

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки 18.03.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии, профиль подготовки «Основные процессы химических производств и химическая кибернетика»

Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Исследование процесса каталитической депарафинизации дизельных топлив

УДК 665.753.4:665.637.73

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К31	Бедарева Екатерина Константиновна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ХТТ и ХК	Белинская Наталия Сергеевна	Кандидат технических наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заведующий кафедрой ХТТ и ХК	Юрьев Егор Михайлович	Кандидат технических наук		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 18.03.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии, профиль подготовки «Основные процессы химических производств и химическая кибернетика»
Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

_____ Юрьев Е.М.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2К31	<i>Бедаревой Екатерине Константиновне</i>

Тема работы:

Исследование процесса каталитической депарафинизации дизельных топлив	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	420/с от 31.01.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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,</i>	Объект исследования: установка каталитической депарафинизации дизельных топлив Л-24-10/2000 ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез». Исходными данными являются технологические режимы работы реактора депарафинизации, составы потоков, технологическая схема установки, требования к продукту. Режим работы – непрерывный.
--	---

<p><i>влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзор литературы <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Применение дизельных топлив. Низкотемпературные свойства дизельных топлив 1.2. Современные требования к качеству дизельных топлив 1.3. Обзор технологий улучшения низкотемпературных свойств дизельных топлив 1.4. Факторы, влияющие на процесс каталитической депарафинизации 1.5. Постановка цели и задач исследования 2. Объект и методы исследования <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Характеристика реактора депарафинизации, составы потоков, технологические параметры 2.2. Математическая модель процесса каталитической депарафинизации 3. Экспериментальная часть <ol style="list-style-type: none"> 3.1. Исходные данные для расчетов 3.2. Исследование влияния температуры на процесс каталитической депарафинизации 3.3. Исследование влияния расхода сырья на процесс каталитической депарафинизации 3.4. Оптимизация технологического режима реактора депарафинизации 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение <ol style="list-style-type: none"> 4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения 4.2. Планирование научно-исследовательских работ 4.3. Бюджет научно-технического исследования 4.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования 5. Социальная ответственность <ol style="list-style-type: none"> 5.1. Анализ вредных и опасных факторов на рабочем месте 5.2. Анализ факторов, характеризующих возникновение чрезвычайных ситуаций
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент
Социальная ответственность	Немцова Ольга Александровна, ассистент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2017
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<i>Ассистент каф. ХТТ и ХК</i>	<i>Белинская Н.С.</i>	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<i>2К31</i>	<i>Бедарева Е.К.</i>		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2К31	Бедаревой Екатерине Константиновне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ХТТ и ХК
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	ПАХТ

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>Использование информации, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах и изданиях, нормативно-правовых документах.</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 потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.</i>
2. <i>Определение возможных альтернатив проведения научных исследований</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i>
3. <i>Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски.</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ</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. *Оценка конкурентоспособности технических решений*
2. *Матрица SWOT*
3. *График проведения и бюджет НИИ*
4. *Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ*
5. *Сравнительная эффективность разработки*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К31	Бедарева Екатерина Константиновна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2К31	Бедаревой Екатерине Константиновне

Институт	ИПР	Кафедра	ХТТ и ХК
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	ПАХТ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Установка Л-24-10/2000 – установка гидродепарафинизации смеси атмосферного газойля с бензином висбрекинга.
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) 	<p><i>Дизельное топливо (ДТ) относится к IV классу опасности, ПДК паров алифатических углеводородов в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м³. Постоянный контакт с ДТ может вызвать острые воспаления и хронические экземы.</i></p> <p><i>Загазованность рабочей зоны по ГН 2.2.5.1313. – 03;</i></p> <p><i>Недостаточность освещения по ГОСТ Р 55710 - 2013;</i></p> <p><i>Измерение шума на рабочем месте по ГОСТ 12.1.003 – 83;</i></p> <p><i>Опасность поражения электрическим током по ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ;</i></p> <p><i>Опасность термических ожогов по РД 153-34.0-03.702-99.</i></p> <p><i>Опасность взрыва и пожара по ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ;</i></p> <p><i>Правила работы на высоте устанавливаются ПОТ РМ 012-20004;</i></p> <p><i>Опасность получения обморожения устанавливается МР 2.2.7.2129-06.</i></p> <p><i>При работе с ДТ необходимо иметь противогазы марки БКФ, защитные перчатки, мази, очки. Также при работе в закрытых помещениях должны быть установлены приточно-вытяжные</i></p>

	<p>вентиляции.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – 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>Защита селитебной зоны: Объект по переработке нефти относится к II классу опасности. Санитарно-защитная зона – 500 м.</i></p> <p><i>Величина ПДК. Средне суточное, мг/м³:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • сернистый ангидрид – 0.468; • Оксид углерода – 0.285; • окись азота – 0,0295; • суммарные углеводороды – 0,007 <p><i>Для защиты гидросферы предусмотрено:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Обвалование площадок; • Дренажные емкости для сбора разливов нефтепродуктов; • Сточные воды проходят механическую очистку. <p><i>Защита литосферы осуществляется утилизацией отходов производства, установленным регламентом производства.</i></p>
<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. 	<p><i>Взрыв, пожар, разрыв трубопровода; Протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах; Сбои в работе системы электроснабжения. При возникновении ЧС в первую очередь необходимо сообщить в пожарную охрану и скорую помощь. Прекращение подачи сырья; Отсечь аварийный участок; Переключение на резервную линию; Отцепить территорию лентой и</i></p>

	<i>выставить необходимые знаки.</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <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. 	<i>Повышена оплата труда – не менее 4% тарифной ставки; Продолжительность рабочего времени – не более 36 часов в неделю; К работе не допускаются женщины и лица, не достигшие восемнадцатилетнего возраста.</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К31	Бедарева Екатерина Константиновна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 88 страниц, 10 рисунков, 31 таблиц, 34 источника.

Ключевые слова: ГИДРОДЕПАРАФИНИЗАЦИЯ, ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО, НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА, ТЕМПЕРАТУРА ПОМУТНЕНИЯ, ТЕМПЕРАТУРА ЗАСТЫВАНИЯ, ПРДЕЛЬНАЯ ТЕМПЕРАТУРА ФИЛЬТРУЕМОСТИ, МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ.

Объектом исследования является установка каталитической гидродепарафинизации дизельного топлива Л-24-10/2000 ООО «КИНЕФ».

Цель работы – исследование процесса каталитической депарафинизации дизельных топлив с использованием метода математического моделирования для оптимизации технологических параметров работы установки.

В процессе исследования проводилась оценка влияния температуры и расхода сырья на процесс каталитической депарафинизации, а также оптимизация технологического режима реактора депарафинизации.

В результате исследования определены оптимальные технологические условия работы реактора депарафинизации.

Область применения: нефтеперерабатывающие предприятия, где реализован процесс каталитической гидродепарафинизации дизельного топлива.

Экономическая значимость работы заключается в возможности оптимизации процесса путем подбора оптимального технологического режима работы реактора, без вмешательства в работу установки.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

температура застывания: Температура, при которой топливо полностью теряет подвижность.

температура помутнения: Максимальная температура, при которой в топливе появляется фазовая неоднородность.

предельная температура фильтруемости: Наиболее высокая температура, при которой данный объем топлива не проходит через стандартный фильтр в установленное время при стандартизированных условиях охлаждения.

Сокращения, обозначения

Данная работа содержит следующие обозначения и сокращения:

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

ВСГ – водородсодержащий газ

МДЭА – метилдиэтанолламин

ОСПС – объемная скорость подачи сырья

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. СТО 05766480 – 010 – 2011. Топливо дизельное. Технические условия.
2. ГОСТ 32511 – 2013 Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия.
3. ГОСТ Р 52368 - 2005 Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия.

Оглавление

Введение	16
1. Обзор литературы.....	18
1.1. Применение дизельных топлив. Низкотемпературные свойства дизельных топлив.....	18
1.2. Современные требования к качеству дизельных топлив.....	20
1.3. Обзор технологий улучшения низкотемпературных свойств дизельных топлив	24
1.4. Факторы, влияющие на процесс каталитической депарафинизации	29
1.5. Постановка цели и задач исследования	31
2. Объект и методы исследования.....	33
2.1. Характеристика реактора депарафинизации, составы потоков, технологические параметры	33
2.2. Математическая модель процесса каталитической депарафинизации ..	35
3. Экспериментальная часть.....	38
3.1. Исходные данные для расчетов.....	38
3.2. Исследование влияния температуры на процесс каталитической депарафинизации	40
3.2.1. Исследование влияния температуры на содержание н-парафинов в продукте.....	41
3.2.2. Исследование влияния температуры на ПТФ продукта	41
3.2.3. Исследование влияния температуры на выход продукта (ДТ)	42
3.3. Исследование влияния расхода на процесс каталитической депарафинизации	43
3.3.1. Исследование влияния расхода на содержание н-парафинов в продукте.....	44
3.3.2. Исследование влияния расхода на ПТФ продукта.....	44
3.3.3. Исследование влияния расхода на выход продукта (ДТ)	45
3.4. Оптимизация технологического режима работы реактора.....	46
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	49
4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	49

4.1.1.	Анализ конкурентных технических решений	51
4.1.2.	SWOT-анализ	52
4.2.	Планирование научно-исследовательских работ	54
4.2.1.	Определение трудоемкости выполнения работ.....	55
4.2.2.	Разработка графика проведения научного исследования	57
4.3.	Бюджет научно-технического исследования.....	58
4.3.1.	Расчет материальных затрат научно-технического исследования	59
4.3.2.	Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ	60
4.3.3.	Расчет заработной платы	60
4.3.4.	Расчет дополнительной заработной платы.....	62
4.3.5.	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	62
4.3.6.	Накладные расходы	62
4.3.7.	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	63
4.4.	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	64
5.	Социальная ответственность	67
5.1.	Производственная безопасность	68
5.2.	Анализ вредных факторов	69
5.2.1.	Загазованность рабочей зоны	69
5.2.2.	Недостаточная освещенность рабочей зоны	70
5.2.3.	Повышенный уровень шума на производстве.....	71
5.2.4.	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	71
5.3.	Анализ опасных факторов	72
5.3.1.	Электробезопасность	72
5.3.2.	Пожарная безопасность	73
5.3.3.	Термическая опасность. Повышенная температура поверхностей.....	75
5.3.4.	Расположение рабочего места на высоте.....	75
5.3.5.	Сосуды, работающие под давлением.....	76
5.4.	Экологическая безопасность	76
5.5.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
	Заключение	84

Список использованных источников	86
--	----

Введение

В настоящее время все большее применение приобретают низкозастывающие нефтепродукты зимних и арктических марок, спрос на дизельное топливо растет с каждым годом.

