

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

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Инженерная школа новых производственных технологий
Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология, профиль Химия и технология
биологически активных веществ
Научно образовательный центр Н.М. Кижнера

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Превращение азоторганических соединений смолисто – асфальтеновых компонентов тяжелых нефтей в термических процессах

УДК: 665.6.033.28:661.717.046

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4ГМ6А	Федорова Татьяна Валерьевна	<i>Федорова Т.В.</i>	6.06.18

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент НОЦ Н.М. Кижнера	Юсубова Р.Я.	к.х.н., доцент	<i>Юсубова Р.Я.</i>	6.06.18

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Черепанова Н.В.	к.ф.н., доцент	<i>Черепанова Н.В.</i>	04.06.18

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Волков Ю.В.	к.т.н., доцент	<i>Волков Ю.В.</i>	16.05.18

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор НОЦ Н.М. Кижнера	Казьмина О.В.	д.т.н., профессор	<i>Казьмина О.В.</i>	06.06.18

Томск – 2018 г.

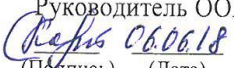
Планируемые результаты обучения
по ООП 18.04.01 «Химическая технология» (магистр)
профиль «Химия и технология биологически активных веществ»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Профессиональные компетенции	
P1	Применять <i>глубокие</i> естественно-научные, математические и инженерные знания для создания <i>новых</i> материалов
P2	Применять <i>глубокие</i> знания в области современных технологий химического производства для решения <i>междисциплинарных</i> инженерных задач
P3	Ставить и решать <i>инновационные</i> задачи <i>инженерного анализа</i> , связанные с созданием материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов химической технологии
P4	Разрабатывать химико-технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое</i> оборудование для создания материалов, конкурентоспособных на <i>мировом</i> рынке
P5	Проводить теоретические и экспериментальные <i>исследования</i> в области создания <i>новых</i> материалов, современных химических технологий, нанотехнологий
P6	Внедрять, <i>эксплуатировать</i> современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды
Универсальные компетенции	
P7	Использовать <i>глубокие</i> знания по <i>проектному менеджменту</i> для ведения <i>инновационной</i> инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
P8	<i>Активно</i> владеть <i>иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве <i>члена и руководителя группы</i> , состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность <i>следовать корпоративной культуре</i> организации
P10	Демонстрировать <i>глубокие</i> знания <i>социальных, этических и культурных аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i>
P11	<i>Самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности

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



Инженерная школа новых производственных технологий
 Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология, профиль Химия и технология
 биологически активных веществ
 Научно образовательный центр Н.М. Кижнера

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 Казьмина О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
4ГМБА	Федоровой Татьяне Валерьевне

Тема работы:

Превращения азоторганических соединений смолисто-асфальтеновых компонентов тяжелых нефтей в термических процессах	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.03.2018 № 1530/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2018
--	------------

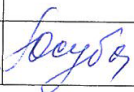
ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><small>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья и/ли 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.).</small></p>	<p>Объектом исследования являются азотсодержащие основания смолистых компонентов битуминозной нефти Ашальчинского месторождения.</p>
--	--

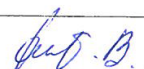
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Литературный обзор Объекты и методы исследования Результаты и их обсуждение Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Социальная ответственность Заключение.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Презентация</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Черепанова Н.В., доцент, к.ф.н.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Волков Ю.В., доцент, к.т.н.</p>
<p>Экспериментальная часть, Результаты и их обсуждение</p>	<p>Герасимова Н.Н., доцент, к.х.н., Юсубова Р.Я., доцент, к.х.н.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>На английском языке: Review of literature</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>29.01.2018</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент НОЦ Н.М. Кижнера	Юсубова Р.Я.	к.х.н., доцент		29.01.18

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4ГМ6А	Федорова Татьяна Валерьевна		29.01.18

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 119 страниц, 22 рисунков, 27 таблиц, 85 источников, 1 приложения.

Ключевые слова: азоторганические основания, смолистые компоненты, термические превращения, состав.

Объектом исследования являются азоторганические основания смолистых компонентов битуминозной нефти Ашальчинского месторождения.

Цель работы – исследование термических превращений азоторганических оснований смол битуминозной нефти Ашальчинского месторождения.

В работе проводилось сравнительное исследование состава и структуры азоторганических оснований исходных и термически преобразованных смол с применением комплекса физико-химических методов анализа.

В результате исследования получены новые данные о направлениях термических преобразований высокомолекулярных азоторганических оснований смол.

Полученные результаты представляют интерес для специалистов нефтеперерабатывающей отрасли при создании новых технологий переработки тяжелого нефтяного сырья.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АС – азоторганические соединения

АО – азоторганические основания;

САВ – смолисто-асфальтеновые вещества;

САН – смолы ашальчинской нефти;

ТСАН – термолизированные смолы ашальчинской нефти;

ЯМР – ядерный магнитный резонанс;

ПМР – протонный магнитный резонанс;

ИК – инфракрасная спектроскопия;

ГХ-МС – газовая хромато-масс-спектрометрия;

Собщ – общая сера;

Нобщ. – общий азот;

Носн – основной азот;

ММ – средняя молекулярная масса;

ПТ – потенциометрическое титрование;

ПАВ – поверхностно активные вещества;

ДЭА – диэтиламин;

ЖАХ – жидкостно-адсорбционная хроматография.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
Глава 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР.....	11
1.1. Тяжелые нефти и их смолистые компоненты.....	11
1.2. Термические и термокаталитические процессы нефтепереработки	13
1.3. Азоторганические соединения в нефтях.....	20
1.4. Азоторганические основания в процессах добычи, транспорта и переработки нефтяного сырья	23
1.5. Методы исследования азоторганических оснований	24
1.5.1. Методы выделения азоторганических оснований из нефтей и нефтяных компонентов.....	25
1.5.2. Метод неводного потенциометрического титрования для исследования функционального состава азоторганических соединений	26
1.5.3. Метод ИК спектроскопии в исследовании структурного состава азоторганических оснований.....	26
1.5.4. Метод ядерного магнитного резонанса в исследовании структурно-группового состава азоторганических оснований.....	28
1.5.5. Исследование структурного состава методом ГХ-МС.....	30
Глава 2. ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	31
2.1. Характеристика объектов исследования	31
2.2. Выделение смолистых компонентов.....	31
2.3. Термическая обработка смол.....	32
2.4. Выделение и разделение азоторганических оснований.....	33
2.4.1. Выделение высокомолекулярных оснований.....	34
2.4.2. Выделение низкомолекулярных оснований.....	35
2.4.3. Разделение высокомолекулярных АО.....	36
2.5. Физико-химические методы исследования.....	37
2.5.1. Определение элементного состава.....	37

2.5.2. Определение функционального состава соединений методом неводного потенциометрического титрования.....	37
2.5.3. Определение средних молекулярных масс образцов методом криоскопии в бензоле.....	39
2.5.4. Определение структурных фрагментов молекул нефтяных оснований методом ИК-спектроскопии.....	42
2.5.5. Определение распределения протонов в различных структурных фрагментах молекул азоторганических оснований методом ЯМР ¹ H.....	43
2.5.6. Определение среднего структурно-группового состава оснований.....	44
2.5.7. Определение состава оснований методом хромато-масс-спектрометрии.....	45
Глава 3. РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ.....	46
3.1. Термическая обработка смол нефти Ашальчинского месторождения.....	46
3.2. Распределение азоторганических оснований в исходных и термолизированных смолах нефти Ашальчинского месторождения	48
3.3. Структурно–групповой состав азоторганических оснований исходных и термолизированных смол	49
3.4. Состав азоторганических оснований исходных и термолизированных смол.....	51
Глава 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	58
Глава 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	97
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ.....	98
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	99
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	108

ВВЕДЕНИЕ

АКТУАЛЬНОСТЬ ИСЛЕДОВАНИЯ.

Тяжелые нефти составляют существенную долю в общем объеме добываемого и перерабатываемого углеводородного сырья [1–3]. Для них характерно высокое содержание САВ, которые считаются перспективным резервом углубления переработки и повышения степени квалифицированного использования таких нетрадиционных нефтей [4]. При этом необходимо учитывать, что в САВ и, главным образом, в смолах сосредоточена основная часть нефтяных гетероатомных соединений, в том числе, полярных соединений азота [4]. Известно, что АО оказывают негативное влияние на процессы каталитической переработки нефтяных фракций, качество и эксплуатационные характеристики горюче-смазочных материалов, а образующиеся от их использования продукты ухудшают экологическую среду [5–13]. Разработка новых технологий воздействия на высококипящие нефтяные фракции, в которых сосредоточены САВ, осложняется из-за недостатка информации о содержащихся в них АО и их превращениях в термических и термокаталитических процессах. В связи с этим накопление сведений о содержании и химической природе основных соединений азота в смолах тяжелых нефтяных систем, а также выявление направлений их термических превращений представляет актуальную задачу.

Цель настоящей работы – исследование термических превращений АО смол битуминозной нефти Ашальчинского месторождения.

Для её достижения необходимо выполнение следующих этапов:

1. Выделить АО из исходных и термолизированных смолистых компонентов и разделить полученные концентраты на узкие однородные по составу фракции;
2. Изучить состав АО исходных и термолизированных смол с использованием комплекса современных физико-химических методов;

3. На основании сопоставительного анализа полученных результатов выявить направления термических превращений АО.

НАУЧНАЯ НОВИЗНА. Впервые детально изучены направления термических превращений высокомолекулярных АО смолистых компонентов битуминозной нефти Ашальчинского месторождения.

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ. Полученные данные представляют интерес для специалистов, занимающихся разработкой новых технологий переработки тяжелого нефтяного сырья.

РЕАЛИЗАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ. Работа выполнена в ИХН СО РАН и представляет полезные данные для проведения исследований в рамках фундаментальных исследований по Проекту V.46.2.2. «Разработка безводородных способов термодеструкции компонентов тяжелого нефтяного и углеродсодержащего сырья на основе данных об их составе и структурной организации, стабильности и реакционной способности (2016–2020 гг.)».

АПРОБАЦИЯ РАБОТЫ

Материалы настоящей работы доложены на XXII Международном научном симпозиуме имени М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (НИ ТПУ, Томск, 2 - 7 апреля 2018 г, доклад отмечен дипломом II степени).

Глава 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Тяжелые нефти и их смолистые компоненты

Тяжелые нефти в условиях истощения традиционных энергетических ресурсов приобретают все большее значение в нефтяной отрасли. В России, где месторождения легкой нефти выработаны более чем наполовину, действующие и потенциальные переработчики ориентируются в ближайшем будущем на альтернативное углеводородное сырье. По данным экспертов, мировые запасы тяжелых нефтей составляют более 810 млрд. т [1]. Месторождения тяжелой нефти найдены в Татарии, Удмуртии, Башкирии, Самарской и Пермской областях.

В настоящее время на долю тяжелой нефти приходится 23 % от общей добычи нефти в РФ, при этом почти половина тяжелых нефтей добывается в Ханты-Мансийском АО [2]. В то же время практически не изучены запасы нефти в Кировской, Ульяновской областях, а также в республике Марий Эл. Существенные запасы тяжелых нефтей и битумов расположены в Татарстане, они составляют, по разным оценкам, от 1,5 до 4,2 млрд. т [3]. В последние годы здесь активно разрабатывается Ашальчинское месторождение, для которого опытно-технологические работы по добыче тяжелой нефти производятся с начала 2007 года [14, 15]. Балансовые запасы месторождения составляют 10248 тыс. т, извлекаемые – 3669 тыс. т.

Нефть представляет собой сложный природный объект, изучение которого проводится в различных направлениях, в зависимости от потребности получаемых сведений. Могут исследоваться генезис нефти и формирование нефтяных месторождений, вопросы их поиска и разведки, исследование химического состава нефтей и разработка путей их переработки. Существенную помощь в решении всех этих вопросов оказывает классификация нефти. В настоящее время наиболее широко применяются три группы классификаций: геохимическая (генетическая), химическая и

технологическая (промышленная, товарная). В технологической классификации учитываются такие параметры, как плотность нефти, массовое содержание светлых фракций, серы, САВ, твердых парафиновых углеводородов [16–18]. Так, в частности, по плотности нефти разделяют на легкие ($830,1\text{--}850,0\text{ кг/м}^3$), средние ($850,1\text{--}870,0\text{ кг/м}^3$), тяжелые ($870,1\text{--}895,0\text{ кг/м}^3$), битуминозные (более $895,0\text{ кг/м}^3$) [18].

