

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология
 Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование превращения смолисто-асфальтеновых компонентов вакуумного остатка тяжелой нефти в термических процессах

УДК 665.61:665.775.4

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ92	Забанова Аюна Эрдэмовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Бешагина Евгения Владимировна	к.х.н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший научный сотрудник ИХН СО РАН	Копытов Михаил Александрович	к.х.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пашков Евгений Николаевич	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Ивашкина Елена Николаевна	д.т.н		

**Запланированные результаты обучения
по образовательной программе «Химическая технология топлива и газа»
(направление подготовки 18.04.01 «Химическая технология»)**

Код компетенции СУОС	Наименование компетенции СУОС (самостоятельно устанавливаемого образовательного стандарта)
Общекультурные (универсальные) компетенции	
УК(У)-1	Способность осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действия
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Готовность к коммуникации в устной и письменной формах на русском и иностранном языках для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-2	Готовность руководить коллективом в сфере своей профессиональной деятельности, толерантно воспринимая социальные, этнические, конфессиональные и культурные различия
ОПК(У)-3	Способность к профессиональной эксплуатации современного оборудования и приборов в соответствии с направлением и профилем подготовки
ОПК(У)-4	Готовность к использованию методов математического моделирования материалов и технологических процессов, к теоретическому анализу и экспериментальной проверке теоретических гипотез
ОПК(У)-5	Готовность к защите объектов интеллектуальной собственности и коммерциализации прав на объекты интеллектуальной собственности
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность организовывать самостоятельную и коллективную научно-исследовательскую работу, разрабатывать планы и программы проведения научных исследований и технических разработок, разрабатывать задания для исполнителей
ПК(У)-2	Готовность к поиску, обработке, анализу и систематизации научно-технической информации по теме исследования, выбору методик и средств решения задачи
ПК(У)-3	Способность использовать современные приборы и методики, организовывать проведение экспериментов и испытаний, проводить их обработку и анализировать их результаты
Дополнительные профессиональные компетенции (профессиональные компетенции, установленные университетом)	
ДПК(У)-1	Готовность к решению профессиональных производственных задач – контролю технологического процесса, разработке параметров проведения технологического процесса, разработке технологических расходных коэффициентов сырья и материалов, энергоресурсов, к выбору основного и вспомогательного оборудования
ДПК(У)-2	Способность использовать математические модели и пакеты прикладных программ для описания и прогнозирования различных явлений
ДПК(У)-3	Способность проводить технологические и технические расчеты по проектам, технико-экономический анализ проекта
ДПК(У)-4	Способность разрабатывать учебно-методической документации для реализации образовательных программ

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология
 Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации
<small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>

Студенту:

Группа	ФИО
2ДМ92	Забановой Аюне Эрдэмовне

Тема работы:

Исследование превращения смолисто-асфальтовых компонентов вакуумного остатка тяжелой нефти в термических процессах	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 02.02.2021 № 33-24/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования - мазут тяжелой нефти месторождения Зуунбаян (Монголия). Данный объект характеризуется высоким содержанием смол – 25,50 % мас. и твердых парафинов (с длинной цепи более C₁₇) – 21,8 % мас. что делает его не пригодным для дальнейшей переработки с получением битума. Коксуемость по Конрадсону – 6,35 % мас.</p> <p>В качестве иницирующей добавки использовали ферросферы зол ТЭЦ следующего состава: Fe₂O₃ - 85,20 % мас, CaO-8,69 % мас, SiO₂-4,00 % мас, остальное - Al₂O₃, MgO, Na₂O, K₂O, TiO₂.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. Литературный обзор: - структурные особенности смол и асфальтенов объекта и продуктов исследования; - термические методы переработки тяжелого углеводородного сырья; - возможность применения ферросфер энергетических зол в качестве каталитической добавки.</p> <p>2. Экспериментальная часть: - оценить влияние иницирующей добавки на основе ферросфер энергетических зол на выход светлых фракций в процессе термолиза мазута тяжелой нефти; - оценить влияние температуры процесса и продолжительности на выход и состав продуктов термолиза; - сравнить структурно-групповые характеристики смолисто-асфальтеновых компонентов исходного мазута и продуктов его термолиза.</p> <p>3. Обсуждение результатов.</p> <p>4. Заключение (выводы).</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>-</p>

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Рыжакина Татьяна Гавриловна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Пашков Евгений Николаевич</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>-</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>1.02.2019</p>
--	------------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент</p>	<p>Бешагина Евгения Владимировна</p>	<p>к.х.н</p>		<p>1.02.2019</p>
<p>Старший научный сотрудник ИХН СО РАН</p>	<p>Копытов Михаил Александрович</p>	<p>к.х.н</p>		<p>1.02.2019</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2ДМ92</p>	<p>Забанова Аюна Эрдэмовна</p>		<p>1.02.2019</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ДМ92	Забановой Аюне Эрдэмовне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.01 Химическая технология

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

Исследование превращения смолисто-асфальтеновых компонентов вакуумного остатка тяжелой нефти в термических процессах	Работа с научной литературой, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив разработки проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определен целевой рынок и проведено его сегментирование. Выполнен SWOT-анализ проекта.
2. Планирование и формирование бюджета разработки	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение бюджета научного исследования.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности разработки	Проведение оценки экономической эффективности, ресурсоэффективности и сравнительной эффективности различных вариантов исполнения.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет проекта
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности разработки

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		31.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ92	Забанова Аюна Эрдэмовна		31.01.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ДМ92	Забановой Аюне Эрдэмовне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.01 Химическая технология

Тема ВКР:

Исследование превращения смолисто-асфальтеновых компонентов вакуумного остатка тяжелой нефти в термических процессах	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования является установка каталитического крекинга для переработки тяжелого углеводородного сырья. Область применения - нефтехимическая промышленность.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Федеральный закон от 28.12.2013 N 426 О специальной оценке условий труда с изменениями 2020; – ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны; – ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; – ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности; – ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 29.12.2020)
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенная концентрация токсичных веществ в воздухе рабочей зоны; – Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны; <p>Опасные факторы:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; – Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: основными вредными веществами являются углеводородные газы, предельные и непредельные углеводороды, серосодержащие, азотсодержащие и кислородсодержащие соединения.</p> <p>Гидросфера: разлив сырья и продуктов крекинга на воде.</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы сырьем и продуктами крекинга.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: наводнения, ураганы, террористические акты, лесные пожары, землетрясения.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: возникновение пожаров и взрывов.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.02.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пашков Евгений Николаевич	к.т.н.		01.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ92	Забанова Аюна Эрдэмовна		01.02.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 97 страниц, 54 литературных источника, 22 рисунка, 31 таблицу, 3 приложения.

Ключевые слова: крекинг, мазут, нефтяные остатки, смолы, асфальтены, ферросферы энергетических зол.

Объектом исследования являлся мазут тяжелой парафинистой нефти месторождения Зуунбаян (Монголия) с высоким содержанием смол – 25,50 % мас. и твердых парафинов (с длинной цепи более C_{17}) – 21,8 % мас., что делает его не пригодным для дальнейшей переработки с получением битума.

В качестве иницирующей добавки использовали ферросферы зол ТЭЦ в составе которых преобладают оксиды железа (в пересчёте на Fe_2O_3 – 85,20 % мас).

Цель работы – установление влияния иницирующей добавки окислительно-восстановительного типа на основе ферросфер энергетических зол в процессе термолиза мазута тяжёлой парафинистой нефти на выход светлых фракций (НК – 350 °С) и состав смолисто-асфальтовых компонентов.

В результате исследования было показано, что введение ферросфер способствует увеличению выхода фракций НК – 350 °С и снижению доли смол.

Полученные результаты могут быть применены на малых предприятиях нефтеперерабатывающей промышленности, для переработки тяжёлого нефтяного сырья, где не целесообразно применение классических каталитических установок из-за их высокой стоимости.

Экономическая значимость работы заключается в решении проблемы поиска новых дешевых катализаторов и активирующих добавок для переработки тяжёлого углеводородного сырья с высоким содержанием смолисто-асфальтовых компонентов, переработка которого с применением традиционных катализаторов затруднена. Использование ферросфер зол ТЭЦ, предположительно позволит удешевить переработку тяжёлого углеводородного сырья и частично решить проблему утилизации энергетических зол.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 11858-66 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания асфальтено-смолистых веществ.

ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны .

ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

В данной работе использованы следующие обозначения и сокращения:

ТЭЦ – тепловая электростанция;

НК – начало кипения;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ТНО – тяжелые нефтяные остатки;

ОЧ – октановое число;

ГПУ – гексагональная плотная упаковка;

ГПК – кубическая плотная упаковка;

ФС – ферросферы;

АСК – активированный силикагель;

СГА – структурно-групповой анализ;

ПМР – протонный магнитный резонанс.

Оглавление

Введение.....	13
1. Особенности химического состава тяжелых нефтей	14
2. Основные способы переработки тяжелого нефтяного сырья.....	16
2.1 Замедленное коксование	16
2.2 Висбрекинг.....	18
2.3 Термический крекинг	19
2.4 Каталитический крекинг	22
3. Оксиды железа и их свойства	25
3.1 Гематит, магнетит и маггемит, их свойства и структура.....	26
4. Экспериментальная часть.....	31
4.1 Объект и методы исследования	31
4.2 Результаты проведенного исследования.....	37
5. Раздел "Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение"	49
5.1 Предпроектный анализ.....	49
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	49
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	50
5.1.3 SWOT-анализ	52
5.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации	55
5.2 Инициация проекта	56
5.2.1 Цели и результаты проекта	57
5.2.2 Организационная структура проекта.....	58
5.2.3 Ограничения и допущения проекта	59
5.3 Планирование научно-исследовательских работ	59
5.3.1 Иерархическая структура работ проекта.....	59
5.3.2 План проекта	60
5.4 Бюджет научного исследования.....	61

5.4.1 Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты (за вычетом отходов).....	62
5.4.2 Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ.....	62
5.4.3 Основная заработная плата исполнителей	63
5.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей	65
5.4.5 Отчисления на социальные нужды	66
5.4.6 Накладные расходы	67
5.5 Организационная структура проекта	67
5.5.1 План управления коммуникациями проекта.....	68
5.5.2 Реестр рисков проекта	68
5.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	69
5.6.1 Оценка абсолютной эффективности исследования	69
5.6.2 Оценка сравнительной эффективности исследования.....	74
6. Раздел «Социальная ответственность»	78
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	78
6.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.....	78
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	80
6.2 Производственная безопасность	81
6.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	81
6.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при внедрении разработки на производстве	84
6.2.2.1 Механические опасности	84
6.2.2.2 Термические опасности.....	85
6.2.2.3 Электробезопасность.....	85
6.3 Экологическая безопасность.....	87
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
6.5 Выводы по разделу	90

Заключение	91
Список литературы	92
Приложение А	98
Приложение В.....	110
Приложение С.....	112

Введение

Запасы лёгкой и средней нефти неуклонно снижаются, и уже сейчас ряд нефтеперерабатывающих предприятий сталкиваются с необходимостью переработки тяжёлого нефтяного сырья.

Особенностью тяжёлого нефтяного сырья является высокое содержание смолисто-асфальтеновых компонентов, которые склонны к коксообразованию, что осложняет использование каталитических процессов для переработки данного сырья. Поэтому, актуальной проблемой является поиск новых, более дешёвых иницирующих добавок и катализаторов для переработки тяжёлого углеводородного сырья.

Одним из способов удешевления целевых продуктов нефтехимической отрасли является вовлечение в процесс переработки вторичного сырья. Из литературы известно использование отходов пластика, резины, опилок и компонентов зол ТЭЦ [1–4].

В работе изучено влияние иницирующих добавок на основе ферросфер энергетических зол в процессе термолиза мазута тяжёлой парафинистой нефти на выход топливных фракций и состав смолисто-асфальтеновых компонентов.

1. Особенности химического состава тяжелых нефтей

Тяжелые нефти характеризуются высоким содержанием смол и асфальтенов, молекулы которых имеют достаточно крупные размеры и молекулярные массы. Именно большое содержание высокомолекулярных гетероатомных компонентов в тяжелых нефтях определяет их более высокую вязкость и плотность в сравнении с лёгкими нефтями [5].

Асфальтены – высокомолекулярные компоненты, представляют собой сложную смесь макромолекул. В их структуре преобладают конденсированные ароматические кольца, содержащие ответвления и мостики углеводородных и гетероатомных фрагментов. Количество колец варьируется от шести в небольших системах до 15-20 в более массивных. На рисунке 1 изображена гипотетическая структура асфальтенов нефти [6].

Асфальтены характеризуются не только высоким содержанием гетероатомов (N, O, S), но и металлов (V, Fe, Ni и др.). Ванадий представлен в виде катиона ванадила VO^{2+} , никель в виде катиона Ni^{2+} , как правило, они координированы преимущественно с порфиринами [7].

Асфальтены создают сложности не только при переработки тяжёлого сырья, но и при его транспортировки и хранении [8].

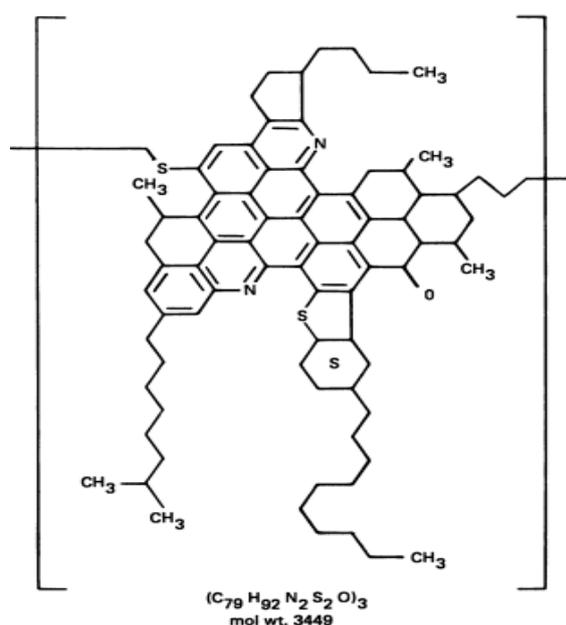


Рисунок 1 – гипотетическая структура асфальтенов нефти

Смолы характеризуются как компоненты нефтяного сырья, которые растворимы в петролейном эфире, в n-алканах и ароматических растворителях, но не могут растворяться в этиловом спирте [9].

В то время как асфальтены состоят более чем на 48 % из ароматических колец (в некоторых случаях даже более чем 85%), содержание ароматических колец в нефтяной смоле значительно ниже [10].

Как правило, молекулы смол имеют более низкую молекулярную массу, чем асфальтены выделенные из той же сырой нефти [11].

Химический состав и физические свойства нефти тесно связаны с методами ее добычи, транспортировки и переработки. Высокое содержание смол и асфальтенов определяют высокую вязкость тяжёлых нефтей – это приводит к необходимости использовать специальные методы и подходы для добычи данного сырья. Например, используется паротепловая обработка пластов, что является весьма энергозатратным. После добычи требуется дальнейшая подготовка данного сырья для транспортировки и хранения [12].

Так же тяжёлое нефтяное сырьё создаёт трудности при переработке на НПЗ из-за склонности к коксованию и высокого содержания металлов, в частности ванадия и никеля, которые откладываются на активной поверхности катализаторов, что приводит к необратимой дезактивации катализаторов [13].

2. Основные способы переработки тяжелого нефтяного сырья

2.1 Замедленное коксование

Процесс замедленного коксования является одним из наиболее распространенных термических процессов, как в России, так и за рубежом. Данный процесс позволяет перерабатывать различные виды ТНО и вырабатывать продукты, которые находят широкое применение в различных отраслях народного хозяйства.

Сырьем для процесса замедленного коксования являются остатки перегонки нефти – мазуты, гудроны, асфальты, крекинг-остатки, тяжелая смола пиролиза, тяжелый газойль каталитического крекинга и другие.

При замедленном коксовании используют термический крекинг для превращения нефтяных остатков в более ценные продукты дистиллята и кокса без производства мазута. Общая цель такой технологии - максимизировать выход дистиллята при минимальном производстве кокса.

Технология замедленного коксования является одним из наиболее экономически эффективных путей переработки или модернизации тяжелых остатков. Данный процесс может обрабатывать различные виды сырья, такие как нефтепродукты, крекинг-материалы (пиролизная смола и циклические масла) и жидкое сырье, полученное из угля [14].

Замедленное коксование производится при низком давлении без катализатора и не потребляет водород. Он нечувствителен к загрязняющим веществам, образующим низкие выбросы при переработке (SO_2).

Недостатками этой технологии являются обильное производство кокса, низкий выход улучшенной нефти и высокоароматических продуктов, которые требуют последующей обработки.

Основным целевым назначением установок замедленного коксования является производство крупно-кускового нефтяного кокса. Нефтяной кокс применяется для производства анодной массы и обожженных анодов для алюминиевой промышленности и графитированных электродов для

электросталеплавления. Также нефтяной кокс широко применяется при изготовлении конструкционных материалов, в производстве цветных металлов, кремния, абразивных (карбидных) материалов, в химической и электротехнической промышленности, космонавтике, ядерной энергетике и др.

Данный процесс коксования отличается особыми условиями работы реакционных змеевиков трубчатых печей и реакторов (камер) коксования, это объясняет, почему процесс называют «замедленным» коксованием. Сырье предварительно нагревают в печи до высокой температуры (470 -510 °С), а затем подают в необогреваемые, изолированные снаружи коксовые камеры, где коксование происходит за счет тепла, приходящего с сырьем.

Из-за высокого содержания смол и асфальтенов (т. е. коксогенных компонентов) в тяжелом остатке, который используется в качестве сырья, есть большая опасность того, что оно закоксуется в змеевиках самой печи. Для того, чтобы это предотвратить и обеспечить нормальную работу реакционной печи, до момента подачи сырья, нагретого до необходимой температуры, в коксовые камеры, процесс коксования должен быть «задержан». Это достигается за счет небольшой длительности нагрева сырья в печи (благодаря высокой удельной теплонапряженности радиантных труб), высокой скорости движения по трубам печи, специальной ее конструкции, подачи турбулизатора и т. д.

Кроме того, опасность закоксовывания реакционной аппаратуры также зависит от качества исходного сырья, в первую очередь от его агрегативной устойчивости. Так, тяжелое сырье, которое богато асфальтенами, но содержит небольшое количество полициклических ароматических углеводородов, характеризуется низкой агрегативной устойчивостью, и оно быстро расслаивается в змеевиках печи, что является причиной коксоотложения и прогара труб.

2.2 Висбрекинг

Висбрекинг является самым простым способом неглубокой переработки тяжелого углеводородного сырья и снижения его вязкости. Висбрекинг – процесс легкого крекинга с ограниченной глубиной термического разложения, который проводится при пониженном давлении (0,5-3,0 МПа) и температуре 430-500 °С [15].

В качестве сырья для данного процесса используют гудрон, а также тяжелые нефти, мазуты и другие различные нефтепродукты.

Так как в процессе висбрекинга перерабатывается более тяжелое сырьё (которое легче крекируется), его проводят при менее жестких условиях, чем термический крекинг и глубина переработки ограничивается началом коксообразования.

Факторами, влияющими на процесс висбрекинга, являются время пребывания, температура, тип сырья и давление. Процесс висбрекинга используется для снижения вязкости битума или тяжелых нефтей в процессах очистки. При изучении изменения химического состава битума и тяжелой нефти после термического висбрекинга было установлено, что концентрация кокса, газа и легкой нефти увеличивалась со временем реакции, в то время как концентрация асфальтенов наоборот уменьшалась. Результаты исследования также показали, что на ранней стадии реакции наблюдалось резкое снижение концентрации асфальтенов с последующим более плавным и устойчивым снижением по мере увеличения времени реакции. Это явление было связано с наличием стабильных и нестабильных асфальтенов в битуме [16].

При малых глубинах превращения снижение вязкости объясняется образованием в результате термодеструктивного распада боковых алифатических структур молекул сырья более компактных подвижных вторичных асфальтенов, которые обладают меньшей молекулярной массой. Последующее возрастание вязкости крекинг-остатка обуславливается

образованием продуктов уплотнения – карбенов и карбоидов, также являющихся носителями вязкости [17].

Процесс висбрекинга делится на две категории, а именно: «печной» (или висбрекинг в печи с сокинг-секцией), в котором высокая температура (480-500 °С) сочетается с коротким временем пребывания (1,5-2 мин). Вторая категория – висбрекинг с выносной реакционной камерой. По способу подачи сырья в реактор различают висбрекинг с восходящим потоком и с нисходящим потоком.

Существует необходимость в улучшении процессов конверсии остатков, таких как висбрекинг, но развитие данного процесса в России сдерживается высокими издержками производства и низким качеством светлых нефтепродуктов. В основном висбрекинг является частью комбинированных установок.

2.3 Термический крекинг

Термический крекинг – высокотемпературная переработка углеводородного сырья, основной целью которого является получение продуктов обладающих меньшей молекулярной массой (моторных топлив, смазочных масел и т. п., а также сырья для химической и нефтехимической промышленности), за счет термического разложения крупных молекул с образованием более мелких по массе и длине углеводородной цепи.

Термический крекинг мазута или гудрона проводится при высоком давлении (2-4 МПа) и температуре 500-540 °С с получением газа и жидких продуктов. В качестве сырья для процесса термического крекинга используют мазут, гудрон, смесь тяжелых каталитических газойлей и дистиллятных экстрактов [18].

При высоких температурах алканы распадаются за счет разрыва С-С связей (связи С-Н являются более прочными, поэтому сохраняются при таких температурах) и образуются алканы и алкены с меньшим числом углеродных атомов. В реакциях крекинга ведущими являются короткоживущие радикалы

алкильного типа, а поликонденсации - долгоживущие бензильные или фенильные радикалы.

Механизм реакции термического крекинга в общем случае и на примере этана приведен на рисунке 2 [19].