Основными показателями качества дизельного топлива зимних и арктических марок являются его низкотемпературные характеристики, такие как температура застывания, температура помутнения и предельная температура фильтруемости.

Актуальными являются исследования процесса каталитической депарафинизации с использованием математической модели, разработанной на основе учета термодинамических и кинетических закономерностей процесса, которые позволяют выработать рекомендации по контролю технологических параметров промышленного процесса, что обеспечивает соблюдение норм по низкотемпературным характеристикам и достижение оптимального выхода продукта в условиях постоянно меняющегося углеводородного состава сырья, поступающего на установку.

Объект исследования – процесс каталитической депарафинизации дизельных топлив, реализованный на промышленной установке ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез», который предназначен для производства дизельного топлива летних, зимних и арктических марок.

Метод исследования – метод математического моделирования.

Цель работы – исследование процесса каталитической депарафинизации с использованием математической модели.

Личный вклад заключается в исследовании влияния основных технологических параметров, таких как температура и расход сырья, на процесс каталитической депарафинизации с использованием математической модели, а также оптимизация технологического режима работы реактора депарафинизации с учетом расхода и состава сырья.

Данная работа имеет практическое значение для регулирования технологических параметров работы реактора, подбора оптимальных условий без вмешательства в работу установки.

1. Обзор литературы

1.1. Применение дизельных топлив. Низкотемпературные свойства дизельных топлив

На нефтеперерабатывающих заводах России производится примерно 50 млн т/год дизельного топлива, 93 % – с содержанием серы до 0,2 % и 7 % – с содержанием серы от 0,2 до 0,5 %. Основное количество составляет летнее дизельное топливо, объем производства которого достигает 90 % от общего объема производства дизельных топлив, 9 % – зимние виды дизельных топлив с температурой застывания минус 35 и минус 45 °С, 1 % – арктическое дизельное топливо с температурой застывания минус 55 °С для Сибири и районов с суровым зимним климатом [1].

Потребность современного общества в дизельном топливе с каждым годом растет, но удовлетворяется данная потребность только на 40 %. Вместе с тем наблюдается тенденция к облегчению фракционного состава топлива, что приводит к снижению его плотности.

В настоящий момент дизельное топливо является наиболее распространенным видом топлива для такого наземного транспорта, как автомобили, тракторы, тепловозы, большинство боевой техники, а также для водного транспорта, включающего военно-морской флот.

Автомобили, работающие на дизельном топливе, получают все большее распространение и составляют сильную конкуренцию автомобилям, имеющим бензиновые двигатели с принудительным воспламенением топливовоздушной смеси. Также дизельные топлива применяются в газотурбинных установках в качестве газотурбинного топлива [10].

По назначению разделяют две группы дизельного топлива:

- 1) Легкие – предназначенные для быстроходных двигателей, число оборотов коленчатого вала в минуту которых равно 800;
- 2) Тяжелые – предназначенные для тихоходных дизелей, число оборотов коленчатого вала в минуту от 150 до 500.

Современные дизельные топлива, для экономичной и надежной работы двигателя внутреннего сгорания, должны отвечать следующим основным требованиям:

- 1) Хорошая распыляемость и испаряемость, обеспечивающие в цилиндрах дизельного двигателя однородную топливовоздушную смесь оптимального состава при любой температуре воздуха;
- 2) Групповой углеводородный и фракционный составы, которые обеспечивают хороший пуск двигателя и устойчивый процесс сгорания топлива;
- 3) Наиболее полное сгорание топлива в двигателе с минимальным количеством нагара, сажи и дыма;
- 4) Хорошая смазывающая способность, которая обеспечивает длительную работу топливных насосов;
- 5) Малотоксичность дизельного топлива и выхлопных газов;
- 6) Неизменность состава и свойств;
- 7) Исключение вредного воздействия на детали топливной системы при транспортировке и хранении;
- 8) В зимнее время – не застывание до определенных температур;
- 9) Достаточная пожаробезопасность.

Целевая задача в настоящее время – массовый переход на производство экологически чистого дизельного топлива, содержание серы в котором не выше 0,035-0,050 % мас. и ароматических углеводородов не более 20 % мас [1].

Важнейшими показателями качества дизельного топлива являются его низкотемпературные свойства:

- 1) температура помутнения – температура, при которой топливо теряет фазовую однородность в результате появления в нем кристаллов парафинов и льда. Происходит закупоривание пор фильтров тонкой очистки, тем самым нарушая подачу топлива к насосу высокого давления к форсункам;

2) температура застывания – температура, при достижении которой топливо теряет свою подвижность, что означает невозможность его использования в двигателе и перекачивания.

Для топлив с низким содержанием серы введена особая характеристика – предельная температура фильтруемости (ПТФ) – наиболее высокая температура, при которой данный объем топлива не проходит через стандартный фильтр в установленное время при стандартизированных условиях охлаждения [4].

1.2. Современные требования к качеству дизельных топлив

Для достижения требуемой мощности двигателя, продления срока службы и безотказности работы необходимо обеспечить высокую теплоту сгорания топлива. Для исключения перегревов и повышенного износа двигателя не должно возникать нагароотложений.

В настоящее время основные показатели качества дизельного топлива регламентируются следующими стандартами:

- Топливо дизельное ЕВРО (ГОСТ 32511-2013)
- Топливо дизельное (СТО 05766480-010-2011)
- Топливо дизельное ЕВРО (ГОСТ Р 52368-2005)

В соответствии с ГОСТ 32511-2013 дизельное топливо должно обладать основными техническими характеристиками, представленными в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Технические требования по ГОСТ 32511-2013

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	Цетановое число, не менее	51,0
2	Цетановый индекс, не менее	46,0
3	Плотность при 15°С, кг/м	820,0-845,0
4	Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, %, не более	8,0
5	Массовая доля серы, мг/кг, не более, для топлива:	
	К3	350,0
	К4	50,0
	К5	10,0
6	Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, выше	55
7	Коксуемость 10%-ного остатка разгонки, % масс., не более	0,3
8	Зольность, % масс., не более	0,01

По СТО 05766480-010-2011 дизельное топливо должно обладать основными техническими требованиями, представленными в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Технические требования по СТО 05766480-010-2011

№ п/п	Наименование показателя	Значение для марки		
		ДТ Л	ДТ З	ДТ А
1	Цетановое число, не менее:			
	вид 1	45	45	45
	вид 2	51	47	47
	вид 3	51	47	47
	вид 4	51	47	47
2	Фракционный состав, °С, не выше:			
	50 % перегоняется при температуре	280	280	255
	95 % перегоняется при температуре	360	360	340

3	Кинематическая вязкость при 20 °С, мм/с	3,0-6,0	1,8-6,0	1,5-4,0
4	Предельная температура фильтруемости, °С, не выше для умеренного климата	Минус 5	Минус 20	
	для холодного климата		Минус 25	

В соответствии с ГОСТ Р 52368-2005 дизельное топливо должно обладать основными техническими характеристиками, представленными в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Технические требования по ГОСТ Р 52368-2005

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	Цетановое число, не менее	51,0
2	Цетановый индекс, не менее	46,0
3	Плотность при 15 °С, кг/м ³	820-845
4	Полициклические ароматические углеводороды, %(по массе), не более	8,0
5	Содержание серы, мг/кг, не более, для топлива:	350,0
	вид 1	
	вид 2	50,0
	вид 3	10,0
6	Температура вспышки в закрытом тигле, °С, выше	55
7	Коксуемость 10%-ного остатка разгонки, %(по массе), не более	0,30
8	Зольность, %(по массе), не более	0,01
9	Содержание воды, мг/кг	200
10	Общее загрязнение, мг/кг, не более	24

Топливо должно отвечать следующим эксплуатационным требованиям:

- высокая теплота сгорания с выделением максимального количества тепла;
- хорошие смесеобразующие свойства;
- исключение детонации при эксплуатации;
- исключение нагароотложений;
- топливо не должно вызывать коррозию стальных деталей и обладать совместимостью с неметаллическими материалами;
- стабильность основных показателей качества при транспортировке и хранении;
- топливо не должно оказывать негативного влияния на потребителей и на экологию.

В таблице 1.4 представлены современные требования, применяемые к дизельным топливам.

