руководитель студент	32					■	■	■	■						
6	Набор методического пособия	студент	15								■	■	■				
7	Проверка	руководитель студент	4											■	■		
8	Анализ результатов	руководитель студент	4											■	■		
9	Апробация инструментального средства	студент	6												■	■	
10	Оформление отчетной документации о проделанной работе	студент	9													■	■
11	Составление пояснительной записки	студент	6														■
12	Сдача готового проекта	студент	2														■

Синим цветом на графике обозначена длительность исполнения работы руководителем (в днях), зеленым цветом - длительность исполнения работы студентом (в днях).

На выполнение НИОКР для выпускной квалификационной работы было затрачено 119 дней. Был составлен календарный план-график проведения научного исследования который включал в себя выполнение 12 этапов (видов работ), которые выполнялись в определённой последовательности.

### 4.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

#### 4.3.1. Расчет материальных затрат НТИ

Данный элемент включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта, включая расходы на их приобретение и при необходимости – доставку.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi} ,$$

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

$N_{расхi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы. Транспортные расходы составляют 20% от стоимости материалов.

Величина коэффициента ( $k_T$ ), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу 4.8.

Таблица 4.8

#### Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед.,руб.	Затраты на материалы, руб.
Бензол	л	0,9	350	315
Гексан	л	0,72	705	507,6
Оксид алюминия (II)	г	0,254	980	248,92
Силикагель	г	0,182	1060	192,92
Этанол	л	0,2	180	36
				Итого: 1300,44

### 4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования, включая 15% на затраты по доставке и монтажу, отображены в табл. 4.9.

Таблица 4.9

#### Расчет затрат на оборудование для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1	Колба круглодонная, 250 мл	4	139	556
2	Колба плоскодонная, 250 мл	4	60	240
3	Кюветы	2	430	860
4	Цилиндр мерный	2	450	900
5	Стакан мерный	6	107	642
6	Пипетка	2	5	10
7	Колонка хроматографическая	2	472	944
8	Аллонж 14/29	1	200	200
9	Переходник 14/29	1	175	175
10	Обратный холодильник	1	1500	1500
11	Аппарат Сокслета	1	418	418
12	FTIR-спектрометр NICOLET 5700	1	156250	156250
13	DFS прибор «Thermo Scientific»	1	186956	186956
14	Водяная баня	1	45074	45074
Итого:				394 725

### 4.3.3. Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научного и инженерно-технического работников и лаборанта, непосредственно участвующих в выполнении работ. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 30 % оклада. Расчет основной заработной платы сводится в табл. 4.10.

Таблица 4.10

## Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнитель и по категориям			Трудоемкость, чел.-дн.			Зарплата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Постановка задачи	Р	Р	Р	2	2	2	0,260	0,253	0,263	0,520	0,506	0,526
2	Составление технического задания	Р	Р	Р	4	4	4	0,260	0,253	0,263	1,040	1,012	1,052
3	Подбор и изучение литературы	С	С	С	11	10	9	0,121	0,174	0,178	1,331	1,740	1,602
4	Разработка проекта	Р С	Р С	Р С	24 24	24 24	25 25	0,260 0,121	0,253 0,174	0,263 0,178	6,240 2,904	6,072 4,176	6,575 4,450
5	Формирование информационной базы	Р С	Р С	Р С	32 32	31 31	33 33	0,260 0,121	0,253 0,174	0,263 0,178	8,320 3,872	7,843 5,394	8,679 5,874
6	Набор методического пособия	С	С	С	15	15	13	0,121	0,174	0,178	1,815	2,610	2,314
7	Проверка	Р С	Р С	Р С	4 4	4 4	4 4	0,260 0,121	0,253 0,174	0,263 0,178	1,040 0,484	1,012 0,696	1,052 0,712
8	Анализ результатов	Р С	Р С	Р С	4 4	4 4	3 3	0,260 0,121	0,253 0,174	0,263 0,178	1,040 0,484	1,012 0,696	0,789 0,534
9	Апробация инструментального средства	С	С	С	6	6	6	0,121	0,174	0,178	0,726	1,044	1,068
10	Оформление отчетной документации о проделанной работе	С	С	С	9	8	10	0,121	0,174	0,178	1,089	1,392	1,780
11	Составление пояснительной записки	С	С	С	6	6	7	0,121	0,174	0,178	0,726	1,044	1,246