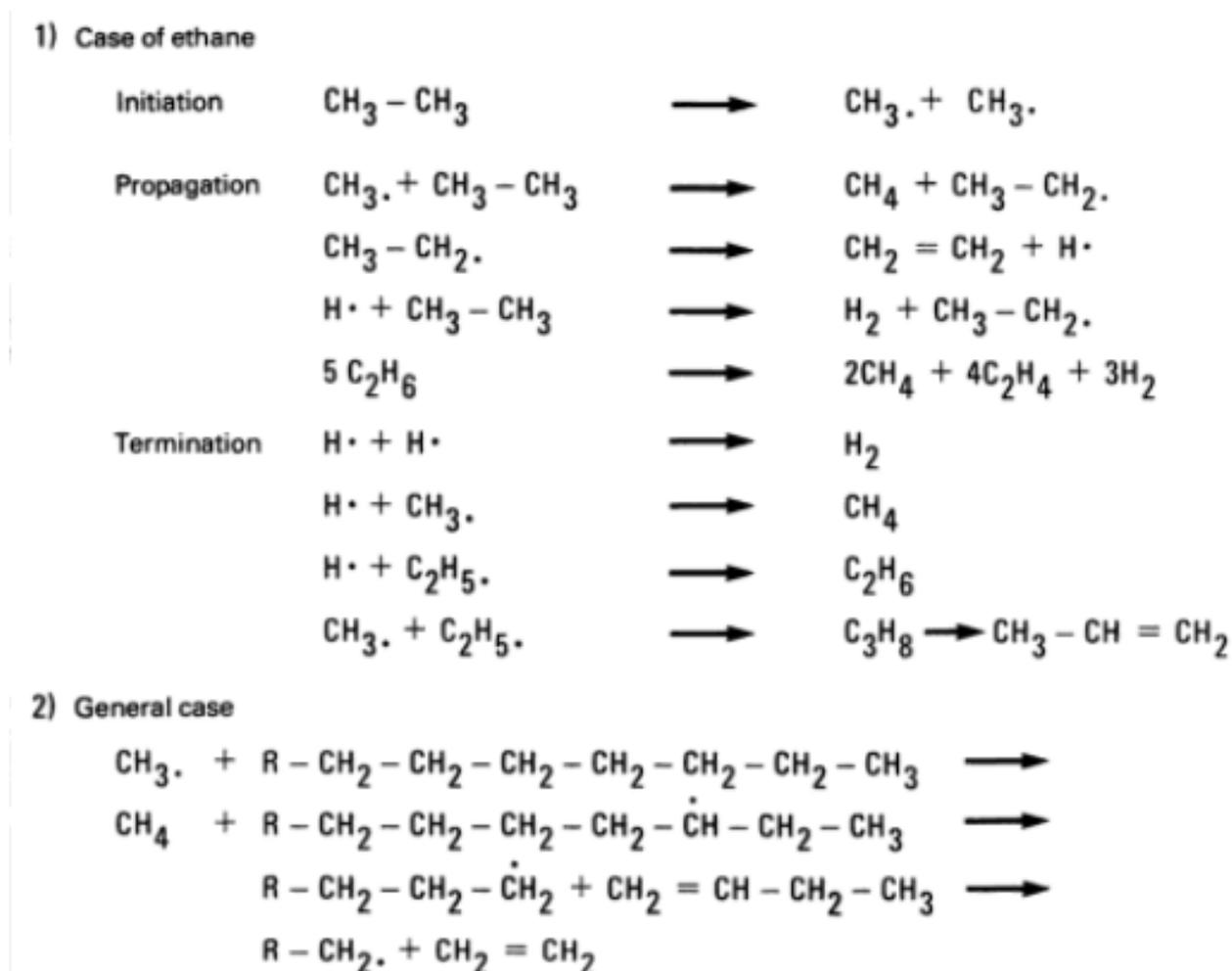


Рисунок 2 – механизм реакции термического крекинга

Реакции крекинга протекают по радикально-цепному механизму, в котором протекают три стадии:

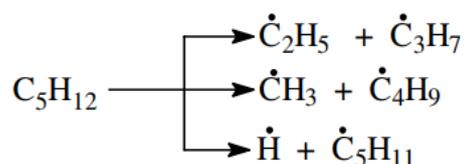
1. Инициирование цепи – элементарная реакция образования радикалов из молекулы (при мономолекулярном распаде) или молекул (при бимолекулярном диспропорционировании молекул на радикалы).

2. Продолжение цепи – реакции превращения одних радикалов в другие с расходом исходного вещества.

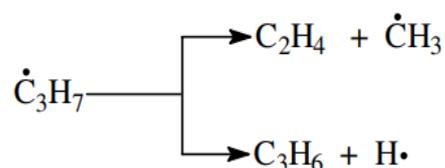
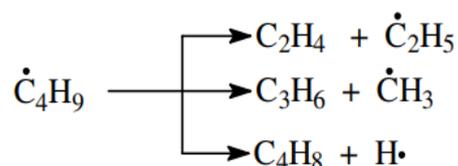
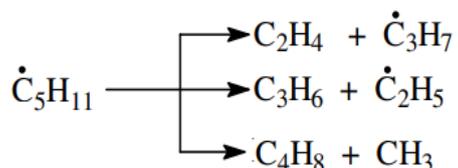
3. Обрыв цепи – реакции разрушения радикалов и их преобразование в стабильные молекулы в результате диспропорционирования или рекомбинации. Также обрыв цепи возможен при добавлении или в присутствии в сырье ингибиторов - веществ, приводящих к замене активных радикалов на малоактивные, которые не способны к продолжению цепи.

В качестве иллюстрации рассмотрим термический распад нормального пентана.

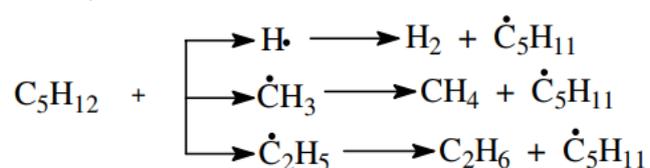
Инициирование цепи:



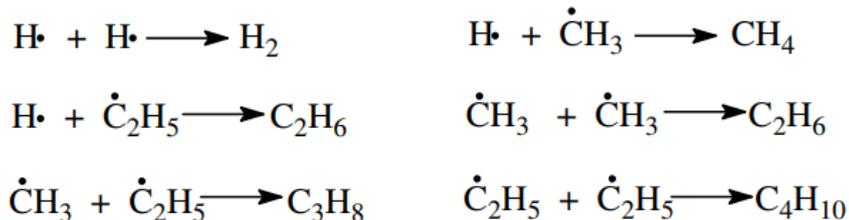
Распад высокомолекулярных алкильных радикалов:



Продолжение цепи:



Обрыв цепи:



2.4 Каталитический крекинг

Каталитический крекинг – процесс, целевым продуктом которого является высококачественный бензин с октановым числом, определенным по исследовательскому методу (ОЧ_и), 90-92 и ценных сжиженных газов. Проводят при температурах 470-540 °С и давлении 0,13-0,15 МПа.

Процесс каталитического крекинга представляет собой один из наиболее распространенных крупнотоннажных процессов углубленной нефтепереработки нефти. Каталитический крекинг схож с процессом термического крекинга, но он отличается использованием катализатора. Катализатор направляет ход реакций крекинга, чтобы увеличить выход желаемых продуктов, которые можно использовать для производства качественного бензина и других жидких видов топлива.

Каталитический крекинг широко используется для превращения вязкого сырья, такого как тяжелая нефть, сверхтяжелая нефть и битум из битуминозного песка - в более ценную нефть (смесь для производства бензина) и другие низкокипящие продукты [20].

Каталитическому крекингу можно также подвергать сырье вторичного происхождения - газойли коксования и термического крекинга под давлением, газойли гидрокрекинга. Газойли коксования отличаются от прямогонных газойлей наличием непредельных углеводородов, повышенным содержанием ароматических углеводородов, серы и азота.

Основным отличием каталитического крекинга является применение катализаторов. Катализаторами называют вещества, которые, вступая в

промежуточное химическое взаимодействие с реагентами, увеличивают скорости химических реакций, но восстанавливают свой химический состав при окончании каталитического акта и не входят в состав конечных продуктов [21].

Каталитический крекинг имеет ряд преимуществ перед термическим крекингом. Нафта, полученная в результате каталитического крекинга, имеет более высокое октановое число и состоит из в основном из изопарафиновых производных и ароматических производных. Изопарафиновые производные и ароматические углеводородные производные имеют высокие октановые числа и более высокую химическую стабильность, чем производные моноолефинов и производные диолефинов.

Соединения серы изменяются таким образом, что содержание серы в нафте, получаемой при каталитическом крекинге ниже, чем содержание серы в нафте, получаемой при термическом крекинге.

Каталитический крекинг дает меньше остатков и больше полезных газойль-компонентов чем термический крекинг.

Процесс каталитического крекинга чаще всего проводят с использованием алюмосиликатных катализаторов.

Алюмосиликатные катализаторы как природные, так и синтетические, представляют собой высокопористые вещества с удельной поверхностью от 100 до 600 м²/г.

К промышленным катализаторам крекинга предъявляются следующие требования [22]:

- высокая удельная производительность, которую можно поддерживать при эксплуатации установки достаточно продолжительное время;
- высокая селективность по бензину;
- высокая термическая стабильность, так как процессы крекинга проводятся при достаточно высоких температурах;
- высокая механическая прочность, поскольку катализатор находится

в непрерывном движении в системе реакторного блока, истираясь и ударяясь о твердую поверхность;

- стойкость к отравлению сернистыми, азотистыми и металлоорганическими соединениями, содержащимися в сырье.

К основным факторам, влияющим на процесс каталитического крекинга, относят свойства катализатора, качество исходного сырья, температура процесса, продолжительность контакта сырья и катализатора, кратность циркуляции катализатора.

Характерные особенности химического состава продуктов процесса каталитического крекинга:

- бензин содержит много изопарафинов и ароматических углеводородов;
- газ получается «тяжелый», с высокой концентрацией изобутана и олефинов C_3-C_4 ;
- газойлевые фракции богаты полициклическими ароматическими углеводородами.

Известные процессы каталитического крекинга тяжелого нефтяного сырья являются дорогостоящими вследствие применения водорода или сложных цеолитсодержащих катализаторов. Ведутся исследования по использованию дешевых катализаторов, в частности на основе оксидов железа, как природного происхождения, так и синтетических систем, которые проявляют активность в крекинге тяжелых нефтяных остатков в атмосфере паров воды.

3.Оксиды железа и их свойства

Железо один из самых распространённых элементов в земной коре. В природе железо встречается в виде оксидов в железных рудах.

Оксиды железа являются распространёнными соединениями, которые широко представлены в природе и легко синтезируются в лаборатории и в промышленности. Они присутствуют почти во всех глобальных системах нашей планеты: педосфере, биосфере, гидросфере и литосфере и участвуют во множественных взаимосвязях между этими областями, как показано на рисунке 3 [23].



Рисунок 3 – Оксиды железа в глобальной системе

Образование оксидов Fe(III) в природе преимущественно включает аэробное выветривание магматических пород в наземной и в морской среде. Данные процессы могут включать механический перенос ветровой / водной эрозией из педосферы в гидросферу или атмосферу или, что более важно, восстановительное растворение с последующей миграцией Fe(II) и окислительное переосаждение в новой области.

Образование железной руды и осаждение оксида железа в биоте являются важными примерами перераспределения. Человек участвует в этих процессах в основном как потребитель металлического железа и оксидов железа для различных промышленных целей. Общий результат всех этих процессов - непрерывное увеличение оксидов железа в окружающей среде за счет железа из магматических («первичных») породах.

В большинстве соединений железо находится в трехвалентном состоянии: три соединения - FeO , $\text{Fe}(\text{OH})_2$ и Fe_3O_4 содержат Fe (II).

Оксиды железа состоят из плотно упакованных массивов анионов (обычно в гексагональной (ГПУ) или кубической плотной упаковке (ГПК)), в которых междуузлия частично заполнены двухвалентным или трехвалентным железом, преимущественно в октаэдрической (VI) - $\text{Fe}(\text{O}, \text{OH})_6$ - но в некоторых случаях - в тетраэдральной (IV) - FeO_4 - координации. Различные оксиды различаются тем, как основные структурные единицы - $\text{Fe}(\text{O}, \text{OH})_6$ или $\text{Fe}(\text{O})_4$ - расположены в пространстве [24].

Доступность, уникальные физико-химические свойства и низкая стоимость оксидов железа обуславливают интерес к ним многих научных дисциплины и различных отраслей промышленности.

Далее будут рассмотрены структура и свойства гематита, магнетита и маггемита - оксидов железа используемых в качестве каталитической добавки в данной работе.

3.1 Гематит, магнетит и маггемит, их свойства и структура

Гематит ($\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$), магнетит (Fe_3O_4) и маггемит ($\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$) являются очень перспективными и популярными из-за их полиморфизма, связанного с температурным фазовым переходом. Каждый из этих трех оксидов железа обладает уникальными биохимическими, магнитными, каталитическими и другими свойствами, которые обеспечивают пригодность для конкретного технического и биомедицинского применения [23].

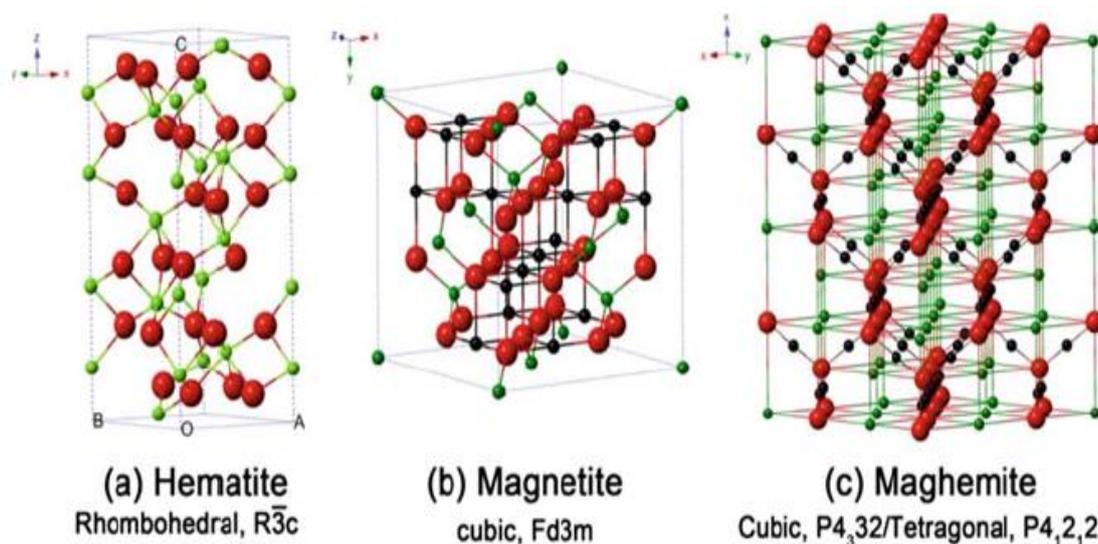


Рисунок 4 – Структура кристалла и кристаллографические данные о гематите, магнетите и маггемите (черный баллист Fe(II), зеленый баллист Fe(III) и красный баллист O₂)

Гематит, $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$, является самым старым известным минералом оксида железа и широко распространен в породах и почвах. Его цвет - кроваво-красный (греч. *haima* - кровь), если он тонко разделен, то его цвет черный, а если он грубо кристаллический, то сверкающий серый. Гематит имеет структуру корунда ($\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$), основанную на ГПУ-анионной упаковке (рисунок 4).

Гематит - важный пигмент и ценная руда; это основная составляющая так называемых полосчатых железных образований. Другие названия для гематита включают оксид железа III, оксид железа, сесквиоксид железа, красную охру, спекулярит, зеркальную железную руду, почечную руду, крокус мартис и мартит.

Кристаллохимическая структура гематита представляет собой ионы кислорода, находящиеся в плотнейшей упаковке, среди которых в октаэдрических пустотах между шестью кислородными анионами находятся катионы трехвалентного железа. Катионы занимают две трети октаэдрических пустот. Каждый ион железа окружен шестью ионами кислорода, и каждый ион кислорода связан с четырьмя ионами железа [25].

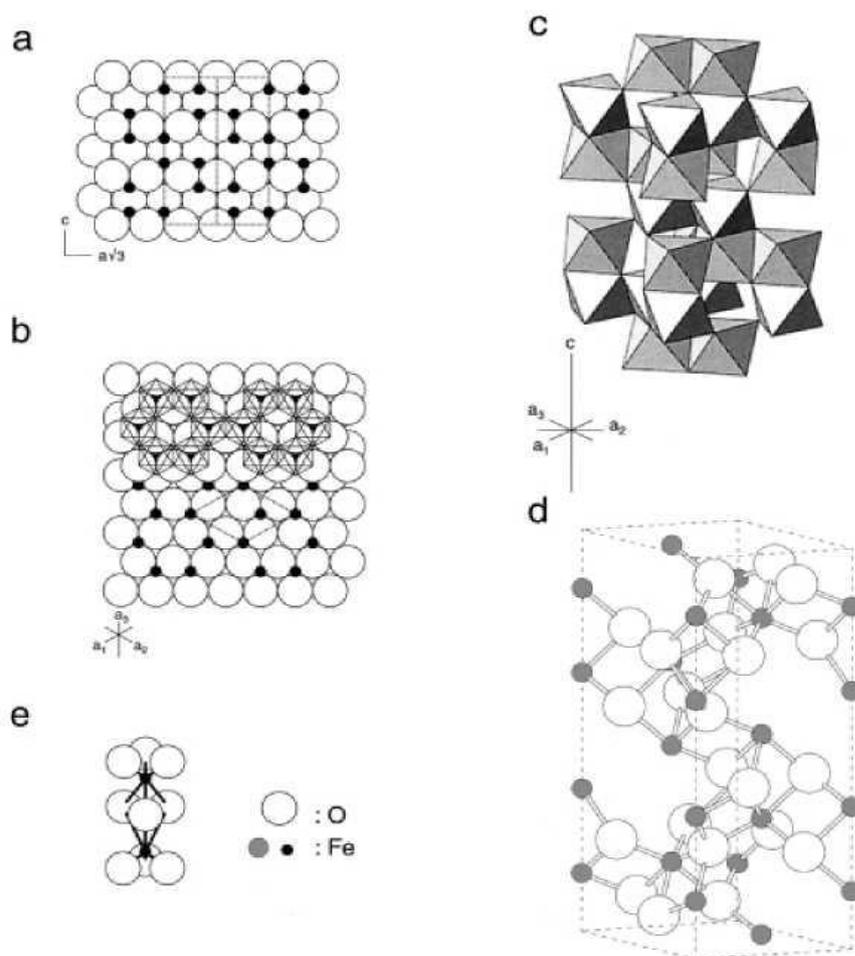


Рисунок 5 – Структура гематита, а) Гексагональная плотная упаковка кислорода с катионами, распределенными в октаэдрических междуузлиях; б) Вид вниз по оси c , показывающий распределение ионов Fe по заданному слою кислорода и гексагональное расположение октаэдров; в) Расположение октаэдров; г) Шариковая модель; д) Триплеты $O_3-Fe-O_3-Fe-O_3$

Магнетит, Fe_3O_4 , представляет собой черный ферримагнитный минерал, содержащий как Fe(II), так и Fe(III). Он имеет обратную структуру шпинели (рисунок 5). Магнетит является важной железной рудой. Вместе с титаномагнетитом он отвечает за магнитные свойства горных пород; это объект палеомагнитных исследований. Другие названия для магнетита включают черный оксид железа, магнитную железную руду, железо II, весовой камень (когда присутствует естественная полярность), триоксид железа, феррит

железа, камень Геркулеса и Magneteisenerz (немецкий). Некоторые из этих названий используются в настоящее время, хотя они не признаны минеральными названиями. Они отражают разнообразие дисциплин, для которых этот минерал представляет интерес.

Основные детали структуры магнетита были установлены в 1915 году; это была одна из первых минеральных структур, к которым была применена дифракция рентгеновских лучей. Магнетит имеет гранцентрированную кубическую элементарную ячейку на основе 32 ионов O^{2-} , которые регулярно кубически плотно упакованы.

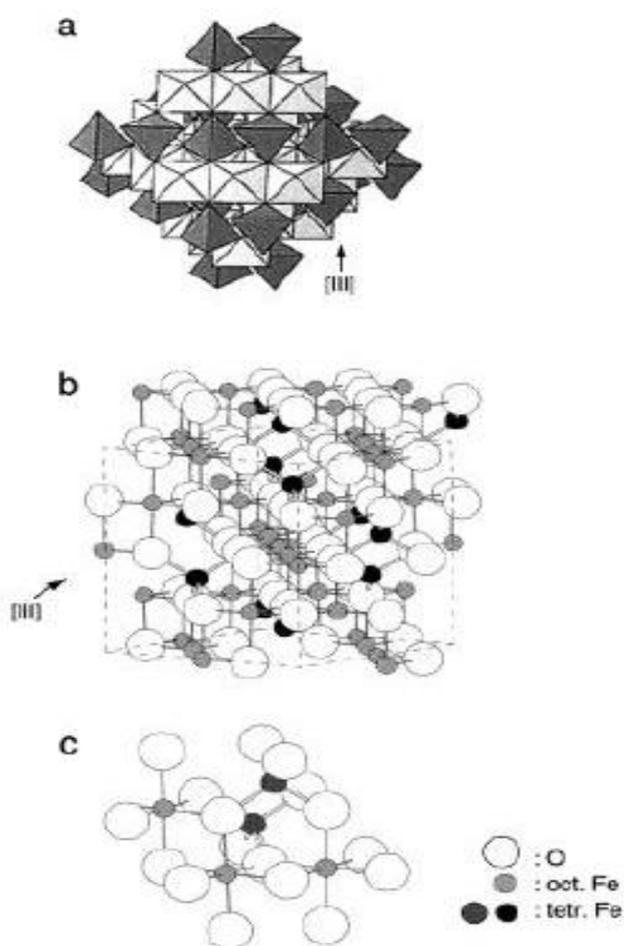


Рисунок 6 – Структура магнетита: а) Полиэдральная модель с чередующимися слоями октаэдров и тетраэдров-октаэдров; б) Шариковая модель. ; в) Шариковая модель расстановки октаэдров и тетраэдров

Маггемит, $\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$, представляет собой красно-коричневый ферримагнитный минерал, изоструктурный с магнетитом, но с катионо-дефицитными участками. Он образуется в почвах как продукт выветривания магнетита или как продукт нагревания других оксидов железа, обычно в присутствии органического вещества. Маггемит является важным магнитным материалом.

Как наиболее стабильный оксид железа и полупроводник n-типа в условиях окружающей среды, гематит ($\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$) широко используется в катализаторах, пигментах и газовых сенсорах из-за его низкой стоимости и высокой устойчивости к коррозии. Он также может быть использован в качестве исходного материала для синтеза магнетита (Fe_3O_4) и маггемита ($\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$), которые интенсивно использовались как для фундаментальных научных интересов, так и для технологических применений в последние несколько десятилетий.

