

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

Институт электронного обучения

Специальность 240403 "Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов"

Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
«Исследования процесса первичной переработки нефтяных фракций»

УДК 665.61.001.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 - 5201	Амирянов Н.М.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Долганов И.М.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич О.А.	к.б.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Юрьев Е.М.	к.т.н.		

Томск 2016

Планируемые результаты обучения согласно ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Профессиональные компетенции	
P1	Применять естественнонаучные знания в профессиональной деятельности
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.

Планируемые результаты освоения дисциплины
«Общая и неорганическая химия»

№ п/п	Результат
1	Применять знания общих законов, теорий, уравнений, методов химии при изучении химических процессов
2	Выполнять расчеты (стехиометрические, термодинамические, кинетические) при проведении химических процессов
3	Применять экспериментальные методы определения свойств веществ и параметров химических реакций
4	Выполнять обработку и анализ данных, полученных при теоретических и экспериментальных исследованиях

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

Институт электронного обучения

Специальность 240403 «химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов»

Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ _Юрьев Е.М._
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломной работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
З-5201	Амирянову Николаю Михайловичу

Тема работы:

«Исследования процессов первичной переработки нефтяных фракций»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

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>Объектом исследования является процесс первичной переработки нефтяных фракций.</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>Цель работы – оптимизация процесса ректификации на установке первичной переработки нефтяных фракций с помощью программы "HYSYS".</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Регламент и инструкции технологической установки</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Т.Г.
Социальная ответственность	Антоневич О.А.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Долганов Игорь Михайлович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Амирянов Николай Михайлович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5201	Амирянов Николай Михайлович

Институт	Институт электронного обучения	Кафедра	Химической технологии топлива и химической кибернетики
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	240403 Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Работа в компьютерной моделирующей системе для мониторинга и прогнозирования эксплуатационных параметров работы промышленных установок первичной переработки и термического крекинга – «HYSYS».</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.</i>
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i>
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ.</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Проведение оценки экономической эффективности исследования.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
2. <i>Матрица SWOT</i>
3. <i>График проведения и бюджет НТИ</i>
4. <i>Расчёт денежного потока</i>
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15 марта 2016 г.
---	------------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Амирянов Николай Михайлович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5201	Амирянов Николай Михайлович

Институт	Институт электронного обучения	Кафедра	Химической технологии топлива и химической кибернетики
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	240403 Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p><i>Установка первичной ректификации и термического крекинга, применяется на НПЗ для получения нефтяного растворителя, керасингазойлевой фракции, мазута.</i></p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p><i>1.1 повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны (ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ); повышенный уровень шума на рабочем месте (ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ);</i></p> <p><i>1.2. Электробезопасность (ГОСТ 12.4.124-83); Пожаровзрывобезопасность ()</i></p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу 	<p><i>– Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы): Среди загрязнений воздушной среды</i></p>

<p>(выбросы);</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p><i>выбросами НПЗ основными являются углеводороды и сернистый газ.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы):</i> <i>Нефти и нефтепродукты, сбрасываемые со сточными водами: сырая нефть, мазут, бензин, керосин, бензол, толуол, ксилол, этилен.</i> - <i>Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы):</i> <i>Накапливаются такие выбросы, как углеводороды, нефти оксиды азота, серы, фенол, аммиак, а также тяжелые металлы, вымываемые снегом из атмосферы.</i> <i>Почва загрязняется нефтепродуктами и выбросами этих предприятий в радиусе до 3-х км, и глубиной до 60-80 см.</i>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Пожары, взрывы, угроза взрывов;</i> - <i>Пожаровзрывоопасность веществ и материалов;</i> - <i>Меры:</i> 1. <i>строгое соблюдение норм технологического режима - порядка и правил ведения технологических процессов на всех составляющих установки;</i> 2. <i>обязательное выполнение обслуживающим персоналом производственных инструкций, правил по производственной безопасности, пожарной и газовой безопасности,</i> 3. <i>бесперебойное снабжение установки сырьём, паром, водой, электроэнергией, воздухом КИП, азотом;</i> 4. <i>выполнение всего комплекса технических и организационных мероприятий по поддержанию на высоком уровне пожаровзрывобезопасности всего технологического оборудования, технической надёжности КИП и обеспечивающих систем;</i> 5. <i>высокий уровень профессиональной подготовки промышленно-производственного персонала;</i> 6. <i>постоянная готовность сил и средств к локализации аварий и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций;</i> - <i>Во всех помещениях на производстве предусмотрена пожарная сигнализация. Сигналы от датчиков пожарной сигнализации подаются на щиты управления. В качестве датчиков используются пожарные извещатели взрывозащищенные. Для тушения</i>

	<p>пожаров или возгораний на установке применяются следующие средства пожаротушения: ручные порошковые огнетушители ОП-5, ОП-10, ОП-50; углекислотные огнетушители ОУ-6; пожарные ящики с песком в комплекте; пожарные рукава.</p> <p>На территории установки установлены пожарные щиты, укомплектованные огнетушителями ОП-5, ОП-10, ОУ-6, кошмой, лопатами.</p>
<p>4. 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. 	<p>1) Согласно статье 224 ТК РФ у сотрудников, которые заняты на работах во вредных или опасных условиях, продолжительность рабочего времени сокращается на 4 часа в неделю.</p> <p>2) Компоновка оборудования, зданий и сооружений выполнена в соответствии с действующими «Ведомственными указаниями проектирования предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности» (ВУПП-88).</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	09 марта 2016 г.
---	------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич О.А.	к.б.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Амирянов Николай Михайлович		

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

Институт ИнЭО

Направление подготовки (специальность) 240403 «химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов»

Уровень образования высшее профессиональное образование (подготовка специалистов)

Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

Период выполнения весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

Дипломная работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
...
...

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Долганов Игорь Михайлович	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Юрьев Егор Михайлович	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 105 страниц, 18 рисунков, 16 таблиц, 30 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: нефрас, дизельное топливо, мазут, переработка, исследование, фракция.

Объектом исследования является процесс первичной переработки нефтяных фракций.

Цель работы – оптимизация процесса ректификации на установке первичной переработки нефтяных фракций с помощью программы "HYSYS".

В процессе исследований проводилось определение оптимальных режимов работы установки методом моделирования работы установки в системе «HYSYS».

В результате исследования были определены оптимальные режимы эксплуатации установки первичной ректификации и термического крекинга Коченевского НПЗ.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики даны в 1 разделе.

Область применения: результаты исследования можно использовать на установке первичной ректификации и термического крекинга Коченевского НПЗ.

Экономическая значимость работы заключается в анализе показателей эффективности инвестиций научного проекта для предприятия.

<u>ВВЕДЕНИЕ</u>	13
<u>1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР</u>	15
<u>1.1 Процесс ректификации нефтяных фракций</u>	15
<u>1.2 Технологическая схема промышленной установки первичной ректификации и термического крекинга Коченевского НПЗ</u>	24
<u>1.3 Характеристика сырья и готовой продукции</u>	29
<u>2 ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</u>	34
<u>2.1 Постановка задачи исследования</u>	34
<u>2.2 Исходные данные для расчёта</u>	35
<u>2.3 Моделирование колонн ректификаций на установке первичной ректификации и термического крекинга Коченевского НПЗ в среде "HYSYS"</u>	37
<u>2.4 Применение программного комплекса "HYSYS" для решения задачи оптимизации режимов работы установки первичной ректификации и термического крекинга Коченевского НПЗ</u>	54
<u>3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</u>	61
<u>3.1 Предпроектный анализ</u>	61
<u>3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования</u>	61
<u>3.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</u>	64
<u>3.1.3 SWOT-анализ</u>	65
<u>3.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации</u>	66
<u>3.2 Инициация проекта</u>	67
<u>3.2.1 Организационная структура проекта</u>	Ошибка! Закладка не определена.