Извлечение тяжелых нефтей требует использования специальных дорогостоящих технологий. Кроме того, переход к нетрадиционному сырью требует усовершенствования существующих и создания принципиально новых технологий переработки с целью получения высококачественных нефтепродуктов. Эффективное решение этих задач сдерживается недостатком информации о химической природе компонентов тяжелых нефтей и их роли в формировании дисперсной системы.

Особенностью тяжелых нефтей является низкий, по сравнению с традиционными легкими нефтями, выход дистиллятов и повышенное содержание высококипящих фракций. С нефтяными остатками связаны САВ, которые считаются перспективным резервом углубления переработки нефтей и повышения степени их квалифицированного использования [4]. Исследование САВ, требует особого внимания. Интерес к изучению состава и структуры смол и асфальтенов обусловлен тем, что в них, главным образом, в смолах сосредоточена основная масса гетероатомных компонентов нефтей, в частности, соединений серы и азота, присутствие которых оказывает негативное влияние на процессы каталитической переработки нефтяных фракций, качество и эксплуатационные характеристики горюче–смазочных материалов, окружающую среду и здоровье человека [5–13].

1.2 Термические и термокаталитические процессы нефтепереработки

Первичными процессами переработки нефти являются атмосферная и вакуумная перегонки, при которых нефтепродукты получают путем физического разделения нефти на соответствующие фракции, отличающиеся по температурам кипения. Дальнейшая переработка полученных нефтяных фракций в зависимости от потребностей предполагает применение термобарических каталитических химических процессов.

Термический крекинг является химическим процессом, происходящим под влиянием высокой температуры и давления, а также времени воздействия этих факторов [19, 20]. При термическом крекинге одновременно протекают реакции распада, уплотнения и перегруппировки. В нефтеперерабатывающей промышленности в качестве термических процессов в настоящее время широко применяются термический крекинг под давлением, коксование и пиролиз. Термический крекинг под давлением предназначен для переработки тяжелых нефтяных остатков и дистиллятных фракций. К тяжелым нефтяным остаткам относятся мазуты, остатки вакуумной перегонки, масляные гудроны и другие продукты, не содержащие фракций, выкипающих до температуры 350 °С [21].

Тяжелое нефтяное сырье можно подвергать термическому крекингу под давлением для превращения его в товарный топочный мазут с незначительным выходом бензинового дистиллята (до 15%) и крекинг-газа (до 4%) [21]. Крекинг при этом проводят при температуре 455–480 °С и давлении 40–50 атм в течение 2–4 мин.

Для получения топочного мазута, а также большего выхода автомобильного бензина и газа можно крекировать мазут прямой гонки и соляр [22]. Температура в зоне реакции в печи глубокого крекинга составляет 505–510 °С, в печи легкого крекинга – в интервале 470–480 °С. Выход бензинового дистиллята составляет 25–30 %, газа – примерно 6–7 %. Октановое число получаемого бензина не высоко и, в зависимости от качества исходного сырья, колеблется от 60 до 70 пунктов.

С использованием неглубокого разложения сырья при переработке нефтяных остатков, таких, как полугудроны и гудроны, целевым продуктом обычно также является котельное топливо, получаемое в результате снижения вязкости исходного остатка. Такой процесс называется легким крекингом или висбрекингом [23]. Висбрекинг – один из видов термического крекинга. Применяют для получения главным образом котельных топлив (топочных мазутов) из гудронов, а также с целью снижения вязкости тяжелых нефтяных остатков. Установка висбрекинга использует тяжелый остаток от процесса вакуумной перегонки, часть которого подвергается в ней термическому крекингу. Продукт можно снова разделить на фракции, что приводит к уменьшению объема остатка. После этого к остатку добавляют для разбавления некий дистиллят нефтепродукт (разбавитель), тогда остаток (пек) висбрекинга становится пригодным к применению в качестве остаточного (котельного) топлива. Количество дистиллята, добавляемого для разбавления, меньше, чем количество продуктов крекинга, выходящих с установки – таким образом, в целом, объем остаточного топлива снижается. В качестве разбавителя можно брать тяжелый крекинг-газойль, рециркулирующий газойль или погон, полученный при разделении продуктов на этой же установке. Висбрекинг отличается от термического крекинга меньшей интенсивностью процесса. Оборудование в этом случае проще, а весь процесс дешевле. С другой стороны, только 20 – 30% тяжелого остатка вакуумной перегонки подвергается трансформации. Учитывая возможные источники остаточного топлива, уменьшение количества остатка может сводиться к вакуумной перегонке в сочетании с каталитическим крекингом, а не к термическому крекингу в сочетании с коксованием. Однако это будет именно уменьшение количества остатка, но не деструкция пека.

Из дистиллятных видов сырья термокрекированию подвергают: дистилляты коксования, прямогонные соляровые фракции, флегму легкого термического крекинга, лигроиновые фракции и низкооктановый бензин прямой гонки. Примером этого может служить крекинг под давлением, или

термический риформинг прямогонного бензина и лигроиновых фракций, используется для получения компонента автомобильного бензина и крекинг-газа [22]. В зависимости от качества сырья в этом процессе температура составляет 540 – 560 °С и давление 40 – 60 атм. Октановое число компонента автомобильного бензина с концом кипения 190–195 °С колеблется в пределах 70–74 пунктов. Пиролиз дистиллятного или вторичного дистиллятного сырья, а также легких углеводородов от этана до бутана включительно производится для получения газа с высоким содержанием олефиновых и ароматических углеводородов [24].

Коксование нефтяных остатков производится для получения товарного кокса, газа, бензина и соляровых фракций (дистиллятов коксования), являющихся сырьем для дальнейшей переработки. Процесс коксования тяжелого нефтяного сырья возник первоначально в связи с ростом потребности в беззольном электродном нефтяном коксе для изготовления электродов и анодной массы [23]. Процесс коксования ведется при температуре 450 °С и атмосферном давлении. В качестве сырья для получения электродного кокса используют остаточные продукты пирогенетического разложения дистиллятного сырья: смолы и пек, крекинг-остатки и гудрон. В связи с развитием процесса каталитического крекинга процесс коксования тяжелых нефтяных остатков становится источником сырья для установок каталитического крекинга.

Катализ является эффективным методом осуществления в промышленности химических превращений. В настоящее время до 90 % всей химической продукции мира изготавливается каталитическим путем. Процесс каталитического крекинга является одним из наиболее распространенных процессов углубленной переработки нефти [24].

На установках каталитического крекинга на первом этапе своего развития получали высокооктановый компонент авиационного бензина и перерабатывали керосино-газойлевую фракцию, являющуюся, по существу, дизельным топливом [22, 23]. В последующем значительная часть установок

каталитического крекинга стала перерабатывать вакуумный отгон от мазута прямой перегонки в смеси с дистиллятом коксования. В настоящее время только небольшое число установок перерабатывает керосино-газойлевую фракцию, вырабатывая компоненты авиационного бензина. То есть, важным целевым назначением каталитического крекинга остаются производства высокооктанового бензина с максимально высоким выходом (до 50 % и более) и ценных сжиженных газов – сырья для последующих производств высокооктановых компонентов бензинов изомерного строения, а также сырья для нефтехимических производств. Получающийся в процессе легкий газойль используется обычно как компонент дизельного топлива, а тяжелый газойль с высоким содержанием полициклических ароматических углеводородов – как сырье для производства технического углерода или высококачественного электродного кокса [20].

Катализаторы современных крупнотоннажных процессов каталитического крекинга, осуществляемых при температурах 500–800 °С в режиме интенсивного массо- и теплообмена в аппаратах с движущимся или псевдооживленным слоем катализатора, должны обладать не только высокими активностью, селективностью и термостабильностью, но и удовлетворять повышенным требованиям к ним по регенерационным, механическим и некоторым другим эксплуатационным свойствам. Промышленные катализаторы крекинга представляют собой в этой связи сложные многокомпонентные системы, состоящие из: 1) матрицы (носителя); 2) активного компонента – цеолита; 3) вспомогательных активных и неактивных добавок [24].

Всю совокупность показателей, характеризующих качество сырья, по степени влияния на процесс каталитического крекинга условно можно подразделить на следующие три группы [24]:

1) показатели, влияющие на выход, т.е. на материальный баланс и качество продуктов крекинга: фракционный и групповой химический состав и

содержание гетероорганических соединений (главным образом, азот- и серусодержащие);

2) показатели, влияющие на обратимую дезактивацию катализатора, такие как плотность, коксуемость и содержание сернокислотных смол;

3) показатели, влияющие на необратимую дезактивацию катализатора: содержание металлов, прежде всего ванадия и никеля.

С целью снижения содержания металлов и других коксогенных компонентов в сырье до такой степени, чтобы его последующая каталитическая переработка была бы более экономична, т.е. при умеренных габаритах регенератора и без чрезмерного расхода дорогостоящего катализатора, осуществляется его предварительная подготовка, или облагораживание. Из процессов облагораживания сырья каталитического крекинга в настоящее время широко применяется каталитическая гидроочистка преимущественно вакуумных газойлей и более тяжелого сырья с ограниченным содержанием металлов [21, 23].

К сырью гидрогенизационных процессов, по сравнению с каталитическим крекингом, не предъявляется столь жестких ограничений по коксуемости, поскольку скорости коксообразования в этих процессах несопоставимы. Однако по содержанию металлов к сырью обоих процессов предъявляются практически одинаковые ограничения, поскольку металлы сырья одинаково необратимо дезактивируют как металлические центры, так и кислотные центры катализаторов.

Необходимо отметить следующие достоинства комбинированной каталитической переработки с предварительной гидроочисткой сырья крекинга:

- существенно снижается содержание сернистых и азотистых соединений во всех жидких продуктах каталитического крекинга и содержание оксидов серы в газах регенерации, в результате отпадает необходимость в их облагораживании и снижаются выбросы вредных газов в атмосферу;

- полициклические ароматические углеводороды и смолы сырья при гидроочистке подвергаются частичному гидрокрекингу с образованием

алкилароматических углеводородов с меньшим числом колец, в результате снижается коксообразование в процессе каталитического крекинга;

- существенно снижается содержание металлов в гидроочищенном сырье, что снижает расход катализаторов крекинга;

- при каталитическом крекинге гидроочищенного сырья увеличивается выход целевых продуктов более высокого качества и снижается выход газойлей и кокса.

Гидрокрекинг – вариант процесса нефтепереработки более позднего поколения, чем каталитический крекинг и каталитический риформинг, поэтому он более эффективно осуществляет те же задачи, что и эти два процесса [21]. Слово гидрокрекинг расшифровывается как каталитический крекинг в присутствии водорода [21]. Ввод холодного водородсодержащего газа в зоны между слоями катализатора позволяет выравнивать температуры сырьевой смеси по высоте реактора. Движение сырьевой смеси в реакторах нисходящее. Сочетание водорода, катализатора и соответствующего режима процесса позволяют провести крекинг низкокачественного легкого газойля, который образуется на других крекинг-установках и иногда используется как компонент дизельного топлива. В качестве сырья на установках гидрокрекинга используют вакуумные и атмосферные газойли, газойли термического и каталитического крекинга, деасфальтизаты, мазуты, гудроны [20, 21]. Использовать установки гидрокрекинга необходимо в общей схеме переработки нефти.

Продуктами гидрокрекинга являются автомобильные бензины, реактивное и дизельное топливо, сырье для нефтехимического синтеза [21]. Гидрокрекинг позволяет увеличить выход компонентов бензина, обычно за счет превращения сырья типа газойля. Качество компонентов бензина, которое при этом достигается, недостижимо при повторном прохождении газойля через процесс крекинга, в котором он был получен. Гидрокрекинг также позволяет превращать тяжелый газойль в легкие дистилляты (реактивное и дизельное топливо). При гидрокрекинге не образуется никакого тяжелого неперегоняющегося остатка (кокса, пека или кубового остатка), а только

легкокипящие фракции. К преимуществам гидрокрекинга можно отнести следующие [21, 24]. Наличие установки гидрокрекинга позволяет переключать мощности НПЗ с выпуска больших количеств бензина (когда установка гидрокрекинга работает) на выпуск больших количеств дизельного топлива (когда она отключена). Гидрокрекинг повышает качество компонентов бензина и дистиллята. В процессе гидрокрекинга используются худшие из компонентов дистиллята и образуются компоненты бензина выше среднего качества. В процессе гидрокрекинга образуются значительные количества изобутана, что оказывается полезным для управления количеством сырья в процессе алкилирования. Использование установок гидрокрекинга дает увеличение объема продуктов на 25%. В настоящее время широко используется около 10 различных типов установок гидрокрекинга, но все они очень похожи на типичную конструкцию [21]. Катализаторы гидрокрекинга менее дороги, чем катализаторы каталитического крекинга. Катализаторы гидрокрекинга – обычно это соединения серы с кобальтом, молибденом или никелем (CoS , MoS_2 , NiS) и оксид алюминия. В отличие от каталитического крекинга, но так же, как при каталитическом риформинге, катализатор располагается в виде неподвижного слоя. Аналогично каталитическому риформингу, гидрокрекинг чаще всего проводят в 2-х реакторах [21].