Таблица 1.4 Основные требования, применяемые к ДТ [2]

Основные требования	Определяющие свойства	Результат
Хорошая воспламеняемость и достаточно полное сгорание	Фракционный состав и цетановое число	Мягкая работа и легкий пуск двигателя, высокие мощностные и экономические показатели, допустимые дымность и токсичность
Хорошее смесеобразование и распыл	Вязкость и плотность, содержание механических примесей и воды	Хорошая фильтруемость, нормальная подача топлива, дальнобойность факела и конус распыла
Бесперебойная работа топливного насоса высокого давления при отрицательных температурах окружающей среды	Низкотемпературные свойства	–
Безопасность при эксплуатации и хранении	Температура вспышки, стабильность	–
Минимальное нагарообразование, отложения, коррозия деталей и узлов двигателя	Химический состав и степень очистки -наличие сернистых соединений, металлов	Нормальное состояние клапанов, колец, поршней, форсунок

1.3. Обзор технологий улучшения низкотемпературных свойств дизельных топлив

Назначение процесса депарафинизации нефтяного сырья заключается в снижении содержания нормальных парафинов в нефтяных фракциях (масляных и керасино-газойлевых). При этом улучшаются эксплуатационные свойства получаемых нефтепродуктов, а именно снижается температура застывания и улучшаются показатели вязкости. Например, если исходная фракция характеризуется температурой застывания плюс 10 °С, то после депарафинизации этот показатель снизится до минус 50 °С. Данный процесс применяется для изготовления дизельного топлива арктических и зимних марок.

Принципиально различают две технологии депарафинизации дизельного топлива:

- 1) каталитическая;
- 2) некаталитическая.

К некаталитическим технологиям депарафинизации дизельного топлива можно отнести сольвентную и карбамидную.

При использовании сольвентной депарафинизации выбранный растворитель смешивается с предназначенной для процесса фракцией, после чего смесь охлаждается до требуемой температуры застывания. К примеру, если целью является достижение температуры застывания минус 40 °С, то и охлаждают смесь при минус 40 °С. Нормальные парафины, выпадающие в осадок, отфильтровываются, от целевого продукта, растворитель отгоняется. Процессы депарафинизации повторяются.

В масштабах промышленности депарафинизацию по сольвентной технологии проводят кристаллизацией при низких температурах с использованием бинарного растворителя: карбамидного и адсорбционного. Вязкие нефтепродукты освобождают от парафинов с помощью селективных растворителей, таких как ацетон, метилизобутилкетон или метилэтилкетон.

Твёрдые углеводороды удаляются через фильтрование либо центрифугирование с последующей отгонкой растворителя [2].

Карбамидная депарафинизация основана на способности карбамида образовывать кристаллические комплексы (аддукты) с нормальными парафинами.

Этот процесс отличается от депарафинизации избирательными растворителями тем, что для извлечения твердых углеводородов сырье или его растворы не нужно охлаждать до низких температур, т.е. данный процесс можно проводить при температурах больше нуля градусов.

Результаты карбамидной депарафинизации зависят от множества факторов. Обязательным условием комплексообразующих процессов является наличие в системе активатора, облегчающего и ускоряющего образование комплекса. В качестве активаторов процесса наиболее распространенными являются вода, спирты (метиловый, этиловый, изопропиловый), кетоны (ацетон), низкомолекулярные хлорированные углеводороды и др. Активатор, который является полярным веществом, способствует гомогенизации среды, ослабляет связи парафиновых углеводородов нормального строения с другими компонентами сырья, способствует перестройке кристаллической структуры карбамида из тетрагональной в гексагональную, повышая тем самым его активность [3].

При карбамидной депарафинизации широко используют большое число разнообразных по структуре растворителей. Кроме создания гомогенной фазы, растворители обеспечивают легкость перемешивания и транспортировки компонентов, участвующих в процессе депарафинизации. Кроме того они используются для промывки комплексов. Растворителей, которые одинаково хорошо растворяли бы как нефтепродукт, так и карбамид не существует. Поэтому применяются растворители, растворяющие только один из компонентов, участвующих в комплексообразовании: нефтепродукт или карбамид. К первым относятся галоидалкилы, кетоны, некоторые спирты, углеводороды или фракции углеводородов с низкой температурой

кипения. К растворителям, применяемым на практике и растворяющим только карбамид, относятся вода и водные растворы низкомолекулярных спиртов.

Технология карбамидной депарафинизации обладает рядом недостатков. Большое влияние на результаты процесса оказывает наличие различных примесей в очищаемой фракции. Смолы, содержащиеся в нефтепродуктах, не только замедляют комплексообразование, но и ухудшают качество полученных продуктов. Примеси, содержащие серу, азот и кислород отрицательно влияют на комплексообразование. Негативное влияние примесей заключается в том, что они замедляют и затрудняют рост кристаллов комплекса. В связи с этим желательно подвергать карбамидной депарафинизации фракции, предварительно очищенные, например, в процессе гидроочистки [4].

С увеличением температуры кипения фракции эффективность карбамидной депарафинизации снижается. Это объясняется тем, что в высококипящих фракциях парафины имеют значительное количество высокоплавких углеводородов гибридного строения, не образующих комплекса с карбамидом, т.е. с повышением температуры кипения фракции доля парафинов нормального строения, как правило, уменьшается. Этим объясняется ограниченность использования карбамидной депарафинизации для снижения температуры застывания только дизельных и легких масляных фракций [5].

Другим способом выделения парафинов нормального строения является адсорбционная депарафинизация. Рассмотрим процесс цеолитной депарафинизации «Парекс». Данный процесс разработан в Германии, основным назначением которого является получение жидких нормальных парафинов высокой степени чистоты и денормализаторов – компонентов зимних и арктических сортов реактивных и дизельных топлив, в основном из дистиллятных керосиновых и дизельных фракций. Получаемые парафины используются в качестве сырья для производства БВК (белково–

витаминого концентратов), моющих средств, ПАВ (поверхностно-активных веществ) и др. Сырье изначально направляется на гидроочистку. В качестве адсорбента используют цеолит цеосорб 5АМ (типа СаА). Данный адсорбент – цеолит, который обладает молекулярно-ситовым эффектом, селективно адсорбирует n-алканы из смесей их с углеводородами изо- или циклического строения[5]. Процесс проводится в среде водородсодержащего газа, являющегося газом-носителем сырья, что позволяет увеличить межрегенерационный период установки. Десорбция осуществляется нагретыми парами аммиака, вытесняя адсорбированные n-алканы. Две стадии процесса – парофазные, проводятся при температуре около 380°C и давлении 0.5 – 1 МПа. Продолжительность адсорбции примерно в 2 раза меньше десорбции. Поэтому на установке предусмотрены 3 адсорбера со стационарным слоем адсорбента (цеолита), один из которых работает в режиме адсорбции, а два других – в режиме десорбции.

Наиболее эффективной и часто используемой в настоящее время технологией улучшения низкотемпературных свойств дизельного топлива является каталитическая технология.

Используемые энергоемкие и мало технологичные методы получения низко-застывающих нефтепродуктов (карбамидная депарафинизация, низкотемпературная депарафинизация и др.) вытесняются новыми эффективными процессами каталитической депарафинизации, не связанными с потерей нефтепродукта. Процесс каталитической гидродепарафинизации является новым многоцелевым каталитическим процессом переработки нефти, направленным на селективное удаление n-алкановых углеводородов из различных нефтяных фракций с применением металлцеолитных катализаторов в присутствии водорода. Он применяется для снижения температуры застывания базовых компонентов смазочных масел и средних дистиллятов, температуры помутнения дизельных топлив и температуры кристаллизации авиационных топлив [3].

В процессе гидродепарафинизации протекают реакции селективного гидрокрекинга и гидроизомеризации n-парафинов, при этом молекулы парафинов каталитически разрываются и изомеризуются до изопарафинов. Также протекают вторичные реакции гидрокрекинга изопарафинов, гидрирование ароматических углеводородов до нафтенов, насыщение непредельных углеводородов и гидрирование нафтенов. В то же время может происходить глубокая гидроочистка керосина и дизельного топлива с удалением серы и азота [1]. Селективность каталитического действия в процессах гидродепарафинизации достигается благодаря применению специальных металлцеолитных катализаторов на основе некоторых типов узкопористых цеолитов, обладающих молекулярно-ситовым свойством. Катализаторы имеют трубчатую пористую структуру с размерами входных окон 0,5 - 0,55 нм, доступными для проникновения и реагирования там только молекулам парафинов нормального строения [3]. Катализаторы селективного гидрокрекинга должны обладать бифункциональными свойствами, то есть гидрирующе-дегидрирующими свойствами. С одной стороны должны содержать внутри пор кислотные центры для крекинга n-алкановых углеводородов, с другой стороны - иметь гидрирующие центры (благородные и неблагородные металлы) для гидрирования ненасыщенных продуктов крекинга и предотвращения образования продуктов уплотнения и коксообразования на катализаторе (активных центрах реакций, протекающих по окислительно-восстановительному механизму).

В большинстве промышленных процессов цеолитные катализаторы используются в виде таблеток, содержащих наряду с основным компонентом (цеолитом) необходимое количество инертного связующего, который является носителем активных компонентов катализатора и обеспечивает его требуемую прочность (окись алюминия, окись кремния, их смесь, глины). Катализаторы готовят ионным обменом щелочных катионов на катионы аммония, двух- или трехвалентные катионы главных подгрупп II и III групп, а также на катионы переходных элементов VIII группы периодической

системы. В виде активного гидрирующего компонента в цеолиты добавляют: Co, Pd, Pt, Rh, Ru, W, Mo либо сочетание двух и более этих металлов в составе одного катализатора: Ni- W , Ni -Mo, Co-W и т.д. [4].