Маггемит (магнетит-гематит) имеет структуру, аналогичную структуре магнетита. Он отличается от магнетита тем, что весь или большая часть железа находится в трехвалентном состоянии. Катионные вакансии компенсируют окисление Fe(II). Маггемит имеет кубическую элементарную ячейку [25].

Известно, что оксиды железа могут проявлять каталитические свойства и инициировать деструкцию высокомолекулярных компонентов.

4. Экспериментальная часть

4.1 Объект и методы исследования

Объектом исследования являлся остаток ($> 350\text{ }^{\circ}\text{C}$) нефти месторождения Зуунбаян (Монголия). Физико-химические свойства объекта исследования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Физико-химические свойства нефти месторождения Зуунбаян и мазута, выкипающего при температуре более $350\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Показатели	Значения для	
	Нефти	Мазута
Плотность при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, г/см ³	0,887	0,895
Кинематическая вязкость, сСт, при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$	*не течёт	*не течёт
при $30\text{ }^{\circ}\text{C}$	*не течёт	*не течёт
при $40\text{ }^{\circ}\text{C}$	46,3	*не течёт
при $50\text{ }^{\circ}\text{C}$	31,4	*не течёт
Содержание, % мас.: асфальтенов	0,2	0,4
Смол	14,7	25,5
Масел	85,1	74,1
- н-алканов	18,0	26,4
- твёрдых парафинов	11,1	15,7
Фракционный состав:		
нк, $^{\circ}\text{C}$,	90	> 350
выкипает % объёмный: до $150\text{ }^{\circ}\text{C}$	6,0	нет
до $250\text{ }^{\circ}\text{C}$	17,0	нет
до $350\text{ }^{\circ}\text{C}$	38,0	нет
Температура застывания, $^{\circ}\text{C}$	29,0	63,0
Элементный состав, % мас.: Сера	Следы	0,08
Азот	0,46	0,67
Углерод	86,28	87,20
Водород	12,23	11,09
Кислород	0,93	1,04
Молекулярная масса, а.е.м.	397	550

*при определении кинематической вязкости вискозиметром, испытуемые образцы под влиянием силы тяжести не текут.

Особенностью данного нефтяного остатка является высокое содержание смол (25,5 % мас.), низкое содержание асфальтенов (0,4 % мас.), а так же высокое содержание н-алканов (26,4 % мас.) и твердых

парафинов (15,7 % мас.).

В качестве иницирующих добавок использовали магнитные фракции ферросфер зол ТЭЦ, свойства которых приведены в таблице 2.

Выбор ферросфер обусловлен тем, что они содержат оксиды железа, которые могут выступать в качестве иницирующей или каталитической добавки в зависимости от условий [4]. Ферросферы являются доступными и дешёвыми сырьём, которое существенно дешевле большинства гетерогенных каталитических систем. Также использование ферросфер позволяет частично решить проблему утилизации зол ТЭЦ.

Таблица 2 – Характеристики магнитных ферросфер зол ТЭЦ.

Показатели	Значения
Насыпная плотность, г/см ³	1,87
Пикнометрическая плотность, г/см ³	3,69
Удельная поверхность, м ² /г	0,33
Диаметр фракций ферросфер, мм	0,20 - 0,40
Химический состав % мас.: SiO ₂	4,00
Al ₂ O ₃	1,90
Fe ₂ O ₃	85,20
CaO	8,69
MgO	1,00
SO ₃	0,25
Na ₂ O	0,25
K ₂ O	0,07
TiO ₂	0,18

Магнитные ферросферы были выделены из золы уноса от сжигания угля комплексом процессов магнитной сепарации, гидродинамической и гранулометрической классификации [26]. Фотография ФС (ферросфер) представлена на рисунке 7, они представляют собой сферические пустотелые объекты [27],[28]. ФС образуются в результате высокотемпературных термохимических преобразований сульфидов, силикатов и карбонатов железа, входящих в состав минеральной части углей, сжигаемых на ТЭЦ.

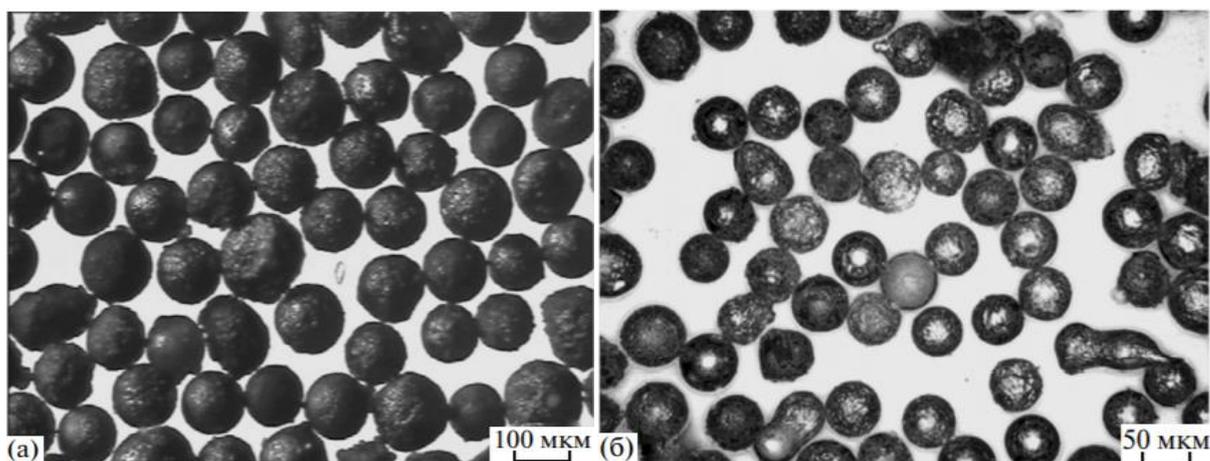


Рисунок 7 – Микрофотографии магнитной фракции ферросфер зол ТЭЦ [29]

Перед проведением термолиза магнитные ферросферы нагревали до 800°С и выдерживали в муфельной печи два часа в воздушной среде для окисления соединений железа двухвалентного до трёхвалентного. После прокаливания ФС утрачивали магнитные свойства, т.к. магнетит (Fe_3O_4), содержащийся в них, окислялся до гематит ($\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$).

Состав и содержание кристаллических фаз в прокаленных образцах микросфер приведено в таблице 3. Дифрактограммы образцов снимались на порошковом рентгеновском дифрактометре X'Pert Pro MRD PANalytical с использованием $\text{Cu K}\alpha$ излучения. Кроме кристаллических фаз в образцах содержится от 10 до 24 % стеклофазы. Из полученных данных видно, что после термической обработки доля гематита увеличивается с 27,2 до 82,2 % мас., именно его наличие обуславливает иницирующую активность ФС.

Таблица 3 – Содержание кристаллических фаз в магнитных микросферах

Фаза	Содержание кристаллических фаз в образцах ФС, % мас.	
	после термической обработки	до термической обработки
Феррошпинель	15,0	68,1
Гематит	82,2	27,2
Кварц	2,8	4,7

Прокаленные ферросферы использовали в качестве иницирующих добавок, их вводили в реакционную массу в количестве 10 % мас., как и в работах автора [30].

Термолиз проводился в трубчатой печи, схема установки представлена на рисунке 8. Давление в процессе крекинга регистрировали с помощью манометра. Регуляцию температуры осуществляли с помощью ПИД-регулятора ОВЕН ТРМ 500.

После термолиза реактор вытаскивали из печи и охлаждали до комнатной температуры.

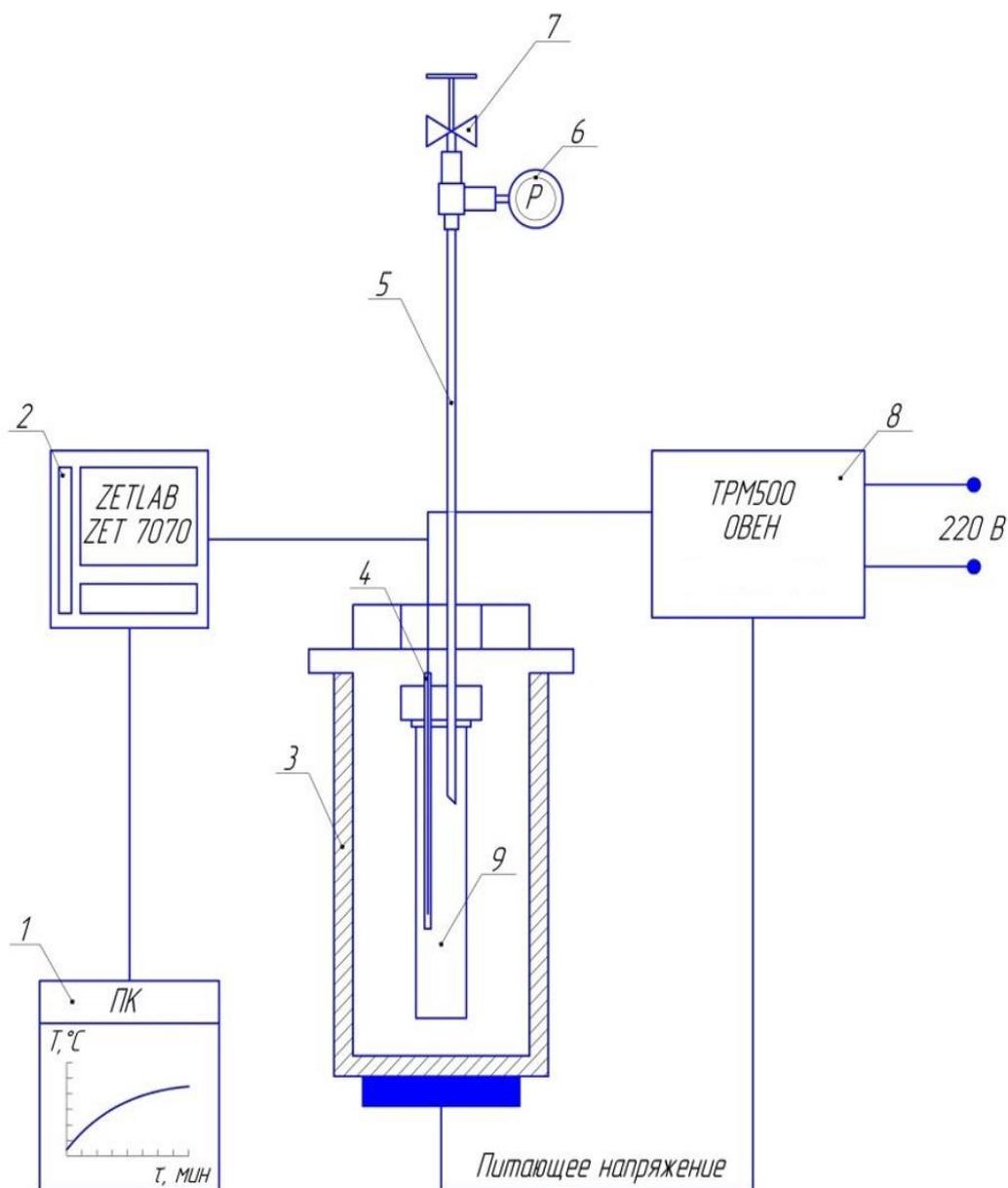


Рисунок 8 – Установка для проведения термолиза: 1 – ПК, 2 – Преобразователь интерфейса USB↔RS-485, 3 – Печка, 4 – Термопара, 5 – Газоотводная трубка, 6 – Манометр, 7 – Кран, 8 – Терморегулятор, 9 – Реактор

Условия термолиза приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Условия термолиза

№	Объект	Добавки, % мас.		Продолжительность, мин	Температура, °С	Шифр
1	Мазут	-	-	120	350	M350
2	Мазут	-	-	120	400	M400
3	Мазут	-	-	120	450	M450
4	Мазут	-	-	120	500	M500
5	Мазут	Ферросферы	10,0	120	350	M350ФС
6	Мазут	Ферросферы	10,0	120	400	M400ФС
7	Мазут	Ферросферы	10,0	120	450	M450ФС
8	Мазут	Ферросферы	10,0	120	500	M500ФС

После проведения термолиза, из реактора через игольчатый кран отбирали образовавшиеся газообразные продукты.

После отбора газообразных продуктов количественно отбирали пробу на термогравиметрический анализ (около 100 мг) и выгружали оставшиеся продукты термолиза.

Ввиду незначительного выхода продуктов для оценки фракционного состава использовали термогравиметрический метод анализа. Термогравиметрический анализ проводили в среде аргона на дериватографе фирмы MOM (Венгрия), позволяющем фиксировать изменения массы образца аналитической пробы с повышением температуры в процессе нагрева до 350 °С со скоростью 10°С/мин. При температурах до 300 – 350 °С погрешность метода для подобных объектов составляет не более 2 %, что позволяет достоверно оценивать фракционный состав продуктов термолиза [4]. Также о возможности использовать ТГА для оценки фракционного состава упоминается в публикациях: [31-33].

Содержание смол и асфальтенов в полученных продуктах термолиза определяли по стандартной методике [34]. Асфальтены получали осаждением 40-кратным объемом н-гексана. Гексановый раствор (после промывания асфальтенов) присоединяли к деасфальтензированной нефти, отгоняли избыток растворителя и оставшуюся часть мальтенов наносили на слой

активированного силикагеля АСК (соотношение 1:15), загружали полученную смесь силикагеля с адсорбированным материалом в аппарат Сокслета и последовательно вымывали нефтяные масла н-гексаном, а затем смолы – смесью этанола и бензола (1:1) при температурах кипения данных растворителей. После удаления растворителя из спирто-бензольного элюата устанавливали содержание силикагелевых смол в образце.

Далее смолы и асфальтены, выделенные из образцов продуктов термоллиза, были проанализированы по методике структурно-группового анализа (СГА) по разработанной в ИХН СО РАН методике. Методика основана на совместном использовании сведений об элементном составе, средних молекулярных массах и данных спектрометрии ПМР [35],[36].

Для представления данных СГА использованы обозначения структурных параметров, предложенные авторами [35]:

C_a , C_n , C_p , C_α , C_γ – количества атомов углерода в ароматических, нафтеновых и парафиновых структурах молекул, в α -положениях к гетерофункциям и ароматическим ядрам и в не связанных с последними терминальных метильных группах (C_γ) соответственно;

f_a , f_n и f_p – доли углеродных атомов в соответствующих структурных фрагментах;

K_o – общее число колец, K_a и $K_{нас}$ – количества ароматических и нафтеновых циклов в средней молекуле. Аналогичные средние параметры структурных блоков помечены надстрочными звездочками.

m_a – среднее число структурных блоков в молекуле;

C^* – общее число атомов С в структурном блоке.

Газообразные продукты анализировали на хроматографе Кристалл-5000 (Хроматэк, РФ) в соответствии с ГОСТ 31371.3-2008.

Углеводородный состав бензиновых фракций определяли методом газовой хроматографии в соответствии с ГОСТ Р 52714-2018 на хроматографе Кристалл-5000, колонка капиллярная DB-1 (Agilent, США), с внутренним диаметром 0.25 мм и длиной 100 м (неполярная, 100 %

диметилполисилоксан).

4.2 Результаты проведенного исследования

Для получения представлений о превращениях компонентов мазута тяжелой парафинистой нефти в ходе термолиза, был определен вещественный состав полученных продуктов. Данные представлены на рисунках 9 и 10.

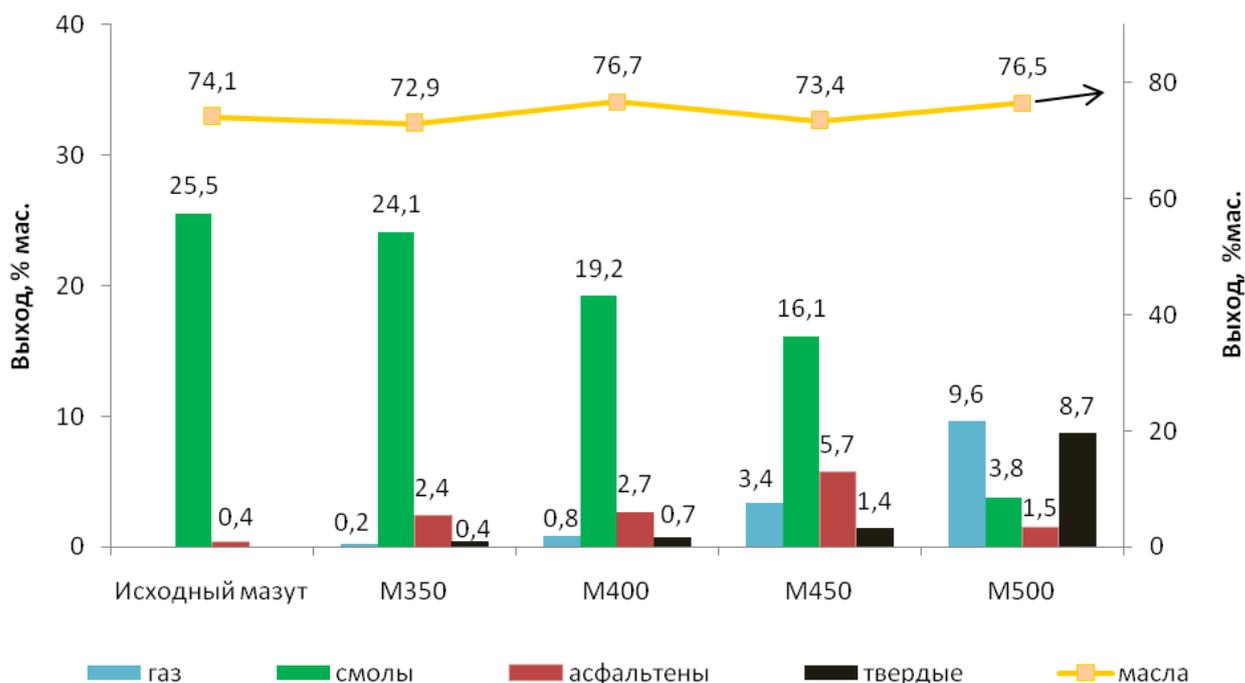


Рисунок 9 – Вещественный состав продуктов термолиза без ФС

Из рисунка 9 видно, что в продуктах термолиза мазута, полученных без ФС при увеличении температуры процесса от 350 до 500 °C содержания смол снижается с 25,5 (для исходного мазута) до 3,8 % мас. (для продуктов полученных при 500 °C). При этом увеличивается выход твёрдых и газообразных продуктов, содержание которых варьируется от 0,4 до 8,7 % мас. и от 0,2 до 9,6 % мас. соответственно.

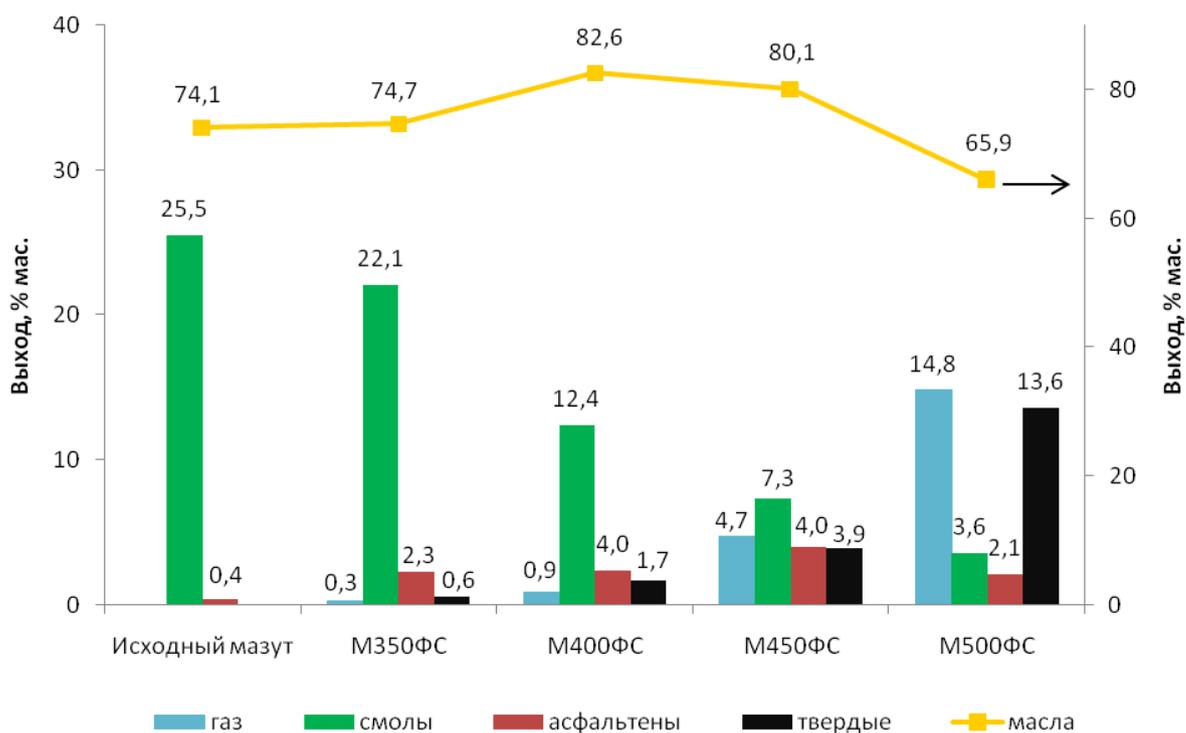


Рисунок 10 – Вещественный состав продуктов термолитического разложения с флотацией

Наиболее заметно состав продуктов меняется с увеличением температуры процесса с 450 до 500 °С, при этом происходит увеличение доли твёрдых продуктов с 1,4 до 8,7 % мас. (более чем в 6 раз) и снижение доли асфальтенов и смол почти в 4 раза.

Из полученных данных можно сделать вывод, что деструкция смол начинается при 400 °С и наиболее интенсивно протекает при температуре более 450 °С. Деструкция асфальтенов и образование твёрдых и газообразных продуктов наиболее заметно протекает так же при температуре более 450 °С.

Выход масел при увеличении температуры процесса от 350 до 500 °С меняется не существенно с 74,1 (в исходном мазуте) до 76,5 % мас. (при температуре 500 °С).

Формализованная схема термических превращений компонентов нефтяного остатка (рисунке 11) может быть представлена, как предлагают авторы [30],[37].