Тем не менее, в последние годы вновь возрос интерес к термическим безводородным процессам переработки нефтяного сырья. Это связано, с одной стороны, с необходимостью удешевления получаемых продуктов без ухудшения их качественных характеристик. С другой стороны, использование технологии гидроконверсии не является оптимальным решением проблем рационального использования нефтяных систем, обогащенных гетероатомными соединениями, в частности асфальтенами, которые осаждаются на активных центрах поверхности катализаторов и выступают в качестве предшественников коксовых образований, затрудняя диффузию молекул вглубь пор [7]. В связи с этим актуальной задачей становится разработка конкурирующих с гидрогенизационными процессами, основанных на разрушении структур

высокомолекулярных соединений с образованием легких и средних фракций. Одним из таких процессов может стать безводородный способ термодеструкции компонентов нетрадиционных сырьевых источников. Необходимым условием создания научных основ таких технических решений является накопление информации о составе и свойствах высокомолекулярных соединений и направлениях их структурных превращений в окислительных, восстановительных, термических, каталитических и суперкритических условиях.

1.3 Азоторганические соединения в нефтях

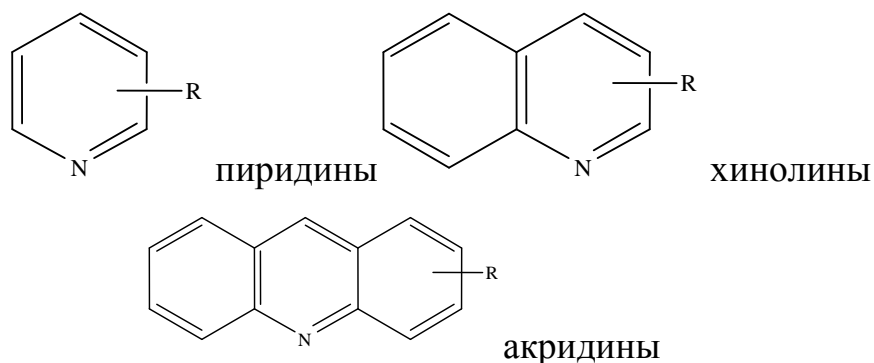
Содержание азота в нефтях варьирует в достаточно широких пределах (0,01–0,40 % мас.), хотя в некоторых образцах может достигать 0,8–1,5 и даже 10–12 %. Содержание азота в российских нефтях относительно невысокое, обычно не превышающее десятые доли процента, но в некоторых нефтях превышает 1–1,5 % [25–27].

До 95 % имеющегося в нефти азота может быть сосредоточено в смолисто-асфальтеновых компонентах. Причем, преобладающее количество нефтяного азота (60–90%) содержится обычно в смолах. С асфальтенами может быть связано 2–22 % общего азота [25–29].

В соответствии с общепринятой классификацией по кислотно-основному признаку азотсодержащие соединения принято разделять на азотистые основания и нейтральные соединения. Используется также и более детальная классификация соединений азота, которая позволяет охарактеризовать их функциональные и структурные различия. Так, среди АО нефтей можно выделить сильноосновные, слабоосновные, и нейтральные соединения, а также в отдельную группу выделяют металлопорфирины [25, 26].

АО являются, по-видимому, единственными среди компонентов носителями основных свойств нефтяных систем. Доля в нефти АО, титруемых хлорной кислотой в уксуснокислой среде, колеблется от 10 до 50 % [25, 26].

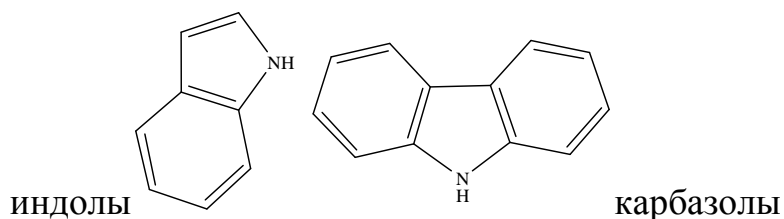
АО нефтей представлены алкильными и циклоалкильными производными пиридина, хинолина и их бензопроизводных.



В настоящее время в нефтях и нефтепродуктах идентифицировано более 200 алкил- и ареноконденсированных аналогов пиридина, хинолина и других оснований [25, 26].

В составе сырых нефтей и прямогонных дистиллятов чаще всего обнаруживаются производные пиридина [25, 26]. Содержание АС обычно возрастает с увеличением температуры кипения фракций. При этом изменяется их структура: если в легких и средних фракциях преобладают пиридины, то в более тяжелых – их полиароматические производные. В продуктах термической переработки при повышенных температурах присутствуют анилины [25].

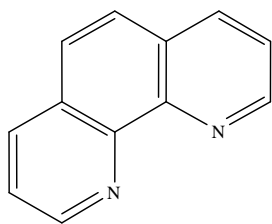
К нейтральным азотсодержащим соединениям, не содержащим в молекулах иных гетероатомов, кроме атома азота, и выделенным из нефти, относятся алкильные и циклоалкильные производные пиррола, индола, карбазола:



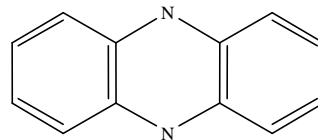
Нейтральные азотсодержащие соединения могут образовывать ассоциаты с кислородсодержащими соединениями, проявляющие слабоосновные свойства, и извлекаться попутно с азотсодержащими основаниями [25, 26].

Наряду с названными монофункциональными АС в нефтях идентифицированы следующие соединения азота [25]:

-полиароматические с двумя атомами азота в молекуле [30–32]:

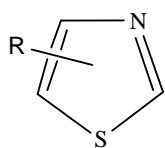


1,10 – фенантролин

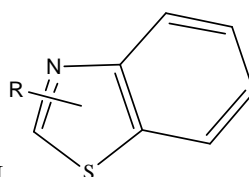


феназин

-соединения с двумя гетероатомами (азота и серы) в одном цикле – тиазолы и бензтиазолы и их алкил- и нафтенновые гомологи:



тиазолы



бензтиазолы

Среди полигетероатомных АС особое место занимают порфирины. Порфирины являются типичными примерами нативных нефтяных комплексных соединений. Структура порфиринов аналогична структуре хлорофилла, входящего в состав растений, что является доказательством теории органического происхождения нефти. В состав порфиринов входят пиррольные фрагменты и комплексно связанные металлы. Чаще всего порфирины образуют комплексы с ванадием или никелем [33].

Ванадилпорфирины нефти — в основном гомологи двух рядов: алкилзамещенных порфиринов с различным суммарным числом атомов углерода в боковых заместителях порфинового цикла и порфиринов с дополнительным циклопентеновым кольцом. Металлопорфириновые комплексы в значительных количествах (до 20 мг/100 г нефти) присутствуют в природных битумах и в высоковязких нефтях [34].

1.4 Азоторганические основания в процессах добычи, транспорта и переработки нефтяного сырья

Значение АО нефти, как природных ПАВ, очень велико. Атом азота за счет неподеленной пары электронов способен выступать в качестве координирующего центра, образуя надмолекулярные структуры [35–38]. В связи с этим АО участвуют в различных взаимодействиях нефтяной дисперсной системы в условиях пласта и при техногенном воздействии на нефтяные флюиды. Так, сорбируясь на породах, они снижают эффективность методов, применяемых для повышения нефтеотдачи пластов [36]. Наряду с САВ они, во многом, определяют поверхностную активность на границах раздела жидких фаз и смачивающую способность нефти на границах раздела порода – нефть, металл – нефть. Являясь составной частью нефтяных смолистых компонентов, основные соединения азота участвуют в образовании асфальтосмолопарафиновых отложений, снижающих эффективность технологий добычи и транспорта нефтей [38]. Низкомолекулярные АО, содержащиеся в нефтяных дистиллятных фракциях, значительно осложняют протекание процессов каталитической переработки сырья и ухудшают качество и эксплуатационные характеристики товарных нефтепродуктов [5–13]. Проблема негативного влияния АО на процессы нефтепереработки решается с использованием разнообразных методов деазотирования нефтяного сырья [7]. Это физико-химические процессы (сорбционные, экстракционные, деасфальтенизация, окислительное деазотирование, комплексообразование с солями металлов, преобразование в высокотемпературной воде) – то есть, способы удаления из сырья соединений азота, сопровождающиеся и потерей углеводородной части молекул АО. Большинство из этих процессов применимы в основном для удаления азота из нефтяного сырья с низким содержанием азота (<0,1 мас. %). Эффективным методом является гидроочистка – единственно промышленно жизнеспособный способ для удаления азота из сырья с высоким содержанием азота [7]. Но эффективность

удаления азота в гидропроцессах высока только для низкомолекулярных АО и существенно снижается при деазотировании высокомолекулярных АО. Так, гидроочистка при температуре выше 350 °С составляет 50–78 %. Это связано с высокой степенью экранизации атома азота в молекуле и малой доступностью связи C-N для реакции разрушения.

Увеличение в ближайшие годы в балансе добычи и переработки доли тяжелых нефтей с повышенным содержанием САВ требует создания новых и усовершенствования существующих технологий рационального использования такого нетрадиционного сырья. Глубокая переработка нефтяных остатков предполагает получение в качестве промежуточных продуктов нефтепереработки больших объемов вторичных дистиллятных фракций, существенно отличающихся по качеству от прямогонных нефтяных фракций. На сегодняшний день сведения о распределении и составе АО в тяжелом нефтяном сырье и их поведении в процессах его переработки практически отсутствуют. Для успешного решения задач по выбору путей его использования необходима подробная информация о составе компонентов тяжелых фракций, в частности, сведения об особенностях их АО и возможных направлениях их преобразований. Для понимания механизмов таких превращений важен сопоставительный анализ данных о содержании и составе АО в исходных и в термообработанных объектах.

Поэтому в данной работе проводилось сравнительное изучение АО смолистых компонентов битуминозной нефти до и после термического воздействия.

1.5 Методы исследования азоторганических оснований

В настоящее время для изучения нефтяных АО используется широкий комплекс аналитических приемов, включающих эффективные экспрессные инструментальные методы количественного и качественного анализа. Так, в данной работе для анализа АО смол ашальчинской нефти использовали: элементный анализ, функциональный анализ методом потенциометрического

титрования, определение средних молекулярных масс, ИК спектроскопия, ПМР спектроскопия, Структурно – групповой анализ, ГХ-МС.

1.5.1 Методы выделения азотсодержащих оснований из нефтей и нефтяных компонентов

Концентрации АО в нефтях и нефтяных компонентах сравнительно низки, поэтому для детального исследования их состава необходимо предварительное выделение целевых продуктов. Выбор способов выделения АО определяется исходя их поставленных задач исследования. В литературе представлены разнообразные методы, основанные на использовании кислотной экстракции, комплексообразования, хроматографии и их различных сочетаний [37]. Каждый подход имеет свои достоинства, но не лишен ограничений и недостатков. Поэтому наиболее эффективными и универсальными являются схемы выделения и разделения АО, включающие комплекс различных методов с учетом достоинств каждого. Основные общие требования, предъявляемые к таким схемам – обеспечение высокой степени селективности и сохранности нативной структуры соединений.

В ИХН СО РАН разработана и хорошо зарекомендовала себя схема дифференцированного выделения АС из нефтей и их тяжелых фракций [39–42]. Методика основана на отдельном выделении высоко- и низкомолекулярных АС. На первом этапе проводится извлечение высокомолекулярных оснований. Способ заключается в пропускании газообразного HCl через осушенный нефтяной образец, разбавленный при необходимости легкими алифатическими углеводородами при комнатной температуре. Образующиеся соли высокомолекулярных оснований выпадают в осадок. АО регенерируют. Низкомолекулярные АО экстрагируют серной кислотой. Для увеличения степени извлечения низкомолекулярных АО водную среду частично заменяют на органическую (уксусную кислоту). Преимущества методики заключаются в малых временных затратах, сравнительно мягких условиях проведения

процессов, малых (экономных) расходах и доступности недорогостоящих реактивов, а также в получении АО практически без изменения их исходного состава. Достигается высокая эффективность и селективность выделения АО из нефтей и нефтяных фракций.