В настоящее время разработка процессов гидродепарафинизации и катализаторов для них осуществляется в двух направлениях:

- процессы и катализаторы, направленные исключительно на улучшение низкотемпературных свойств целевых продуктов;
- процессы и катализаторы, обеспечивающие одновременно гидродепарафинизацию и гидрооблагораживание нефтяных дистиллятов.

В первом случае для получения целевого продукта требуемого качества требуется дополнительная гидрообработка сырья до или после каталитической гидродепарафинизации. Во втором случае катализатор обеспечивает требуемое качество целевого продукта в одну ступень. Процесс гидродепарафинизации проводят на почти аналогичных по аппаратурному оформлению и технологическим режимам процессам гидроочистки установках. Основными параметрами, определяющими эффективность процесса, является температура и объемная скорость подачи сырья. Оптимальное сочетание этих параметров обеспечивает максимальную продолжительность межрегенерационного цикла работы катализатора. Снижение активности катализатора по мере накопления на нем коксовых отложений компенсируется повышением температуры проведения процесса. Температура проведения процесса гидроизомеризации определяется с одной стороны, пределами выкипания используемого сырья, а с другой стороны, активностью используемого катализатора. Она варьируется в пределах 200-480°C [11].

1.4. Факторы, влияющие на процесс каталитической депарафинизации

Основные факторы и условия ведения процесса каталитической депарафинизации дизельного топлива зависят от фракционного и

химического состава сырья, требуемой степени обессеривания, а также от активности применяемого катализатора.

Важнейшие факторы, влияющие на процесс депарафинизации: температура, давление, объемная скорость подачи сырья, кратность циркуляции водородсодержащего газа по отношению к сырью и активность катализатора.

Наиболее оптимальной температурой для процесса гидроочистки и гидродепарафинизации является температура в пределах 300-405 °С. С повышением температуры процесса будет возрастать степень гидрирования сернистых соединений, при 380 °С будет достигаться максимум. При последующем увеличении температуры степень гидрирования будет уменьшаться: для сернистых соединений незначительно, для непредельных углеводородов резко, в результате чего уменьшается выход жидких продуктов, увеличивается выход легких углеводородов и повышается отложение кокса на катализаторе.

При увеличении общего давления повышается степень обессеривания сырья, понижается образование кокса на катализаторе, тем самым увеличивая срок его службы.

В ходе изучения всех факторов, влияющих на процессы гидроочистки и гидродепарафинизации, видно, что гидрированию способствует рост парциального давления водорода. С ростом парциального давления водорода повышается скорость процесса, но происходит заметное возрастание лишь до определенного предела. Для того, чтобы достичь заданную глубину обессеривания – до 5 ppm, парциальное давление водорода на выходе из реактора должно поддерживаться не ниже 5,2 МПа.

Объемная скорость подачи сырья – это отношение объема сырья, подаваемого в реактор, к объему катализатора. При повышении объемной скорости подачи сырья понижается время пребывания сырья в реакторе. При понижении объемной скорости подачи сырья повышается время контакта сырья с катализатором и увеличивается степень очистки, но вместе с тем

уменьшается количество проходящего через реактор сырья, то есть понижается производительность установки гидродепарафинизации. Для процесса гидродепарафинизации объемная скорость подачи сырья находится в пределах $1,5-2,5 \text{ ч}^{-1}$.

Кратность циркуляции водородсодержащего газа определяется объемом циркулирующего водородсодержащего газа в м^3 , приходящихся на 1 м^3 подаваемого сырья. Для процесса депарафинизации дизельного топлива рекомендуемая кратность циркуляции 100%-го водорода не ниже $150 \text{ м}^3/\text{м}^3$ сырья (расход газа, приведенный к стандартным условиям (температура $20 \text{ }^\circ\text{C}$, давление $101,325 \text{ кПа}$). При повышении объема циркулирующего ВСГ снижается образование кокса на катализаторе.

Активность катализатора в значительной степени влияет на протекание процесса депарафинизации. При повышении активности катализатора увеличивается объемная скорость подачи сырья, достигается большая глубина обессеривания. Активность катализатора уменьшается с течением времени, в результате отложения кокса и серы на его поверхности. При снижении активности катализатора проводят процесс регенерации, который заключается в выжигании кокса и серы. В том случае, если катализатор теряет свою активность необратимо, то катализатор заменяется на свежий.

1.5. Постановка цели и задач исследования

Литературный обзор показал, что дизельное топливо является одним из основных продуктов нефтеперерабатывающей отрасли. При этом наблюдается тенденция к внедрению на российские нефтеперерабатывающие заводы нового современного процесса каталитической депарафинизации взамен устаревших технологий некаталитической депарафинизации. Это обусловлено несколькими факторами.

Во-первых, в последние годы наблюдается тенденция к уменьшению запасов нефти нафтенового типа и увеличению добычи парафинистой нефти. Как известно, парафины являются наиболее высокозастывающими

компонентами дизельных топлив, и изменение состава перерабатываемого сырья на более парафинистое требует внедрения таких новых процессов производства низкозастывающих дизельных топлив, как процесс каталитической депарафинизации.

Во-вторых, капитальные затраты на строительство установок каталитической депарафинизации значительно ниже затрат на строительство установок гидрокрекинга и каталитического крекинга. В третьих, такое совмещение процессов позволяет производить топливо класса ЕВРО 5, что особенно актуально в условиях ужесточения требований по экологическим характеристикам топлив.

Кроме того, в настоящее время исследования в области процесса депарафинизации сосредоточены на разработке новых каталитических композиций и новых технологий процесса. При этом, не достаточное внимание уделено оптимизации и повышению эффективности действующих установок.

Отсюда вытекает цель исследования – повышение эффективности работы установки каталитической гидродепарафинизации дизельного топлива путем подбора оптимальных технологических режимов с применением метода математического моделирования.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Провести мониторинг работы реактора депарафинизации на промышленной установке;
2. Провести исследование факторов, влияющих на процесс депарафинизации с использованием математической модели, таких как температура, расход и состав сырья;
3. Провести оптимизацию технологического режима работы реактора каталитической депарафинизации.

2. Объект и методы исследования

2.1. Характеристика реактора депарафинизации, составы потоков, технологические параметры

Объект исследования – процесс каталитической депарафинизации дизельных топлив, реализованный на промышленной установке ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез», который предназначен для производства дизельного топлива летних, зимних и арктических марок [6].

Метод исследования – метод математического моделирования.

Схема установки каталитической депарафинизации ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез» представлена ниже на рисунке 2.1.

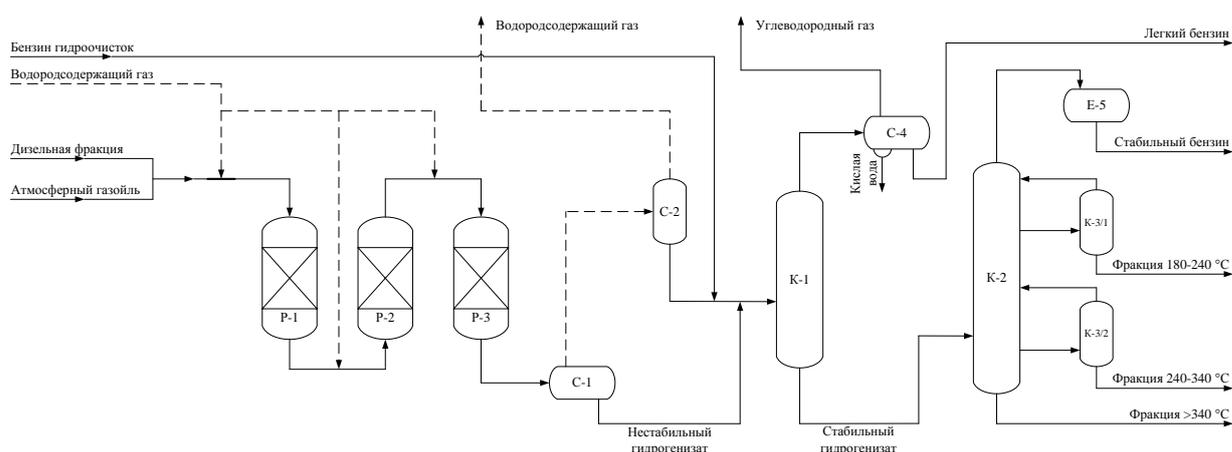


Рисунок 2.1 – Схема основных потоков установки каталитической депарафинизации ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез»

P-1 и P-2 – реакторы гидроочистки, P-3 – реактор гидродепарафинизации, C-1 – сепаратор высокого давления; C-2 – сепаратор низкого давления; K-1 – колонна стабилизации; K-2 – ректификационная колонна; K-3/1, 3/2 – отпарные колонны (стрипинги); C-4, E-5 – рефлюксные ёмкости.

Установка каталитической депарафинизации включает в себя 5 основных блоков:

1. Реакторный блок предназначен для предварительной гидроочистки и гидродепарафинизации сырья, а также получения гидрогенизата с малым

содержанием серы. Данный блок включает узел очистки циркуляционного ВСГ от сероводорода;

2. Стабилизационный блок предназначен для стабилизации гидрогенизата, а также удаления из него серы и других растворенных газов;

3. Ректификационный блок предназначен для разделения стабильного гидрогенизата на фракции: бензиновую, дизельную и остаток (с температурой выкипания более 340 °С);

4. Блок очистки углеводородного газа и регенерации метилдиэтанолamina (МДЭА) предназначен для очистки углеводородного газа от сероводорода раствором МДЭА и десорбции сероводорода из насыщенного раствора МДЭА;

5. Блок подготовки топлива – в данной блоке происходит удаление конденсата из топливного газа и его подогрев перед сжиганием в печах установки.