12	Сдача готового проекта	С	С	С	2	2	2	0,121	0,174	0,178	0,242	0,348	0,356
Итого:					119	115	117				31,873	33,813	34,159

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (8)$$

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

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

Основная заработная плата ( $Z_{\text{осн}}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от **предприятия** (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (9)$$

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

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 8);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (10)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (табл. 4.11).

## Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	46	104
- выходные дни	10	10
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	56	24
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	247	229

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (11)$$

где  $Z_{tc}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

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

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от  $Z_{tc}$ );

$k_p$  – районный коэффициент, равный 0,25 для Новосибирской области.

Исп.1  $Z_{tc.p}=15300$ руб.       $Z_{tc.и}=9300$ руб.

Исп.2  $Z_{tc.p}=14900$ руб.       $Z_{tc.и}=9500$ руб.

Исп.3  $Z_{tc.p}=15500$ руб.       $Z_{tc.и}=9700$ руб.

Месячный должностной оклад руководителя:

Исп.1  $Z_m=15300 \cdot (1+0,3+0,2) \cdot 0,25=5737,50$ руб.

Исп.2  $Z_m=14900 \cdot (1+0,3+0,2) \cdot 0,25=5587,50$ руб.

Исп.3  $Z_m=15500 \cdot (1+0,3+0,2) \cdot 0,25=5812,50$ руб.

Месячный должностной оклад инженера:

Исп.1  $Z_m=9300 \cdot (1+0,3+0,2) \cdot 0,25=3487,50$ руб.

Исп.2  $Z_m=9500 \cdot (1+0,3+0,2) \cdot 0,25=3562,50$ руб.

Исп.3  $Z_m=9700 \cdot (1+0,3+0,2) \cdot 0,25=3637,50$ руб.

Среднедневная заработная плата руководителя:

Исп.1  $Z_{дн}=5737,50 \cdot 11,2/247=260,20$ руб.

Исп.2  $Z_{дн}=5587,50 \cdot 11,2/247=253,40$ руб.

Исп.1  $Z_{дн}=5812,50 \cdot 11,2/247=263,60$ руб.

Среднедневная заработная плата инженера:

Исп.1  $Z_{дн}=3487,50*11,2/229=121,60$ руб.

Исп.2  $Z_{дн}=3562,50*11,2/229=174,20$ руб.

Исп.3  $Z_{дн}=3637,50*11,2/229=177,90$ руб.

Расчёт основной заработной платы приведён в табл.

Таблица 4.12

Расчёт основной заработной платы

Исполнители »	Разряд	$k_T$	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб. ( $Z_{дн}*T_p$ )
Руководитель	1 кат	1	15300	0,3	0,2	0,25	5737,50	260,20	70	18214,00
Бакаавр	1 кат	1	9300	0,3	0,2	0,25	3487,50	121,60	113	13740,80
Итого $Z_{осн}$										31954,80

Таблица 4.13

Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Разряд	$k_T$	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб. ( $Z_{дн}*T_p$ )
Руководитель	1 кат	1	14900	0,3	0,2	0,25	5587,50	253,40	69	17684,60
Бакалавр	1 кат	1	9500	0,3	0,2	0,25	3562,50	174,20	110	19162,00
Итого $Z_{осн}$										36846,60

Таблица 4.14

Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Разряд	$k_T$	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб. ( $Z_{дн}*T_p$ )
Руководитель	1 кат	1	15500	0,3	0,2	0,25	5812,50	263,60	71	18715,60
Бакалавр	1 кат	1	9700	0,3	0,2	0,25	3637,50	177,90	112	19924,80
Итого $Z_{осн}$										38640,40



#### 4.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}$$

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

Исп.1  $З_{\text{доп р}} = 0,15 * 18214,00 = 2732,10$  руб.