1.5.2 Метод неводного потенциометрического титрования для функционального состава азоторганических соединений

Важной предварительной характеристикой АС различных нефтяных объектов является определение их функционального состава методом неводного ПТ [43]. Применение этого метода позволяет быстро и с большой точностью определять АС основного характера как в сырых нефтях, так и в разнообразных нефтепродуктах. Применение неводных растворителей позволяет с успехом титровать очень слабые органические основания. Так, в среде уксусной кислоты могут быть оттитрованы вещества с константой диссоциации 10^{-8} – 10^{-10} , то есть вещества, которые в водных растворах являются нейтральными, а в среде уксусной кислоты ведут себя как основания. Метод потенциометрического титрования в неводных средах имеет следующие преимущества: АО можно определить непосредственно в нефти, высокая чувствительность (до 10^{-5} %), точность (0,001–0,003 %) и хорошая воспроизводимость результатов.

1.5.3 Метод ИК спектроскопии в исследовании структурного состава азоторганических оснований

ИК-спектроскопия имеет широкое распространение среди современных методов исследования строения молекул АО. С его помощью можно решать задачи качественного и количественного анализа вещества и судить о присутствии функциональных групп и различных структурных фрагментов в молекулах [44, 45]

Метод ИК-спектроскопии основан на том, что каждое индивидуальное органическое соединение обладает свойственным только ему спектром поглощения, являющимся его уникальной характеристикой. Определенным структурным группам и связям соответствуют характеристические полосы поглощения. В инфракрасной области свет поглощают те молекулы, у которых дипольный момент периодически меняется в течение данного колебания молекулы. Теория колебательных спектров подробно описана в монографиях Г. Герцберга, М. В. Волькенштейна, М. А. Ельяшевича, Л. С. Маянца и др.[46–49].

Аппаратура для получения спектров поглощения состоит из следующих основных блоков: источника излучения, монохроматора, приемника излучения, измерительного и регистрирующего устройства и кювет. Для исследований был использован спектрофотометр, в качестве призмы служили монокристаллы NaCl. Кюветы, изготовленные из КВг, имели толщину 0,1 мм.

По ИК-спектрам можно установить наличие гидроксильных и карбонильных групп, парафиновых цепей и степень их разветвленности, нафтеновых структур, ароматического ядра и его заместителей, степень конденсированности ароматики и т. д. Указанной информации обычно бывает достаточно, чтобы установить природу соединений и входящие в них структурные группы. Метод инфракрасной спектроскопии позволяет проводить как качественный, так и количественный анализ вещества. Заключительным этапом исследований является интерпретация спектров.

Эффективность метода ИК-спектроскопии определяется следующими особенностями:

1. Универсальностью; круг органических соединений, для которых применима ИК-спектроскопия, практически не ограничен.
2. Характеристичностью ИК-спектроскопии, в особенности в средней части (от 1500 см^{-1} до 700 см^{-1}), служащей индивидуальной характеристикой вещества. Отдельные узкие части спектра в более длинноволновой области характерны для различных структурных элементов молекулы (отдельных групп атомов или кратных связей), часто определяющих их химические свойства.

3. Избирательностью. Пользуясь ИК-спектрами, имеющими узкие полосы, можно легко отличать спектры близких по строению молекул, иногда не различимых по другим физико-химическим свойствам.

4. Большой чувствительностью. С помощью ИК-спектроскопии можно обнаружить достаточно низкие концентрации соединений.

5. Сравнительной простотой интерпретации. Колебательные спектры во многих случаях хорошо изучены и даже могут быть рассчитаны и предсказаны.

6. Анализ с помощью ИК-спектроскопии требует малого количества вещества любой молекулярной массы в любом агрегатном состоянии. После анализа вещество сохраняется неизменным.

К недостаткам ИК-спектроскопии следует отнести то, что невозможно определить структуры молекул непосредственно в сырой нефти. Это связано с тем, что в нефти содержится множество различных соединений, характеристические полосы поглощения которых имеют близкие длины волн, что приводит к наложению полос поглощения друг на друга.

1.5.4 Метод ядерного магнитного резонанса в исследовании структурно-группового состава азоторганических оснований

ЯМР представляет собой одну из разновидностей спектрометрических методов, с помощью которых можно получить информацию о количественном и пространственном расположении атомов некоторых элементов в сложных молекулах [50].

Теория магнитного резонанса детально описана в многочисленных трудах [50–51]. Спектр ЯМР можно получить от веществ, в составе которых имеются атомные ядра, обладающие измеряемым магнитным моментом. К числу последних относятся H^1 , C^{13} , P^{31} , F^{19} и т. д. Наиболее удобен для наблюдения H^1 (протонный резонанс), так как он характеризуется наибольшей величиной ядерного магнитного момента и момента количества движения, обусловленного

его вращением (спином) вокруг оси. Первое свойство протона обеспечивает высокую интенсивность сигнала, второе – наименьшую ширину резонансной линии. Другие элементы, входящие в состав органических соединений, например C^{13} и O^{16} , магнитным моментом не обладают и спектра не дают.

Аппаратура для получения спектров ЯМР состоит из следующих основных блоков: магнита, радиочастотного генератора, приемника и регистрирующего устройства.

Эксперимент заключается в том, что на образец, помещенный в магнитное поле, воздействуют радиочастотным полем генератора. При определенной частоте генератора и напряженности магнитного поля происходит поглощение радиочастотной энергии, которая регистрируется и дает сведения о структуре изучаемого образца.

Одно из основных достоинств ЯМР в том, что, с одной стороны, его магнитные ядра, распределены по всей молекуле, а с другой стороны, он позволяет отличить эти ядра друг от друга и получать пространственно-селективные данные о свойствах молекулы. В то время, как другие методы могут давать информацию только о какой-то одной части молекулы.

К недостаткам ЯМР-спектроскопии можно отнести низкую чувствительность по сравнению с большинством других экспериментальных методов а также его дороговизну.

Тем не менее, широкое распространение в исследованиях структурных характеристик органических веществ, в том числе и нефтяных, получил метод ЯМР 1H [50]. В ИХН СО РАН разработан метод структурно-группового анализа нефтяных компонентов, позволяющий рассчитать средние структурные параметры молекул органических соединений, в том числе АО [52–54].

В качестве исходных данных для расчетов используется совокупность данных о распределении протонов различного типа в 1H ЯМР спектрах, элементном составе и средних молекулярных массах образцов.

1.5.5 Исследование структурного состава методом ГХ-МС

В настоящее время одним из наиболее распространенных методов анализа нефтяных компонентов, позволяющих определять структуры индивидуальных соединений нефти является ГХ-МС [55–58]. Метод ГХ-МС представляет собой комбинирование газовой хроматографии и масс-спектрометрии, что позволяет разделять анализируемую фракцию на компоненты, с масс-спектрометрической идентификацией соединений. Анализируемое вещество (обычно в растворе) вводится в испаритель хроматографа, где мгновенно испаряется, а пары в смеси с газом-носителем под давлением поступают в колонку. Здесь происходит разделение смеси, и каждый компонент в токе газа-носителя по мере элюирования из колонки поступает в сепаратор. В сепараторе газ-носитель в основном удаляется и обогащенный органическим веществом газовый поток поступает в ионный источник масс-спектрометра, где молекулы ионизируются. Число образующихся при этом ионов пропорционально количеству поступающего вещества. С помощью установленного в масс-спектрометре датчика, реагирующего на изменение полного ионного тока, записывают хроматограммы. Таким образом, масс-спектрометр можно рассматривать как универсальный детектор к хроматографу. Одновременно с записью хроматограммы в любой ее точке, обычно на вершине хроматографического пика, может быть зарегистрирован масс-спектр, позволяющий установить строение вещества.

Исследуемые вещества должны быть термически стабильны, хроматографически подвижны в интервале рабочей температуры колонки, легко переводиться в паровую фазу при температуре испарителя. Следовательно, ГХ-МС присущи как положительные, так и отрицательные стороны двух методов.

Глава 2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Характеристика объектов исследования

Ашальчинское месторождение является одним из крупных промышленно разрабатываемых месторождений тяжелых нефтей Татарстана [14, 15]. Нефть в соответствии с технологической классификацией является битуминозной ($\rho=978,0 \text{ кг/м}^3$), высокосернистой (Собщ.=3,89 % мас.), высокосмолистой (содержание САВ=24,8 % мас.). Она характеризуется сравнительно высокими концентрациями общего (Nобщ.=0,67 % мас.) и основного (Nосн.=0,12 % мас.) азота.

Смолистые компоненты, выделенные по стандартной методике (содержание в нефти – 18,4 % мас.) [58], обогащены Nобщ. и Nосн. (1,14 и 0,44 % мас., соответственно). Со смолами связано 31,3 % отн. общего и 67,4 % отн. основного азота нефти.

Смолистые компоненты, полученные после термической обработки исходных смол в выбранных условиях (450 °С, 30 мин). Содержание термолизированных смол – 18,0 % мас. Содержание в них Nобщ. и Nосн. составляет 0,98 и 0,31 % мас., соответственно. В термолизированных смолах осталось 26,3 % отн. общего и 46,5 % отн. основного азота нефти.

2.2 Выделение смолистых компонентов

Для получения смолистых компонентов использовали стандартную методику, основанную на осаждении асфальтенов в среде легких алкановых углеводородов и на ЖАХ для разделения мальтенов на масляные и смолистые компоненты [58].

Асфальтены осаждали из 100 г нефти разбавлением 40 кратным объемом петролейного эфира и тщательно перемешивали. Раствор оставляли стоять в темном месте в течение 24 ч. Затем асфальтены отфильтровывали из раствора с помощью конической воронки и бумажного фильтра. Фильтр с осадком

асфальтенов отмывали от остатков мальтенов горячим петролейным эфиром в аппарате Сокслета. Далее осадок асфальтенов растворяли в хлороформе, растворитель отгоняли. Асфальтены высушивали до постоянной массы под вакуумом. Избыток растворителя из фильтрата отгоняли, получали мальтены. Разделение мальтенов на масла и смолы проводили в стеклянной колонке, заполненной прокаленным при 150 °С в течение 4 ч оксидом кремния (марка АСК, фракция 0,25-0,50 мм, соотношение образец мальтенов/сорбент=1/50). Масла элюировали бинарной смесью гексан:бензол (соотношение 7:3 по объему) до получения на выходе из колонки чистого растворителя, не содержащего масел. Затем десорбировали сумму силикагелевых смол смесью растворителей, содержащей спирт:бензол:хлороформ (соотношение 1:1:1 по объему), до полного осветления растворителей. Растворители отгоняли. Компоненты доводили до постоянной массы под вакуумом.

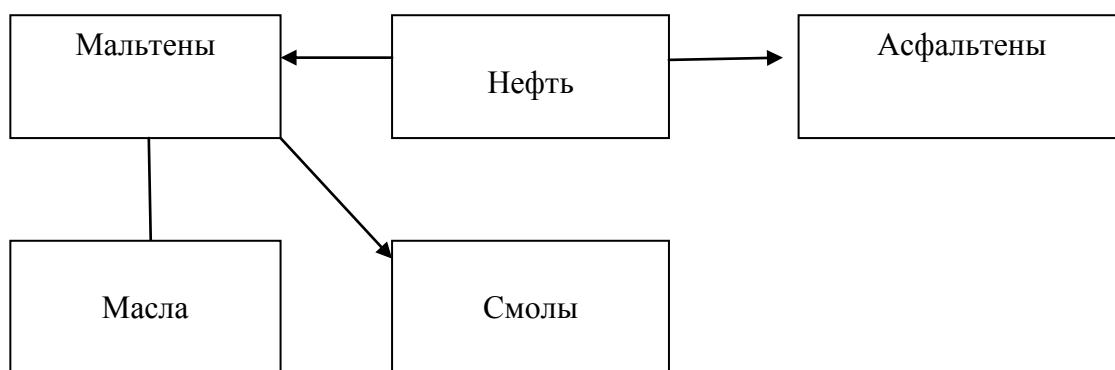


Рисунок 1 – Методика разделения нефти на компоненты

Результаты выделения смол приведены в главе 3.

2.3 Термическая обработка смол

Термолиз смол ашальчинской нефти проводили в стационарном стальном реакторе (автоклаве) объёмом 12 см³ в инертной среде аргона при температуре 450 °С в течение 30 мин (рисунок 2). В процессе проведения эксперимента предварительно определяли массу реактора без образца и массу реактора с

образцом, подготовленным к термолизу. После проведения термодеструкции смол выход газообразных продуктов определялся по разнице масс реактора с образцом до и после проведения термолиза.