3.2.2	<u>Ограничения и допущения проекта</u>	Ошибка! Закладка не определена.
3.3	<u>Планирование управления научно-техническим проектом</u>	Ошибка! Закладка не определена.
3.3.1	<u>План проекта</u>	Ошибка! Закладка не определена.
3.3.2	<u>Бюджет научного исследования</u>	71
3.3.3	<u>Организационная структура проекта</u>	77
3.4	<u>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</u> ..	78
3.4.1	<u>Оценка абсолютной эффективности исследования</u>	78
3.4.2	<u>Оценка сравнительной эффективности исследования</u>	84
4	<u>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</u>	88
4.1	<u>Производственная безопасность</u>	88
4.2	<u>Экологическая безопасность</u>	91
4.3	<u>Безопасность в чрезвычайных ситуациях</u>	92
4.4	<u>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</u> .	100
	<u>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</u>	Ошибка! Закладка не определена.
	<u>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ</u>	102
	<u>ПРИЛОЖЕНИЕ А</u>	105

Введение

На заре нефтяной отрасли переработка производилась примитивным перегонным аппаратом, в котором нефть доводилась до кипения, и затем, конденсировались различные продукты, в зависимости от температуры. Для этого требовалось не намного больше умения, чем для изготовления самогона, поэтому в нефтяную отрасль в девятнадцатом веке пришли производители виски. Сейчас нефтепереработка представляет собой крупный, сложный, высокотехнологичный и дорогостоящий производственный комплекс.

Инженер-технолог современного химического предприятия в своей производственной деятельности занимается вопросами организации управления производством, разработкой технической документации, связанной с технологическим регламентом и проектированием производств. Очевидно, что для успешной реализации указанных функций необходимы достаточно основательные знания технологии и оборудования, а также методик проектного расчета технологического процесса в целом.

Нефтеперерабатывающая отрасль России существенно отстает в своем развитии от промышленно развитых стран мира. Основными проблемами отрасли являются низкая глубина переработки нефти, невысокое качество выпускаемых нефтепродуктов, отсталая структура производства, высокая степень износа основных фондов, высокий уровень энергопотребления. Российские нефтеперерабатывающие предприятия отличаются низким уровнем конверсии нефтяного сырья в более ценные продукты переработки. В среднем по Российской Федерации выход основных моторных топлив (автобензин, дизельное топливо) уступает показателям нефтепереработки в промышленно развитых странах мира, а доля выработки топочного мазута наиболее высока.

Значительной проблемой нефтеперерабатывающей промышленности России является высокая степень износа основных фондов, составляющая до

80%, а также использование устаревших энергоемких и экономически несовершенных технологий. В результате российская нефтепереработка характеризуется высоким уровнем энергопотребления, что негативно отражается на экономической эффективности отрасли. Удельный расход энергоресурсов на действующих российских заводах в 2-3 раза превышает зарубежные аналоги.

Следствием серьезных проблем с размещением отрасли является рост числа мини-НПЗ с мощностью по первичной переработке от 10 до 500 тыс. твг. В настоящее время ими производится около 2% от всех производимых в стране нефтепродуктов. Как правило, на таких мини-НПЗ осуществляется неквалифицированная переработка нефтяного сырья, а их существование заметно осложняет экологическую обстановку в регионах.

В последнее время наметилась тенденция к улучшению состояния нефтеперерабатывающей промышленности России. Признаками улучшения являются существенное увеличение инвестиций российских нефтяных компаний в нефтепереработку, рост объемов переработки нефти, постепенное улучшение качества выпускаемых моторных топлив за счет отказа от производства этилированных автобензинов, увеличение доли выпуска высокооктановых бензинов и экологически чистых дизельных топлив.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Процесс ректификации нефтяных фракций

Нефть и нефтяные смеси как сырье для ректификации характеризуются рядом специфических свойств, обуславливающих некоторые особенности в технологии их переработки.

Нефть и особенно ее высококипящие фракции и остатки характеризуются невысокой термической стабильностью.

Нефть представляет собой многокомпонентное сырье с непрерывным характером распределения фракционного состава и соответственно летучести компонентов. Расчеты показывают, что значение коэффициента относительной летучести непрерывно (экспоненциально) убывает по мере утяжеления фракций нефти, а также по мере сужения температурного интервала кипения фракций. Эта особенность нефтяного сырья обуславливает определенные ограничения как на четкость погоноразделения, особенно относительно высококипящих фракций, так и по отношению к «узости» фракций. С экономической точки зрения, нецелесообразно требовать от процессов перегонки выделить, например, индивидуальный чистый углеводород или сверхузкие фракции нефти. Поэтому в нефтепереработке довольствуются получением следующих топливных и газойлевых фракций, выкипающих в достаточно широком интервале температур: бензиновые н.к. - 140°C (180°C); керосиновые 140 (180) - 240°C; дизельные 240 - 350°C; вакуумный дистиллят (вакуумный газойль) 350-400°C, 400-450°C и 450-500°C; тяжелый остаток - гудрон >490°C (>500°C). Иногда ограничиваются неглубокой атмосферной перегонкой нефти с получением в остатке мазута >350°C, используемого в качестве котельного топлива.

Высококипящие и остаточные фракции нефти содержат значительное количество гетероорганических смолисто-асфальтеновых соединений и

металлов, попадание которых при перегонке в дистилляты резко ухудшает их эксплуатационные характеристики и значительно усложняет последующую их переработку. Это обстоятельство обуславливает необходимость организации четкой сепарации фаз в секции питания атмосферной и особенно вакуумной колонн. Эффективная сепарация фаз в секции питания колонн достигается установкой специальных сепараторов (отбойных тарелок, насадок и т.д.), улавливающих мельчайшие капли (туман, пена, брызги) кубовой жидкости, а также промывкой потока паров стекающей жидкостью в специальной промывной тарелке. Для этого и с целью повышения разделительной способности нижних тарелок сепарационной секции колонны необходимо обеспечить некоторый избыток орошения, называемый избытком однократного испарения, путем незначительного перегрева сырья (но не выше предельно допустимой величины). Доля отгона при однократном испарении в секции питания колонны должна быть на 2 -5 % больше выхода продуктов, отбираемых в виде дистиллята и боковых погонов.

Общие сведения о перегонке и ректификации нефти и газов

Перегонка (дистилляция) - это процесс физического разделения нефти и газов на фракции (компоненты), различающиеся друг от друга и от исходной смеси по температурным пределам (или температуре) кипения. По способу проведения процесса различают простую и сложную перегонку.

Простая перегонка осуществляется постепенным, однократным или многократным испарением.

Перегонка с постепенным испарением состоит в постепенном нагревании нефти от начальной до конечной температуры с непрерывным отводом и конденсацией образующихся паров. Этот способ перегонки нефти и нефтепродуктов в основном применяют в лабораторной практике при определении их фракционного состава.

При однократной перегонке жидкость (нефть) нагревается до заданной температуры, образовавшиеся и достигшие равновесия пары однократно отделяются от жидкой фазы — остатка. Этот способ, по сравнению с перегонкой с постепенным испарением, обеспечивает при одинаковых температуре и давлении большую долю отгона. Это важное его достоинство используют в практике нефтеперегонки для достижения максимального отбора паров при ограниченной температуре нагрева во избежание крекинга нефти.

Перегонка с многократным испарением заключается в последовательном повторении процесса однократной перегонки при более высоких температурах или низких давлениях по отношению к остатку предыдущего процесса.

Из процессов сложной перегонки различают перегонку с дефлегмацией и перегонку с ректификацией.