Промышленный реактор процесса каталитической депарафинизации представляет собой вертикальный аппарат с аксиальным вводом сырья. Схематическое изображение реактора каталитической депарафинизации показано на рис. 2.2.

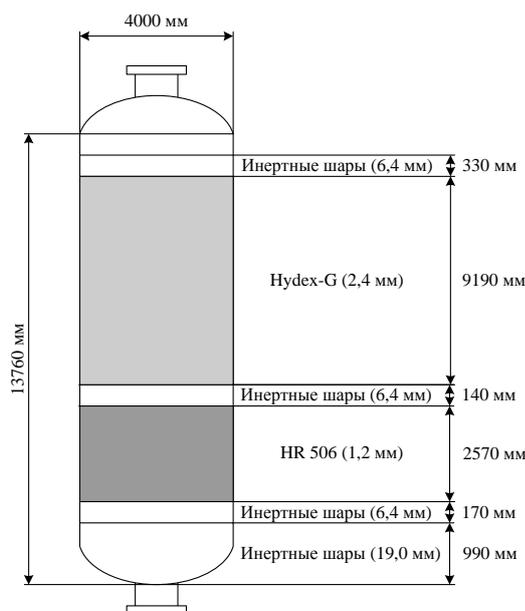


Рисунок 2.2 – Схема реактора каталитической депарафинизации

В нижнюю часть реактора загружены инертные шары диаметром 19,0 мм. Сверху данного слоя располагаются инертные шары размером 6,4 мм. Сверху слоя инертных шаров расположен Со-Мо катализатор HR 506 с размером частиц 1,2 мм. Данный катализатор позволяет удалять непредельные соединения или меркаптаны, которые могут образовываться в ходе реакции депарафинизации. Для обеспечения разделения между слоями катализаторов HR 506 и Hydex-G загружен слой инертных шаров размером 6,4 мм. Сверху данного слоя загружен катализатор Hydex-G с размером частиц 2,5 мм. Высота реактора намного превышает его диаметр (высота – 13760 мм, диаметр – 4000 мм). При разработке модели такого реактора данное соотношение размеров позволило сделать предположение, что в реакторе наблюдается режим идеального вытеснения. Принято допущение о поршневом течении потока внутри реактора при отсутствии продольного перемешивания и равномерном распределении реакционной массы в направлении, перпендикулярном движению потока. Время нахождения всех частиц в системе одинаково и определяется как отношение объема системы к объемному расходу жидкости.

2.2. Математическая модель процесса каталитической депарафинизации

Компьютерная моделирующая система процесса каталитической депарафинизации включает в себя 3 основных блока:

1. База данных по термодинамическим и кинетическим параметрам реакций, составу сырья, продукта, водородсодержащего газа, технологическим параметрам;
2. Модуль, содержащий математическую модель процесса депарафинизации.

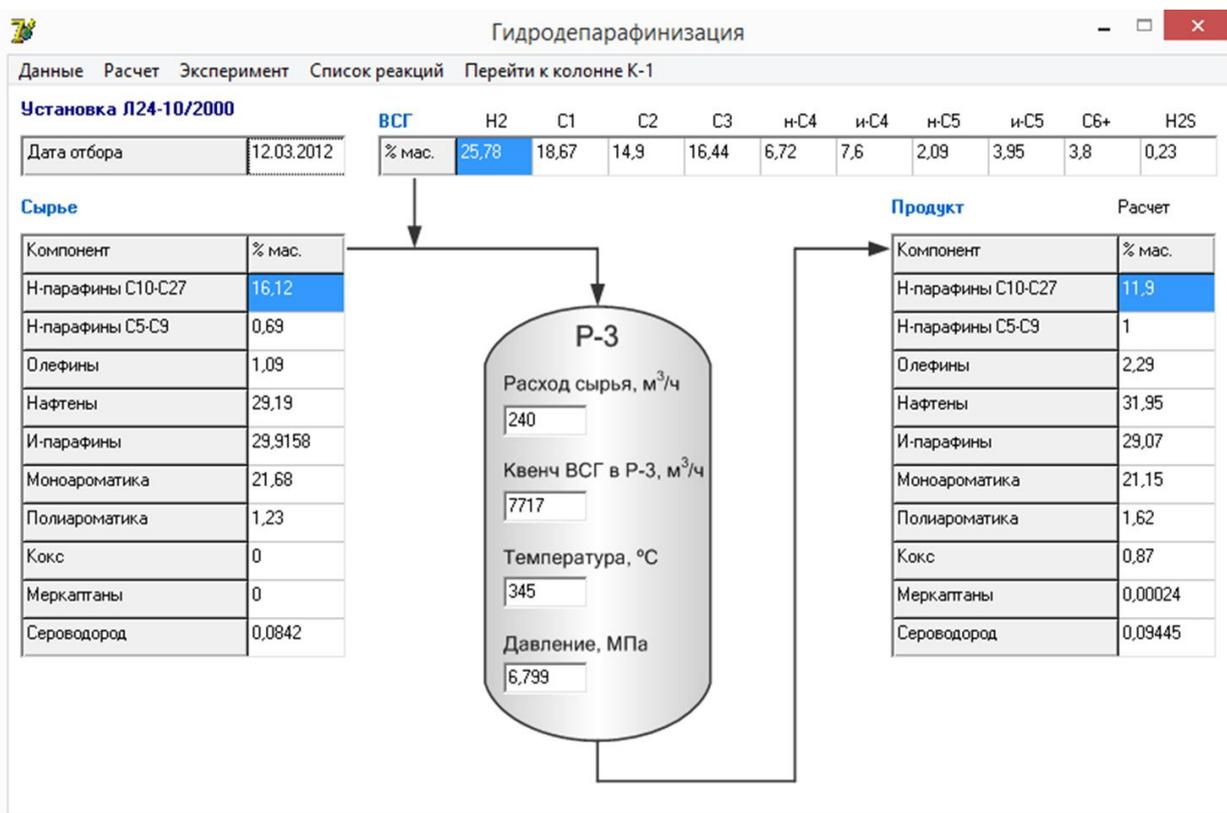


Рисунок 2.3 - Интерфейс компьютерной моделирующей системы процесса гидродепарафинизации

Данная система позволяет производить расчет состава продукта в зависимости от состава сырья и технологических условий процесса.

Математическая модель процесса гидродепарафинизации дизельного топлива позволяет повысить стабильность работы промышленных аппаратов, выход целевых продуктов при минимальном количестве затрат. С помощью данной модели производится оптимизация производства товарных бензинов [12].

Сырьем процесса депарафинизации является смесь прямогонной дизельной фракции и атмосферного газойля. Продукты процесса включают: стабильный бензин; компоненты дизельных топлив: фракция 180–240 °C, фракция 240–340 °C; фракция >340 °C [12].

Характеристика смесового сырья (дизельной фракции и атмосферного газойля) и продуктов процесса депарафинизации представлена в табл. 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика сырья и продуктов процесса каталитической депарафинизации

Показатели	Фракционный состав	Сырье	Продукты		
		ДФ+АГ	СБ	Фракция 180-240+240-340 °С	Фракция >340 °С
Плотность при 20 °С		843,7	738,0	829,5	860,5
Температура выкипания, °С	НК	112	104	171	279
	10 %	232	110	204	317
	30 %	274	114	236	330
	50 %	299	120	259	344
	70 %	323	128	278	360
	90 %	352	140	305	383
	КК	370	154	328	413
Температура помутнения, °С		+1	–	–26	–16
Предельная температура фильтруемости, °С		–	–	–28	–17
Температура застывания, °С		–	–	–35	–25
Содержание н-парафинов, % мас.		17,0	–	8,19	2,91

ДФ – дизельная фракция; СБ – стабильный бензин; АГ – атмосферный газойль.

3. Экспериментальная часть

3.1. Исходные данные для расчетов

Исходными данными для расчетов являются состав сырья, интервалы изменения технологических параметров. Ниже в таблице 3.1 представлен покомпонентный состав сырьевых потоков процесса каталитической депарафинизации.

Таблица 3.1 – Составы и свойства сырьевых потоков процесса каталитической депарафинизации

Компонент	Дизельная фракция	Атмосферный газойль	Бензин висбрекинга
	% мас.		
Н-парафины C ₁₀ -C ₂₇	19,98	15,99	21,60
Н-парафины C ₅ -C ₉	0,00	0,00	
Олефины	3,75	6,52	19,20
Нафтены	18,85	16,58	12,80
И-парафины	32,02	29,01	27,40
Моноароматические углеводороды	17,30	19,10	19,00
Полиароматические углеводороды	8,10	12,80	0
Кокс	0	0	0
Меркаптаны	0	0	0
Сероводород	0	0	0
Плотность при 20 °С, кг/м ³	845	870	727

В зависимости от вида сырья фирма – проектировщик предусматривает два варианта работы установки процесса депарафинизации. В таблице 3.2 представлены соотношения фракций в смесевом сырье процесса депарафинизации для двух вариантов работы установки.

Таблица 3.2 - Соотношения фракций в смесевом сырье процесса депарафинизации

Фракция	Проектные варианты работы установки каталитической депарафинизации	
	Вариант 1	Вариант 2
	%	
Дизельная фракция	75	0
Атмосферный газойль	21	93
Бензин висбрекинга	4	7

Расход смесевго сырья = 320 м³/ч .