В приведенной на рисунке 11 схеме, маршруты k_2 , k_3 , k_4 , k_6 , k_8 и k_9 являются реакциями деструкции и приводят к образованию соединений с

меньшей молекулярной массой. Маршруты k_1 , k_5 , k_7 и k_{10} приводят к образованию продуктов с большей молекулярной массой в результате процессов поликонденсации [30],[37].

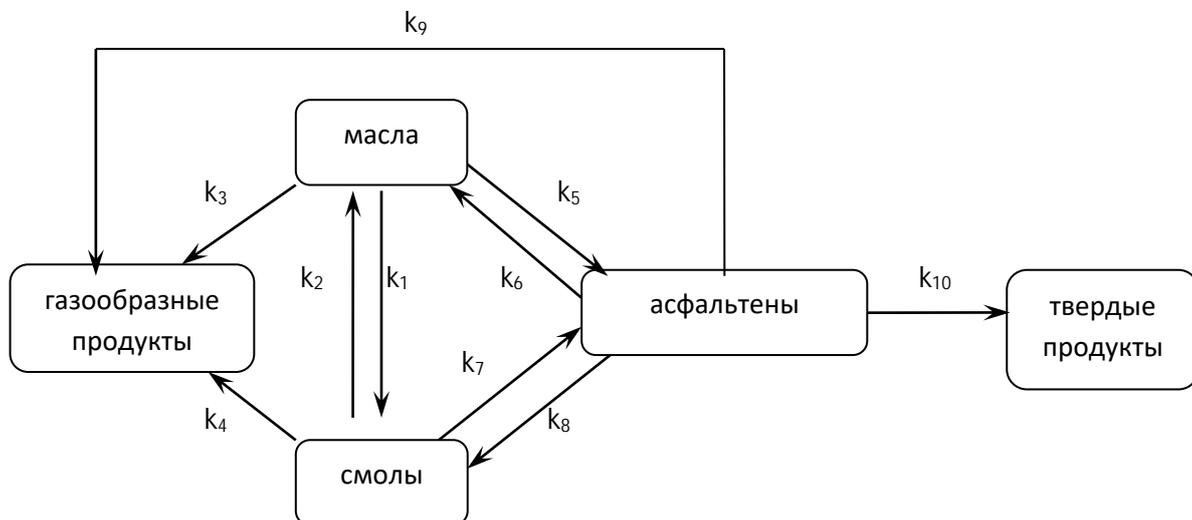


Рисунок 11 – Формализованная схема термических превращений компонентов нефтяного сырья [30],[37]

На направленность превращения и выход целевых продуктов можно влиять с помощью иницирующих добавок. Поэтому было исследовано влияние ФС.

В процессе термолиза мазута в присутствии ФС заметно снижается выход смол в сравнении с продуктами, полученными без ФС (рисунки 9 и 10).

Значительное отличие состава продуктов наблюдается при температуре более 400 – 450 °С. Ведение ФС при 400 °С приводит к снижению выхода смол в 1,5 раза, а при 450 °С в 2,2 раза в сравнении с продуктами, полученными при тех же температурах без иницирующих добавок. При этих температурах также заметно увеличивается и выход масел, в присутствии ФС, содержание которых увеличивается на 5,9 – 6,7 % мас. при температуре термолиза 400 – 450 °С.

Дальнейшее увеличение температуры до 500 °С в присутствии ФС приводит к снижению выхода масел до 65,9 % и наблюдается увеличение доли

газообразных и твёрдых продуктов, содержание которых увеличивается до 14,8 и 13,6 % мас. соответственно.

Таким образом, можно предположить, что введение ФС позволяет ускорить процесс деструкции смол, реакции k_4 , k_2 , k_7 (см. рисунок 10).

Активность ФС объясняется наличием гематита и его способностью участвовать в окислительно-восстановительных процессах и избирательно сорбировать на своей поверхности смолы и асфальтены. В работах [38–41] показано, что смолы и асфальтены легко адсорбируются на оксидах переходных металлов, включая оксиды железа.

На рисунках 12,13 представлен фракционный состав продуктов (НК – 360 °С) термолиза в пересчёте на исходное сырьё.

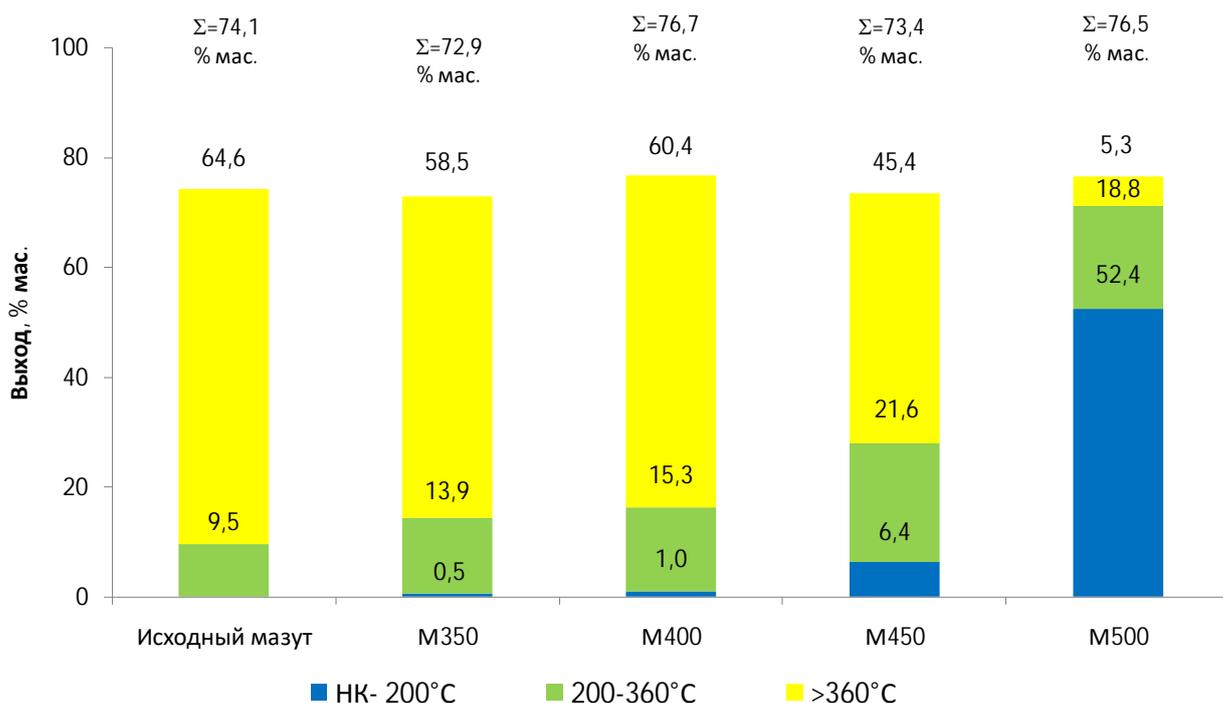


Рисунок 12 – фракционный состав продуктов термолиза нефтяного остатка без ФС

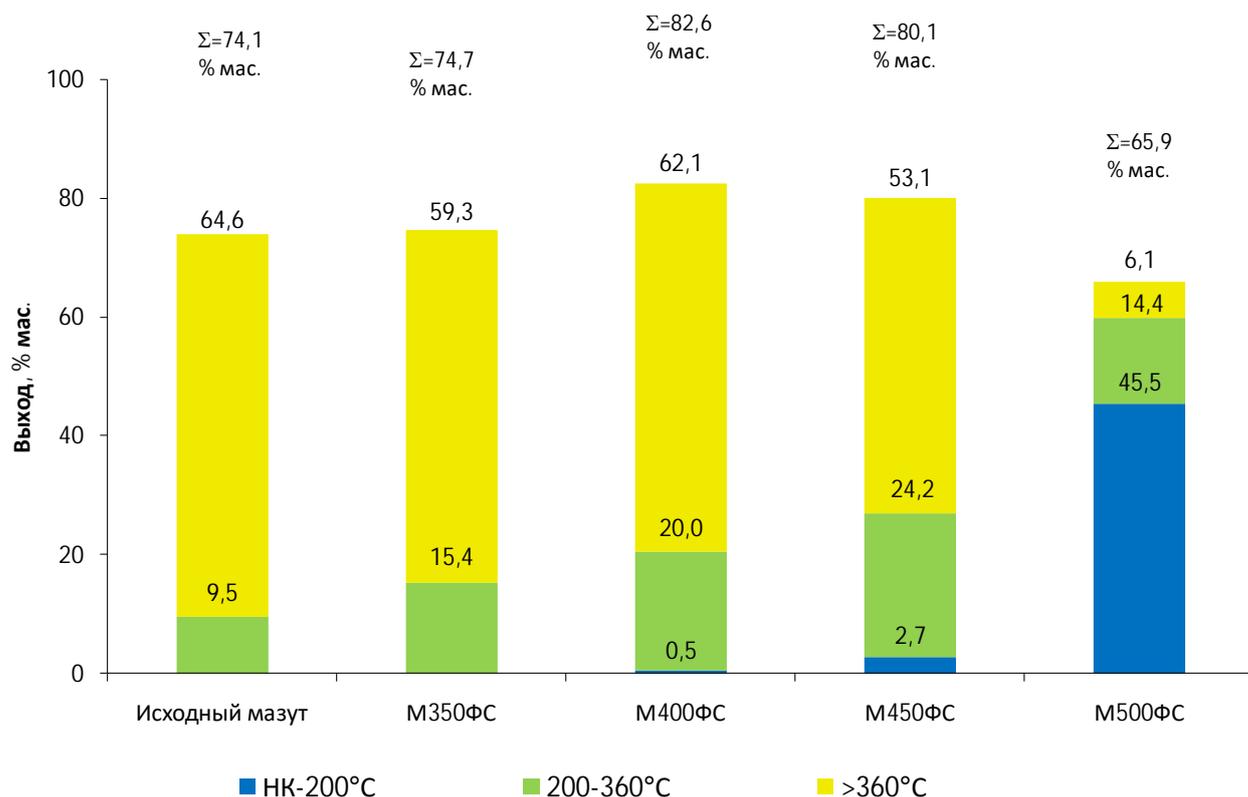


Рисунок 13 – фракционный состав продуктов термолитза нефтяного остатка с ФС

Введение ФС существенно не влияет на выход топливных фракций (НК – 360 °С), но позволяет почти в два раза снизить суммарный выход смолисто-асфальтеновых компонентов и увеличить суммарный выход фракций с температурой кипения более 360 °С. Данные изменения вещественного состава положительно сказываются на таких потребительских качествах получаемых продуктов [42], как вязкость и температура застывания, т.к. наличие смолисто-асфальтеновых компонентов и твёрдых парафинов влияют на данные показатели.

В таблице 5 приведён состав газообразных продуктов термолитза. Введение ФС сказывается не только на выход, но и на состав газообразных продуктов, получаемых в процессе термолитза. При введении ФС в газообразных продуктах увеличивается доля водорода. Так же увеличивается выход оксидов углерода, что указывает на протекание окислительно-восстановительных процессов. Гематит ($\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$) восстанавливается до

магнетита (Fe_3O_4), при этом идёт частичное окисление компонентов сырья с образованием CO и CO_2 . Это подтверждается литературными данными [43]. Так же увеличивается выход газов C_1 и C_3 .

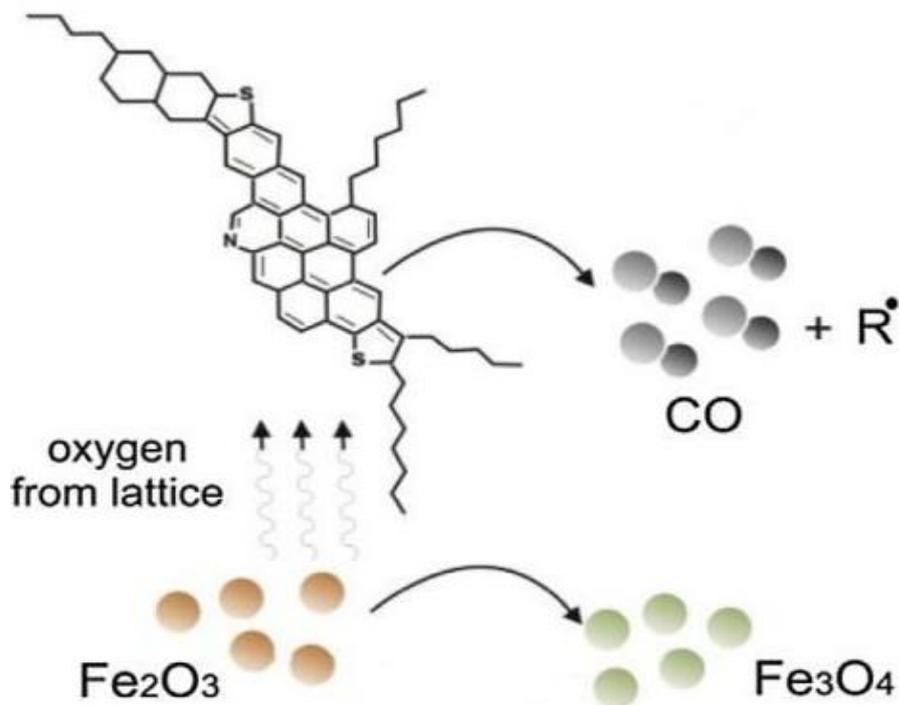


Рисунок 14 – Схема каталитического крекинга [43].

Таблица 5 – Состав газообразных продуктов термолиза

	Без ФС				С ФС			
	350	400	450	500	350	400	450	500
Температура, °С	350	400	450	500	350	400	450	500
Шифр	M350	M400	M450	M500	M350ФС	M400ФС	M450ФС	M500ФС
Состав бензиновой фракции НК-200 °С, % мас.								
н-Алканы	-	0,265	1,437	22,984	-	0,151	1,004	16,451
изо-Алканы	-	0,247	1,065	8,437	-	0,156	0,620	6,665
Арены	-	0,180	1,954	5,870	-	0,051	0,380	7,417
Нафтены	-	0,177	1,612	9,258	-	0,080	0,346	11,618
Олефины	-	0,130	0,332	5,846	-	0,062	0,349	3,328

Продолжение таблицы 5

Не определено	-	-	-	0,004	-	-	-	0,020
Общий выход бензиновых фракций в расчёте на исходное сырьё, % мас.	-	1,00	6,40	52,40	-	0,50	2,70	45,50
Содержание газообразных компонентов, % мас.								
H ₂	0,003	0,004	0,010	0,011	-	0,004	0,024	0,026
CO	0,005	-	-	0,033	0,001	0,047	0,001	0,119
CO ₂	0,014	0,208	0,139	0,146	0,003	0,248	0,319	0,294
CH ₄	0,289	0,390	1,540	2,475	0,033	0,474	1,864	4,034
C ₂ H ₄	0,004	0,005	0,018	0,024	0,001	0,005	0,021	0,038
C ₂ H ₆	0,270	0,049	0,720	2,639	0,039	0,139	1,094	4,320
C ₃ H ₈	0,226	0,008	0,501	2,593	0,039	0,009	0,730	3,969
C ₃ H ₆	-	-	0,042	0,080	-	-	0,149	-
Алканы C ₄	0,093	0,010	0,382	1,196	0,018	0,011	0,418	1,541
Алкены C ₄	-	0,030	0,049	-	-	0,004	0,080	-
C ₅ – C ₅₊	0,026	0,066	-	0,352	0,006	-	-	0,409
Общий выход газообразных продуктов в расчёте на исходное сырьё, % мас.	0,93	0,77	3,40	9,55	0,14	0,94	4,70	14,75

Состав фракций варьируется в зависимости от температуры. Бензиновые фракции продуктов термолитза без ФС полученные при 500 °С главным образом представлены н-алканами и изо-алканами и нафтенами.

Введение ФС при 500 °С приводит к заметному увеличению выхода ароматических углеводородов и нафтеннов (в пересчёте на исходное сырьё), но снижается выход алканов и изо-алканов.

Бензиновые фракции выделенные из продуктов термолитза полученных при 450 °С в присутствии ФС наоборот характеризуются низким выходом ароматических и нафтеновых углеводородов.

При температурах ниже 450 °С ведение ФС не сказывается существенно на соотношении углеводородных компонентов.

В таблицах В.1 и В.2 (приложение В) приведены структурно-групповые характеристики смол и асфальтенов исходного мазута, и продуктов его термолитза без ФС и в присутствии ФС.

Асфальтены исходного мазута имеют молекулярную массу = 1800 а.е.м., среднее число структурных блоков в молекуле $m_a = 3,3$. В усредненной молекуле большая часть атомов углерода представлена алифатическими фрагментами ($f_{п} = 43,2 \%$) из 129 атомов углерода, 47 принадлежат ароматическим кольцам (Са), 27 насыщенным кольцам (Сн) и 56 алифатическим фрагментам (Сп). В среднем структурном блоке имеется 5 колец (Ко*), 2 из которых являются насыщенными (Кн*), а 3 ароматическими (Ка*). В структурном блоке количество парафиновых атомов углерода (Сп*) составляет около 17, при этом количество атомов углерода в α -положении (С α *) около 4, а терминальных метильных групп (С γ *) около 3, что говорит о наличии слаборазветвлённых фрагментов с длинной цепи от 2 - 3 до 11 атомов углерода.

В продуктах термолитза содержание асфальтенов увеличивается в несколько раз (с 0,4 до 5,7 % мас.), т.е. преимущественно происходит образование новых асфальтенов. Молекулярная масса асфальтенов выделенных из продуктов термолитза значительно меньше асфальтенов исходного мазута. С увеличением температуры общее количество атомов углерода в средней

молекуле снижается, главным образом за счёт уменьшения количества парафиновых структур (Сп). Количество атомов в парафиновых структурах существенно сокращается при температуре термолиза более 400 °С.

Введение ФС приводит к образованию асфальтенов с более высокой молекулярной массой и большим количеством ароматических циклов в структуре в сравнении с асфальтенами, выделенными из продуктов термолиза без ФС.

Сокращается и доля гетероатомов, более чем в 6 раз сокращается количество атомов азота, примерно в 1,5 раза сокращается количество атомов серы и кислорода. При этом асфальтены, полученные в присутствии ФС характеризуются более высоким содержанием кислорода, что объясняется участием гематита в частичном окислении сырья.

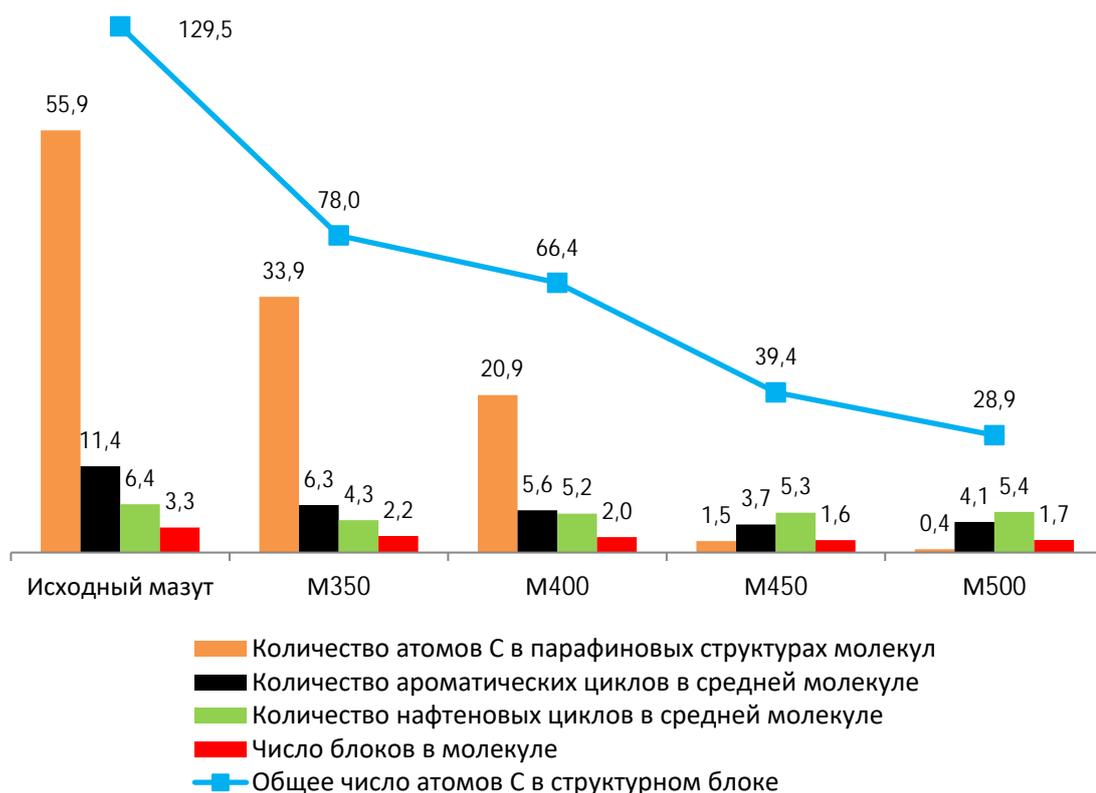


Рисунок 15 – Средние физико-химические и структурные параметры асфальтенов мазута и продуктов термолиза без ФС

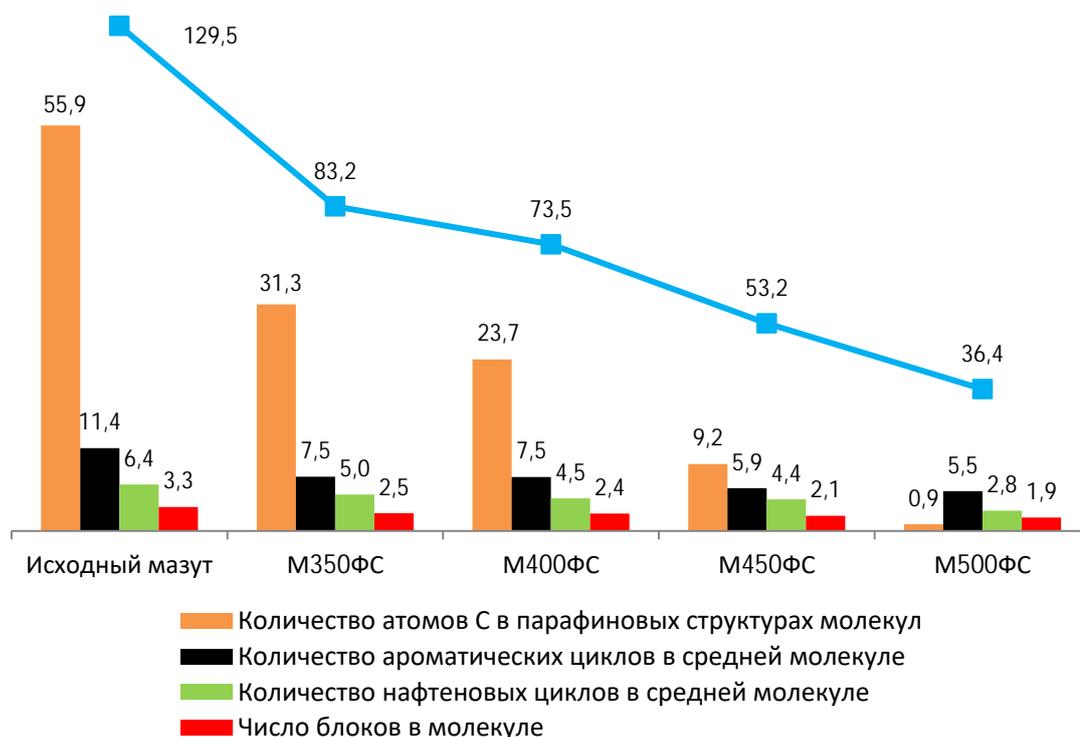


Рисунок 16 – Средние физико-химические и структурные параметры асфальтенов мазута и продуктов термолиза с ФС

Смолы исходного мазута имеют молекулярную массу 850 а.е.м., среднее число структурных блоков в молекуле $m_a = 1,6$. Большая часть атомов углерода, как и в асфальтенах представлена парафиновыми фрагментами ($f_p = 45,3$), в усредненной молекуле содержится 56 атомов углерода, 14 из которых принадлежат ароматическим кольцам (C_a), 16 насыщенным кольцам (C_n) и 25 в парафиновых структурах (C_p). Общее количество колец около 7,5 в средней молекуле. В среднем структурном блоке имеется 4-5 колец ($K_o^* = 4,6$), 2 из которых являются насыщенными, а 2 ароматическими, так же как и в молекулах асфальтенов имеются длинные слаборазветвлённые алифатические цепочки.