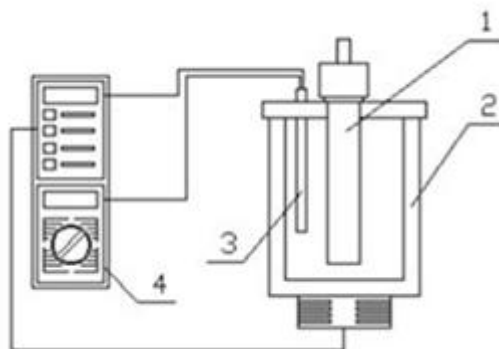


Рисунок 2 – Схема лабораторной установки для термолиза: 1 – реактор; 2 – печь; 3 – термопара; 4 – блок управления.

Затем проводили извлечение растворимых в бензоле продуктов и отделяли кокс с помощью фильтра. Выход кокса был определен по разности.

Результаты приведены в главе 3.

2.4 Выделение и разделение азоторганических оснований

Выделение и разделение АО из обоих типов смол АО проводили по схеме (рисунок 3), включающей стадии осаждения высокомолекулярных оснований газообразным хлористым водородом (К-1), доосаждения растворимых в углеводородной среде хлористоводородных солей АО с помощью диэтиламина (К-2) и экстракции низкомолекулярных АО уксуснокислым раствором серной кислоты (К-3). Соединения К-1 разделяли методом горячей экстракции н-гексаном на растворимые (К-1^{ГР}) и нерастворимые (К-1^{ГНР}) в нем компоненты [37, 39–42].

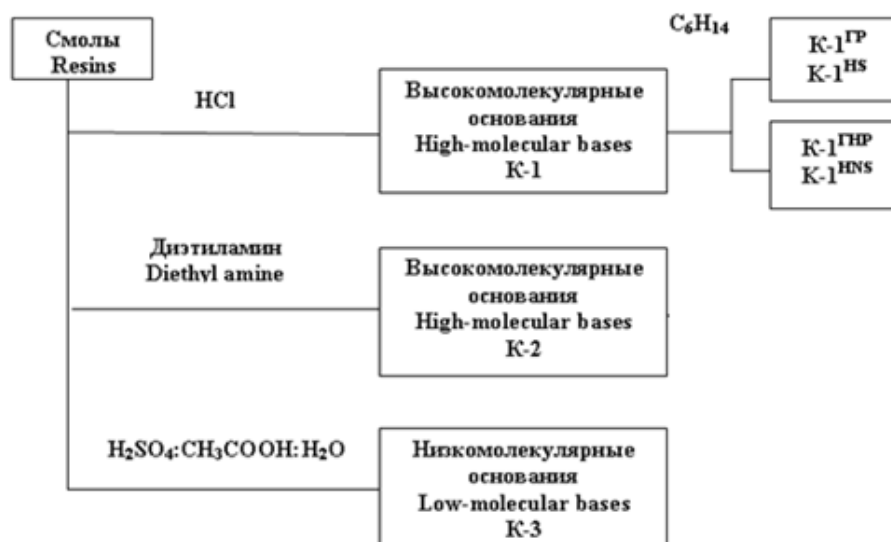


Рисунок 3 - Схема выделения и разделения азотсодержащих оснований из исходных и термолизированных смол

2.4.1 Выделение высокомолекулярных оснований

Газообразный HCl получали путем равномерного дозирования 49 г концентрированной серной кислоты к 53 г сухого хлористого аммония.

1. Поток газообразного HCl барботировали через 20 г смол, разбавленных в 10–15 раз гексаном в течение 40–60 мин при комнатной температуре и при перемешивании на магнитной мешалке (рисунок 4).

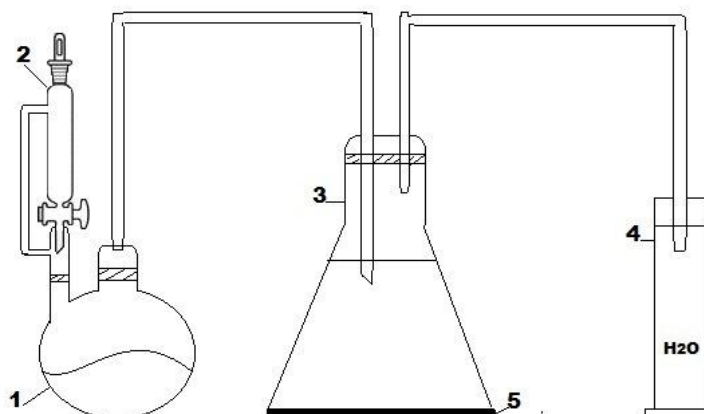


Рисунок 4 – Установка для выделения азотсодержащих оснований:

1 – колба с хлоридом аммония для получения газообразного HCl; 2 – делительная воронка для дозирования серной кислоты; 3 – коническая колба для нефтяного сырья; 4 – емкость для поглощения избыточного HCl; 5 – магнитная мешалка

Образовавшийся на стенках колбы черный осадок отделяли от жидкой фазы фильтрованием, промывали гексаном от рафината. Сухой осадок растворяли в 50 мл хлороформа и разлагали с 50 см³ 10%-ного водного раствора КОН при кипячении в колбе с обратным холодильником в течение 0,5 ч. Органический раствор регенерированных АО отделяли, промывали водой до pH 7, сушили над безводным сульфатом натрия и отгоняли растворитель. Концентрат высокомолекулярных АО К-1 сушили до постоянной массы [37, 39].

2. Для выделения высокомолекулярных оснований, образующих растворимые комплексные соли с HCl, использовали диэтиламин. Количество ДЭА рассчитывали исходя из содержания N_{осн} в объекте

$$V_{ДЭА} = \frac{N_{осн} \cdot 73 \cdot (2 \div 10)}{14 \cdot 0,71}$$

Где V_{ДЭА} – объем диэтиламина, см³,

N_{осн} – содержание основного азота в образце, % мас.

73 – ММ диэтиламина, а.е.м.,

2÷10 – кратность избытка диэтиламина,

14 – г-экв азота, 0,71 – плотность диэтиламина, г/см³

Избыток ДЭА «связывали» путем барботирования дополнительного количества газообразного HCl. Образовавшийся осадок отделяли и обрабатывали, как описано выше. Получали концентрат высокомолекулярных АО К-2.

2.4.2 Выделение низкомолекулярных оснований

Для экстракции готовили водно-уксуснокислый раствор серной кислоты с соотношением H₂SO₄:CH₃COOH:H₂O, равным 25:60:15 % мас. К гексановому

раствору смол, освобожденных от К-1 и К-2, добавляли экстрагент в количестве 40-50 % от массы нефтяного образца и перемешивали смесь в течение 1,0 ч при комнатной температуре. Затем реакционную смесь разделяли на кислотный слой (экстракт) и органический. Экстракт нейтрализовали 10%-ным водным раствором КОН до pH=7. Регенерированные АО экстрагировали хлороформом, промывали водой, сушили над безводным сульфатом натрия и отгоняли растворитель. Концентрат низкомолекулярных оснований К-3 сушили до постоянной массы [40].

2.4.3 Разделение высокомолекулярных АО

Концентрат высокомолекулярных АО К-1, представляющий сложную смесь соединений с различными ММ, разделяли методом горячей экстракции в аппарате Сокслета [41]. Вначале вымывали растворимые в гексане соединения, затем оставшиеся компоненты вымывали хлороформом. Растворители отгоняли, концентраты сушили до постоянной массы. В результате получали гексанорастворимые (К-1гр) и гексанонерастворимые соединения (К-1гнр).

2.5 Физико-химические методы исследования

Полученные концентраты и продукты их разделения были охарактеризованы комплексом следующих аналитических методов:

1. Элементный анализ
2. Функциональный анализ методом потенциометрического титрования
3. Определение средних молекулярных масс
4. ИК спектроскопия
5. ПМР спектроскопия
6. СГА
7. ГХ-МС

2.5.1 Определение элементного состава

Элементный анализ образцов проводили на автоматическом анализаторе C, H, S, N «Vario EL Cube». Абсолютная погрешность анализатора не превышала $\pm 0,1$ % для каждого определяемого элемента. Содержание кислорода оценивали по разности между 100 % и суммой элементов: C, H, N, S. Данные элементного состава компонентов совместно с данными об их молекулярных массах и данными о распределении протонов в ЯМР ^1H спектрах нужны для расчетов структурных характеристик молекул АО. Результаты приведены в главе 3.

2.5.2 Определение функционального состава соединений методом неводного потенциометрического титрования

Содержание $\text{N}_{\text{осн}}$ определяли методом неводного потенциометрического титрования с помощью потенциометра pH-673 [43]. В качестве измерительного использовали платиновый электрод, а в качестве электрода сравнения – хлорсеребряный электрод, заполненный насыщенным раствором хлористого лития в уксусной кислоте.

В качестве титранта применяли уксуснокислый раствор хлорной кислоты. Концентрацию титранта определяли по титрованию раствора хинолина в бензоле. В качестве среды для титрования использовали толуол и концентрированную уксусную кислоту.

Осуществление анализа:

Готовили раствор хлорной кислоты в концентрированной уксусной кислоте с концентрацией 0,01–0,05 N. Уточняли концентрацию HClO_4 путем титрования модельного основания (хинолина). Для этого брали навеску хинолина (0,05 – 0,15 г, с точностью 0,0001 г) в мерной колбе на 25 – 50 см^3 , добавляли толуол до метки, рассчитывали концентрацию (масса модельного соединения/объем колбы, $\text{г}/\text{см}^3$):

Аликвот (1 см³) приготовленного раствора модельного основания в стаканчике для титрования разбавляли 5 см³ толуола и 20–25 см³ уксусной кислоты. Помещали в раствор электромагнитную мешалку, электроды, включали перемешивание.

Уксуснокислый раствор хлорной кислоты из бюретки добавляли по 0,1 см³ (или по 5 капель с измеренным объемом) и через 60 с после добавки каждой порции кислоты отмечали показания прибора.

По полученным значениям строили график зависимости значений потенциала (mV) от объема титранта (см³).

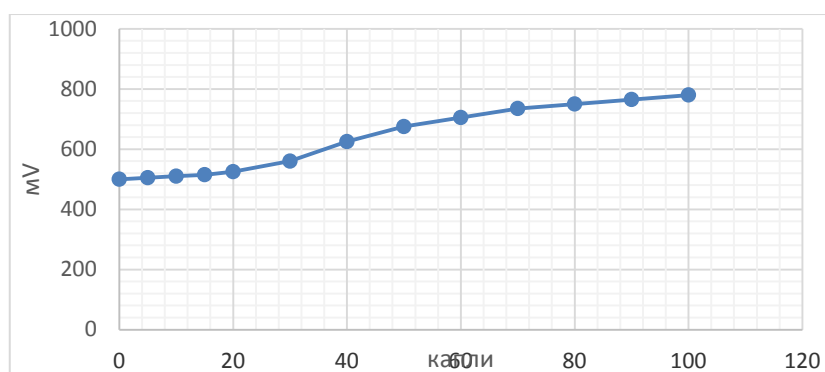


Рисунок 5 – Кривая потенциометрического титрования Носн. в растворе хинолина

По графику находили точку эквивалентности (полунейтрализации). Рассчитывали концентрацию кислоты по формуле:

$$K_{HClO_4} = \frac{10,85 \cdot m_{\text{хинолина}}}{V_K}$$

Где 10,85 – содержание Носн. в хинолине, % мас.;

m – навеска хинолина, г в 1 см³;

V_K – объем титранта, см³.

Определение содержания основного азота в нефтяных образцах проводили аналогично модельному соединению. Использовали навески: 0,5 г нефти или 0,05 г концентрата (с точностью 0,0001 г). За точки эквивалентности брали потенциалы полунейтрализации оснований и рассчитывали содержание основного азота (Носн., % мас.) в образцах по формуле:

$$N_{\text{осн}} = \frac{14 \cdot 100 \cdot K_{\text{HClO}_4} \cdot V_K}{1000 \cdot m}, \text{ где:}$$

$N_{\text{осн}}$ – концентрация основного азота, % мас.

N_K – нормальность кислоты;

V_K – количество кислоты, пошедшее на титрование, см³;

m – навеска анализируемого образца, г;

14 – г-эквивалент азота;

1000 – объем раствора кислоты, см³

100 – для пересчета концентрации в процентную.

Титрование каждого образца проводили два – три раза.

Результаты приведены в главе 3.

2.5.3 Определение средних молекулярных масс образцов методом криоскопии в бензоле

Средняя молекулярная масса смесей химических соединений аддитивно складывается из молекулярных масс отдельных компонентов.