В результате были посчитаны составы смесевго сырья для 1 и 2 варианта работы установки, представленные ниже в таблице 3.3 и 3.4 соответственно.

Таблица 3. 3 – Состав сырья по «Варианту 1» работы установки каталитической депарафинизации

	Дизельная фракция	Атмосферный газойль	Бензин висбрекинга
	кг/ч		
Н-парафины C ₁₀ -C ₂₇	40545	9085	2338
Н-парафины C ₅ -C ₉	0	0	0
Олефины	7610	3705	2078
Нафтены	38252	9421	1385
И-парафины	64977	16483	2965
Моноароматические углеводороды	35106	10853	2056
Полиароматические углеводороды	16437	7273	0
Кокс	0	0	0
Меркаптаны	0	0	0
Сероводород	0	0	0

Таблица 3.4 - Состав сырья по «Варианту 2» работы установки каталитической депарафинизации

	Атмосферный газойль	Бензин висбрекинга
	кг/ч	
Н-парафины C ₁₀ -C ₂₇	40924	4161
Н-парафины C ₅ -C ₉	0	0
Олефины	16687	3699
Нафтены	42434	2466
И-парафины	74246	5278
Моноароматические углеводороды	48883	3660
Полиароматические углеводороды	32759	0
Кокс	0	0
Меркаптаны	0	0
Сероводород	0	0

3.2. Исследование влияния температуры на процесс каталитической депарафинизации

В данном разделе было исследовано влияние температуры на процесс каталитической депарафинизации, а также на содержание н-парафинов в продукте, ПТФ продукта и выход продукта (ДТ).

Диапазон варьирования температуры выбран в интервале 320-360 °С шагом 10. Расход сырья=320 м³/ч, расход ВСГ=15000 м³/ч, Давление=6,9 МПа.

ПТФ рассчитывается по формуле 1:

$$\text{ПТФ} = 3,2503 * C_{\text{н-парафинов, \% мас.}} - 68,401 \quad (1)$$

Выход дизельного топлива рассчитывается по формуле 2:

$$\text{Выход ДТ} = 2,178 * C_{\text{н-парафинов, \% мас.}} + 57,294 \quad (2)$$

3.2.1. Исследование влияния температуры на содержание н-парафинов в продукте

В ходе проведенных расчетов была получена следующая зависимость, представленная на рисунке 3.1.

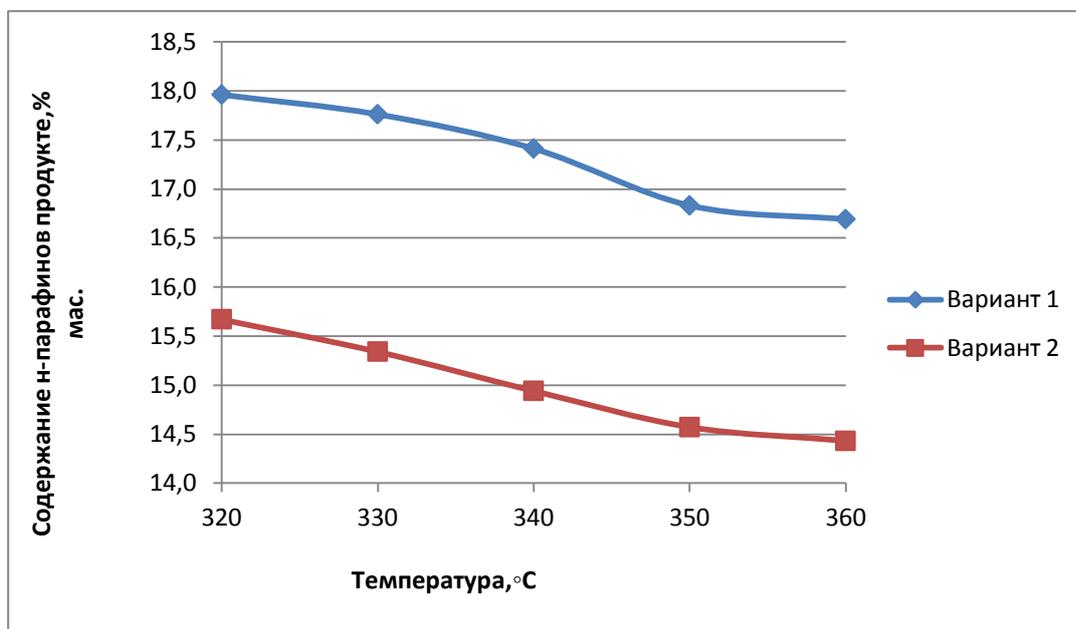


Рисунок 3.1 - Зависимость содержания н-парафинов от температуры процесса

На данном графике зависимости видно, что с увеличением температуры процесса содержание н-парафинов в продукте уменьшается, это обусловлено увеличением скорости целевой реакции гидрокрекинга, соответственно большее количество парафинов подвергается данной реакции.

3.2.2. Исследование влияния температуры на ПТФ продукта

В результате полученных данных была получена следующая зависимость, представленная ниже на рисунке 3.2.

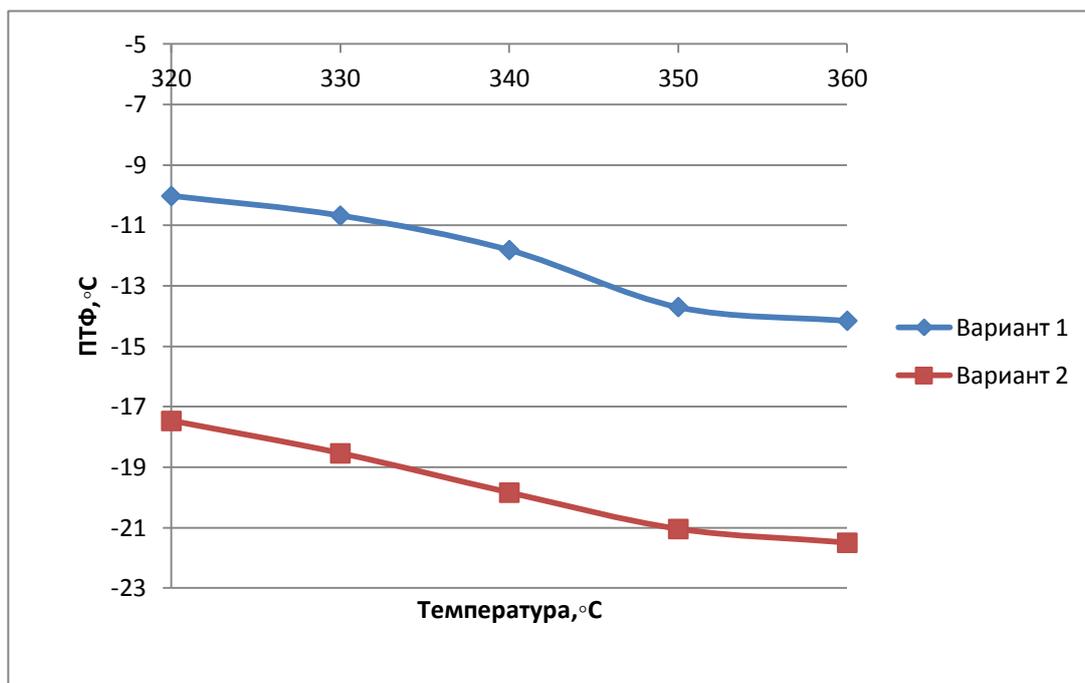


Рисунок 3.2 - Зависимость ПТФ от температуры процесса

На данном графике зависимости видно, что с увеличением температуры процесса ПТФ в продукте уменьшается, это обусловлено прямопропорциональной зависимостью содержания н-парафинов и предельной температуры фильтруемости продукта. Следовательно, при уменьшении содержания н-парафинов в продукта снижается и ПТФ.

3.2.3. Исследование влияния температуры на выход продукта (ДТ)

В ходе проведенных расчетов была получена следующая зависимость выхода продукта от температуры процесса, представленная на рисунке 3.3.

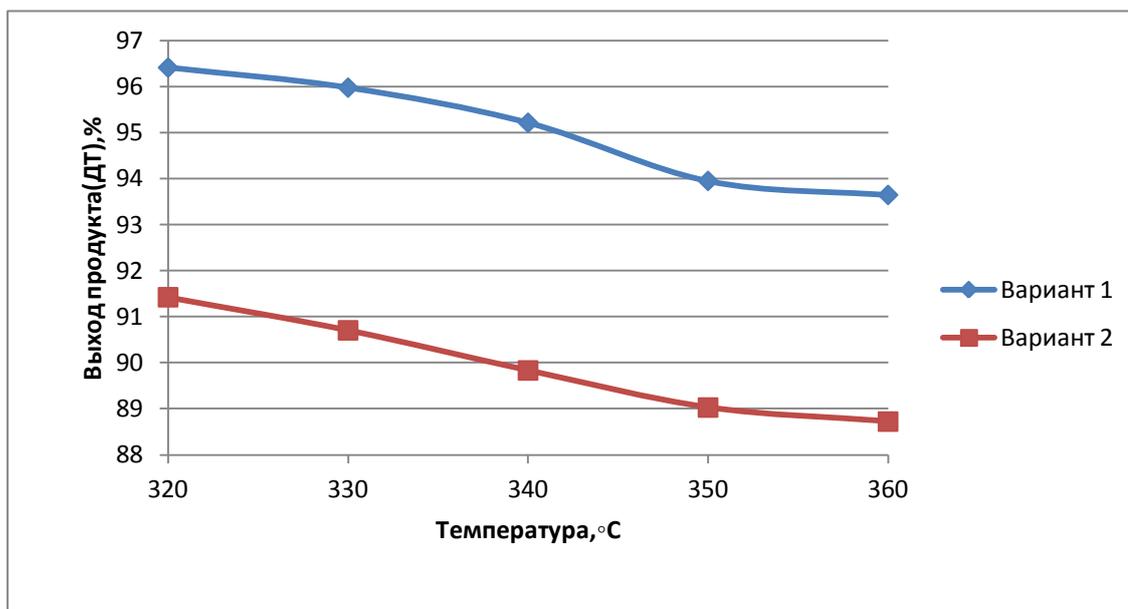


Рисунок 3.3– Зависимость выхода продукта (ДТ) от температуры процесса

На данном графике зависимости видно, что при увеличении температуры процесса выход дизельного топлива уменьшается. Это связано с тем, что при более высокой температуре большее количество парафинов превращается в короткоцепочные парафины бензиновой фракции, а также протекают реакции крекинга с образованием углеводородной бензиновой фракции и газа.