В результате термолиза молекулярная масса смол меняется не линейно с увеличением температуры. После термолиза при 350 °С молекулярная масса смол увеличивается до 1050-1070 а.е.м., при этом введение ФС существенно не сказывается при данных температурах на выход и состав смол.

При температуре термоллиза более 400 °С молекулярная масса начинается снижаться с 790 - 992 до 550 - 790 а.е.м. При данных температурах роль ФС становится заметной – более заметно сокращается молекулярная масса смол, количество блоков в молекуле и отношение Н/С.

Наиболее заметно ФС влияют на изменение количества парафиновых и нафтеновых структур в смолах. В смолах, выделенных из продуктов термоллиза полученных в присутствии ФС заметно увеличивается количество нафтеновых циклов и при этом сокращается количество атомов углерода в парафиновых структурах. Увеличение числа нафтеновых колец возможно объяснить реакциями циклизации с участием олефиновых соединений (реакция Дильса - Альдера) [44],[45]. Сокращение количества парафиновых структур и количества гетероатомов объясняются деструкцией мостиковых соединений R - S - S- [46].

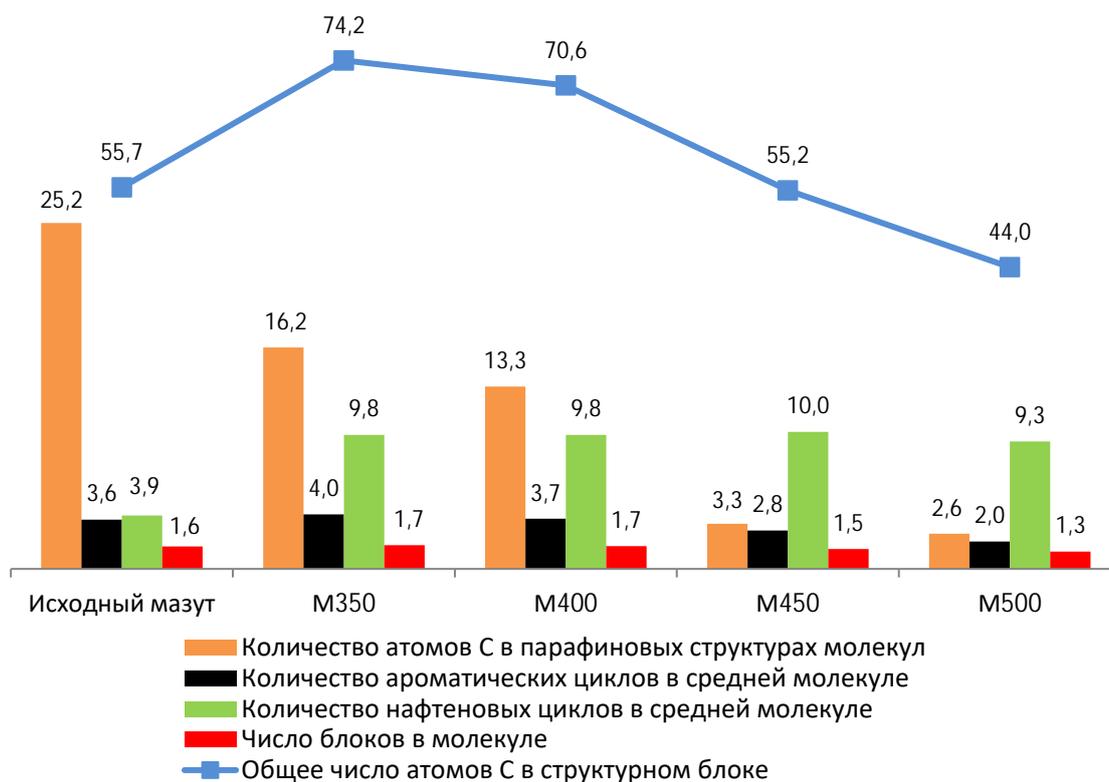


Рисунок 17 – Средние физико-химические и структурные параметры смол мазута и продуктов термоллиза без ФС

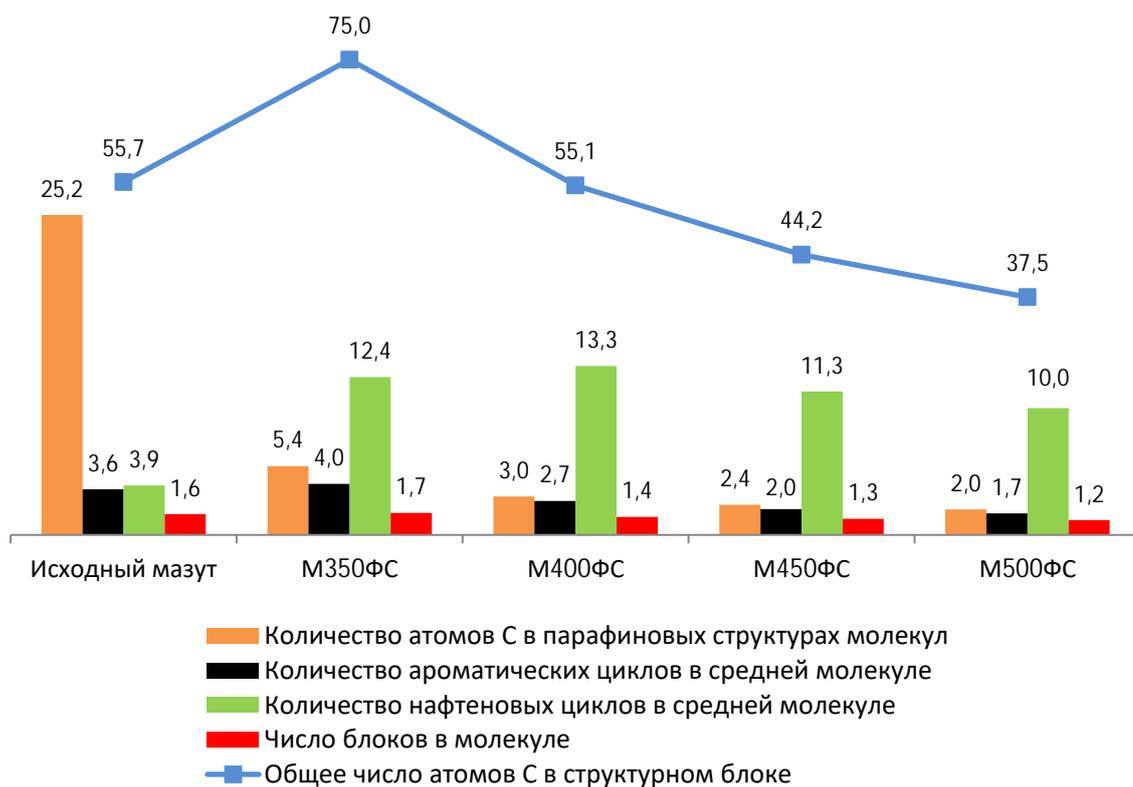


Рисунок 18 – Средние физико-химические и структурные параметры смол мазута и продуктов термолиза с ФС

Таким образом, показано, что ФС влияют не только на количественный выход смолисто-асфальтеновых компонентов, но и на их состав.

5. Раздел "Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение"

Проблемы эффективного ресурсопотребления и ресурсосбережения в нефтяных компаниях всегда являются достаточно актуальными. Технологические процессы в отрасли подготовки и переработки нефти, а также нефтехимии сопровождаются потреблением топливно-энергетических ресурсов. Таким образом, формирование и реализация стратегии ресурсосбережения на всех уровнях управления является один из важнейших вопросов стратегического менеджмента, поскольку ресурсоемкость является второстепенными показателями продукции, в то время как ключевым показателем является ее качество.

В настоящее время перспективность научного исследования определяется коммерческой ценностью разработки, что является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

5.1 Предпроектный анализ

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

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

Целевым рынком результатов исследования процесса термического превращения мазута тяжелой парафинистой нефти в присутствии каталитической добавки на основе ферросфер энергетических зол являются нефтеперерабатывающие предприятия, в основном с глубокой переработкой

нефти. Проведем сегментирование рынка по приведенным ниже признакам и составим карту сегментирования:

		Глубина переработки нефти, %			
		60-70%	70-80%	80-90%	Выше 90%
Размер компании	Крупные	■	■		
	Средние		■	■	
	Мелкие			■	■

Рисунок 19 – Карта сегментирования рынка переработки нефти:

ОАО НК «Роснефть»	ОАО «Газпромнефть»	ОАО «Сургутнефтегаз»
■	■	■

Учитывая, что термический крекинг используется в основном на заводах с глубиной переработки от 80%, то на начальном этапе необходимо ориентироваться на крупные нефтеперерабатывающие заводы.

Однако в связи с принятым планом по модернизации нефтеперерабатывающей отрасли и доведения глубины переработки в среднем до 85% к 2021 году, следует учесть дальнейшее расширение сегмента на мелкие и средние нефтеперерабатывающие заводы.

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

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

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,10	5	3	4	0,5	0,3	0,4
2. Качество продукта	0,20	4	4	3	0,8	0,8	0,6
3. Энергоемкость процесса	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
4. Надежность	0,10	5	4	4	0,5	0,4	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
2. Финансирование научной разработки	0,10	4	3	2	0,40	0,30	0,20
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,10	4	4	3	0,40	0,40	0,30
4. Наличие сертификата разработки	0,10	4	3	3	0,40	0,30	0,30
Итого	1	36	29	26	4,50	3,70	3,25

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i$$

где: K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Анализ альтернативных работ показал, что разработанный в рамках магистерской диссертации программный продукт обладает приемлемым конкурентным уровнем.

5.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT- анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Анализ проводится в 3 этапа.

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

Таблица 7 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии. С2. Экологичность технологии. С3. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. С4. Адекватность разработки.	Слабые стороны Сл1. Большой срок внедрения на производство. Сл2. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой. Сл3. Подходит только для определенного типа сырья. Сл4. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца.
Возможности В1. Повсеместное внедрение разработки на НПЗ. В2. Возможность экономии материальных ресурсов за счет использования более дешевого катализатора. В3. Перспективы увеличения глубины переработки нефти. В4. Улучшение качества переработки нефти.	Угрозы У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства. У2. Развитая конкуренция технологий производства. У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции. У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства.

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

Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 8. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных

сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие);«0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта

		Сильные стороны проекта			
		С1.	С2.	С3.	С4.
Возможности проекта	В1.	+	+	+	+
	В2.	+	+	+	0
	В3.	+	+	+	0
	В4.	+	0	0	+

		Слабые стороны проекта			
		Сл1.	Сл2.	Сл3.	Сл4.
Возможности проекта	В1.	0	-	-	-
	В2.	0	+	+	-
	В3.	+	+	+	-
	В4.	+	+	-	+

		Сильные стороны проекта			
		С1.	С2.	С3.	С4.
Угрозы	У1.	+	+	+	+
	У2.	+	+	+	+
	У3.	+	+	+	+
	У4.	0	0	+	+

		Слабые стороны проекта			
		Сл1.	Сл2.	Сл3.	Сл4.
Угрозы	У1.	+	+	-	-
	У2.	-	-	0	+
	У3.	-	-	-	-
	У4.	-	0	0	-

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа (таблица 9)

Таблица 9 – SWOT-анализ проекта

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии. С2. Экологичность технологии. С3. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. С4. Адекватность разработки.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Большой срок внедрения на производство. Сл2. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой. Сл3. Подходит только для определенного типа сырья. Сл4. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца.</p>
<p>Возможности: В1. Повсеместное внедрение разработки на НПЗ. В2. Возможность экономии материальных ресурсов за счет использования более дешевого катализатора. В3. Перспективы увеличения глубины переработки нефти. В4. Улучшение качества переработки нефти.</p>	<p>В связи с уникальными свойствами каталитической добавки на основе ферросфер энергетических зол (высокие активность и селективность, развитая удельная поверхность, низкая стоимость) у данной научной разработки есть шансы выйти на российский рынок. Есть необходимость заинтересовать инвесторов, чтобы данная разработка нашла практическое применение в нефте- и газоперерабатывающей отрасли.</p>	<p>Несмотря на достоинства разработки и на наличие возможностей ее реализации, она не развита на рынке из-за отсутствия промышленных установок на территории России. Инновационная инфраструктура ТПУ может оказать помощь в финансировании проекта.</p>
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства. У2. Развитая конкуренция технологий производства. У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции. У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства.</p>	<p>1. Продвижение программы с целью увеличения финансирования. 2. Дальнейшее развитие и усовершенствование данной разработки. 3. Создание конкурентных преимуществ.</p>	<p>Слабые работы стороны проекта это развитие конкуренции. Высока вероятность использования и внедрения других способов крекинга, использующихся за рубежом, так как они будут иметь более высокую производительность.</p>

По результатам SWOT-анализа были выявлены сильные и слабые стороны проекта, а также угрозы и возможности. Так же было выявлено то, как можно компенсировать слабые стороны проекта за счет его возможностей и нейтрализовать угрозы с помощью сильных сторон проекта. Результаты SWOT-анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

5.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На любой стадии жизненного цикла научной разработки полезно оценивать степень ее готовности к коммерциализации и уровень собственных знаний для ее проведения. В таблице 10 отразим показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта.

При проведении анализа по таблице по каждому показателю ставится оценка по пятибалльной шкале. Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i$$

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

B_i – балл по i -му показателю.

Таблица 10 – Оценка степени готовности проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	4
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	3

Продолжение таблицы 10

4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	4
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	4	4
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	3
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	2
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	3
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	3
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	4	4
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	3
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	4	4
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	4	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	55	50

Из таблицы 10 видно, что оценка готовности научного проекта к коммерциализации является выше среднего. Проект достаточно проработан и готов к коммерциализации при проработке его слабых сторон.

5.2 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.

5.2.1 Цели и результаты 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 11.

Таблица 11 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Научное объединение (институт, университет)	Освоение принципиально новой области исследования. Развитие взаимоотношений с представителями нефтеперерабатывающей отрасли с целью разработки совместного научного проекта. Продвижение проекта на целевой рынок.
Представители нефтеперерабатывающей отрасли (компании, заводы)	Применение научного проекта с целью оптимизации, энерго- и ресурсосбережения действующего производства.

В таблице 12 представлена иерархия целей проекта и критерии достижения целей.

Таблица 12 – Цели и результат проекта

Цели проекта:	Установление влияния иницирующей добавки окислительно-восстановительного типа на основе ферросфер энергетических зол в процессе термоллиза мазута тяжёлой парафинистой нефти на выход светлых фракций (НК – 350 °С) и состав смолисто-асфальтовых компонентов.
Ожидаемые результаты проекта:	Решение проблемы поиска новых дешевых катализаторов и активирующих добавок для переработки тяжёлого углеводородного сырья с высоким содержанием смолисто-асфальтовых компонентов, переработка которого с применением традиционных катализаторов затруднена.
Критерии приемки результата проекта:	Получение адекватных параметров относительно действующего промышленного процесса.
Требования к результату проекта:	Требование:
	Результаты должны быть качественно проанализированы и должны соответствовать запланированным целям и задачам.
	Положительный результат проекта должен быть оформлен в виде интеллектуальной собственности

5.2.2 Организационная структура проекта

На данном этапе работы решены следующие вопросы: кто будет входить в рабочую группу данного проекта, определить роль каждого участника в данном проекте, а также прописать функции, выполняемые каждым из участников и их трудозатраты в проекте. Информация представлена в табличной форме (таблица 13).

Таблица 13 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудо-затраты, час.
1	Копытов Михаил Александрович, ИХН СО РАН, старший научный сотрудник	Научный консультант от ИХН СО РАН	1. Обеспечение проекта ресурсами 2. Руководство и координация работы проекта 3. Контроль бюджета проекта	1000
2	Бешагина Евгения Владимировна, НИ ТПУ, ИШПР, отделение химической инженерии, доцент	Руководитель магистерской диссертации от НИ ТПУ	1. Контроль выполнения задачи, текущего статуса проекта 2. Регулярный анализ хода проекта	500
3	Забанова Аюна Эрдэмовна, НИ ТПУ, ИШПР, отделение химической инженерии, магистрант	Магистрант	1. Выполнение работ по проекту 2. Проведение расчетов и анализ результатов проекта 3. Формирование отчетов по проделанной работе	1500
ИТОГО:				3000

5.2.3 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. Информация представлена в табличной форме (таблица 14).

Таблица 14 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
Бюджет проекта	1 777 758
Источник финансирования	НИ ТПУ
Сроки проекта:	01.09.2019-31.05.2021
Дата утверждения плана управления проектом	15.09.2019
Дата завершения проекта	31.05.2021

5.3 Планирование научно-исследовательских работ

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

5.3.1 Иерархическая структура работ проекта

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта (рисунок 20).



Рисунок 20 – Иерархическая структура работ

5.3.2 План проекта

В рамках планирования научного проекта построен календарный график проекта (таблица 15).

Таблица 15 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	60	01.09.2019	31.10.2019	Забанова А.Э.
Постановка задачи исследования	4	01.11.2019	05.11.2019	Забанова А.Э., Копытов М.А., Бешагина Е.В.
Экспериментальная часть	340	06.11.2019	11.10.2020	Забанова А.Э., Копытов М.А.
Результаты и обсуждения	80	12.10.2020	01.01.2012	Забанова А.Э., Копытов М.А., Бешагина Е.В.
Разработка презентации и раздаточного материала	45	02.01.2021	16.02.2021	Забанова А.Э., Копытов М.А., Бешагина Е.В.
Оформление отчета	103	17.02.2021	31.05.2021	Забанова А.Э.
Итого	579			

На основании таблицы 15 составляем календарный план-график, который наглядно показывает продолжительность работы исполнителей. План-график представлен в таблице С.2 (Приложение С).

5.4 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям:

- сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты;
- специальное оборудование;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

5.4.1 Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты (за вычетом отходов)

В эту статью включаются затраты на приобретение всех видов материалов, комплектующих изделий и полуфабрикатов, необходимых для выполнения работ по данной теме (таблица 16).

Таблица 16 – Расчет бюджета затрат на приобретение сырья и материалов для научных работ

Наименование оборудования	Единица измерения	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Фильтры «Синяя лента»	упаковка	1	200	200
Хороформ	литр	5	220	1 100
Н-гексан	литр	5	310	1 550
Этиловый спирт	литр	3	150	450
Бензол	литр	3	240	720
Мазут	кг	2	-	-
Ферросферы	кг	0,1	-	-
Электроэнергия	-	-	-	1 000
Всего за материалы				5 020
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				251
Итого по статье				5 271

5.4.2 Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включены все затраты, связанные с приобретением специального оборудования, необходимого для проведения работ по теме работы (таблица 17).

Таблица 17 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
Реактор	3	20	60
ПО Microsoft Office	1	6	6
Компьютер	1	6,5	6,5
Принтер	1	4	4
Итого, тыс.руб.			76,5

5.4.3 Основная заработная плата исполнителей

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

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (4)$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб} \quad (5)$$

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

$T_{раб}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 17);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}} \quad (6)$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.

Расчет заработной платы научно – производственного и прочего персонала проекта проводили с учетом работы 3-х человек – научного руководителя и исполнителя. Баланс рабочего времени исполнителей представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Эксперт	Магистрант
Календарное число дней	365	365	365
Количество нерабочих дней			
- выходные	99	99	99
- праздничные дни	14	14	14
Потери рабочего времени			
- отпуск	24	24	24
- невыходы по болезни	2	2	2
Действительный годовой фонд рабочего времени	226	226	226

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_b * (k_{пр} + k_d) * k_r, \quad (7)$$

где Z_b – базовый оклад, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент (определяется Положением об оплате труда, в данной работе он равен 0,12);

k_d – коэффициент доплат и надбавок (определяется Положением об оплате труда, в данной работе он равен 0,12);

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

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Зб, руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	Зм, руб.	Здн, руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, руб.
Руководитель	23 264	0,12	0,12	1,3	30 848	1 529	226	345 498
Эксперт	23 264	0,12	0,12	1,3	30 848	1 529	226	345 498
Магистрант	2 998	-	-	1,3	3 897	1 529	226	43 651
Итого								734 648

5.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

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

$$Z_{доп} = Z_{осн} * k_{доп}, (8)$$

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

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

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

В таблице 20 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 20 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Эксперт	Магистрант
Основная зарплата	345 498	345 498	43 651
Дополнительная зарплата	34 550	34 550	4 365
Итого по статье С _{зп}	380 048	380 048	48 016

5.4.5 Отчисления на социальные нужды

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

Величина этих отчислений определяется по следующей формуле:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (10)$$

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

Тарифы страховых взносов в 2020 году остались на прежнем уровне в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ и составляют 30 %.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Отчисления во внебюджетные фонды

Участник	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Отчисления на социальные нужды, руб
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды, %	30		
Руководитель проекта	345 498	34 550	114 014
Эксперт по практической части	345 498	34 550	114 014
Магистрант	43 651	4 365	14 405
Итого, руб.	734 647	73 465	242 434
В сумме	1 050 546		

5.4.6 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, которые могут быть отнесены непосредственно на конкретную тему. Кроме того, сюда относятся расходы по содержанию, эксплуатации и ремонту оборудования, производственного инструмента и инвентаря, зданий, сооружений и др. В расчетах эти расходы принимаются в размере 70 - 90 % от суммы основной заработной платы научно-производственного персонала данной научно-технической организации.