При перегонке с дефлегмацией образующиеся пары конденсируют и часть конденсата в виде флегмы подают навстречу потоку пара. В результате однократного контактирования парового и жидкого потоков уходящие из

системы пары дополнительно обогащаются низкокипящими компонентами, тем самым несколько повышается четкость разделения смесей.

Перегонка с ректификацией - наиболее распространенный в химической и нефтегазовой технологии массообменный процесс, осуществляемый в аппаратах - ректификационных колоннах - путем многократного противоточного контактирования паров и жидкости. Контактное взаимодействие потоков пара и жидкости может производиться либо непрерывно (в насадочных колоннах) или ступенчато (в тарельчатых ректификационных колоннах). При взаимодействии встречных потоков пара и жидкости на каждой ступени контактирования (тарелке или слое насадки) между ними происходит тепло- и массообмен, обусловленные стремлением системы к состоянию равновесия. В результате каждого контакта компоненты перераспределяются между фазами: пар несколько обогащается низкокипящими, а жидкость - высококипящими компонентами. При достаточно длительном контакте и высокой эффективности контактного устройства пар и жидкость, уходящие из тарелки или слоя насадки, могут достичь состояния равновесия, то есть температуры потоков станут одинаковыми, и при этом их составы будут связаны уравнениями равновесия. Такой контакт жидкости и пара, завершающийся достижением фазового равновесия, принято называть равновесной ступенью, или теоретической тарелкой. Подбирая число контактных ступеней и параметры процесса (температурный режим, давление, соотношение потоков, флегмовое число и др.), можно обеспечить любую требуемую четкость фракционирования нефтяных смесей.

Место ввода в ректификационную колонну нагретого перегоняемого сырья называют питательной секцией (зоной), где осуществляется однократное испарение. Часть колонны, расположенная выше питательной секции, служит для ректификации парового потока и называется концентрационной (укрепляющей), а другая - нижняя часть, в которой осуществляется ректификация жидкого потока - отгонной, или исчерпывающей секцией.

Различают смеси из двух компонентов (бинарные), многокомпонентные и сложные (непрерывные). К сложным смесям относятся нефть и ее фракции.

На практике ректификация, как и всякий диффузионный процесс, осуществляется в противотоке пара и жидкости, что обеспечивает различие температур и неравновесность составов встречных потоков. Жидкое орошение при ректификации паров создается путем конденсации части парового потока в верхней части колонны, а паровое орошение при ректификации жидкости — путем испарения части жидкости в нижней части колонны.

К современным ректификационным аппаратам предъявляются следующие требования: высокая разделительная способность и производительность, достаточная надежность и гибкость в работе, низкие эксплуатационные расходы, небольшой вес и, наконец, простота и технологичность конструкции. Последние требования не менее важны, чем первые, поскольку они не только определяют капитальные затраты, но и в значительной мере влияют на величину эксплуатационных расходов, обеспечивают легкость и удобство изготовления аппарата (особенно при серийном изготовлении), монтажа и демонтажа, ремонта, контроля, испытания, а также безопасность эксплуатации и пр.

В настоящее время особенно важное значение приобретает надежность работы ректификационных аппаратов установок, производящих сырье для нефтехимических процессов, в связи с тем, что указанные установки стоят во главе целого нефтехимического комплекса, стоимость которого во много раз превышает стоимость самих установок. Кроме того, установки, производящие сырье для нефтехимических комплексов (например, этиленовые установки), строятся в начале и до освоения остальных комплексов работают не на полную мощность. Таким образом, оборудование указанных производств должно работать

надежно в широком диапазоне изменения нагрузок—сначала при малых и затем при полных проектных нагрузках.

Кроме перечисленных выше требований ректификационные аппараты должны отвечать также требованиям государственных стандартов, ведомственных нормалей и инспекции Госгортехнадзора.

Классификация ректификационных колонн и их контактных устройств

Различают простые и сложные колонны.

Простые колонны используются для разделения исходной смеси (сырья) на два продукта.

Сложные колонны разделяют исходную смесь больше, чем на два продукта: 1-я – ректификационная колонна с отбором дополнительной фракции непосредственно из колонны в виде боковых погонов; 2-я – ректификационная колонна, у которой дополнительные продукты отбираются из специальных отпарных колонн (стриппингов), рисунок 1.

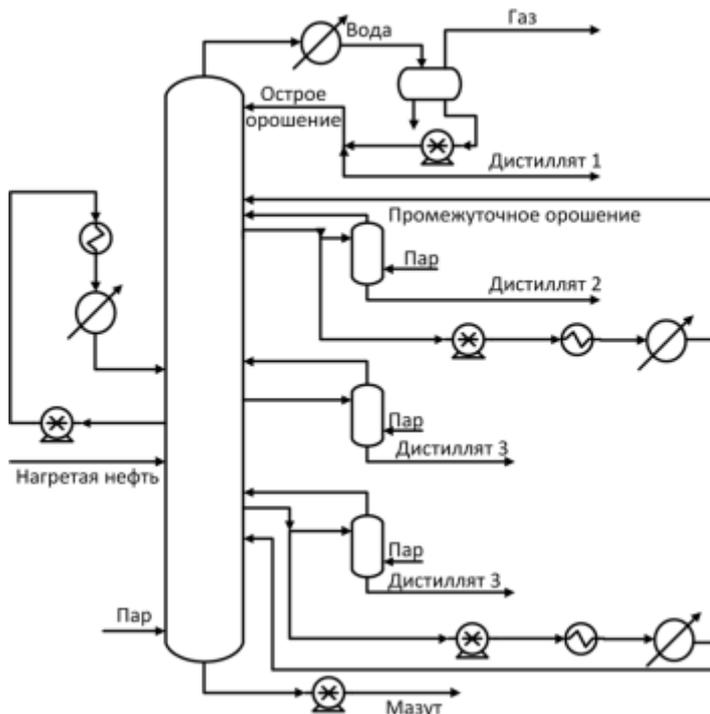


Рис. 1 Сложная ректификационная колонна

Для разделения многокомпонентных смесей на более чем два компонента (фракции) может использоваться одна сложная колонна либо система простых и сложных колонн, соединенных между собой в определенной последовательности прямыми или обратными паровыми или жидкими потоками. Если не предъявляются сверхвысокие требования к чистоте продукта, используют одну простую колонну для этих целей. Выбор конкретной схемы и рабочих параметров процесса перегонки определяется технико-экономическими и технологическими расчетами с учетом требований по ассортименту и четкости разделения.

Применяемые в нефте- и газопереработке ректификационные колонны подразделяются:

1) по назначению для:

- атмосферной и вакуумной перегонки нефти и мазута;
- вторичной перегонки бензина;
- стабилизации нефти, газоконденсатов, нестабильных бензинов;
- фракционирования нефтезаводских, нефтяных и природных газов;
- отгонки растворителей в процессах очистки масел;
- разделения продуктов термодеструктивных и каталитических процессов переработки нефтяного сырья и газов и т.д.;

2) по способу межступенчатой передачи жидкости:

- с переточными устройствами (с одним, двумя или более);
- без проточных устройств провального типа;

3) по способу организации контакта парогазовой и жидкой фаз:

- тарельчатые;
- насадочные;
- роторные.

По типу применяемых контактных устройств наибольшее распространение получили тарельчатые, а также насадочные ректификационные колонны.

В ректификационных колоннах применяются сотни различных конструкций контактных устройств, существенно различающихся по своим характеристикам и технико-экономическим показателям. При этом в эксплуатации находятся наряду с самыми современными конструкциями контактные устройства таких типов (например, желобчатые тарелки и др.), которые, хотя и обеспечивают получение целевых продуктов, но не могут быть рекомендованы для современных и перспективных производств.