3.3. Исследование влияния расхода на процесс каталитической депарафинизации

В данном разделе было исследовано влияние расхода сырья на процесс каталитической депарафинизации, а также на содержание н-парафинов в продукте, ПТФ продукта и выход продукта (ДТ).

Диапазон варьирования расхода выбран в интервале 280-320 м³/ч с шагом 10. Температура процесса 350°C, расход ВСГ=15000 м³/ч, Давление=6,9 МПа.

ПТФ рассчитывается по формуле 1:

$$\text{ПТФ} = 3,2503 * C_{\text{н-парафинов, \% мас.}} - 68,401 \quad (1)$$

Выход дизельного топлива рассчитывается по формуле 2:

$$\text{Выход ДТ} = 2,178 * C_{\text{н-парафинов, \% мас.}} + 57,294 \quad (2)$$

3.3.1. Исследование влияния расхода на содержание н-парафинов в продукте

В ходе проведенных расчетов была получена следующая зависимость содержания н-парафинов в продукте от расхода сырья, представленная на рисунке 3.4.

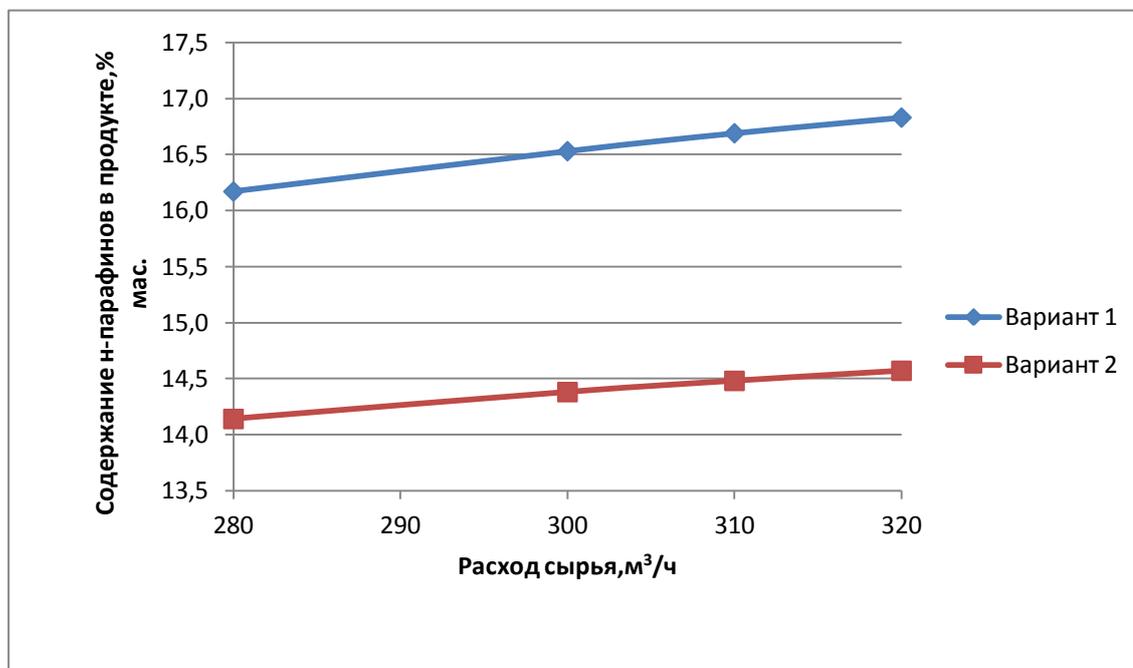


Рисунок 3.4 – Зависимость содержания н-парафинов в продукте от расхода сырья

Из данного графика видно, что при увеличении расхода с 280 до 320 м³/ч содержание н-парафинов в продукте увеличивается на 0,6 % масс. для первого варианта работы установки и на 0,5 % масс. для второго варианта.

3.3.2. Исследование влияния расхода на ПТФ продукта

В ходе проведенных расчетов была получена следующая зависимость ПТФ продукта от расхода сырья, представленная на рисунке 3.5.

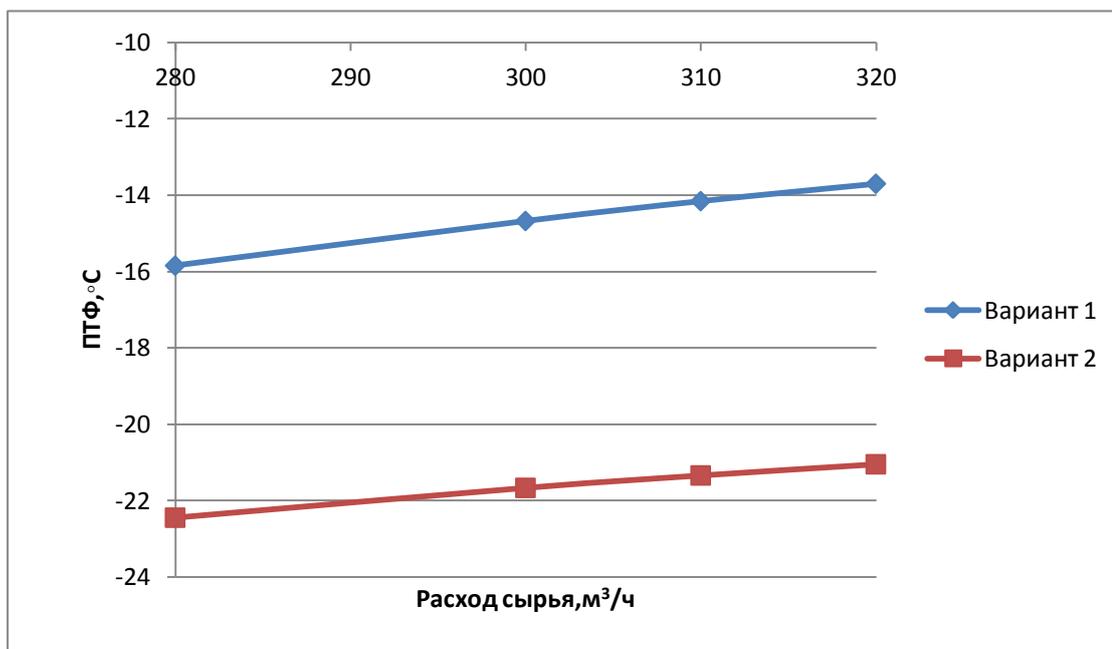


Рисунок 3.5 – Зависимость ПТФ продукта от расхода сырья

На данном графике зависимости видно, что с увеличением расхода сырья ПТФ в продукте увеличивается, это обусловлено прямопропорциональной зависимостью содержания н-парафинов и предельной температуры фильтруемости продукта. Следовательно, при увеличении содержания н-парафинов в продукта повышается и ПТФ.

3.3.3. Исследование влияния расхода на выход продукта (ДТ)

В ходе проведенных расчетов была получена следующая зависимость выхода продукта (ДТ) от расхода сырья, представленная на рисунке 3.6.