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:

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

где $k_{\text{накл}}$ – коэффициент накладных расходов.

По формуле получаем:

$$C_{\text{накл}} = 0,8 \cdot (734\,647 + 73\,465) = 646\,490 \text{ руб.}$$

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составили калькуляцию плановой себестоимости проекта, которая приведена в таблице С.1 (приложение С).

5.5 Организационная структура проекта

Данный проект представлен в виде проектной организационной структуры. Проектная организационная структура проекта представлена на рисунке 21.



Рисунок 21 – Проектная структура проекта

5.5.1 План управления коммуникациями проекта

План управления коммуникациями отражает требования к коммуникациям со стороны участников проекта (таблица 22).

Таблица 22 – План управления коммуникациями

№ п/п	Какая информация передается	Кто передает информацию	Кому передается информация	Когда передает информацию
1.	Статус проекта	Исполнитель	Руководителю	Еженедельно (понедельник)
2.	Обмен информацией о текущем состоянии проекта	Исполнитель	Руководителю	Ежемесячно (конец месяца)
3.	Документы и информация по проекту	Исполнитель	Руководителю	Не позже сроков графиков и контрольных точек
4.	О выполнении контрольной точки	Исполнитель	Руководителю	Не позже дня контрольного события по плану управления

5.5.2 Реестр рисков проекта

Идентифицированные риски проекта включают в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать последствия, которые повлекут за собой нежелательные эффекты.

Информация по возможным рискам сведена в таблицу 23.

Таблица 23 – Реестр рисков

№	Риск	Вероятность наступления	Влияние риска	Уровень риска	Способы смягчения риска	Условия наступления
1	Неточность метода анализа	2	5	Низкий	Внешний и внутренние анализы	Низкая точность метода анализа
2	Погрешность расчетов	3	5	Средний	Пересчет, проверка	Невнимательность
3	Отсутствие интереса к результатам исследования	2	5	Низкий	Привлечение предприятий, публикация результатов	Отсутствие результатов исследования

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

5.6.1 Оценка абсолютной эффективности исследования

В основе проектного подхода к инвестиционной деятельности предприятия лежит принцип денежных потоков. Особенностью является его прогнозный и долгосрочный характер, поэтому в применяемом подходе к анализу учитываются фактор времени и фактор риска. Для оценки общей экономической эффективности используются следующие основные показатели:

- чистая текущая стоимость (NPV);
- индекс доходности (PI);
- внутренняя ставка доходности (IRR);
- срок окупаемости (DPP).

Чистая текущая стоимость (NPV) – это показатель экономической эффективности инвестиционного проекта, который рассчитывается путём дисконтирования (приведения к текущей стоимости, т.е. на момент инвестирования) ожидаемых денежных потоков (как доходов, так и расходов).

Расчёт NPV осуществляется по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{опt}}{(1+i)^t} - I_0$$

где: $ЧДП_{ont}$ – чистые денежные поступления от операционной деятельности;

I_0 – разовые инвестиции, осуществляемые в нулевом году;

t – номер шага расчета ($t= 0, 1, 2 \dots n$)

n – горизонт расчета;

i – ставка дисконтирования (желаемый уровень доходности инвестируемых средств).

Расчёт NPV позволяет судить о целесообразности инвестирования денежных средств. Если $NPV > 0$, то проект оказывается эффективным.

Расчет чистой текущей стоимости представлен в таблице 24. При расчете рентабельность проекта составляла 20 %, амортизационные отчисления 10 %.

Таблица 24 – Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

№	Наименование показателей	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1	Выручка от реализации, руб.	0	2 133 310	2 133 310	2 133 310	2 133 310
2	Итого приток, руб.	0	2 133 310	2 133 310	2 133 310	2 133 310
3	Инвестиционные издержки, руб.	- 1 777 758	0	0	0	0
4	Операционные затраты, руб.	0	1 062 418	1 062 418	1 062 418	1 062 418
5	Налогооблагаемая прибыль, руб.	0	1 070 892	1 070 892	1 070 892	1 070 892
6	Налоги 20 %, руб.	0	214 178	214 178	214 178	214 178
7	Чистая прибыль, руб.	0	1 050 661	1 050 661	1 050 661	1 050 661
8	Чистый денежный поток (ЧДП), руб.	- 1 777 758	864 363	864 363	864 363	864 363
9	Коэффициент дисконтирования (КД)	1	0,909	0,826	0,751	0,683
10	Чистый дисконтированный денежный поток (ЧДД), руб.	- 1 777 758	785 706	713 964	649 137	590 360
11	$\sum ЧДД$		2 739 168			
12	Итого NPV, руб.		961 410			

Коэффициент дисконтирования рассчитан по формуле:

$$KD = \frac{1}{(1 + i)^t}$$

где: i – ставка дисконтирования, 10 %;

t – шаг расчета.

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет 961 410 рублей, что позволяет судить об его эффективности.

Индекс доходности (PI) – показатель эффективности инвестиции, представляющий собой отношение дисконтированных доходов к размеру инвестиционного капитала. Данный показатель позволяет определить инвестиционную эффективность вложений в данный проект. Индекс доходности рассчитывается по формуле:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_t}{(1+i)^t} / I_0$$

где: ЧДД - чистый денежный поток, руб.;

I_0 – начальный инвестиционный капитал, руб.

Таким образом PI для данного проекта составляет:

$$PI = \frac{2\,739\,168}{1\,777\,758} = 1,55$$

Так как $PI > 1$, то проект является эффективным.

Внутренняя ставка доходности (IRR). Значение ставки, при которой обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или IRR. Формальное определение «внутренней ставки доходности» заключается в том, что это та ставка дисконтирования, при которой суммы дисконтированных притоков денежных средств равны сумме дисконтированных оттоков или =0. По разности между IRR и ставкой дисконтирования i можно судить о запасе экономической прочности инвестиционного проекта. Чем ближе IRR к ставке дисконтирования i , тем больше риск от инвестирования в данный проект.

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования (i) существует обратная зависимость. Эта зависимость представлена в таблице 25 и на рисунке 22.

Таблица 25 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

№	Наименование показателя	0	1	2	3	4	NPV, руб.
1	Чистые денежные потоки, руб.	- 1 777 758	1 050 661	1 050 661	1 050 661	1 050 661	
2	Коэффициент дисконтирования						
	0,1	1	0,909	0,826	0,751	0,683	
	0,2	1	0,833	0,694	0,578	0,482	
	0,3	1	0,769	0,592	0,455	0,350	
	0,4	1	0,714	0,510	0,364	0,260	
	0,5	1	0,667	0,444	0,295	0,198	
	0,6	1	0,625	0,390	0,244	0,153	
	0,7	1	0,588	0,335	0,203	0,112	
	0,8	1	0,556	0,309	0,171	0,095	
	0,9	1	0,526	0,277	0,146	0,077	
	1	1	0,500	0,250	0,125	0,062	
3	Дисконтированный денежный поток, руб.						
	0,1	- 1 777 758	955 050	867 846	789 046	717 601	1 551 786
	0,2	- 1 777 758	875 200	729 159	607 282	506 419	940 301
	0,3	- 1 777 758	807 958	621 991	478 051	367 731	497 973
	0,4	- 1 777 758	750 172	535 837	382 441	273 172	163 863
	0,5	- 1 777 758	700 791	466 493	309 945	208 031	-92 498
	0,6	- 1 777 758	656 663	409 758	256 361	160 751	-294 225
	0,7	- 1 777 758	617 788	351 971	213 284	117 674	-477 040
	0,8	- 1 777 758	584 167	324 654	179 663	99 813	-589 461
	0,9	- 1 777 758	552 647	291 033	153 396	80 901	-699 780
	1,0	- 1 777 758	525 330	262 665	131 333	65 141	-793 289



Рисунок 22 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

Из таблицы и графика следует, что по мере роста ставки дисконтирования чистая текущая стоимость уменьшается, становясь отрицательной. Значение ставки, при которой NPV обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или «внутренней нормы прибыли». Из графика получаем, что IRR составляет 0,46.

Запас экономической прочности проекта: $46\% - 20\% = 26\%$.

Дисконтированный срок окупаемости. Как отмечалось ранее, одним из недостатков показателя простого срока окупаемости является игнорирование в процессе его расчета разной ценности денег во времени.

Этот недостаток устраняется путем определения дисконтированного срока окупаемости. То есть это время, за которое денежные средства должны совершить оборот.

Наиболее приемлемым методом установления дисконтированного срока окупаемости является расчет кумулятивного (нарастающим итогом) денежного потока (таблица 26).

Таблица 26 – Дисконтированный срок окупаемости

№	Наименование показателя	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1	Дисконтированный чистый денежный поток ($i=0,20$), руб.	- 1 777 758	785 706	713 964	649 137	590 360
2	То же нарастающим итогом, руб.	- 1 777 758	-992 052	-278 088	371 049	961 409
3	Дисконтированный срок окупаемости	$PP_{дск} = 1 + (278\ 088 / 649\ 137) = 1,4$ года				

Социальная эффективность научного проекта учитывает социально-экономические последствия осуществления научного проекта для общества в целом или отдельных категорий населения или групп лиц, в том числе как непосредственные результаты проекта, так и «внешние» результаты в смежных секторах экономики: социальные, экологические и иные внеэкономические эффекты (таблица 27).

Таблица 27 – Критерии социальной эффективности

ДО	ПОСЛЕ
Отсутствие разработок в сфере поиска более дешевых катализаторов для переработки тяжелых нефтей	Получены данные о использовании ферросфер энергетических зол в качестве катализатора для переработки тяжелых нефей
Невозможность увеличения глубины переработки нефти	Возможность использования экспериментальных данных для внедрения в производство с целью увеличения глубины переработки нефти

5.6.2 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 (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется по следующей формуле:

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

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

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

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

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

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

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

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в форме таблицы (таблице 28).

Таблица 28 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1. Выход продукта)	0,2	3	4	5
2. Удобство в эксплуатации	0,2	5	4	3
3. Надежность	0,1	5	4	3
4. Безопасность	0,2	4	4	4
5. Простота эксплуатации	0,2	5	4	3
6. Возможность автоматизации данных	0,1	5	4	3
ИТОГО	1	27	24	21

$$I_{p-исп1} = 3 * 0,2 + 5 * 0,2 + 5 * 0,1 + 4 * 0,2 + 4 * 0,2 + 5 * 0,1 = 4,2$$

$$I_{p-исп2} = 4 * 0,2 + 4 * 0,2 + 4 * 0,1 + 4 * 0,2 + 4 * 0,2 + 4 * 0,1 = 4,0$$

$$I_{p-исп3} = 5 * 0,2 + 3 * 0,2 + 3 * 0,1 + 4 * 0,2 + 4 * 0,2 + 3 * 0,1 = 3,8$$

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

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p}; I_{финр}^a = \frac{I_m^a}{I_\phi^a}$$

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

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^a}$$

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

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

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

Сравнительная эффективность разработки по сравнению с аналогами представлена в таблице 29.

Таблица 29 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,95	1	0,90
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,2	4,0	3,8
3	Интегральный показатель эффективности	4,4	4,0	4,2
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,90	0,95

Вывод: В ходе выполнения данного раздела были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, сделан вывод о том, что разработанный вариант проведения проекта является наиболее эффективным при решении поставленной в магистерской диссертации технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

В ходе выполнения раздела финансового менеджмента определена чистая текущая стоимость, (NPV), равная 961 410 руб.; индекс доходности $PI = 1,55$, внутренняя ставка доходности $IRR = 46\%$, срок окупаемости $PP_{\text{дск}} = 1,4$ года.

Таким образом мы имеем ресурсоэффективный проект с высоким запасом финансовой прочности и коротким сроком окупаемости.

6. Раздел «Социальная ответственность»

Нефтехимическое производство относится к отраслям промышленности, которые представляют потенциальную опасность производственных отравлений и заболеваний работающих, так как в процессе труда приходится соприкасаться с веществами, имеющими те или иные токсические, отравляющие, пожаро- и взрывоопасные свойства. Поэтому, соблюдение основ законодательства по охране труда, правил техники безопасности, санитарии и гигиены обеспечит безопасность трудящихся.

В данном разделе была проанализирована установка термического крекинга на предмет выявления основных техносферных опасностей и вредностей, оценена степень воздействия их на человека, общество и природную среду.

Эксплуатация установки термического крекинга связана с различными опасностями для работающих, поэтому в данном разделе будут рассмотрены пункты, связанные с организацией рабочего места оператора установки термического крекинга, с требованиями производственной санитарии, техники производственной безопасности и охраны труда. Актуально на нефтехимических предприятиях с установками каталитического крекинга для переработки тяжелого углеводородного сырья.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

По результатам проведения специальной оценки условий труда устанавливаются классы (подклассы) условий труда. Сотрудники, работающие на установке каталитического крекинга, относятся к 3 классу условий труда в соответствии со статьей 14 Федерального закона РФ «О специальной оценке условий труда» [47].

Согласно трудовому кодексу РФ [48] и федеральному закону РФ «О специальной оценке условий труда» работникам 3 группы предусматриваются:

1) Сокращение продолжительности рабочего времени [ТК РФ Статья 92]: Для работников, условия труда на рабочих местах, которых по результатам специальной оценки условий труда отнесены к вредным условиям труда 3 или 4 степени, или опасным условиям труда – не более 36 часов в неделю.

2) Сокращение продолжительности ежедневной работы [ТК РФ Статья 94]: Для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать:

— при 36-часовой рабочей неделе - 8 часов;

— при 30-часовой рабочей неделе и менее - 6 часов.

3) Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск [ТК РФ Статья 117]: Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск предоставляется работникам, условия труда на рабочих местах которых по результатам специальной оценки условий труда отнесены к вредным условиям труда 2, 3 или 4 степени, либо опасным условиям труда. Продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска конкретного работника устанавливается трудовым договором на основании отраслевого (межотраслевого) соглашения и коллективного договора с учетом результатов специальной оценки условий труда.

4) Повышенная оплата труда [ТК РФ Статья 147]: Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере. Минимальный размер повышения оплаты труда работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, составляет 4 процента тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда.

5) Предварительные и периодические медицинские осмотры [ТК РФ 213]: Работники, занятые на работах с вредными и (или) опасными условиями

труда, а также на работах, связанных с движением транспорта, проходят обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (для лиц в возрасте до 21 года - ежегодные) медицинские осмотры для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний.

б) Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты, а также оснащения рабочих мест средствами коллективной защиты [ТК РФ Статья 221].

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Межотраслевые правила наряду со статьей 212 ТК РФ «Обязанности работодателя по обеспечению безопасности условий и охраны труда» устанавливают для работодателя ряд обязанностей по созданию безопасных условий труда работников. Сотрудники, работающие на установках каталитического крекинга, допускаются к работе только в спецодежде и средствах индивидуальной защиты. На рабочем месте должны быть запасы сырья и материалов, не превышающие сменную потребность. Необходимо знать специфические свойства применяемых веществ и соблюдать установленные правила работы с ними. Все эксплуатируемые электроустановки должны соответствовать требованиям «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», и др. нормативных документов. Эксплуатация электрооборудования не допускается без заземления. Помещения опытно-производственной лаборатории обеспечиваются первичными средствами пожаротушения согласно действующим нормам. Весь персонал обязан уметь пользоваться средствами пожаротушения и оказывать первую помощь при несчастном случае. Не допускается загромождения рабочих мест, проходов, выходов из помещений и здания, доступа к противопожарному оборудованию.

6.2 Производственная безопасность

Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлены в виде таблицы (таблица 30).

Таблица 30 – Возможные опасные и вредны факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разрабо тка	Изготов ление	Эксплуа тация	
1.Токсичные вещества (высокая концентрация углеводорода в газе крекинга)		+	+	1) Об утверждении гигиенических нормативов ГН 2.2.5.3532-18 "Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны". 2)ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. 3)ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. 4) ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
2.Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны		+	+	
3.Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	+	+	+	
4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	

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

Перечень вредных химических веществ, выделяющихся в воздух рабочей зоны, их ПДК, класс опасности и токсикологическое действие приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Перечень вредных веществ, выделяемых в воздух рабочей зоны и их токсикологическое воздействие

Наименование вредных веществ	ПДКр.з, мг/м ³	Класс опасности	Токсикологическое воздействие
Бензин (углеводороды)	100	4	При кратковременном вдыхании наблюдаются симптомы отравления легкой и средней тяжести: психическое возбуждение, слабость, покраснение кожи, головокружение, раздражение слизистых оболочек, тошнота, рвота. При тяжелом отравлении: потеря сознания, повышение температуры тела, возможны судороги, галлюцинации.
Сероводород	10	2	Вдыхание невысоких концентраций вызывает головокружение, тошноту, головную боль. При более высоких концентрациях – кома, судороги, отек легких, летальный исход. Однократное вдыхание высокой концентрации вызывает мгновенную смерть.
Газ углеводородный	300	4	Малотоксичен. Пропан и этан обладают слабым наркотическим эффектом. Бутан в высоких концентрациях вызывает галлюцинации, удушье, сердечную аритмию.

Для защиты персонала от воздействия вредных производственных факторов установка термического крекинга снабжена необходимыми средствами защиты работающих [49]:

- Противогаз;
- Респиратор;
- Полумаска или маска с противогазовыми фильтрами;
- Перчатки с полимерным покрытием;
- Куртка из смесовых тканей для защиты от нефти и н/пр. на утепленной прокладке.

Наиболее опасными местами производства являются помещение насосной, печь, колодцы промышленной канализации, место отбора пробы.

Эксплуатация установки связана со следующими опасными и вредными факторами:

- Высокая температура процесса крекинга и регенерации катализатора, вследствие чего возможны:

- ожог работающих горячим катализатором при отборе проб или также случае разгерметизации оборудования и катализаторопроводов;
- ожог работающих с водяным паром или конденсатом;
- ожог работающих с пламенем при розжиге форсунок печи;
- температура регенерации катализатора (600—750 °С).

- Сложность аппаратного оформления, вследствие чего возможно получение работающими травм в результате контакта с вращающимися частями вентиляторов, воздуходувок, насосов и падения работающих при обслуживании аппаратуры, расположенной на высоте;

- Повышенная нефти запыленность воздуха пылью, вследствие чего возможны заболевания легких;

- Высокая концентрация сероводорода в газе крекинга, вследствие чего возможны отравления работающих в случае аварийной утечки их из аппаратов;

- Наличие тока высокого напряжения. Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний.

Для предупреждения профессиональных заболеваний и отравлений на установке каталитического крекинга, средствами индивидуальной защиты являются:

- спецодежда из хлопчатобумажной ткани (брюки, куртка, рукавицы);
- фильтрующие противогазы марки БКФ;
- ботинки кожаные.

Средства коллективной защиты:

- Приточная и вытяжная вентиляция в горячей и холодных насосных;
- Все поверхности горячих трубопроводов изолированы;
- Все вращающиеся агрегаты ограждены специальными кожухами;

- Аппараты герметичны, что исключает возможность выделения вредных веществ в окружающую среду;

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы [50]:

- защитное заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциалов.

6.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при внедрении разработки на производстве

6.2.2.1 Механические опасности

Основные элементы установки термического крекинга имеют движущиеся механизмы. К ним относятся насосы подачи сырья и выхода продуктов, воздушные холодильники, компрессоры, электродвигатели, вспомогательная техника и пр.

Для исключения данной опасности необходимо своевременный контроль и проверка данного оборудования, изоляция всех движущихся механизмов, специальные опознавательные знаки, использование средств индивидуальной защиты и соблюдение техники безопасности.

К средствам защиты от воздействия механических факторов относятся устройства [49]:

- оградительные;
- автоматического контроля и сигнализации;
- предохранительные;
- дистанционного управления;
- тормозные;
- знаки безопасности.

6.2.2.2 Термические опасности

Процесс термического крекинга сырья нагревается до 400-500°C. Основные аппараты работают с газожидкостной смесью при высоких температурах и давлениях. Следовательно, на данной установке существует большая вероятность термических ожогов. Для предотвращения возможных ожогов на установке, необходим постоянный контроль за состоянием теплоизоляции, состоянием аппаратов и технологическими параметрами. Так же необходимо соблюдать правила техники безопасности и использовать предусмотренных средств индивидуальной защиты.

6.2.2.3 Электробезопасность

В условиях процесса термического крекинга возможно образование статического электричества по причине движения диэлектрических газов и жидкостей по стальному трубопроводу. Во взрывоопасных производствах, с применением горючих и взрывоопасных веществ, при возникновении искровых разрядов статического электричества возможно возгорание или взрыв.

Один из основных способов борьбы со статическим электричеством является заземление сосудов, трубопроводов, аппаратов, кожухов термоизоляции. При заземлении статический заряд уходит в землю, а не накапливается до возникновения искрового разряда.

Рассмотрим возможные ситуации поражения электрическим током рабочего персонала и способы предотвращения данных случаев. Поражение электрическим током возможно при повреждении изоляции применяемых персоналом электрических приборов или устройств, если человек одновременно касается включенного в сеть поврежденного участка электрической проводки, например, питающего прибор шнура и потенциально опасных частей устройств или стоит на токопроводящем полу и касается металлической части прибора с поврежденной изоляцией и включенным в сеть.

Безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением следующих мероприятий: соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия; ограждения токоведущих частей; применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям; применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов, применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений; использование средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического и магнитного полей в электроустановках, в которых их напряженность превышает допустимые нормы [51].

Произведем расчет потребного воздухообмена.

Система, состоящая из аппаратов и трубопроводов, заполнена углеводородами. Рабочее давление в аппаратуре $p_a = 8$ атм, а в проводящих трубопроводах $p_{тр} = 8$ атм. Внутренний объем аппаратуры $V_a = 7$ м³, объем трубопроводов, $V_{тр} = 1,5$ м³. Температура газа в аппаратуре – $t_a = 300^\circ\text{C}$, в трубопроводе – $t_{тр} = 200^\circ\text{C}$.