При выборе типа контактных устройств обычно руководствуются следующими основными показателями: а) производительностью; б) гидравлическим сопротивлением; в) коэффициентом полезного действия; г) диапазоном рабочих нагрузок; д) возможностью работы на средах, склонных к образованию смолистых или других отложений; е) материалоемкостью; ж) простотой конструкции; удобством изготовления, монтажа и ремонта.

Для того, чтобы легче ориентироваться во всем многообразии имеющихся конструкций, ниже (рис. 1) приводим классификацию контактных устройств, применяемых не только в ректификационных, но и абсорбционных и экстракционных процессах разделения смесей. В соответствии с этой классификацией тарельчатые контактные устройства подразделяются:

- по способу организации относительного движения потоков контактирующих фаз на противоточные, прямоточные, перекрестно-точные и перекрестно-прямоточные;

- по регулируемости сечения контактирующих фаз на тарелки с нерегулируемым и регулируемым сечениями.

Термодинамика процесса переработки нефти

Для большинства нефтей температура термической стабильности соответствует температурной границе деления примерно между дизельным топливом и мазутом по кривой ИТК, то есть ~350 - 360 °С. Нагрев нефти до более высоких температур будет сопровождаться ее деструкцией и, следовательно, ухудшением качества отбираемых продуктов перегонки. В этой связи перегонку нефти и ее тяжелых фракций проводят с ограничением по температуре нагрева. В условиях такого ограничения для выделения дополнительных фракций нефти, выкипающих выше предельно допустимой температуры нагрева сырья, возможно использовать практически единственный способ повышения относительной летучести компонентов - перегонку под вакуумом. Так, перегонка мазута при остаточных давлениях в зоне питания вакуумной колонны =100 и =20 мм рт. ст. (=133 и 30 гПа) позволяет отобрать газойлевые (масляные) фракции с температурой конца кипения соответственно до 500 и 600 °С. Обычно для повышения четкости разделения при вакуумной (а также и атмосферной) перегонке применяют подачу водяного пара для отпаривания более легких фракций. Следовательно, с позиций термической нестабильности нефти технология ее глубокой перегонки (то есть с отбором фракций до гудрона) должна включать как минимум 2 стадии: атмосферную перегонку до мазута с отбором топливных фракций и перегонку под вакуумом мазута с отбором газойлевых (масляных) фракций и в остатке гудрона.

1.2 Технологическая схема промышленной установки первичной ректификации и термического крекинга Коченевского НПЗ

Установка может работать с загрузкой по сырью в диапазоне от 60 % до 100 %. Технологическая схема реконструируемой установки в соответствие с исходными данными предусматривает возможность работы в двух режимах: летний режим и зимний режим.

Различия составляют:

– в зимнем режиме с 10-ой тарелки колонны К-51 дополнительно отбирается фракция 320-360 °С и выводится на склад предприятия.

Согласно технологической схеме АТ-500 (приложение № 1) сырьё со склада на установку атмосферной перегонки подается по трубопроводам межцеховых коммуникаций в расходную емкость Е-001, откуда насосами в Н-55 или Н-56 подается на разгонку.

Нефть прокачивается последовательно через теплообменные аппараты Т-025, Т-027/2 и Т-51, Т-005, Т-52, Т-006, Т-002 и поступает в отбензинивающую ректификационную колонну К-003.

В теплообменнике Т-025 нефть вступает в теплообмен с парами фракции верха отбензинивающей колонны К-003.

В теплообменниках Т-027/2 и Т-51 нефть вступает в теплообмен с парами фракции верха колонны К-001. В теплообменнике Т-005 нагрев нефти осуществляется за счет тепла потока фракции 140(160)-280 гр. С, выходящей после теплообмена в теплообменнике Т-52. В теплообменнике Т-52 нефть нагревается за счет тепла суммарного потока ПЦО-2 и фракции 140(160)-280 гр. С. Далее, в теплообменнике Т-006 свое тепло нефти передает фракция 280-360(320) гр. С. В теплообменнике Т-002 нефть нагревается за счет тепла кубового остатка (мазута).

Верхом К-003 выходят пары фракции н.к.-140(160) гр. С. Эти пары поступают в теплообменник Т-025, где частично конденсируются и отдают тепло потоку нефти, далее поток верха К-003 поступает в холодильник воздушного охлаждения ХВ-010, где дополнительно отдает свое тепло, после чего поступает в сепаратор С-004.

В сепараторе С-004 происходит деление головного погона колонны К-003 на три части: фракцию н.к.-140(160) гр. С, подтоварную воду и углеводородные газы. Подтоварную воду выводят с установки в существующую дренажную сеть. Излишек углеводородных газов направляют в топливную сеть предприятия.

Фракцию н.к.-140(160) гр. С насосом Н-017 (Н-018) отбирают из сепаратора С-004 и делят на две части: одна поступает на первую тарелку колонны К-003 в качестве холодного орошения, вторая в виде компонента 1 фракции н.к.-140 (160) гр. С поступает на склад, после охлаждения в водяном холодильнике Х-004.

Отбензиненная нефть с низа К-003 забирается насосом Н-037 (Н-038) и делится на две части (при необходимости). Первая часть (количество определяется визуально) поступает в теплообменник Т-004, где нагревается высокотемпературным органическим теплоносителем, возвращается в качестве горячей струи в К-003.

Другая часть (основная) последовательно подается в теплообменники Т-53, где нагревается фракцией 320-360 гр. С в зимнем режиме или потоком ПЦО-1 в летнем режиме, в теплообменник Т-54, где нагревается потоком ПЦО-2. Затем отбензиненная нефть делится на три потока. Первые два потока поступают параллельно в теплообменники Т-55/1 и Т-55/2, где нагреваются высокотемпературным органическим теплоносителем, после чего подаются для нагрева параллельными потоками в радиантные змеевики печи П-004.

Третий поток подается для нагрева в конвективный змеевик печи П-004. После нагрева в печи П-004 отбензиненная нефть объединяется в один поток и подается в питательную секцию ректификационной колонны К-51. Пары с верха К-51 поступают в питательную секцию колонны К-001.

Пары с верха К-001 подаются параллельными потоками в теплообменники Т-027/2 и Т-51, где происходит их частичная конденсация и охлаждение за счет потока нефти. Далее продукт верха К-001 охлаждается в воздушном холодильнике ХВ-001 и затем в водяном холодильнике Х-003/2. После этого продукт верха К-001 собирается в сепараторах С-001 и С-002, работающих как один аппарат. В сепараторах происходит деление головного погона колонны К-001 на три части: компонент 2 фракции н.к.-140(160) гр. С, подтоварную воду и углеводородные газы. Подтоварная вода выводится с установки в существующую дренажную сеть. Излишек углеводородных газов направляется в топливную сеть предприятия.

Компонент 2 фракции н.к.-140(160) гр. С насосом Н-051 (Н-052) отбирается из сепараторов С-001 и С-002 и делится на две части: одна поступает на первую тарелку колонны К001 в качестве холодного орошения, вторая поступает на склад, после охлаждения в водяном холодильнике Х-003/1.

Продукт с низа колонны К-001 поступает в кипятильник И-001. В аппарате И-001 за счет высокотемпературного органического теплоносителя сообщается дополнительное тепло продукту низа К-001. Пары из И-001 в качестве «горячей струи» возвращаются в колонну К-001 на 19 –ую тарелку. Жидкая фаза из И-001 забирается насосом Н-57 (Н-58) и прокачивается через теплообменник Т-52, где охлаждается потоком нефти. Далее поток делится на три потока. Первый поток проходит теплообменник Т-005, где охлаждается нефтью, затем воздушный холодильник ХВ-52 и далее выводится в парк в качестве фракции 140(160)-280 гр. С. Второй поток подается на орошение верха К-51, третий – ПЦО-2 подается на 9-ую тарелку колонны К-001.