Определение средней молекулярной массы образцов проводили криоскопическим методом в бензоле в приборе Бекмана (рисунок 6) [58]. Он состоит из толстостенной стеклянной пробирки, вставленной с помощью корковой прокладки в другую пробирку, служащую воздушной муфтой. Муфта укрепляется на металлической крышке охлаждающей бани, снабженной проволоочной мешалкой. В пробирку на корковой пробке вставляются термометр и мешалка из нихромовой проволоки для перемешивания раствора. В качестве термометра использовали электронный лабораторный термометр ЛТ-300 (рисунок 7).

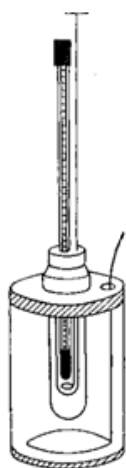


Рисунок 6 – Прибор Бекмана



Рисунок 7 – Электронный лабораторный термометр ЛТ-300

Сначала определяли температуру замерзания чистого бензола. Для этого в пробирку наливали 30 мл криоскопического бензола и вставляли мешалку и термометр в середину жидкости. Затем пробирку вместе с воздушной муфтой помещали в охлаждающую баню, в которую предварительно наливали холодную воду с кусочками льда (температура смеси 2–3 °С).

Постоянно помешивая бензол, наблюдали с помощью термометра на графике компьютера за понижением температуры. Точку замерзания устанавливали в момент образования твердой фазы по постоянству температуры. Так как бензол, переохлаждается до начала образования твердой фазы, то в результате постепенно и равномерно опускающаяся температура внезапно поднимается на несколько десятых долей градуса вверх, а затем эта максимальная температура остается в течение длительного времени постоянной. Наивысшая температура, которую показывает термометр после начала выделения кристаллов, и есть точка замерзания жидкости. На рисунке 8 приведен график замерзания бензола.

Вынув пробирку из муфты, подогрели ее рукой на 3–5 °С выше температуры замерзания. Затем снова вставляли пробирку в муфту и повторяли определение. Расхождение между параллельными определениями температуры замерзания бензола не должно превышать 0,02 °С. При использовании

термометра ЛТ-300 расхождения между параллельными определениями отсутствовали.

Затем приступали к определению температуры замерзания растворов исследуемых образцов в бензоле. Для каждого раствора определяли температуру замерзания точно так же, как и температуру замерзания чистого растворителя. На рисунке 9 представлен график замерзания бензола с исследуемым образцом.

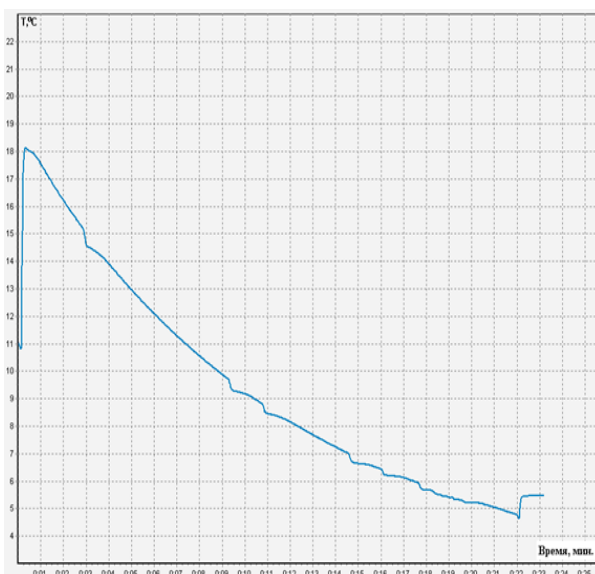


Рисунок 8 – График замерзания чистого бензола

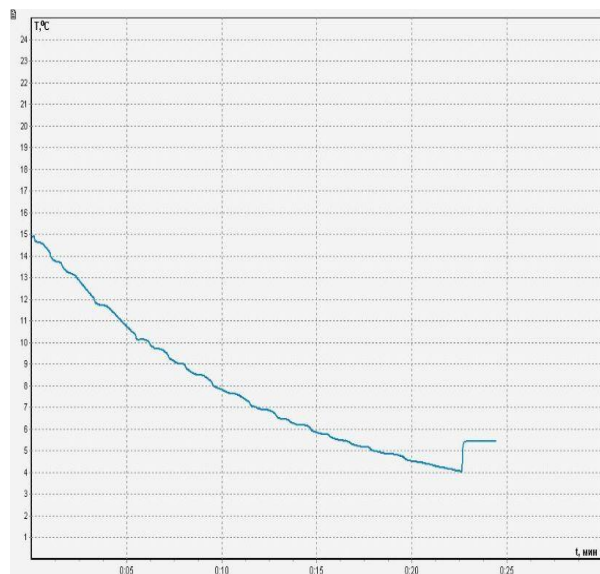


Рисунок 9 – График замерзания бензольного раствора смол ашальчинской нефти

Значение ММ рассчитывали по формуле:

$$MM = 5,12 \cdot 1000 \frac{a}{B\Delta t}$$

где a — навеска исследуемого образца, г;

B - масса бензола, г;

5,12 — криоскопическая постоянная бензола;

Δt — разность между температурами замерзания чистого бензола и раствора образца в бензоле (депрессия).

Результаты определения ММ приведены в главе 3.

2.5.4 Определение структурных фрагментов молекул нефтяных оснований методом ИК-спектроскопии

ИК-спектры регистрировали на FT-IR спектрометре «Nicolet 5700» в области 4000–400 см^{-1} . Образцы растворяли в CCl_4 , наносили на пластинки из KBr, полученные пленки высушивали. Для установления структурных характеристик изучаемых АО идентифицировали следующие полосы поглощения[44, 49]:

1580–1620 см^{-1} – колебания $\text{C}=\text{C}$ ароматических конденсированных колец,

1510–1580 см^{-1} – колебания $\text{C}=\text{N}$ пиридинового кольца,

1460–1470 см^{-1} – колебания CH_2 группы,

1370–1380 см^{-1} – колебания CH_3 группы,

1300–1310 см^{-1} – колебания CH_2 группы длинных парафиновых цепочек (подтверждение полосы 720–725 см^{-1}),

870–750 см^{-1} – колебания связей CH в моноциклической и полициклической ароматической системы,

720–725 см^{-1} – колебания CH_2 группы длинных парафиновых цепочек (более 4 атомов C). Результаты приведены в главе 3.

2.5.5 Определение распределения протонов в различных структурных фрагментах молекул азотистых оснований методом ЯМР ^1H



Спектры записывали на ЯМР-Фурье спектрометре «AVANCE HD 400» фирмы «Bruker» при 400 МГц в растворах CDCl_3 . В качестве стандарта использовали тетраметилсилан. По спектрам ЯМР ^1H проводили расчет относительного содержания протонов в различных структурных фрагментах, исходя из площадей пиков в соответствующих областях спектра: H_{ar} (доля протонов, содержащихся в ароматических структурах) – 6.6–8.5 ppm; H_{α} (доля

протонов у атомов углерода в α -положении к ароматическим ядрам) – 2.2–4.0 ppm; H_{β} и H_{γ} (доля протонов в метиленовых и в концевых метильных группах алифатических фрагментов молекул, соответственно) – 1.1–2.1 ppm и 0.3–1.1 ppm. Методика выполнения определений проста. В ампулу диаметром 5 мм вносили образец (15–20 мг). В том случае, когда исследовали вязкие нефти, то предварительно их растворяли в четыреххлористом углероде, который соответствует всем требованиям, предъявляемым к растворителям в методе ЯМР. В качестве примера на рисунке 10 приведен ПМР спектр концентрата $\text{K-1}^{\text{ГНР}}$, выделенного из исходных смол.

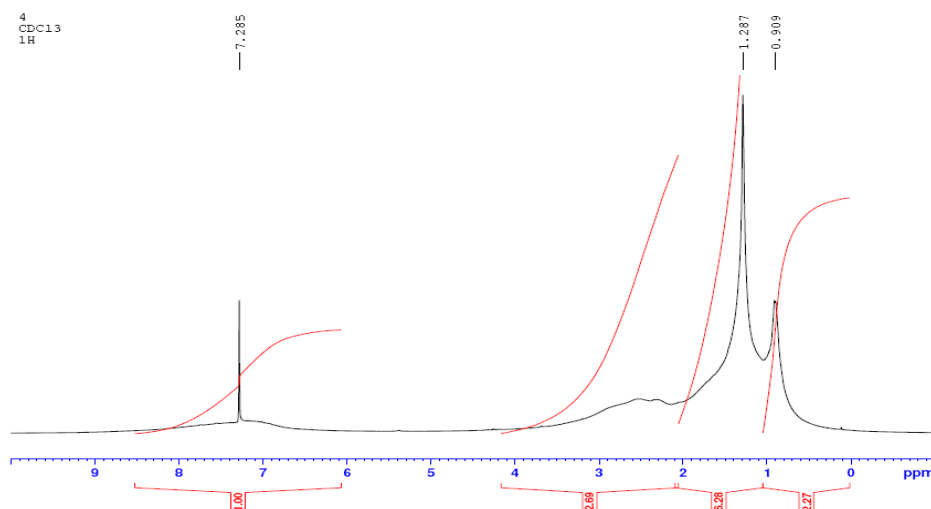


Рисунок 10 – ПМР спектр концентрата К-1^{ГНР} исходных смол

2.5.6 Определение среднего структурно-группового состава высокомолекулярных оснований

Метод СГА использовали для описания структуры средних молекул АО концентратов К-1^{гнр}, К-1 гр, К-2, К-3, выделенных из исходных и термолизированных смол. На основе данных о ММ, элементном составе и распределении протонов между различными фрагментами их молекул рассчитывали средние структурные характеристики молекул исследуемых веществ [52–54].

В ходе расчетов определены следующие параметры: C_a , C_n , C_p – соответственно число углеродных атомов в ароматических, нафтеновых и парафиновых структурах средней молекулы; f_a , f_n , f_p – доли атомов углерода в ароматических, нафтеновых и парафиновых структурных фрагментах, %; m_a – число структурных блоков в средней молекуле; K_o^* , K_a^* , K_n^* – общее число, число ароматических и нафтеновых циклов в структурном блоке; C_p^* – число углеродных атомов в парафиновых структурных фрагментах блока, C_α^* и C_γ^* – количество атомов С, находящихся в α -положении к ароматическим ядрам, и в не связанных с ароматическими ядрами терминальных метильных группах. Результаты приведены в главе 3.

2.5.7 Определение состава оснований методом хромато-масс-спектрометрии

ГХ-МС анализ АО осуществляли на DFS приборе «Thermo Scientific». В газовом хроматографе использовали кварцевую капиллярную колонку TR5MS длиной 30 м и внутренним диаметром 0,25 мм. Хроматографирование проводили в режиме программированного подъема температуры от 80 до 300 °С со скоростью 4 град/мин и затем в течение 30 мин при конечной температуре. Газ носитель – гелий. Сканирование масс-спектров осуществлялось каждую секунду в диапазоне масс до 500 а.е.м. Данные ГХ-МС анализа обрабатывали с помощью программы Xcalibur. Данные ГХ-МС, полученные для всех выбранных образцов представлены в виде хроматограмм и масс-спектров. Для идентификации индивидуальных соединений использовали компьютерную библиотеку масс-спектров NIST 02 и характер ионной фрагментации структур при электронном ударе. Относительное содержание каждого соединения определяли как отношение его содержания к суммарному содержанию всех идентифицированных соединений.

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

Студенту:

Группа	ФИО
4ГМ6А	Федоровой Татьяне Валерьевне

Школа	ИШНПТ	Отделение школы (НОЦ)	НОЦ. им Н.М. Кижнера
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Химическая технология

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ).</i>	<i>Плановая себестоимость по выполнению проекта равна 447252,3 рублей.</i> <i>Стоимость оборудования, необходимого для реализации проекта равна 291966 рублей.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,2 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Предпроектный анализ</i>	<i>1.1 Потенциальные потребители результатов исследования</i> <i>1.2 Диаграмма Исикава</i> <i>1.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации</i> <i>1.4 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования</i>
<i>2. Инициация проекта</i>	<i>2.1 Цели и результат проекта</i> <i>2.2 Организационная структура проекта</i> <i>2.3 Ограничения и допущения проекта</i>
<i>3 Планирование управления научно-технологическим проектом</i>	<i>3.1 Контрольные события</i> <i>3.2 План проекта (календарный план НИИ)</i> <i>3.3 Бюджет проекта исследования (планируемые затраты на выполнение НИИ)</i> <i>3.4 Организационная структура проекта</i>

	3.5 Матрица ответственности 3.6 План управления коммуникациями проекта
4 Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	4.1 Оценка сравнительной эффективности исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Диаграмма Исикавы;
2. Календарный план-график проведения НИОКР;
3. Организационная структура проекта.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения социально-гуманитарных наук	Черепанова Наталья Владимировна	к.ф.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4ГМ6А	Федорова Татьяна Валерьевна		

Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

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

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. Для данного проекта целевым рынком являются нефтеперерабатывающие и нефтехимические предприятия.