Исп.1  $З_{\text{доп и}} = 0,15 * 13740,80 = 2061,12$  руб.

Исп.2  $З_{\text{доп р}} = 0,15 * 17684,60 = 2652,69$  руб.

Исп.2  $З_{\text{доп и}} = 0,15 * 19162,00 = 2874,30$  руб.

Исп.3  $З_{\text{доп р}} = 0,15 * 18715,60 = 2807,34$  руб.

Исп.3  $З_{\text{доп р}} = 0,15 * 19924,80 = 2988,72$  руб.

Итого:

Исп.1:  $2732,10 + 2061,12 = 4793,22$  рубля

Исп.2:  $2652,69 + 2874,30 = 5526,99$  рублей

Исп.3:  $2807,34 + 2988,72 = 5796,06$  рублей

#### 4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды – это обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (13)$$

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

На 2017 г. в соответствии с Федеральным закона от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%.

Таблица 4.15

#### 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	18214,00	17684,60	18715,60	2732,1	2652,69	2807,34
Инженер	13740,80	19162,00	19924,80	2061,12	2874,3	2988,72
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3					
<b>Итого</b>						
<b>Исполнение 1</b>	<b>11024,41 руб.</b>					
<b>Исполнение 2</b>	<b>12712,08 руб.</b>					
<b>Исполнение 3</b>	<b>13330,94 руб.</b>					

#### 4.3.6 Расчет затрат на научные и производственные командировки

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

#### 4.3.7 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и

телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (14)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

#### 4.3.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 4.16.

Таблица 4.16

#### Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НИИ	<b>1300,44</b>	<b>1300,44</b>	<b>1300,44</b>
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	<b>394725,00</b>	<b>394725,00</b>	<b>394725,00</b>
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	31954,80	36846,60	38640,40
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	4793,22	5526,99	5796,06
5. Отчисления во внебюджетные фонды	11024,41	12712,08	13330,94
6. Затраты на научные и производственные командировки	6800,00	7800,00	10850,00
7. Контрагентские расходы	-	-	-
8. Накладные расходы	107263,70	149842,18	112012,2
9. Бюджет затрат НИИ	<b>557861,57</b>	<b>608753,29</b>	<b>576655,04</b>

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

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

**Интегральный показатель финансовой эффективности** научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования (см. табл. 18). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

**Интегральный финансовый показатель** разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{р}i}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (15)$$

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

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

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$I_{\text{финр}1} = 557861,57 / 608753,29 = 0,91$$

$$I_{\text{финр}2} = 1$$

$$I_{\text{финр}3} = 576655,04 / 608753,29 = 0,94$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

**Интегральный показатель ресурсоэффективности** вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (16)$$

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

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

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

$n$  – число параметров сравнения.

Таблица 4.17

Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	3	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	3	2	2
3. Помехоустойчивость	0,15	3	4	3
4. Энергосбережение	0,20	5	4	4
5. Надежность	0,25	5	3	3
6. Материалоемкость	0,15	4	3	3
ИТОГО	1	25	19	19

$$I_{p-uch1} = 5 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 = 4,25;$$

$$I_{p-uch2} = 3 \cdot 0,1 + 2 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,15 = 3,2;$$

$$I_{p-uch3} = 4 \cdot 0,1 + 2 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,15 = 3,15.$$

**Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки** ( $I_{uchni}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}^{исп.1}}, \quad \text{и т.д.}$$

$$I_{исп.1} = 4.25/0.72=5,9$$

$$I_{исп.2} = 3.2/1=3,2$$

$$I_{исп.3} = 3.15/0,75=4,2$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{cp}$ ):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}$$

Таблица 4.18

Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,91	1	0,94
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4.25	3.2	3.15
3	Интегральный показатель эффективности	5,9	3,2	4,2
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1.84	1,31	1.40

В ходе оценки бюджета затрат трёх вариантов исполнения научного исследования и определения интегрального финансового показателя, показателя ресурсоэффективности можно сделать вывод, что рассчитанные финансовые показатели вариантов исполнения и сравнительная эффективность разработки показали самый эффективный проект (вариант исполнения 1).