С 7-ой тарелки колонны К-51 насосом Н-049 (Н-050) отбирается поток ПЦО-1. Он проходит теплообменник Т-54, где отдает часть тепла потоку отбензиненной нефти, и далее возвращается на 5-ую тарелку колонны К-51.

Остаток низа колонны К-51 (мазут) забирается насосом Н-003 (Н-004) и прокачивается через теплообменник Т-002, где отдает избыток тепла потоку нефти, затем прокачивается через воздушный холодильник ХВ-54 и подается в парк.

Для улучшения разделения продуктов в низ колонны К-51 подается перегретый водяной пар.

По зимнему режиму работы с 10 тарелки колонны К-51 насосом Н-59 (Н-60) отбирается фракция 320 – 360 гр.С. Поток проходит теплообменник Т-53, где отдает часть тепла отбензиненной нефти, далее охлаждается в холодильнике ХВ-53 и выводится в парк.

Все теплообменники, участвующие в технологическом процессе, оборудованы байпасами по линиям сырья и продуктов. Трубопроводы до и после каждого из теплообменников оборудованы ручной арматурой для возможности отключения. Датчики температуры и давления, установленные после каждого из теплообменников, позволяют контролировать процесс теплообмена.

Колонное и емкостное оборудование оборудовано всеми необходимыми средствами контроля и регулирования технологических параметров процесса, а также отключающей арматурой с ручным приводом.

Для защиты колонного оборудования от коррозии на установке предусмотрена возможность подачи реагентов от существующих установок дозирования.

Для защиты оборудования от повышения давления колонны поз. К-51, К-001, К-003, а также сепараторы С-001 и С-002, С-004 оснащены блоками предохранительных клапанов.

Сброс от предохранительных клапанов направляется в отбойник факельного газа поз. Е-002, где происходит отделение жидкости. После него выделяющиеся углеводородные газы поступают на сжигание в факельную систему предприятия. Жидкая фаза по сигналу датчика уровня сливается в существующую дренажную систему.

1.3 Характеристика сырья и готовой продукции.

На реконструируемой установке предполагается переработка трех видов сырья на двух режимах (летний и зимний):

- легкого (нефть с индексом 1.0.1.1.);
- тяжелого (нефть трубная);
- смесового 60 % легкого и 40 % тяжелого.

Так как наиболее вероятен вариант работы установки на смесовом сырье, ниже приводятся все необходимые данные только для такого сырья.

Номенклатура вырабатываемой продукции в результате атмосферной разгонки нефти на установке УПР и ТК после реконструкции в летнем режиме:

- фракция н.к. - 140 (160) °С, (СТП предприятия),

в том числе:

- компонент 1 фракции н.к. - 140 (160) °С, (СТП предприятия);
- компонент 2 фракции н.к. - 140 (160) °С, (СТП предприятия);

фракция (140 – 360) °С, (СТП предприятия),

в том числе:

- фракция (140 (160)-280) °С, (СТП предприятия);
- фракция (280-320) °С или (280-360) °С;
- остаток выше 360 °С, (СТП предприятия).

В зимнем режиме работы установки предусмотрен дополнительный вывод фракции 320 – 360 °С. Образующийся в результате перегонки углеводородный газ сжигается в трубчатых печах технологических линий установки.

Таблица-1 Характеристика сырья и готовой продукции.

№ п/п	Сырье, вырабатываемая продукция.	Номер ГОСТа, отраслевого стандарта, технических условий, стандарта предприятия	Показатели качества обязательные для проверки	Норма ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП (заполняется при необходимости)	Область применения поставленной или вырабатываемой продукции
1	2	3	4	5	6
1.	Сырьё				
1.1.	Нефть	ГОСТ Р 5158-2002, Нефть класс 1 – малосернистая; тип -1; группа -1; вид -1.	1. Плотность при 15°C, 1 тип, кг/м ³ :	833,8- 853,6	Поставляется в качестве сырья. Характеристика нефти принята по данным проекта.
2. Плотность при 20°C, 1 тип, кг/м ³ :			830,1- 850,0		
3. Фракционный состав:					
Температура начала кипения, °C			Не нормируется		
Выход фракций, % об. до температуры:					
200 °C			Не менее 27,0		
300 °C			Не менее 47,0		
4. Массовая доля серы, 1 класс, %			0,6 включительно		
5. Давление насыщенных паров, кПа			Не более 66,7		
6. Массовая доля воды, 1 группа, %			Не более 0,5		
7. Вязкость кинематическая, мм ² /с при 20°C			Не нормируется		
8. Массовая доля сероводорода, 1 вид, ppm			Не более 20,0		
9. Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, 1 вид, ppm			Не более 40,0		
10. Концентрация хлористых солей, 1 группа, мг/дм ³	Не более 100,0				
11. Массовая доля механических примесей, % масс – не более	0,05				
12. Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °C, ppm	Не более 10,0				

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
2.	Вырабатываемая продукция				
2.1	Фракция н.к.-140(160)°С	Стандарт предприятия	1. Плотность при 15 °С, кг/м ³ , не более 2 Фракционный состав: - температура начала перегонки, °С, не ниже - пределы перегонки, °С, не выше: 10 % 50 % 90 % - конец кипения, °С, не выше - доля остатка в колбе, % (по объему), не более - остаток и потери, % (по объему), не более 3. Индекс испаряемости, не более 4. Внешний вид 5. Давление насыщенных паров, кПа, ДНП	не нормируется 35 не нормируется не нормируется не нормируется 160 2 4 не нормируется Чистый, прозрачный не нормируется	
2.2	Фракция 140(160)-280°С	Стандарт предприятия	1. Плотность при 15 °С, кг/м ³ , не более 2. Фракционный состав: - температура начала перегонки, °С, не ниже - пределы перегонки, °С, не выше: 10 % 50 % 98 % - конец кипения, °С, не выше - доля остатка в колбе, % (по объему), не более - остаток и потери, % (по объему), не более	не нормируется - не нормируется не нормируется 280 не нормируется 2 4	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
2.3	Фракция 280-320 °С	СТП предприятия	1. Плотность при 15 °С, кг/куб.м	не нормируется определение обязательно	
			2. Температура вспышки, в закрытом тигле, °С, не ниже	40	
			3. Кинематическая вязкость при 40 °С, мм ² /с	не нормируется	
			4. Фракционный состав: - температура начала перегонки, °С, не ниже - 96% выкипает, °С, не выше	- 320	
			5. Предельная температура фильтруемости, °С, не выше	не нормируется	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
2.4	Фракция 280-360 °С	СТП предприятия	1. Плотность при 15 °С, кг/куб.м	не нормируется определение обязательно	
			2. Температура вспышки, в закрытом тигле, °С, не ниже	40	
			3. Кинематическая вязкость при 40°С, мм ² /с	не нормируется	
			4. Фракционный состав: - температура начала перегонки, °С, не ниже - 96% выкипает, °С, не выше	- 380	
			5. Предельная температура фильтруемости, °С, не выше	не нормируется	
2.5	Фракция 320-360 °С	СТП предприятия	1. Плотность при 15 °С, кг/куб.м	не нормируется определение обязательно	
			2. Температура вспышки, в закрытом тигле, °С, не ниже	40	
			3. Кинематическая вязкость при 40°С, мм ² /с	не нормируется	
			4. Фракционный состав: - температура начала перегонки, °С, не ниже - 96% выкипает, °С, не выше	- 380	
			5. Предельная температура фильтруемости, °С, не выше	не нормируется	
2.6	Остаток выше 360 °С	СТП предприятия	1. Вязкость при 100 °С, не более: условная, градусы ВУ кинематическая, м ² /с (сСт)	6,8 50,0x10 ⁻⁶ (50,0)	
			2. Зольность, %, не более, для мазута малозольного	0,05	
			3. Массовая доля механических примесей, %, не более	1,0	
			4. Массовая доля воды, %, не более	1,0	
			5. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	отсутствие	
			6. Массовая доля серы, %, не более,	1,5	
			7. Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже	180	
			8. Температура застывания, °С, не выше	25	
			9. Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо, кДж/кг, не менее	40530	
			10. Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не более	не нормируется. Определение обязательно	

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

Самым важным сырьем в промышленно развитых странах остается нефть. Она дает тепло, а также является автомобильным и авиационным топливом. Элементы, входящие в состав нефти, используются в производстве почти любой химической продукции, например, пластмасс, моющих средств, лаков и лекарств. Поэтому очень важно развивать технологии добычи этого ценного сырья.