Продукты (результат НИР) – сведения о содержании и химической природе основных соединений азота в смолах битуминозной нефти, а также выявление направлений их термических превращений.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Таблица 4 – Карта сегментирования рынка услуг

Размер компании	Предлагаемый товар (услуга)		
	Методика выделения АО и их разделения на узкие фракции	Использование физико-химических методов для изучения состава АО исходных и термолизированных смол	Разработка новых технологий переработки тяжелых нефтей, с использованием данных по направлениям термических превращений АО
Малые	√	-	-
Средние	√	√	-
Крупные	√	√	√

«√» - данный товар необходим и рационален, «-» - данный товар не требуется предприятию

Из приведенной карты сегментирования рынка (таблица 1) видно, что предлагаемые товары и услуги на предприятиях нефтеперерабатывающей отрасли не являются универсальными и наибольшая потребность в закупке данных товаров у предприятий крупных, с развитой научной и производственной базой.

4.1.2 Диаграмма Исикавы

Диаграмма причины-следствия Исикавы (Cause-and-Effect-Diagram) – это графический метод анализа и формирования причинно-следственных связей, инструментальное средство для систематического определения причин проблемы и последующего графического представления [65].

Область применения диаграммы:

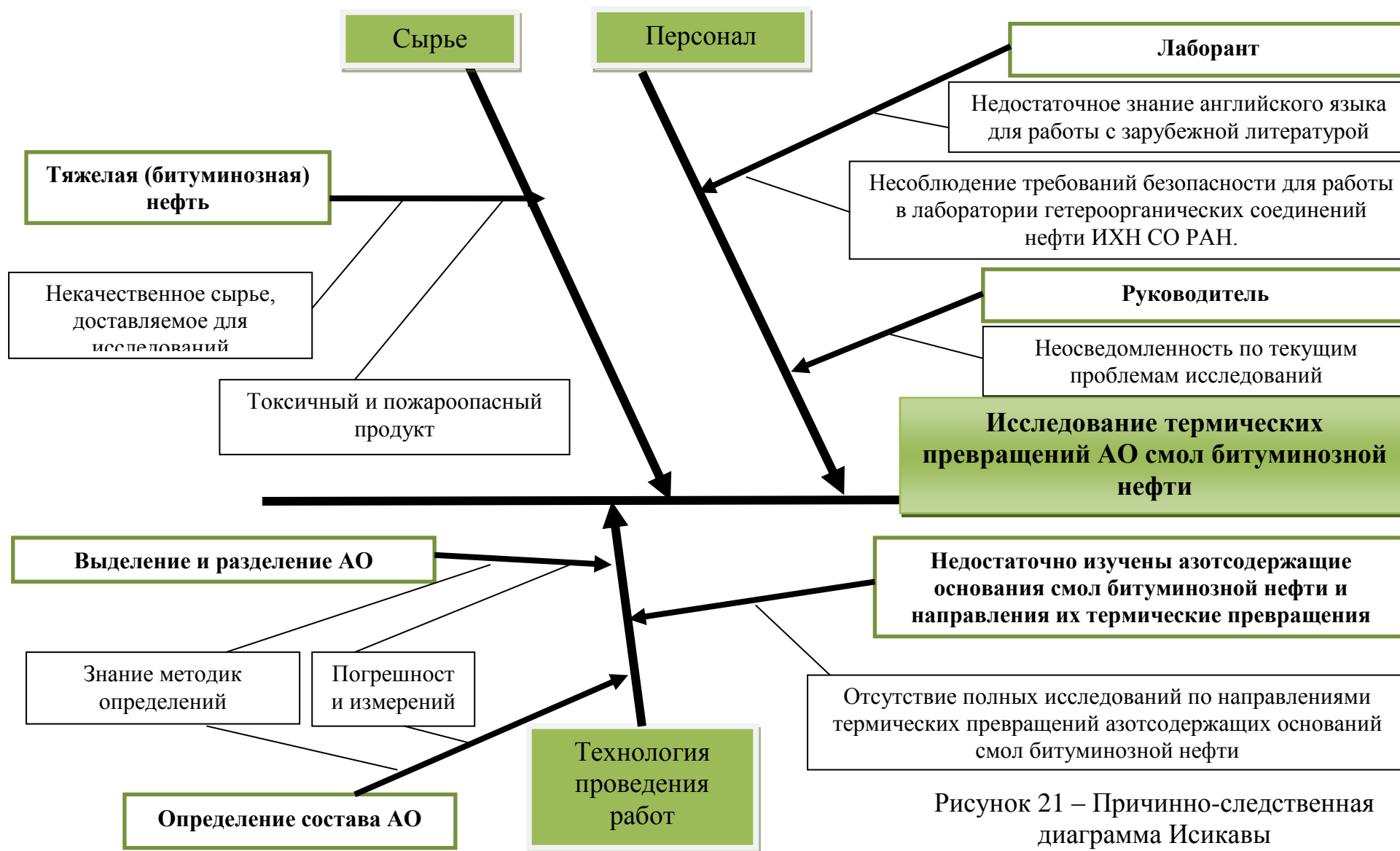
- Выявление причин возникновения проблемы;
- Анализ и структурирование процессов на предприятии;
- Оценка причинно-следственных связей.

Объектом анализа в проводимой исследовательской работе являются термические превращения АО смол тяжелой нефти.

К факторам, влияющим на объект анализа, относятся:

- Сырье;
- Технология проведения работ;
- Персонал.

Причинно-следственная диаграмма представлена на рисунке 21. Исходя из данных диаграммы, можно сделать вывод, что для эффективного использования разработки необходимо минимизировать влияние человеческого фактора на результаты, соблюдать методику определений и технику безопасности при работе с сырьем и лабораторным оборудованием.



4.1.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации

В таблице 5 представлена оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации.

Таблица 5 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	5	5
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	5
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	5
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	5	5
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	4
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	4	4
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	4	4
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	3
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	4
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	4	4
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	4
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	4	4
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	3	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	59	59

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (1)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

По результатам оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации можно сделать вывод о том, что такая разработка имеет перспективность выше среднего, а знания разработчика достаточными для успешной ее коммерциализации. При этом, следует обратить внимание на проработку вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок [66].

4.1.4 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

На основании анализа методов коммерциализации проекта, с учётом степени готовности разработки, для успешного продвижения результатов исследований АО смол битуминозной нефти и направлений их термических превращений является инжиниринг, который подразумевает усовершенствование имеющихся на предприятиях технологий переработки тяжелого нефтяного сырья.

4.2 Инициация проекта

Группа процессов инициации состоит из процессов, которые выполняются для определения нового проекта или новой фазы существующего. В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Устав проекта документирует бизнес-потребности, текущее понимание потребностей заказчика проекта, а также новый продукт, услугу или результат, который планируется создать.

4.2.1 Цели и результат проекта

В данном разделе приведем информацию о заинтересованных сторонах проекта, иерархии целей проекта и критериях достижения целей. Информацию по заинтересованным сторонам проекта представим в таблице 3.

Таблица 6 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Предприятия нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности	Сотрудничество, с целью усовершенствования технологий переработки тяжелого нефтяного сырья
ИХН СО РАН	Выполнение работ в рамках Проекта V.46.2.2. Разработка безводородных способов термодеструкции компонентов тяжелого нефтяного и углеродсодержащего сырья на основе данных об их составе и структурной организации, стабильности и реакционной способности (2017–2020 гг.).

В таблице 7 представим информацию об иерархии целей проекта и критериях достижения целей.

Таблица 7 – Цели и результат проекта

Цели проекта:	<ol style="list-style-type: none">1. Исследование состава АО исходных и термолизированных смол2. Выявление направлений термических превращений АО
Ожидаемые результаты проекта:	<ol style="list-style-type: none">1. Исследован состав АО исходных и термолизированных смол с использованием комплекса современных физико-химических методов2. На основании сопоставительного анализа полученных результатов выявить направления термических превращений АО
Критерии приемки результата проекта:	Установление состава АО исходных и термолизированных смол и направлений их термических превращений
Требования к результату проекта:	<ol style="list-style-type: none">1. Результаты должны быть качественно проанализированы и должны соответствовать запланированным целям и задачам2. Положительный результат проекта должен быть оформлен в виде интеллектуальной собственности

4.2.2 Организационная структура проекта

Необходимо определить группу данного проекта и роль каждого участника, их функции и трудозатраты. В качестве участников выступают руководитель с исполнителем и эксперты-консультанты по разделам проекта.

Таблица 8 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудо- затраты, час.
1	Юсубова Роза Явидовна, к.х.н., доцент научно- образовательного центра Н.М.Кижнера	Руководитель проекта	Координирует деятельность участников проекта	40
2	Герасимова Наталья Николаевна, к.х.н., научный консультант ИХН СО РАН	Научный консультант	Консультирует по выполнению работ в рамках проекта V.46.2.2.	25
2	Черепанова Наталья Владимировна, к.ф.н., доцент отделения социально- гуманитарных наук	Эксперт проекта	Координирует деятельность магистранта при выполнении раздела «Финансовый менеджмент»	2
3	Волков Юрий Викторович, к.т.н., доцент отделение контроля и диагностики	Эксперт проекта	Координирует деятельность магистранта при выполнении раздела «Социальная ответственность»	2
4	Квашнина Ольга Сергеевна, старший преподаватель отделения иностранных языков	Эксперт проекта	Консультирует по разделу на иностранном языке	2
5	Фёдорова Татьяна Валерьевна, магистрант	Исполнитель	Выполнение работ по проекту	1212
ИТОГО				1283

4.2.3 Ограничения и допущения проекта

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а так же «границы проекта» - параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованных в рамках данного проекта.

Таблица 9 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
Бюджет проекта	447252,3 руб.
Источник финансирования	НИ ТПУ
Сроки проекта:	январь 2018 - май 2018
Дата утверждения плана управления проектом	15.01.2018
Дата завершения проекта	28.05.2018

4.3 Планирование управления научно-техническим проектом

Группа процессов планирования состоит из процессов, осуществляемых для определения общего содержания работ, уточнения целей и разработки последовательности действий, требуемых для достижения данных целей.

План управления научным проектом включает в себя следующие элементы:

- контрольные события проекта;
- план проекта;
- бюджет научного исследования;
- организационную структуру проекта;
- матрицу ответственности;
- план управления коммуникациями проекта.

4.3.1 Контрольные события проекта

В рамках этапа планирования проекта необходимо определить ключевые события проекта, определить их даты и результаты, которые должны быть получены по состоянию на эти даты. Информация представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Контрольные события проекта

№ п/п	Контрольное событие	Дата	Результат (подтверждающий документ)
1	Получение задания и составления плана работ	15.01.2018-22.01.2018	Отчет о плане работы
2	Подбор и изучение теоретических материалов	23.01.2018-10.02.2018	Отчет
3	Поиск методик и характеристика объектов исследования	11.02.2018-18.02.2018	Литературный обзор
4	Проведение экспериментов	19.02.2018-04.04.2018	Отчет
5	Обработка и обсуждение результатов	05.04.2018-18.04.2018	Отчет
6	Оформление проекта	19.04.2018-10.05.2018	Пояснительная записка
7	Разработка презентации и раздаточного материала	11.05.2018-28.05.2018	Презентация, раздаточный материал

4.3.2 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график проекта. Линейный график представляется в виде таблицы 11.

Таблица 11 – Календарный план проекта

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Получение задания и составления плана работ	8	15.01.18	22.01.18	Юсубова Р.Я. Фёдорова Т.В.
2	Подбор и изучение теоретических материалов	19	23.01.18	10.02.18	Фёдорова Т.В.
3	Поиск методик и характеристика объектов исследования	8	11.02.18	18.02.18	Фёдорова Т.В. Герасимова Н.Н.
4	Проведение экспериментов	45	19.02.18	04.04.18	Фёдорова Т.В.
5	Обработка и обсуждение результатов	14	05.04.18	18.04.18	Юсубова Р.Я. Фёдорова Т.В.
6	Оформление проекта	22	19.04.18	10.05.18	Фёдорова Т.В. Герасимова Н.Н.
7	Разработка презентации и раздаточного материала	18	11.05.18	28.05.18	Фёдорова Т.В.

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по

теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

На основе таблицы 11 построен календарный план-график (таблица 12) по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени дипломирования.