Определяем величины утечек углеводородов из аппаратуры и трубопроводов. Принимаем $k = 1,5$; $c = 0,169$; примем $M = 35$, для углеводородов (примерное среднее значение); Утечка газа из аппаратуры составляет:

$$G_a = 1,5 \cdot 0,169 \cdot 7 \sqrt{\frac{35}{300}} = 0,606 \text{ кг/ч.}$$

Утечка газа из трубопроводов составляет:

$$G_{тр} = 1,5 \cdot 0,172 \cdot 1,5 \sqrt{\frac{35}{200}} = 0,162 \text{ кг/ч.}$$

$$G = G_a + G_{тр} = 0,606 + 0,162 = 0,768 \text{ кг/ч.}$$

Для углеводородов $x_b = 100$ мг/м³, $x_n = 5$ мг/м³. Потребный воздухообмен равен:

$$L = \frac{7681000}{100-5} = 80852,6 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Вывод: Воздухообмен – одно из базовых понятий в области вентиляции. Оно характеризует сменяемость воздуха в помещении, и, как следствие, эффективность работы приточных и вытяжных систем.

В соответствии с произведенными расчетами необходимо подобрать приточные и вытяжные системы, чтобы они соответствовали требуемому воздухообмену ($L = 80852,6 \text{ м}^3/\text{ч}$).

6.3 Экологическая безопасность

Установка термического крекинга имеет следующие выбросы вредных веществ в атмосферу:

- выбросы от технологических печей, выбросы на свечу от реакторов дымовых газов (Сод. С, N, S);
- выбросы от неплотностей оборудования, от маслосклада, от воздушника дренажной емкости, от емкостей, выбросы от вентиляции, выбросы с компрессоров и т.д. (углеводородные газы).

Производственная деятельность нефтеперерабатывающих заводов приводит к ухудшению санитарно-гигиенического и экологического состояния близлежащих к ним территорий. В результате функционирования предприятий в атмосферный воздух поступает большое количество специфических поллютантов.

Например, содержащиеся в выбросах оксиды азота, суммарное количество которых для НПЗ мощностью 10 млн тонн составляет около 10 тыс. тонн в год, способствуют усилению действия канцерогенных веществ.

Сточные воды:

- сточные воды от торцевых уплотнений насосов;
- бытовые сточные воды;
- дождевые и талые воды.

В связи с тем, что нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность является достаточно водоемкой, образуются большие объемы сточных вод. В составе стоков содержатся нефтепродукты, масла,

ароматические углеводороды, карбамид, аммонийный азот, сульфаты, поверхностно-активные вещества и т.д. Недостаточная степень очистки сточных вод способствует загрязнению почвенных и водных ресурсов [52]. Попадая в окружающую среду, токсиканты претерпевают ряд сложных трансформаций, вовлекаются в круговорот.

В соответствии с Законом Российской Федерации о государственном предприятии природоохранные мероприятия должны полностью компенсировать отрицательное воздействие деятельности предприятия на экологическую обстановку [47,53].

Для защиты окружающей среды предусмотрены следующие мероприятия:

- технологический процесс проводится в герметичном оборудовании, поэтому неорганизованные выбросы за счёт неплотностей технологического оборудования сведены к минимуму;

- освобождение оборудования от газообразных продуктов при сбросе давления осуществляется в закрытую факельную систему через факельный сепаратор;

- для перекачки нефтепродуктов и токсичных продуктов применяются насосы с двойным торцевым уплотнением;

- дымовые газы печей удаляются через дымовую трубу, высота которой обеспечивает необходимую степень рассеивания в атмосфере в соответствии с санитарными нормами;

- для контроля нормального режима работы печи предусмотрена установка автоматических анализаторов, осуществляющих непрерывный контроль содержания кислорода в дымовых газах печи;

- сточные воды через трапы, воронки и дождеприемные колодцы по самотечному трубопроводу поступают в самотечную закрытую сеть промливневой канализации предприятия и далее совместно со сточными водами отводятся на заводские очистные сооружения;

- бытовые сточные воды отводятся по закрытой самотечной сети канализации.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это совокупность таких обстоятельств, сопровождающихся разрушениями зданий, сооружений, материальных ценностей, поражению и гибелью людей [54]. К чрезвычайным ситуациям относятся: производственные аварии, стихийные бедствия, социальные конфликты. Наиболее распространённые чрезвычайные ситуации, которые возникают на нефтехимическом производстве - это пожары и взрывы.

Оперативная часть плана ликвидации потенциальных аварий предусматривает способы оповещения об аварии (сигнализация), включение аварийной вытяжной вентиляции, пути выхода людей из опасных зон. К сигнализации безопасности относятся световые, звуковые и цветовые сигналы, знаковая сигнализация, а также различные указатели. План ликвидации аварий изучают все сотрудники, а также работники спасательной станции и пожарной части.

В целях обеспечения надежности и безопасности работы, предусматривается ряд мероприятий, обеспечивающих безопасное ведение технологического процесса:

- герметичность арматуры оборудования и трубопроводов;
- автоматический контроль технологического процесса со щита в операторной;
- закрытая система сбросов на факел и дренирования подтоварной воды, что позволяет предотвратить загазованность участка, тем самым уменьшить вероятность пожара и взрыва;
- система аварийного освобождения аппаратов и трубопроводов, а также освобождение их от продуктов перед ремонтом;
- оснащение процесса средствами противоаварийной защиты, предупреждающими об отклонениях от норм технологического режима,

исключающими возможность выбросов продуктов через предохранительные клапаны;

— система продувки инертным газом и паром аппаратов и трубопроводов перед ремонтом и пуском в работу;

— к оборудованию, размещенному на открытой площадке, обеспечены подъезды пожарной техники, между парками выполнены противопожарные разрывы;

— наружное пожаротушение обеспечивается от системы пожарного водоснабжения;

— выполнена защита зданий, сооружений, аппаратов, оборудования и трубопроводов от вторичных проявлений молний и статического электричества;

— предотвращение взрывов в помещениях с нормальной средой, вследствие проникновения горючих газов и паров, обеспечивается приточными и вытяжными вентиляционными системами;

— резервуарные парки укомплектованы первичными средствами пожаротушения.

6.5 Выводы по разделу

В данном разделе проведён анализ условий труда на установке каталитического крекинга для переработки тяжелого углеводородного сырья с позиций приоритета сохранения жизни и здоровья работника. Изучены и выявлены вредные и опасные факторы, механические и термические опасности, которые могут возникнуть в производственном процессе. Разработаны меры по уменьшению вредного воздействия на здоровье людей. Полученные результаты также учитывают меры по предотвращению наиболее возможных ЧС – пожара, взрыва. Разработка комплекса мер, направленных на модернизацию производства в целях улучшения условий труда позволит в значительной мере улучшить условия труда работающих сведет к минимуму угрозы возникновения ЧС.

Заключение

1. Установлено, что введение ФС существенно не влияет на выход топливных фракций (НК – 360 °С), но позволяет почти в два раза снизить суммарный выход смолисто-асфальтовых компонентов и увеличить суммарный выход фракций с температурой кипения более 360 °С.

2. В смолисто-асфальтовых компонентах продуктов термолиза заметно снижается молекулярная масса, количество структурных блоков и доля боковых алифатических цепочек.

3. Введение ФС приводит к образованию асфальтенов с более высокой молекулярной массой и большим количеством ароматических циклов в структуре в сравнении с асфальтенами, выделенными из продуктов термолиза без ФС.

4. В смолах, выделенных из продуктов термолиза полученных в присутствии ФС заметно увеличивается количество нафтеновых циклов и при этом сокращается количество атомов углерода в парафиновых структурах. Увеличение числа нафтеновых циклов объясняется реакциями циклизации с участием олефиновых соединений (реакция Дильса - Альдера). Сокращение количества парафиновых структур и количества гетероатомов объясняется деструкцией мостиковых соединений R - S - S-.

4. Таким образом, показано, что в ходе термолиза в присутствии ФС заметно меняются качественные и количественные характеристики смолисто-асфальтовых компонентов, что может положительно сказываться на потребительских характеристиках получаемых продуктов, таких как вязкость и температура застывания.

Список литературы

1. Kohli K. et al. Hydrocracking of heavy crude/residues with waste plastic //Journal of Analytical and Applied Pyrolysis. – 2019. – Т. 140. – С. 179-187.
2. Tiikma L., Tamvelius H., Luik L. Coprocessing of heavy shale oil with polyethylene waste //Journal of analytical and applied pyrolysis. – 2007. – Т. 79. – №. 1-2. – С. 191-195.
3. Li J. et al. Viscosity reduction process of heavy oil by catalytic co-pyrolysis with sawdust //Journal of Analytical and Applied Pyrolysis. – 2019. – Т. 140. – С. 444-451.
4. Головки А. К. и др. Крекинг тяжелого нефтяного сырья с использованием каталитических добавок на основе ферросфер энергетических зол //Катализ в промышленности. – 2015. – №. 4. – С. 65-72.
5. Demirbas A., Bafail A., Nizami A. S. Heavy oil upgrading: Unlocking the future fuel supply //Petroleum Science and Technology. – 2016. – Т. 34. – №. 4. – С. 303-308.
6. Speight J. G., Pancirov R. J. Structural types in petroleum asphaltenes as deduced from pyrolysis/gas chromatography/mass spectrometry //Liquid Fuels Technology. – 1984. – Т. 2. – №. 3. – С. 287-305.
7. Абилова Г. Р. и др. Содержание и соотношение ванадия и никеля в смолах тяжелых нефтей //НефтеГазоХимия. – 2017. – №. 2.
8. Taherpour A. et al. Application of Fuzzy c-means algorithm for the estimation of Asphaltene precipitation //Petroleum Science and Technology. – 2018. – Т. 36. – №. 3. – С. 239-243.
9. Liu D. et al. Synergetic effect of resins and asphaltenes on water/oil interfacial properties and emulsion stability //Fuel. – 2019. – Т. 252. – С. 581-588.
10. Mousavi M. et al. The influence of asphaltene-resin molecular interactions on the colloidal stability of crude oil //Fuel. – 2016. – Т. 183. – С. 262-271.
11. Andersen S. I., Speight J. G. Petroleum resins: separation, character, and role in petroleum //Petroleum science and technology. – 2001. – Т. 19. – №. 1-2. – С.

- 1-34.
12. Гаррис Н. А., Полетаева О. Ю., Латыпов Р. Ю. Проблемы транспортирования тяжелых нефтей //Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – №. 3.
 13. Магомедов Р. Н. и др. Состояние и перспективы деметаллизации тяжелого нефтяного сырья (обзор) //Нефтехимия. – 2015. – Т. 55. – №. 4. – С. 267-267.
 14. Castañeda L. C., Muñoz J. A. D., Ancheyta J. Combined process schemes for upgrading of heavy petroleum //Fuel. – 2012. – Т. 100. – С. 110-127.
 15. Speight J. G. Visbreaking: A technology of the past and the future //Scientia Iranica. – 2012. – Т. 19. – №. 3. – С. 569-573.
 16. Omole O., Olieh M. N., Osinowo T. Thermal visbreaking of heavy oil from the Nigerian tar sand //Fuel. – 1999. – Т. 78. – №. 12. – С. 1489-1496.
 17. Meyers R. A. Handbook of petroleum refining processes. – McGraw-Hill Education, 2016.
 18. Вержичинская С. В., Дигуров Н. Г., Сеницин С. А. Химия и технология нефти и газа. – 2009.
 19. Wohlmuth da Silva S. et al. Electrooxidation using Nb/BDD as post-treatment of a reverse osmosis concentrate in the petrochemical industry //International journal of environmental research and public health. – 2019. – Т. 16. – №. 5. – С. 816.
 20. Guo K., Li H., Yu Z. In-situ heavy and extra-heavy oil recovery: A review //Fuel. – 2016. – Т. 185. – С. 886-902.
 21. Адушев М. Н. Современные проблемы нефтеперерабатывающей промышленности России //Вестник Пермского университета. Серия: Экономика. – 2015. – №. 1 (24).
 22. Гильмутдинов А. Т., Хисамова Л. З. Обзор современных катализаторов, используемых в процессах каталитического крекинга //Вопросы науки и образования. – 2019. – №. 5 (50).
 23. Keating K., Knight R. A laboratory study to determine the effect of iron oxides

- on proton NMR measurements //Geophysics. – 2007. – Т. 72. – №. 1. – С. E27-E32..
24. Tiquia-Arashiro S., Rodrigues D. F. Extremophiles: applications in nanotechnology. – Cham, Switzerland : Springer International Publishing, 2016. – С. 193.
 25. Parkinson G. S. Iron oxide surfaces //Surface Science Reports. – 2016. – Т. 71. – №. 1. – С. 272-365.
 26. Аншиц А. Г. и др. Выделение магнитных микросфер постоянного состава из энергетических зол и изучение их физико-химических свойств //Химия в интересах устойчивого развития. – 1999. – Т. 7. – №. 2. – С. 105-118..
 27. Федорчак М. А. и др. Особенности состава индивидуальных ферросфер трех морфологических типов //Журнал Сибирского федерального университета. Химия. – 2013. – Т. 6. – №. 4.
 28. Верещагина Т. А. и др. Получение ценосфер из энергетических зол стабилизированного состава и их свойства //Химия в интересах устойчивого развития. – 2001. – Т. 9. – №. 379-391. – С. 379.
 29. Шаронова О. М., Аншиц Н. Н., Аншиц А. Г. Состав и морфология ферросфер узких фракций, выделенных из разных типов летучих зол //Неорганические материалы. – 2013. – Т. 49. – №. 6. – С. 625-625.
 30. Головки А. К., Дмитриев Д. Е., Копытов М. А. Переработка тяжелого нефтяного сырья с использованием каталитических инициаторов–микросфер зол ТЭЦ //Нефть. Газ. Геология. Экология: современное состояние, проблемы, новейшие разработки, перспективные исследования: Материалы круглых столов.–Томск: Издательство ТПУ, 2010.–288 С. – 2010. – С. 35.
 31. Скуридин В. С. и др. Получение нового нанокolloидного радиофармпрепарата на основе оксида алюминия //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2013. – Т. 323. – №. 3.
 32. Морозов М. А. и др. Каталитические свойства порошков карбида

- вольфрама в процессе крекинга тяжелого углеводородного сырья //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – №. 8.
33. Ortiz-Moreno H. et al. Heavy oil upgrading at moderate pressure using dispersed catalysts: Effects of temperature, pressure and catalytic precursor //Fuel. – 2012. – Т. 100. – С. 186-192.
34. Аншиц А. Г. и др. Новые функциональные материалы на основе железоалюмосиликатных микросфер летучих зол энергетических углей //Золошлаки ТЭС: удаление, транспорт, переработка, складирование. – 2012. – С. 94-97.
35. Камьянов В. Ф., Головки А. К., Горбунова Л. В. Углеводородный состав нефтей как основа их химической классификации //Нефтехимия. – 2007. – Т. 47. – №. 3. – С. 163-171.
36. Головки А. К., Горбунова Л. В., Камьянов В. Ф. Закономерности в структурно-групповом составе высокомолекулярных гетероатомных компонентов нефтей //Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – №. 3. – С. 364-374.
37. Korneev D. S., Pevneva G. S., Golovko A. K. Thermal Transformations of Asphaltenes at a Temperature of 120 C //Journal of Siberian Federal University. Chemistry. – 2019. – Т. 12. – №. 1. – С. 101-117.
38. Nassar N. N., Hassan A., Pereira-Almao P. Comparative oxidation of adsorbed asphaltenes onto transition metal oxide nanoparticles //Colloids and surfaces A: Physicochemical and Engineering aspects. – 2011. – Т. 384. – №. 1-3. – С. 145-149.
39. Hosseinpour N. et al. Enhanced pyrolysis and oxidation of asphaltenes adsorbed onto transition metal oxides nanoparticles towards advanced in-situ combustion EOR processes by nanotechnology //Applied Catalysis A: General. – 2014. – Т. 477. – С. 159-171.
40. Tarboush B. J. A., Husein M. M. Dispersed Fe₂O₃ nanoparticles preparation in heavy oil and their uptake of asphaltenes //Fuel processing technology. – 2015.

- Т. 133. – С. 120-127.
41. Setoodeh N., Darvishi P., Lashanizadegan A. A comparative study to evaluate the performance of coated Fe₃O₄ nanoparticles for adsorption of asphaltene from crude oil in bench scale //Journal of Dispersion Science and Technology. – 2018. – Т. 39. – №. 5. – С. 711-720.
 42. Мячугин А. Н. Пути и методы снижения вязкости нефти. – 2011.
 43. Hosseinpour M., Fatemi S., Ahmadi S. J. Catalytic cracking of petroleum vacuum residue in supercritical water media: Impact of α -Fe₂O₃ in the form of free nanoparticles and silica-supported granules //Fuel. – 2015. – Т. 159. – С. 538-549.
 44. Зауэр Е. Механизм реакции Дильса–Альдера //Успехи химии. – 1969. – Т. 38. – №. 4. – С. 624-661.
 45. AlHumaidan F. S. et al. Changes in asphaltene structure during thermal cracking of residual oils: XRD study //Fuel. – 2015. – Т. 150. – С. 558-564.
 46. Рахимбердина Р. К. и др. Изменение состава продуктов крекинга природного битума в присутствии W-Ni-Fe: выпускная бакалаврская работа по направлению подготовки: 04.03. 01-Химия. – 2017.
 47. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426 О специальной оценке условий труда с изменениями 2020.
 48. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 29.12.2020).
 49. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
 50. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
 51. ГОСТ Р 12.0.001-2013 Национальный стандарт российской федерации Система стандартов безопасности труда.
 52. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.
 53. Федеральный закон О государственных и муниципальных унитарных

предприятиях (с изменениями на 23 ноября 2020 года).

54. ГОСТ Р 22.1.01-95 Государственный стандарт российской федерации
Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Приложение А

(справочное)

Main characteristics and peculiarities of heavy oil processing

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ92	Забанова Аюна Эрдэмовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бешагина Евгения Владимировна	к.х.н		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Терре Дина Анатольевна	к.ф.н		

1.1 General information on heavy hydrocarbons

The proven oil reserves currently contain about 70% of heavy and super heavy oils, which are increasingly in demand due to the growing consumption of petroleum products and the gradual depletion of developed oil fields. The world geological reserves of heavy oils comprise about 810 billion tons; Russia ranks third in proven reserves after Canada and Venezuela. The development of such resources requires the implementation of fundamentally new technologies that ensure economically viable production, subsequent transportation and processing of heavy and super heavy oils.

The composition and properties of natural hydrocarbons are extremely diverse, which makes the classification of oils arbitrary. The analysts often use the system proposed by the American Petroleum Institute, which is based on the API number, calculated by the formula:

$$API = \frac{141.5}{\rho/\rho_w} - 131.5 ,$$

where ρ and ρ_w – are the density of oil and water at 60 °F (15.6 °C), respectively.

Oil is considered heavy if its API is in the range of ~ 20–10, and super heavy at API <10 when it is heavier than water. The most significant circumstance from the point of view of oil production and transportation technologies is that, as a general rule, high viscosity corresponds to low API values.

Russia is considered the third country after Canada and Venezuela in terms of heavy hydrocarbon resources. According to the Institute of Inorganic Chemistry of the Russian Academy of Sciences, Russian reserves of high-viscosity oil are estimated at 6.3 billion tons (Western sources believe that this figure is underestimated at least by a factor of two). More than 70 percent of the deposits of difficult-to recover oils and heavy hydrocarbons are located in the Volga-Ural and West Siberian oil and gas basins. At the same time, the Volga-Ural bitumen and oil and gas province is the undisputed leader in the rating of "heavy weights": the

subsurface in this area contains 60.4 percent of the total Russian reserves of heavy and 70.8 percent of viscous oils. Heavy oil deposits are hidden in the depths of Tatarstan, Udmurtia, Bashkiria, Samara and Perm regions.

The peculiarities of the composition of heavy oils are due to biodegradation processes that have occurred over geological times. As a result of the vital activity of microorganisms, the oil was enriched with resins, asphaltenes and polyaromatic compounds. In addition, the loss of light ends can result from washout and phase fractionation.

1.2 Features of the chemical composition of heavy oils

Heavy oils are characterized by a high content of resins and asphaltenes, the molecules of which are rather large in size and have a high molecular weight. It is the high content of high molecular weight heteroatomic components in heavy oils that determines their higher viscosity and density in comparison with light oils [1].

Asphaltenes are high molecular weight components and represent a complex mixture of macromolecules. The condensed aromatic rings containing branches and bridges of hydrocarbon and heteroatomic fragments constitute their structure. The number of rings varies from six in small systems to 15-20 in more massive ones. A hypothetical model of an asphaltene molecule is shown in Figure 1 [2].

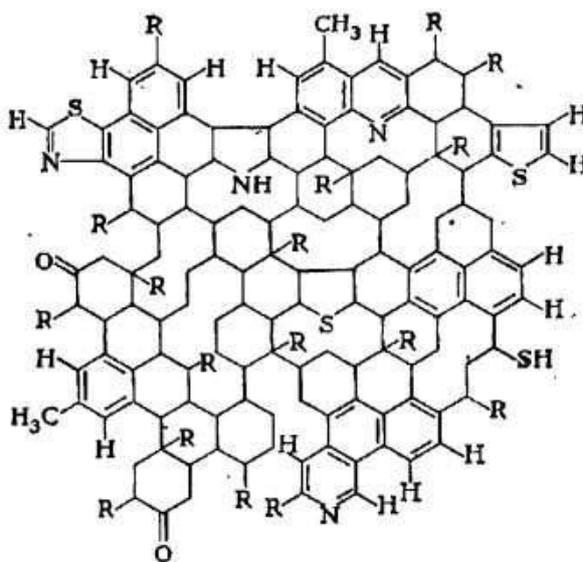


Figure 1 – A hypothetical model of an asphaltene molecule

Asphaltenes are characterized not only by a high content of heteroatoms (N, O, S), but also metals (V, Fe, Ni, etc.). The common metal components are vanadyl cation VO^{2+} , Ni^{2+} cation, which are mainly porphyrin-bonded [3].

Asphaltenes cause difficulties not only during the processing of heavy raw materials, but also during their transportation and storage .

Resins are characterized as components of petroleum feedstocks that are soluble in petroleum ether, n-alkanes and aromatic solvents, but cannot be dissolved in ethyl alcohol [4].