Полученное в ходе исследовательской работы дизельное топливо Коченевского НПЗ составляет конкуренцию большинству оных с других заводов.

Дизельное топливо используется в качестве моторных топлив и сырья в промышленном органическом синтезе. Что подтверждает значимость заявленной темы выпускной квалификационной работы.

3.1. Предпроектный анализ

3.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

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

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, *сегмент рынка* – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

В данной работе продуктом и целевым рынком являются:

продукт: Дизельное топливо;

целевой рынок: железнодорожный транспорт, грузовой автотранспорт, водный транспорт, военная техника, сельскохозяйственная техника, легковой дизельный автотранспорт, котельные.

Объект:

Рабочий поселок «Коченево» расположен в ~ 35-45 км западнее областного центра г. Новосибирска.

Площадь района - 807,2 тыс. га

Население - 46662 чел.

Географическое положение рабочего поселка Коченево сравнительно выгодное. Это объясняется относительной близостью к областному центру, более развитой транспортной сетью, наличием железной дороги, связывающей поселок с объектами добычи сырья, размещаемыми в Новосибирской области (Верх-Тарское нефтяное месторождение).

Единственным крупным промышленным предприятием является «Малотоннажное опытно-промышленное производство по переработке углеводородного сырья ООО «ВПК-ОЙЛ», имеющее в своем составе действующую нефтеперерабатывающую установку, находящуюся в стадии освоения «Установку первичной ректификации и термического крекинга», а также объекты подсобно-производственного назначения и инфраструктуры.

Эти обстоятельства и наличие трудовых ресурсов создают объективные предпосылки для разработки и строительства объектов нефтеперерабатывающей промышленности с углубленной переработкой нефти, способных обеспечить район и данный регион разнообразными нефтепродуктами высокого качества а также выйти на внутренний и внешний рынок России.

Реконструкция «Установки первичной ректификации и термического крекинга» позволит:

- получать нефтепродукты топливного ряда высокого качества и широкого ассортимента

для автотранспорта и тепловых котельных;

- уменьшить транспортные расходы предприятий и организаций прилегающего региона и снизить их долю в цене продукции и услуг;

- увеличить занятость населения.

Целью реконструкции является повышение надежности работы технологической установки, увеличение её производительности, расширение ассортимента выпускаемой продукции, более рациональное использование существующего оборудования с его перекомпоновкой для улучшения обслуживания, замены изношенного оборудования. В результате реконструкции производительность установки будет составлять 62,5 тонны в час с возможностью её работы в диапазоне 60 – 100% загрузки по сырью.

Исходя из вышеназванных аргументов реконструкция «Установки первичной ректификации и термического крекинга» в определенной степени позволит снять социальные вопросы, пополнить бюджет местного и регионального уровней, снизить напряженность в обеспечении качественным автомобильным топливом.

3.1.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий-конкурентов в области производства дизельных топлив: ПАО «Газпромнефть» и ОАО «Сургутнефтегаз».

В таблице 1 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области производства дизельного топлива.

Таблица 1 - 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. Выход продукта	0,3	4	5	3	1,2	1,5	0,9
2. Качество продукта	0,3	5	4	3	1,5	1,2	0,9
3. Энергоемкость процессов	0,1	4	5	3	0,4	0,5	0,3
Экономические критерии оценки эффективности							
4. Цена	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Конкурентоспособность продукта	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
6. Финансирование научной разработки	0,1	4	3	5	0,4	0,3	0,5
Итого	1						

Б_ф – продукт проведенной исследовательской работы;

Б_{к1} – ПАО «Газпромнефть»;

3.1.3. SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 2.

Таблица 2 –Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Систематическое повышение уровня квалификации. 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. 3. Наличие постоянных поставщиков (Зап. Сибирь и Сахалин). 4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам. 5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов. 	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. 2. Устаревшее оборудование. 3. Высокая степень износа оборудования. 4. Повышение цен у поставщиков. 5. Высокий уровень ценна выпускаемую продукцию.
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Спрос на выпуск нефтепродуктов в России, некоторых странах АТР достаточно высок и имеет устойчивую тенденцию к увеличению. 2. Малое количество посредников на территории Дальнего Востока. 3. Небольшое количество конкурентов на территории 	<p>Сильные стороны и возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Эффективное использование ресурсов производства. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков). 3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции. 	<p>Слабые стороны и возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта. 3. Модернизация оборудования. 4. Внедрение технологии 5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений

Дальнего Востока. 4.Высокое качество поставляемых ресурсов.		
Угрозы: 1.Увеличение уровня налогов. 2.Повышение требований к качеству продукции. 3.Несвоевременные поставки сырья и оборудования.	Сильные стороны и угрозы: 1.Применение оптимальной налоговой политики. 2.Внедрение менеджмента качества. 3.Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.	Слабые стороны и угрозы: 1.Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2.Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.

3.1.4. Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Степень готовности научной разработки к коммерциализации и уровень собственных знаний для ее проведения заполняется в специальной форме (таблица 3).

Таблица 3 - Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	3
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	2	2
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	2
7.	Проведены маркетинговые исследования	2	3

	рынков сбыта		
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	1
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	2
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	2
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	1
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	2
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	2	2
	ИТОГО БАЛЛОВ	36	36

По результатам оценки можно сказать, что данная разработка считается средней перспективности.

3.2. 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.

Заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта указаны в таблице 4.

Таблица 4 - Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Автозаправочные станции «Роснефть»	Дизельное топливо

В таблице 5 представлена информация о иерархии целей проекта и критериях достижения целей. Цели проекта включают цели в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Таблица 5 - Цели и результат проекта

Цели проекта:	Получение дизельного топлива нужных показателей качества с помощью компьютерной моделирующей программы «HYSIS»
Ожидаемые результаты проекта:	Получение результатов по работе с математической моделью
Критерии приемки результата проекта:	Адекватность результатов
Требования к результату проекта:	Требование:
	Стандартизация готового продукта

3.2.1. Организационная структура проекта

На данном этапе работы необходимо решить 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.

Эта информация представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час.
1	Долганов Игорь Михайлович, НИ ТПУ, кафедра ХТТ и ХК, доцент, к.т.н.	Руководитель	Координация деятельности проекта	250
2	Амирянов Николай Михайлович, НИ ТПУ, кафедра ХТТ и ХК, студент	Исполнитель	Выполнение ВКР	620
ИТОГО:				870

3.2.2. Ограничения и допущения проекта.

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы

проекта» - параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованных в рамках данного проекта (таблица 7).

Таблица 7 - Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
3.1. Бюджет проекта	6500000 руб.
3.1.1. Источник финансирования	ООО «Коченевский НПЗ»
3.2. Сроки проекта:	11.01.16-25.05.16
3.2.1. Дата утверждения плана управления проектом	11.01.16
3.2.2. Дата завершения проекта	25.05.16

3.3. Планирование управления научно-техническим проектом

3.3.1. План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевой графики проекта.