Таблица 12 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , кал, дн	Продолжительность выполнения работ															
			январь			февраль			март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
Получение задания и составления плана работ	Руководитель Магистрант	8	■															
Подбор и изучение теоретических материалов	Магистрант	19		■	■													
Поиск методик и характеристика объектов исследования	Магистрант	8				■												
Проведение экспериментов	Магистрант	45					■	■	■	■	■	■						
Обработка и обсуждение результатов	Руководитель Магистрант	14										■	■	■				
Оформление проекта	Магистрант	22											■	■	■	■		
Разработка презентации и раздаточного материала	Магистрант	18															■	■

■ – магистрант; ■ – руководитель

4.3.3 Бюджет научного исследования

В процессе планирования бюджета научно-технического исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех планируемых расходов, необходимых для его выполнения. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям [67]:

- материальные затраты (сырье, материалы);
- специальное оборудование для научных исследований;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- научные и производственные командировки;
- оплата работ, выполняемых сторонними предприятиями;
- прочие прямые расходы;
- накладные расходы.

4.3.3.1 Расчет материальных затрат

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3–5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов). Результаты по данной статье занесем в таблицу 13.

Таблица 13 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование затрат	Единица измерений	Расход	Цена за ед., руб.	Сумма, руб.
Нефть сырая	л	2	21	42

Продолжение таблицы 13

Силикагель	кг	1	1150	1150
Этиловый спирт	л	0,5	170	85
Оксид кремния	кг	0,1	200	20
Гексан	л	0,5	549	275
Толуол	л	0,5	9000	4500
Хлороформ	л	1	650	650
Петролейный эфир	л	5	140	700
Уксусная кислота	л	0,1	300	30
Серная кислота	л	0,1	250	25
Соляная кислота	л	0,1	200	20
Хинолин	кг	0,1	2455	245,5
Бензол	л	1	6333	6333
Хлористый аммоний	кг	0,1	150	15
ДЭА	л	0,1	3030	303
Пипетка градуированная 1 мл	шт	1	145	145
Колба 250 мл	шт	2	330	660
Стеклоаналитическая колонка	шт	2	1200	2400
Пробирка 10 мл	шт	2	20	40
Пробирка 50 мл	шт	2	30	60
Мерный стакан 100 мл	шт	2	70	140
Мерный цилиндр 100мл	шт	2	480	960
Всего за материалы				18798,5
Транспортно-заготовительные расходы (5%)				939,9
Итого по статье С_м				19738,4

4.3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

В таблицу 14 включены все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стенов, устройств и механизмов), необходимого для проведения исследования. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. Годовая амортизация рассчитывается с учетом срока использования оборудования на 2 месяца.

Таблица 14 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование прибора	Кол-во, шт	Цена за ед., руб.	Доставка и монтаж оборудования, руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	ЯМР-Фурье спектрометр «AVANCE HD 400» фирмы «Bruker»	1	9187300	1378095	153122
2	FT-IR спектрометр «Nicolet 5700»	1	1273840	191076	21231
3	Электронный лабораторный термометр ЛТ-300	1	18880	2832	315
4	Автоматический анализатор С, Н, S, N «Vario EL Cube»	1	4603108	690466	76718
5	Потенциометр рН-673	1	3000	450	50
6	DFS прибор «Thermo Scientific»	1	2431800	364770	40530
Итого			17517928	2627689	291966

4.3.3.3 Основная заработная плата исполнителей

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

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (2)$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (3)$$

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

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

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}} \quad (4)$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб. дн.

Таблица 15 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Консультант ФМ	Консультант СО	Инженер
Календарное число дней	151	151	151	151
Количество нерабочих дней выходные дни:	21	21	21	21
праздничные дни:	5	5	5	5
Потери рабочего времени отпуск:	12	12	12	0
невыходы по болезни:	0	0	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	113	113	113	125

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{м} = Z_{б} \cdot (k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р}, \quad (5)$$

где $Z_{б}$ – базовый оклад, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,15 (т.е. 15% от $Z_{б}$);

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

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

$$Z_{дн(рук.,конс.)} = \frac{58968 \cdot 4,6}{113} = 2400,5 \text{ руб} \quad Z_{дн(инж.)} = \frac{2410,2 \cdot 4,6}{125} = 88,7 \text{ руб}$$

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 16.

Таблица 16 – Расчёт основной заработной платы исполнителей

Категория	$Z_б$, руб.	$k_{д+к_{пр}}$	k_p	Z_m , руб	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель							
ППСЗ	33600	1,35	1,3	58968	2400,5	15	36007,5
Консультант ФМ							
ППСЗ	33600	1,35	1,3	58968	2400,5	3	7201,5
Консультант СО							
ППСЗ	33600	1,35	1,3	58968	2400,5	3	7201,5
Инженер							
-	1854	-	1,3	2410,2	88,7	90	7983
ИТОГО							58393,5

4.3.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10 – 15 % от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{доп} = K_{доп} \cdot Z_{осн} \quad (6)$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$K_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплаты, примем 12 %.

Таблица 17 – Расчет основной и дополнительной заработной платы

Зарплата	Руководитель	Консультант ФМ	Консультант СО	Инженер
Основная зарплата, руб.	36007,5	7201,5	7201,5	7983
Дополнительная зарплата, руб.	4320,9	864,2	864,2	-
Зарплата исполнителя, руб.	40328,4	8065,7	8065,7	7983
Итого по статье СЗП	64442,8			

4.3.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (7)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Таблица 18 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	36007,5	4320,9
Консультант ФМ	7201,5	864,2
Консультант СО	7201,5	864,2
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Отчисления, руб	15224	1826,9
Итого	17050,9	

4.3.3.6 Научные и производственные командировки

При выполнении проекта не было расходов по научным и производственным командировкам, связанным с непосредственным выполнением данной работы.

4.3.3.7 Оплата работ, выполняемых сторонними организациями

В эту статью относится стоимость контрагентных работ. Расходы на пользование сети Интернет составили 500 руб./мес. или 2500 рублей на период выполнения проекта.

4.3.3.8 Накладные расходы

Накладные расходы составляют 80-100 % от суммы основной и дополнительной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (8)$$

где $k_{\text{накл}}$ – коэффициент накладных расходов (примем 80 %).

$$C_{\text{накл}} = 0,8 \cdot 64442,8 = 51554,2 \text{ руб}$$

4.3.3.9 Формирование бюджета затрат научно–исследовательского проекта

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат в таблице 19 составлена калькуляция плановой себестоимости исследования АО и направлений их термических превращений.

Таблица 19 – Группировка затрат по статьям

Вид работ	Статьи									
	Сырье, материалы, руб.	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ, руб.	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Отчисления на социальные нужды, руб.	Научные и производственные командировки, руб.	Оплата работ, выполняемых сторонними организациями и предприятиями, руб.	Прочие прямые расходы, руб.	Накладные расходы, руб.	Итого плановая себестоимость, руб.
Исследования АО и направлений их термических превращений	19738,4	291966	58393,5	6049,3	17050,9	-	2500	-	51554,2	447252,3

4.3.4 Организационная структура проекта

Для проводимого исследования характерна проектная организационная структура, которая показана на рисунке 22.

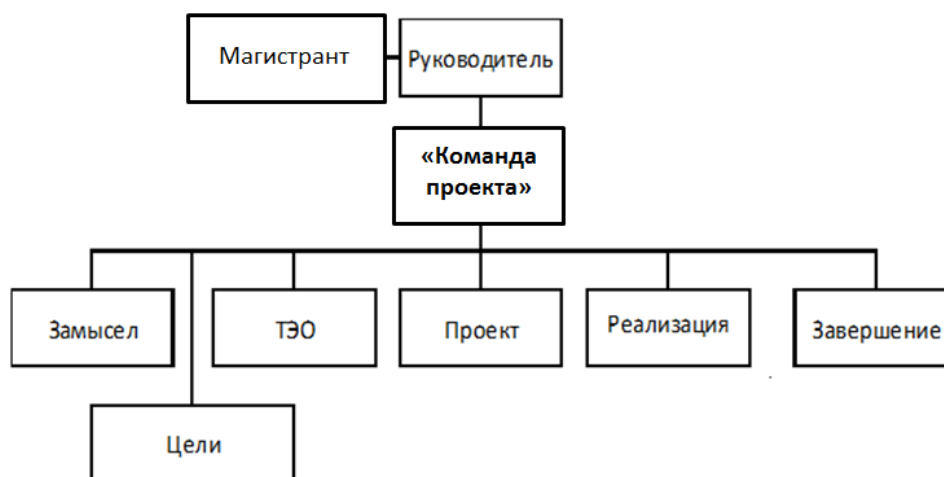


Рисунок 22 – Организационная структура проекта

4.3.5 Матрица ответственности

Для распределения ответственности между участниками проекта формируется матрица ответственности (таблица 20).

Таблица 20 – Матрица ответственности

Этапы проекта	Юсубова Роза Явидовна, к.х.н., доцент научно – образовательного центра Н. М. Кижнера	Герасимова Наталья Николаевна, к.х.н., научный консультант от ИХН СО РАН	Фёдорова Татьяна Валерьевна, магистрант
Получение задания и составления плана работ	О	О	
Подбор и изучение теоретических материалов			И
Поиск методик и характеристика объектов исследования			И
Проведение экспериментов			И
Обработка и обсуждение результатов	С	С	И
Оформление проекта	У		И
Разработка презентации и раздаточного материала			О

Ответственный (О) – лицо, отвечающее за реализацию этапа проекта и контролирующее его ход.

Исполнитель (И) – лицо (лица), выполняющие работы в рамках этапа проекта.

Утверждающее лицо (У) – лицо, осуществляющее утверждение результатов этапа проекта (если этап предусматривает утверждение).

Согласующее лицо (С) – лицо, осуществляющее анализ результатов проекта и участвующее в принятии решения о соответствии результатов этапа требованиям.

4.3.6 План управления коммуникациями проекта

План управления коммуникациями отражает требования к коммуникациям со стороны участников проекта (таблица 21).

Таблица 21 – План управления коммуникациями

№ п/п	Какая информация передается	Кто передает информацию	Кому передается информация	Когда передает информацию
1	Задание и план работ	Руководитель проекта	Исполнителю	Не позже даты установленной по календарному плану
2	Литературный обзор	Исполнитель проекта	Руководителю проекта	Не позже даты установленной по календарному плану
3	Результаты экспериментальных исследований	Исполнитель проекта	Руководителю проекта	Не позже даты установленной по календарному плану
4	Отчет о выполненной работе	Исполнитель проекта	Руководителю проекта	Не позже дня контрольного события по плану управления

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

4.4.1 Оценка сравнительной 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 (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета, с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения [68].

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (9)$$

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

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

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

$$\text{Для нашей разработки: } I_{\Phi}^p = \frac{447252,3}{551745,1} = 0,81$$

$$\text{Для первого аналога: } I_{\Phi}^{a1} = \frac{551745,1}{551745,1} = 1,0$$

$$\text{Для второго аналога: } I_{\Phi}^{a2} = \frac{417654,0}{551745,1} = 0,76$$

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).

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p, \quad (10)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – балльная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в форме таблицы 22.

Таблица 22 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	I_m^p	Аналог 1	I_m^{a1}	Аналог 2	I_m^{a2}
1. Воспроизводимость методик	0,4	5	2,0	5	2,0	4	1,6
2. Доступность оборудования	0,3	4	1,2	4	1,2	5	1,5
3. Сходимость результатов	0,2	5	1,0	5	1,0	3	0,6
4. Конкурентоспособность к имеющимся процессам переработки	0,1	5	0,5	4	0,4	4	0,4
ИТОГО	1	20	4,7	18	4,6	16	4,1

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{ф}^p}; I_{финр}^a = \frac{I_m^a}{I_{ф}^a} \quad (11)$$

$$\text{Для нашей разработки: } I_{финр}^p = \frac{4,7}{0,81} = 5,80$$

$$\text{Для первого аналога: } I_{финр}^{a1} = \frac{4,6}{1,0} = 4,60$$

$$\text{Для второго аналога: } I_{финр}^{a2} = \frac{4,1}{0,76} = 5,39$$

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

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^a} \quad (12)$$

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

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

$I_{\text{финр}}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 23 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 2	Разработка	Аналог 1
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,76	0,81	1,0
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,1	4,7	4,6
3	Интегральный показатель эффективности	5,39	5,80	4,60
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,08		1,26

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что существующий вариант решения поставленной в магистерской диссертации задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является наиболее приемлемым.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. Федорова Т.В. Превращение азоторганических соединений смолистых компонентов битуминозной нефти Ашальчинского месторождения при термической обработке / Т. В. Федорова, Н. Н. Герасимова; науч. рук. Н.Н. Герасимова // XXII Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», Томск, 2-7 апреля 2018 г. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018.