While asphaltenes consist of more than 48% of aromatic rings (in some cases even more than 85%), the content of aromatic rings in petroleum resin is much lower [5].

As a rule, resin molecules have a lower molecular weight than asphaltenes isolated from the same crude oil. A hypothetical model of the resin molecule is shown in Figure 2 [6].

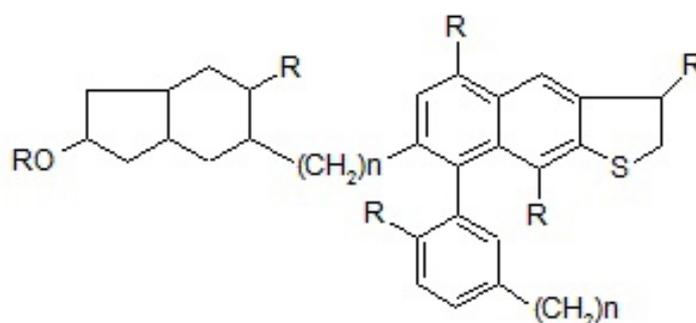


Figure 2 – A hypothetical model of the resin molecule

The chemical composition and physical properties of oil are closely related to the methods of its extraction, transportation and processing. The high content of resins and asphaltenes determines the high viscosity of heavy oils, which leads to the need to use special methods and approaches for the extraction of this feedstock. For example, steam-thermal treatment of formations is used, which is very energy-intensive. After recovery, further preparation of this raw material for transportation and storage is required.

Also, heavy petroleum feedstock is source of challenges during processing at refineries due to coking and high content of metals, in particular vanadium and nickel, which are deposited on the active surface of catalysts, which leads to irreversible deactivation of catalysts.

1.3 Main methods of processing heavy petroleum feedstock

1.3.1 Delayed coking

The delayed coking process is one of the most widespread thermal processes both in Russia and abroad. This technique is applied to process various types of heavy petroleum feedstock and manufacture products that are widely used in various sectors of the national economy.

The feedstock for the delayed coking is oil distillation residues - fuel oil, tar, asphalts, cracking residues, heavy pyrolysis tar, heavy catalytic cracking gas oil and others.

Delayed coking uses thermal cracking to convert oil residues into more valuable distillate and coke products without producing fuel oil. The overall goal of this technology is to maximize distillate yield while minimizing coke production.

Delayed coking technology is one of the most cost effective ways to process or upgrade heavy residues. This technique is applied to a variety of feedstocks such as petroleum products, cracking materials (pyrolysis resin and cyclic oils) and coal-derived liquid feedstock [7].

Delayed coking is performed at low pressure without a catalyst and does not consume hydrogen. It is insensitive to low emission pollutants (SO₂).

The disadvantages of this technology are the abundant production of coke, the low yield of improved oil and highly aromatic products that require further processing.

The main purpose of delayed coking units is the production of lumpy petroleum coke. Petroleum coke is used to produce anode paste and baked anodes for the aluminum industry and graphite electrodes for electric arc melting. Petroleum coke is also widely used in the manufacture of structural materials, in the production

of non-ferrous metals, silicon, abrasive (carbide) materials, in the chemical and electrical industries, astronautics, nuclear power, etc.

The coking process is distinguished by the special operating conditions of the reaction coils of tube furnaces and coking reactors (chambers), which explains why the process is called "delayed" coking. The raw material is preheated in a furnace to a high temperature (470-510 °C), and then fed into unheated, externally insulated coke chambers, where coking occurs due to the heat coming with the raw material.

Due to the high content of tar and asphaltenes (i.e. coke components) in the heavy residue that is used as raw material, there is a great probability that it will coke in the coils of the kiln itself. In order to prevent this hazardous effect and ensure the normal operation of the reaction furnace, the coking must be "delayed" until the raw material heated to the required temperature is fed into the coke chambers. This is achieved by decreasing the duration of heating the raw material in the furnace (due to the high specific heat density of the radiant tubes), the high speed of movement through the furnace tubes, its special design, the supply of a turbulator, etc.

In addition, the coking of the reaction apparatus also depends on the quality of the feedstock, primarily on its aggregate stability. Thus, heavy feedstock, which is rich in asphaltenes, but contains a small amount of polycyclic aromatic hydrocarbons, is characterized by low aggregate stability, and it quickly stratifies in the furnace coils, which causes coke deposition and burnout of pipes.

1.3.2 Visbreaking

Visbreaking is the simplest way of shallow processing of heavy hydrocarbon feedstock and reducing its viscosity. Visbreaking is a light cracking process with a limited depth of thermal decomposition, which is carried out at reduced pressure (0.5-3.0 MPa) and a temperature of 430-500 °C.

Tar, as well as heavy oils, fuel oils and other various petroleum products are used as a raw material in this process.

Since the visbreaking processes heavier feedstock (which is easier to crack), it is carried out under less severe conditions than thermal cracking and the processing depth is limited by the onset of coke formation.

The factors influencing the visbreaking process are residence time, temperature, feedstock type and pressure. The visbreaking is used to reduce the viscosity of bitumen or heavy oils in refining processes. When studying the change in the chemical composition of bitumen and heavy oil after thermal visbreaking, it has been found out that the concentration of coke, gas and light oil increases with the reaction time, while the concentration of asphaltenes, on the contrary, decreases. The results of the study have also showed that at an early stage of the reaction, there was a sharp decrease in the concentration of asphaltenes, followed by a smoother and more stable decrease as the reaction time increased. This phenomenon was associated with the presence of stable and unstable asphaltenes in bitumen .

At small conversion depths, the decrease in viscosity is due to the formation of more compact mobile secondary asphaltenes, which have a lower molecular weight, as a result of the thermodestructive decomposition of the lateral aliphatic structures of the raw material molecules. The subsequent increase in the viscosity of the cracking residue is caused by the formation of compaction products - carbenes and carbides, which are also carriers of viscosity.

The following regularities can be observed when carrying out visbreaking according to option I:

- preservation in the composition of the residual product (referred to as visbreaking fuel oil below) of all liquid fractions, except for gasoline;
- high yield of visbreaking fuel oil (90-93% of the mass, for raw materials);
- lower viscosity, lower boiling point and solidification point of visbreaking fuel oil in comparison with the feedstock;
- simplicity and flexibility of the technological production scheme, which can be used to process residual raw materials of different quality.

As a result of visbreaking of tar, the consumption of low-viscosity distillate diluent in the preparation of boiler fuel is significantly reduced. The content of heavy gasoline fractions in the residual visbreaking product is limited, if there is the need to obtain fuel with a sufficiently high flash point.

When carrying out visbreaking according to option II, the installation is supplemented with a vacuum section designed to separate vacuum gas oil from visbreaking fuel oil. As a result of the process, the potential content of vacuum gas oil in the feed increases by 25-40% (vol.).

In some plants, a portion of the heavy residue from option II, which is the bottom product of the vacuum column, is used as fuel at the plants themselves, and the excess, after dilution with a low-viscosity product, such as catalytic gas oil, is sent to a tank of commercial fuel oil of normalized viscosity.

1.3.3 Thermal cracking

Thermal cracking is a high-temperature processing of hydrocarbon feedstock, the main purpose of which is to obtain products with a lower molecular weight (motor fuels, lubricating oils, etc., as well as raw materials for the chemical and petrochemical industries), through the thermal decomposition of large molecules with the formation of smaller by weight and length of the hydrocarbon chain.

Thermal cracking of fuel oil or tar is carried out at high pressure (2-4 MPa) and a temperature of 500-540 ° C to obtain gas and liquid products. Fuel oil, tar, a mixture of heavy catalytic gas oils and distillate extracts are used as raw materials for the thermal cracking .

Thermal cracking can be carried out in vapor, liquid and mixed phases. In the vapor phase, cracking of gasoline, kerosene-gas oil fractions, which require the cracking temperature higher than the critical one, is usually carried out. Increasing the pressure during vapor-phase cracking reduces the volume of vapors of the feedstock and cracking products, and this makes it possible to increase the productivity of the unit or increase the residence time of the feedstock in the reaction zone.

The effect of pressure on the liquid-phase cracking of heavy feedstocks (fuel oil, tar) is small. In mixed-phase cracking, the pressure promotes the homogenization of the feed - the gas partially dissolves in the liquid, reducing its density, and the gas phase itself becomes denser. This change in phase conditions increases the residence time in the cracking zone and leads to a decrease in gas losses.

The conversion rate in thermal cracking is determined by the yield of gasoline produced from the feedstock. The conversion is affected by the formation of coke and gas.

Coke formation depends on the properties of the cracked feedstock and such process parameters as temperature and residence time in the reaction zone. Coke formation limits the cracking depth for heavy to medium feedstock. With an increase in the temperature and residence time of the raw material in the reaction zone, the coke yield increases.

In the cracking of light feedstocks, few seal products are formed and gasoline yield is mainly affected by gassing. The gas yield during cracking is at first proportional to the gasoline yield, as the process proceeds, the relative gas yield increases. With very deep cracking, the rate of gas formation from gasoline begins to exceed the rate of gasoline formation.

Coke formation and gassing prevent reaching the maximum gasoline yield in industrial plants, and therefore part of the cracked feed remains unconverted.

When cracking heavy distillate feedstock is applied, the yield of gasoline does not exceed 50% of the maximum possible.

To increase the yield of the target product, the unconverted feedstock is returned to re-cracking, which is carried out in an independent apparatus, separately from fresh feedstock or mixed with fresh feedstock.

At high temperatures, alkanes decompose due to the breaking of C-C bonds (C-H bonds are stronger, therefore, they are retained at such temperatures) and alkanes and alkenes with a smaller number of carbon atoms are formed. In cracking reactions, the leading components are short-lived alkyl radicals, and in polycondensation they are long-lived benzyl or phenyl radicals.

Cracking reactions proceed according to the radical-chain mechanism, in which there are three stages:

1. Chain initiation is an elementary reaction of the formation of radicals from a molecule (with monomolecular decomposition) or molecules (with bimolecular disproportionation of molecules into radicals).

2. Continuation of the chain - reactions of transformation of some radicals into others with the consumption of the starting material

3. Chain termination - reactions of destruction of radicals and their transformation into stable molecules as a result of disproportionation or recombination. Chain termination is also possible with the addition or in the presence of inhibitors in the raw material - substances that lead to the replacement of active radicals with low-active ones, which are not capable of continuing the chain.

Along with the decomposition of heavy hydrocarbons during thermal cracking, synthesis processes occur, which lead to the creation of high molecular weight products. Thermal cracking also produces chemically insufficiently stable unsaturated hydrocarbons that are absent in natural oil. These two factors are the main disadvantages of thermal cracking and the reason why this process is being replaced by other more advanced refining methods, in particular catalytic cracking.

1.3.4 Catalytic cracking

Catalytic cracking is a process whose target product is high-quality gasoline with a research octane number (RON), 90-92, and valuable liquefied gases. It is carried out at temperatures of 470-540 °C and a pressure of 0.13-0.15 MPa.

The catalytic cracking is one of the most common large-scale deep oil refining processes. Catalytic cracking is similar to thermal cracking but differs in the use of a catalyst. The catalyst contributes to the cracking reactions which increase the yield of desired products that can be used to produce high-quality gasoline and other liquid fuels.

Catalytic cracking is widely used to convert viscous feedstocks such as heavy oil, superheavy oil and bitumen from tar sands into the more valuable naphtha (gasoline blend) and other low boiling products.

Catalytic cracking can also be used for raw materials of secondary origin - gas oils from coking and thermal cracking under pressure, gas oils from hydrocracking. Coking gas oils differ from straight-run gas oils due to the presence of unsaturated hydrocarbons, an increased content of aromatic hydrocarbons, sulfur and nitrogen.

The main difference between catalytic cracking is the use of catalysts. Catalysts are substances that increase the rates of chemical reaction due to intermediate chemical interaction with reagents, but restore their chemical composition at the end of the catalytic interaction and are not included in the final products.

Catalytic cracking has several advantages over thermal cracking. The naphtha obtained from catalytic cracking has a higher octane number and consists mainly of isoparaffinic derivatives and aromatic derivatives. Isoparaffinic derivatives and aromatic hydrocarbon derivatives have high octane numbers and higher chemical stability than monoolefin derivatives and diolefin derivatives.

In the catalytic cracking process, where gas oil fractions are most often the feedstock, gas, gasoline, light gas oil, heavy gas oil and coke are formed. The quality of these products depends on the quality of the feedstock, the catalyst used, the plant production procedure and the process parameters.

Cracking gas is a mixture of hydrocarbons - methane, ethane, ethylene, propane, butane, butylenes, as well as hydrogen and hydrogen sulfide. The gas contains small amounts of carbon dioxide and monoxide, nitrogen, sulfur dioxide and water vapor. They are introduced into the reactor by a circulating catalyst from the regenerator and the pneumatic conveying system. If the unit has a gas compression and fractionation unit, then dry gas (methane, ethane and non-hydrocarbon components), propane-propylene and butane-butylene fractions are obtained from the catalytic cracking gas.

Catalytic cracking causes heat absorption, which is called the heat of cracking reaction. This heat is spent on breaking bonds in molecules. Additional heat is required to heat the feedstock and vaporize it to the cracking operating temperature. As a result of the various reactions occurring during catalytic cracking, a large number of hydrocarbons initially not contained in the feed are obtained. The results of catalytic cracking depend on the process conditions. The temperature, pressure and properties of the catalyst used are particularly influential.

Bibliography

1. Speight J. G. The chemistry and technology of petroleum. – CRC press, 2014.
2. Speight J.G. Petroleum Asphaltenes / Speight J.G. , 1982.
3. Li J. Journal of Analytical and Applied Pyrolysis Viscosity reduction process of heavy oil by catalytic co-pyrolysis with sawdust / Li J., Zhou T., Tang X., Chen X., Zhang M. // Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, 2019.
4. Liu D. Synergetic effect of resins and asphaltenes on water / oil interfacial properties and emulsion stability / Liu D., Li C., Yang F., Sun G., You J., Cui K. // Fuel., 2019.
5. Mousavi M. The influence of asphaltene-resin molecular interactions on the colloidal stability of crude oil / Mousavi M., Abdollahi T., Pahlavan F., Fini E.H. // Fuel, 2016.
6. Andersen S.I. Petroleum resins : separation , character , and role in petroleum petroleum resins : separation , in petroleum / Andersen S.I., Speight J.G., Andersen S.I., Speight J.G., 2007.
7. Castañeda L.C. Combined process schemes for upgrading of heavy petroleum / Castañeda L.C., Muñoz J.A.D., Ancheyta J., 2012.

Приложение В

Таблица В.1 – Средние физико-химические и структурные параметры смол мазута и продуктов термоллиза

	Исходный мазут	Без ФС				В присутствии ФС			
Температура термоллиза	-	350 °С	400 °С	450 °С	500 °С	350 °С	400 °С	450 °С	500 °С
Шифр	-	M350	M400	M450	M500	M350ФС	M400ФС	M450ФС	M500ФС
Содержание смол, % мас.	25,5	24,1	19,2	16,1	3,8	22,1	12,4	7,3	3,6
Средняя мол. масса, а.е.м.	850	1046	992	790	630	1069	790	640	550
Число атомов в средней молекуле:									
С	55,67	74,2	70,56	55,24	44,03	74,98	55,13	44,20	37,51
Са	14,24	16,39	15,63	11,81	8,82	16,35	11,12	8,64	6,98
Сн	16,20	41,65	41,62	40,14	32,64	53,21	40,97	33,17	28,51
Сп	25,24	16,16	13,30	3,29	2,57	5,42	3,03	2,38	2,01
С α	6,24	7,24	7,00	5,64	4,57	7,34	5,61	4,62	3,96
С γ	4,26	5,01	4,49	3,29	2,57	4,79	3,03	2,38	2,01
Н	80,87	105,74	99,69	73,67	57,50	101,17	67,40	53,33	45,01
N	0,82	1,14	0,81	0,64	0,56	1,05	0,67	0,52	0,48
S	0,12	0,07	0,06	0,05	0,04	0,11	0,06	0,04	0,04
O	5,33	1,95	1,96	2,65	2,16	3,06	3,07	2,96	2,90
Н/С	1,34	1,42	1,41	1,33	1,30	1,35	1,22	1,21	1,20
Распределение атомов углерода, %									
<i>f_a</i>	25,6	22,10	22,16	21,38	20,03	21,81	20,18	19,55	18,62
<i>f_n</i>	29,1	56,13	58,99	72,66	74,13	70,96	74,32	75,06	76,02
<i>f_n</i>	45,3	21,77	18,85	5,96	5,83	7,23	5,50	5,39	5,36
Кольцевой состав:									
<i>К_o</i>	7,5	13,76	13,44	12,78	11,29	16,46	16,01	13,35	11,66
<i>К_a</i>	3,6	3,98	3,66	2,78	2,04	4,02	2,68	2,04	1,65
<i>К_n</i>	3,9	9,78	9,78	10,00	9,25	12,44	13,33	11,31	10,00
Число блоков в молекуле та	1,64	1,73	1,66	1,45	1,27	1,74	1,42	1,27	1,17
Параметры средних структурных блоков:									
<i>К_o*</i>	4,6	7,95	8,10	8,83	8,91	9,45	11,26	10,54	9,96
<i>К_a*</i>	2,2	2,30	2,21	1,92	1,61	2,31	1,88	1,61	1,41
<i>К_n*</i>	2,4	5,65	5,89	6,91	7,30	7,14	9,38	8,93	8,55
<i>С*</i>	33,94	42,86	42,54	38,18	34,75	43,04	38,77	34,88	32,06
<i>Сп*</i>	15,4	9,33	8,02	2,27	2,03	3,11	2,13	1,88	1,72
<i>Сα*</i>	3,8	4,18	4,22	3,90	3,61	4,22	3,95	3,64	3,39
<i>Сγ*</i>	2,6	2,89	2,70	2,27	2,03	2,75	2,13	1,88	1,72

Таблица В.2 – Средние физико-химические и структурные параметры асфальтенов мазута и продуктов термоллиза

	Исходный мазут	Без ФС				В присутствии ФС			
		350 °С	400 °С	450 °С	500 °С	350 °С	400 °С	450 °С	500 °С
Температура термоллиза	-	350 °С	400 °С	450 °С	500 °С	350 °С	400 °С	450 °С	500 °С
Шифр	-	M350	M400	M450	M500	M350ФС	M400ФС	M450ФС	M500ФС
Содержание асфальтенов, % мас.	0,4	2,4	2,7	5,7	1,5	2,3	2,4	4,0	2,1
Средняя мол. масса, а.е.м.	1800	1100	930	550	390	1170	1040	740	500
Число атомов в средней молекуле:									
С	129,45	78,01	66,36	39,40	28,85	83,18	73,48	53,22	36,36
Са	46,77	26,37	24,16	16,80	18,12	31,05	31,25	26,23	23,98
Сн	26,74	17,75	21,33	21,09	10,30	20,85	18,57	17,77	11,46
Сп	55,94	33,89	20,87	1,51	0,43	31,28	23,67	9,22	0,92
С α	13,80	7,11	6,78	5,46	5,06	9,06	8,62	8,30	4,94
С γ	8,33	4,68	3,52	1,51	0,43	4,65	3,54	2,10	0,81
Н	178,39	109,67	87,93	45,42	22,26	111,54	92,44	60,49	33,60
N	2,46	1,19	0,76	0,43	0,50	1,50	1,15	0,44	0,58
S	0,06	0,06	0,05	0,04	0,10	0,09	0,06	0,03	0,08
O	1,91	2,17	2,23	1,20	1,01	2,22	2,93	2,08	1,25
Н/С	1,38	1,41	1,32	1,15	0,77	1,34	1,26	1,14	0,92
Распределение атомов углерода, %									
<i>f_a</i>	36,13	33,80	36,41	42,63	62,83	37,33	42,53	49,29	65,95
<i>f_n</i>	20,65	22,75	32,14	53,53	35,70	25,07	25,27	33,39	31,51
<i>f_n</i>	43,22	43,45	31,46	3,84	1,48	37,60	32,20	17,33	2,54
Кольцевой состав:									
<i>К_o</i>	17,84	10,57	10,76	9,00	9,44	12,52	11,95	10,30	8,29
<i>К_a</i>	11,44	6,29	5,60	3,71	4,06	7,50	7,45	5,91	5,49
<i>К_n</i>	6,41	4,28	5,16	5,29	5,38	5,02	4,50	4,37	2,81
Число блоков в молекуле та	3,31	2,20	2,04	1,64	1,66	2,45	2,41	2,10	1,85
Параметры средних структурных блоков :									
<i>К_o</i> *	5,38	4,81	5,26	5,50	5,70	5,11	4,96	4,90	4,49
<i>К_a</i> *	3,45	2,86	2,74	2,27	2,45	3,06	3,09	2,82	2,97
<i>К_n</i> *	1,93	1,95	2,52	3,24	3,25	2,05	1,87	2,08	1,52
<i>С</i> *	39,06	35,53	32,45	24,08	17,40	33,93	30,54	25,39	19,69
<i>Сп</i> *	16,88	15,44	10,21	0,93	0,26	12,76	9,83	4,40	0,50
<i>Сα</i> *	4,16	3,24	3,31	3,34	3,05	3,70	3,58	3,96	2,67
<i>Сγ</i> *	2,51	2,13	1,72	0,93	0,26	1,90	1,47	1,00	0,44
Ба	0,43	0,38	0,39	0,42	0,37	0,42	0,39	0,44	0,36

Приложение С

Таблица С.1 – Группировка затрат по статьям

Статьи										
Вид работ	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Научные и производственные командировки	Оплата работ, выполняемых сторонними и организациями и предприятиями	Прочие прямые расходы	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
Данное исследование	5 271	76 500	734 648	73 465	242 434	-	-	-	646 490	1 777 758
Аналог	10 000	150 000	900 000	90 000	287 000	-	-	-	792 000	2 229 000

Таблица С.2 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Наименование этапа	Т, дней	2019				2020												2021					
		Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	
Изучение литературы, составление литературного обзора	60	■	■																				
Постановка задачи исследования	4			■																			
Экспериментальная часть	340				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■							
Результаты и обсуждения	80															■	■	■					
Разработка презентации и раздаточного материала	45																	■	■				
Оформление отчета	103																			■	■	■	■

■ - Забанова А.Э.

■ - Забанова А.Э.
 Копытов М.А.
 Бешагина Е.В.

■ - Забанова А.Э.
 Копытов М.А.