Линейный график представлен в виде таблицы (таблица8).

Таблица 8 - Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	40	11.01.16	29.02.16	Амирянов Николай Михайлович
Расчет на математической модели	31	01.03.16	31.03.16	Амирянов Николай Михайлович
Обсуждение полученных результатов	14	01.04.16	15.04.16	Амирянов Николай Михайлович Долганов Игорь Михайлович
Оформление выводов	18	20.04.16	02.05.16	Амирянов Николай Михайлович Долганов Игорь Михайлович
Оформление пояснительной записки	21	03.05.16	24.05.16	Амирянов Николай Михайлович Долганов Игорь Михайлович
Итого:	124	11.01.16	25.05.16	

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (таблица 9).

Таблица 9 - Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнитель	Т _к , кал, ,дн.	Продолжительность выполнения работ														
			январь		февраль			март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Студент	40	■														
Расчет на математической модели	Студент	31						■									
Обсуждение полученных результатов	Студент, руководитель	14									■						
Оформление выводов	Студент, руководитель	18										■					
Оформление пояснительной записки	Студент, руководитель	21												■			

3.3.2. 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, представленным в таблице (таблица 10).

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

Таблица 10 - Группировка затрат по статьям

Затраты по статьям					
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	Итого плановая себестоимость
330900	5750000	92718,5	12032,78	31425,4	6217076,68
495900	5750000	92718,5	12032,78	31425,4	6382076,68
396900	5750000	92718,5	12032,78	31425,4	6283076,68

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

Результаты по данной статье указаны в таблице 11.

Таблица 11 - Материальные затраты.

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		КНПЗ	Аналог 1	Аналог2	КНПЗ	Аналог1	Аналог2	КНПЗ	Аналог 1	Аналог 2
Нефть	т	100	150	120	3,3	3,3	3,3	330,0	495,0	396,0
Нейтрализатор	л	50	50	50	0,018	0,018	0,018	0,9	0,9	0,9
Итого:								330,9	495,9	396,9

Аналог 1 – ПАО «Газпром нефть»;

Аналог 2 – ОАО «Сургутнефтегаз».

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стенов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 12). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 12 - Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, т.руб.	Сумма амортизационных отчислений, т.руб.
1.	Испаритель	1	150,0	22,50
2.	Ректификационная колонна	3	5000,0	750,00
3.	Сепаратор	4	100,0	15,00
4.	Теплообменник	14	10,0	1,50
5.	Печь	4	300,0	45,00
6.	Насос	20	20,0	3,00
7.	Рефлюксные ёмкости	3	120,0	18,00
8.	Холодильник	12	50,0	7,50
Итого			5750,0	862,50

Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда.

В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в таблицу 13.

Таблица 13 - Расчёт основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _р	З _м , руб	З _{дн} , руб.	T _р , раб.дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	28924,94	1,3	37602,42	1253,42	64	80218,5
Студент	2500				88	12500

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

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (1)$$

где Z_{осн} – основная заработная плата;

Z_{доп} – дополнительная заработная плата.

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (2)$$

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

T_р – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 13);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}}, \quad (3)$$

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_д – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.(таблица 14).

Таблица 14- Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	136	136
Количество нерабочих дней	42	42
- выходные дни	6	6
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск	24	-
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	64	88

Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

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:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (4)$$

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

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

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

В таблице 15 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 15 - Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Магистрант
Основная зарплата	80218,5	12500
Дополнительная зарплата	12032,78	-
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	92251,28	12500

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (5)$$

где $k_{\text{внеб}} = 30\%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 16 - Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Магистрант
Зарплата	80218,5	12500
Отчисления на социальные нужды	27675,4	3750

3.3.3. Организационная структура проекта

В практике используется несколько базовых вариантов организационных структур: функциональная, проектная, матричная (таблица 17).

Таблица 17 - Выбор организационной структуры научного проекта

Критерии выбора	Функциональная	Матричная	Проектная
Степень неопределенности условий реализации проекта	Низкая	Высокая	Высокая
Технология проекта	Стандартная	Сложная	Новая
Сложность проекта	Низкая	Средняя	Высокая
Взаимозависимость между отдельными частями проекта	Низкая	Средняя	Высокая
Критичность фактора времени (обязательства по срокам завершения работ)	Низкая	Средняя	Высокая
Взаимосвязь и взаимозависимость проекта от организаций более высокого уровня	Высокая	Средняя	Низкая

Вывод: на основе проведенного анализа выбора организационной структуры научного проекта - наиболее выгодной является проектная структура.

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

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность. Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты, и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Показатели экономической эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для предприятия, реализующего данный проект. В этом случае показатели эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

Бюджетная эффективность характеризуется участием государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней.

3.4.1 Оценка абсолютной эффективности исследования

Динамические методы оценки инвестиций базируются на применении показателей:

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

Все перечисленные показатели основываются на сопоставлении чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности, и их приведении к определенному моменту времени. Теоретически чистые денежные поступления можно приводить к любому моменту времени (к будущему либо текущему периоду). Но для практических целей оценку инвестиции удобнее осуществлять на момент принятия решений об инвестировании средств.

Чистая текущая стоимость (NPV)

Данный метод основан на сопоставлении дисконтированных чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности.

Если инвестиции носят разовый характер, то **NPV** определяется по формуле

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{опt}}{(1+i)^t} - I_0, \quad (6)$$

где $ЧДП_{опt}$ – 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).

Чистая текущая стоимость является абсолютным показателем. Условием экономичности инвестиционного проекта по данному показателю является выполнение следующего неравенства: **NPV** > 0.

Чем больше **NPV**, тем больше влияние инвестиционного проекта на экономический потенциал предприятия, реализующего данный проект, и на экономическую ценность этого предприятия.

Инвестиционный проект считается выгодным, если **NPV** является положительной.

План денежных потоков представлен в таблице 18.

Таблица 18 - Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

Наименование показателя	Годы (t =0, 1, 2... n)					
	0	1	2	3	4	5
Выручка от реализации, тыс.руб		8082,2	8082,2	8082,2	8082,2	8082,2
Инвестиционные издержки, тыс.руб.	-6217,076					
Амортизация оборудования, тыс.руб.	862,5	862,5	862,5	862,5	862,5	862,5
Сырье , тыс.руб.	330,9	330,9	330,9	330,9	330,9	330,9
ФОТ, тыс.руб.	136,2	136,2	136,2	136,2	136,2	136,2
Операционные затраты, тыс. руб	0,0	265,9	265,9	265,9	265,9	265,9
Прибыль до вычета налогов, тыс.руб.	0,0	7816,3	7816,3	7816,3	7816,3	7816,3
Налоги	0,0	1563,3	1563,3	1563,3	1563,3	1563,3
Чистая прибыль, тыс.руб.	0,0	6253,0	6253,0	6253,0	6253,0	6253,0
Чистый денежный поток ЧДП=Пчист+Ам	-6217,08	7115,5	7115,5	7115,5	7115,5	7115,5
Коэффициент дисконтирования (приведения при i=0,20)	1	0,833	0,694	0,579	0,482	1,482
Дисконтированный чистый денежный поток	-6217,08	5927,2	4938,2	4119,9	3429,7	10545,2
То же нарастающим итогом (NPV)	-6217,08	-289,843	4648,333	8768,222	12197,91	22743,12

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет **22743120** руб., что позволяет судить о его эффективности.

Дисконтированный срок окупаемости (PP)

Метод расчета срока окупаемости инвестиций PP (Токуп.) состоит в определении того периода, через который первоначальные инвестиции будут возвращены прибылью или чистыми денежными поступлениями.

Чистые денежные поступления (прибыль) по годам неравномерны. В данной ситуации срок окупаемости устанавливается путем определения кумулятивного (накопленного) денежного потока (таблица 19).

Таблица 19 - Дисконтированный срок окупаемости

№	Наименование показателя	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1.	Дисконтированный чистый денежный поток ($i=0,20$)	-6217,08	5927,23	4938,18	4119,89	3429,68
2.	То же нарастающим итогом	-6217,08	-289,84	4648,33	8768,22	12197,91
3.	Дисконтированный срок окупаемости	$PP_{диск} = 1 + 289,8/4938,1 = 1,1$ года				

Внутренняя ставка доходности (IRR)

Для установления показателя чистой текущей стоимости (NPV) необходимо располагать информацией о ставке дисконтирования, определение которой является проблемой, поскольку зависит от оценки экспертов. Поэтому, чтобы уменьшить субъективизм в оценке эффективности инвестиций на практике широкое распространение получил метод, основанный на расчете внутренней ставки доходности (IRR).

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования (i) существует обратная зависимость. Эта зависимость следует из таблицы 20 и графика, представленного на рисунке 1.

Таблица 20 - Зависимость

NPV от ставки

дисконтирования

№	Наименование показателя	0	1	2	3	4	5	NPV
1	Чистые денежные потоки	-6217,08	7115,53	7115,53	7115,53	7115,53	7115,53	
2	коэффициент дисконтирования							
	$i=0,2$	1	0,833	0,694	0,578	0,482	0,402	
		1	0,769	0,592	0,455	0,35	0,269	
	$i=0,4$	1	0,714	0,51	0,364	0,26	0,186	
	$i=0,5$	1	0,667	0,444	0,295	0,198	0,127	
	$i=0,6$	1	0,625	0,39	0,244	0,152	0,031	
	$i=0,7$	1	0,588	0,335	0,203	0,1197	0,07	
	$i=0,8$	1	0,556	0,309	0,172	0,096	0,053	
	$i=0,9$	1	0,526	0,277	0,146	0,076	0,04	
3	Дисконтированный денежный поток							
	$i=0,2$	-6217,08	5927,23	4938,18	4112,77	3429,68	2860,44	22743,12
	$i=0,3$	-6217,08	5471,84	4212,39	3237,56	2490,43	1914,08	11109,2
	$i=0,4$	-6217,08	5080,49	3628,92	2590,05	1850,04	1323,49	8255,9
	$i=0,5$	-6217,08	4746,06	3159,29	2099,08	1408,87	903,67	6099,9
	$i=0,6$	-6217,08	4447,20	2775,06	1736,19	1081,56	220,58	4043,5
	$i=0,7$	-6217,08	4183,93	2383,70	1444,45	851,73	498,09	3144,8
	$i=0,8$	-7684,22	3956,23	2198,70	1223,87	683,09	377,12	754,8
	$i=0,9$	-7684,22	3742,77	1971,00	1038,87	540,78	284,62	-106,2

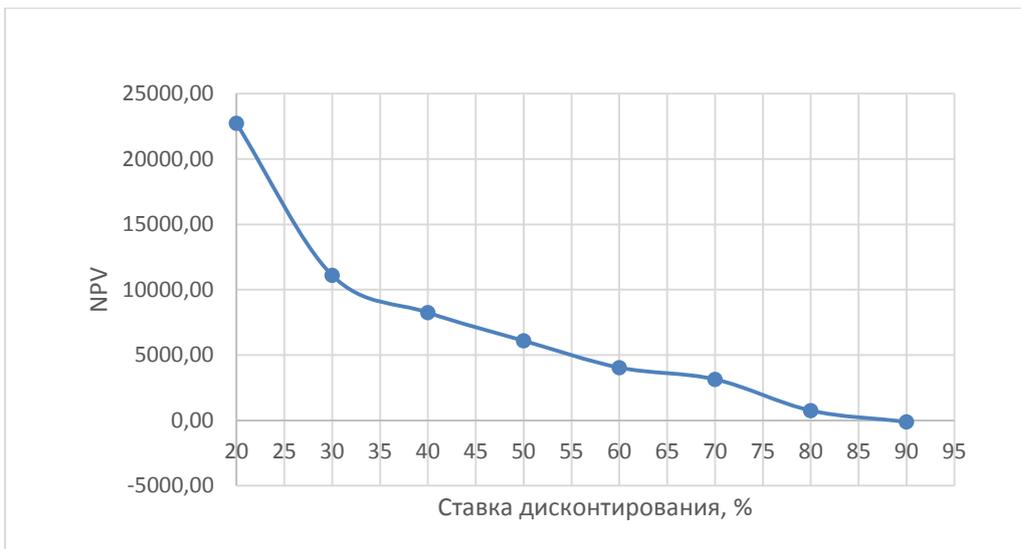


Рисунок 1 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

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 0,87.

Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI)

Индекс доходности показывает, сколько приходится дисконтированных денежных поступлений на рубль инвестиций.

Расчет этого показателя осуществляется по формуле:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_t}{(1+i)^t} / I_0, \quad (7)$$

где I_0 – первоначальные инвестиции.

Следовательно,

$$PI = (5927,2 + 4938,2 + 4119,9 + 3429,7 + 10545,2) / 6217,08 = 4,7$$

3.4.2 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 двух вариантов исполнения научного исследования (таблица 21). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 21 –Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Вариант исполнения аналога №	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
1	495900	5750000	92718,5	31425,4	6382076,68
2	396900	5750000	92718,5	31425,4	6283076,68

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{6217076,68}{6382076,68} = 0,97, \quad (8)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{6382076,68}{6382076,68} = 1, \quad (9)$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{6283076,68}{6382076,68} = 0,98, \quad (10)$$

где I_{Φ}^p - 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 удешевление стоимости разработки в разы.

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad (11)$$

$$I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p, \quad (12)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

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

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда	0,25	5	5	3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	4	3
3. Надежность	0,20	5	5	4

4. Воспроизводимость	0,25	4	4	4
5. Материалоемкость	0,15	5	4	4
ИТОГО	1	4,6	4,4	3,5

Аналог 1 – ПАО «Газпром нефть»;

Аналог 2 – ОАО «Сургутнефтегаз».

$$I_m^p = 5 \times 0,25 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,20 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,6, \quad (13)$$

$$I_1^A = 5 \times 0,25 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,20 + 4 \times 0,25 + 4 \times 0,15 = 4,5, \quad (14)$$

$$I_2^A = 3 \times 0,25 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,20 + 4 \times 0,25 + 4 \times 0,15 = 3,8, \quad (15)$$

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

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,6}{0,97} = 4,7, \quad (16)$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{4,5}{1} = 4,5, \quad (17)$$

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,8}{0,98} = 3,9, \quad (18)$$

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

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a1}} = \frac{4,7}{4,5} = 1,04, \quad (19)$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a2}} = \frac{4,7}{3,9} = 1,21, \quad (20)$$

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

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

$I_{мэ}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 23 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Разработка	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,97	0,98
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,5	4,6	3,8
3	Интегральный показатель эффективности	4,5	4,7	3,9
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,04		1,21

Аналог 1 – ПАО «Газпром нефть»;

Аналог 2 – ОАО «Сургутнефтегаз».

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Вывод: в ходе проведения анализа показателей эффективности инвестиций были проведены расчеты чистой текущей стоимости (NPV) – 22743,12 тыс. руб. Таким образом, данный инвестиционный проект считается выгодным, так как NPV является положительной величиной. Дисконтированный срок окупаемости проекта (PP_{дск}) составил 1,1 год. Так как выполняется условие неравенства $IRR > i$, а внутренняя ставка доходности (IRR) – 0,87, инвестиционный проект экономически оправдан. Индекс доходности (PI) составил 4,7 (данная величина превышает единицу), соответственно данная инвестиция приемлема.