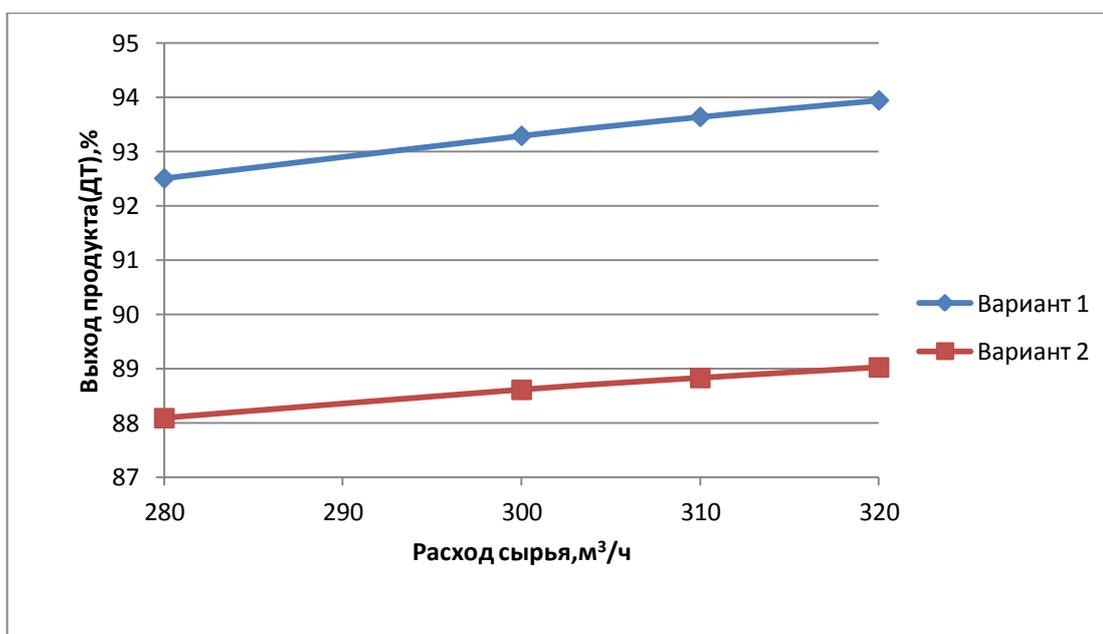


Рисунок 3.6 – Зависимость выхода продукта (ДТ) от расхода сырья

На данном графике зависимости видно, что с увеличением расхода сырья выход дизельного топлива увеличивается, это обусловлено прямопропорциональной зависимостью содержания н-парафинов и выхода продукта. Следовательно, при увеличении содержания н-парафинов в продукте повышается и выход продукта (ДТ).

3.4. Оптимизация технологического режима работы реактора

В ходе данной работы была проведена оптимизация технологического режима работы реактора каталитической депарафинизации дизельного топлива для расходов сырья 280, 300, 320 м³/ч.

Для первого варианта работы установки подбиралась такая температура в реакторе, чтобы ПТФ=-15°C, а также проводились расчеты для температуры выше и ниже оптимальной на 5°C.

Результаты подбора оптимальной температуры представлены ниже в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты оптимизации для состава сырья при работе установки каталитической депарафинизации по «Варианту 1» при производстве топлива дизельного ЕВРО межсезонного (сорт Е)

Расход сырья, м ³ /ч	Оптимальная температура, °С	Содержание н-парафинов в продукте, % мас.	ПТФ, °С	Выход ДТ, %
280	342	16,76	минус 14	93
	347	16,38	минус 15	92
	352	16,06	минус 16	91
300	348	16,65	минус 14	93
	353	16,4	минус 15	92
	358	16,33	минус 15	92
320	352	16,75	минус 14	93
	357	16,67	минус 15	93
	362	16,71	минус 15	93

Для второго варианта работы установки подбиралась такая температура в реакторе, чтобы ПТФ=-20°С, а также проводились расчеты для температуры выше и ниже оптимальной на 5°С.

Результаты подбора оптимальной температуры представлены ниже в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты оптимизации для состава сырья при работе установки каталитической депарафинизации по «Варианту 2» при производстве топлива дизельного ЕВРО зимнее (класс 0)

Расход сырья, м ³ /ч	Оптимальная температура, °С	Содержание н-парафинов в продукте, % мас.	ПТФ, °С	Выход ДТ, %
280	330	15,1	минус 19	90
	335	14,85	минус 20	89
	340	14,59	минус 21	88
300	333	15,1	минус 19	90
	338	14,88	минус 20	89
	343	14,64	минус 21	88
320	337	15,07	минус 19	90
	342	14,85	минус 20	89
	347	14,66	минус 21	88

По результатам оптимизации можно сделать следующие выводы:

1) При повышении расхода сырья в процессе депарафинизации поддержание оптимальной температуры в реакторе позволяет получать компоненты дизельных топлив с требуемыми низкотемпературными свойствами (ПТФ –15 °С и – 20 °С соответственно для межсезонного ДТ и зимнего ДТ) при сохранении высокого выхода (93 % и 89%).

2) В диапазоне расхода сырья 280–320 м³/ч оптимальная температура в реакторе депарафинизации находится в интервале 347–357 °С для сырья, состоящего из смеси дизельной фракции, атмосферного газойля и бензина висбрекинга (Вариант-1) с высоким содержанием н-парафинов C₁₀–C₂₇ (16,7 % мас.) и 335–342 °С для сырья, состоящего из смеси атмосферного газойля и бензина висбрекинга (вариант-2), с низким содержанием н-парафинов C₁₀–C₂₇ (14,9 % мас.).

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Разрабатываемый проект направлен на разработку и составление математической модели в виде программного продукта для исследования и оптимизации процесса каталитической депарафинизации дизельного топлива.

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 данного раздела в бакалаврской работе является определение перспективности и успешности научно-исследовательского проекта, разработка механизма управления и сопровождения конкретных проектных решений на этапе реализации. Достижение цели обеспечивается решением следующих задач:

- разработка общей экономической идеи проекта, формирование концепции проекта;
- организация работ по научно-исследовательскому проекту;
- планирование научно-исследовательских работ;
- оценки коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- определение ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективностей исследования [13].

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

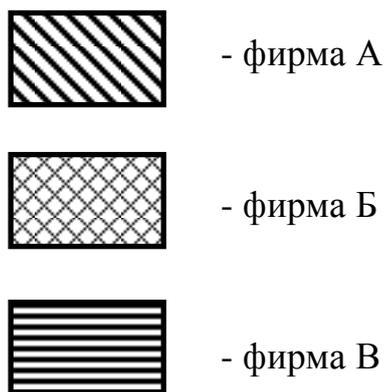
Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. На рисунке 4.1

представлена карта сегментирования рынка по виду оказываемой услуги с применением математической модели процесса каталитической депарафинизации дизельного топлива.

Потребитель	Вид услуги		
	Продажа программного продукта	Оказание услуг по исследованию и оптимизации	Продажа тренировочной версии
Крупные НПЗ			
Средние НПЗ			
Мелкие НПЗ			
Образовательные учреждения			
Проектные организации			

Рисунок 4.1– Карта сегментирования



На Рисунке 4.1 показано, какие ниши на рынке услуг по применению математической модели не заняты конкурентами или где уровень конкуренции низок.

4.1.1. Анализ конкурентных технических решений

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

В таблице 4.1 представлен сравнительный анализ математической модели (М), разработанной в рамках выполнения ВКР и двух конкурентных моделей (К1)[13] и (К2)[14], выполненных в 2016 и 2017 годах соответственно.

Таблица 4.1– Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _М	Б _{К1}	Б _{К2}	К _М	К _{К1}	К _{К2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности труда пользователя	0,09	5	2	2	0,45	0,18	0,18
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,07	5	3	3	0,35	0,21	0,21
Энергоэкономичность	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
Надежность	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
Безопасность	0,04	5	5	5	0,2	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,2	5	3	2	1	0,6	0,4
Уровень проникновения на рынок	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
Цена	0,08	5	3	4	0,4	0,24	0,32
Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	5	5	0,4	0,4	0,4
Послепродажное обслуживание	0,07	5	5	2	0,35	0,35	0,14

Финансирование научной разработки	0,03	4	4	4	0,12	0,12	0,12
Срок выхода на рынок	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
Наличие сертификации разработки	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
Итого	1	63	51	46	4,9	3,73	3,23

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле [15]:

$$K = \sum B_i * B_i \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Разрабатываемая математическая модель является конкурентоспособной на рынке, главным преимуществом которой, является чувствительность к составу перерабатываемого сырья.

4.1.2. SWOT-анализ

Для комплексной оценки научно-исследовательского проекта применяют SWOT-анализ, результатом которого является описание сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз для его реализации, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Итоговая матрица SWOT-анализа представлена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Возможность оптимизации каталитической депарафинизации дизельного топлива С2. Эффективное использование топливо - энергетических ресурсов С3. Возможность проведения необходимых исследований без вмешательства в работу С4. Отсутствие аналогичных математических моделей по процессу С5. Чувствительность к изменению состава сырья</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Ограниченность экспериментальных данных с промышленной установки Сл2. Отсутствие учета в модели реакции коксообразования и нагароотложения на катализаторе Сл3. Отсутствие экспериментальных образцов для проведения анализа</p>
<p>Возможности: В1. Внедрение разработанной модели на предприятия нефтепереработки для оптимизации процесса производства дизельных топлив. В2. Внедрение разработанной модели на производство для отработки действий персонала. В3. Внедрение системы в образовательную сферу в качестве компьютерного тренажера для обучения студентов. В4. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В5. Внедрение на Российский НПЗ процесса гидродепарафинизации и соответственно повышение спроса на разрабатываемый продукт.</p>	<p>1. Разработка математической модели процесса каталитической депарафинизации на основании физико-химических свойств процесса с учетом реакционной способности углеводородов, участвующих в реакциях 2. Повышение эффективности использования сырья на предприятии 3. Совершенствование тренажерной системы для обучения сотрудников предприятия и студентов образовательных учреждений 4. Создание удобного интерфейса программы на основе модели</p>	<p>1. Постепенный переход к новым технологиям, новым катализаторам 2. Повышение квалификации кадров у потребителя 3. Моделирование всей технологической схемы процесса, с целью прогнозирования промышленных данных 4. Разработка модели, учитывающей все побочные продукты 5. Приобретение необходимого оборудования опытного образца</p>

<p>Угрозы: У1.Создание подобной модели на рынке в более быстрые сроки У2.Внедрение других моделей на предприятия отечественных НПЗ У3. Отсутствие спроса, не заинтересованность предприятий по внедрению инновационного проекта</p>	<p>1.Продвижение новой технологии оптимизации процесса с применением математической модели. 2. Развитие конкурентной среды. 3. Введение в модель чувствительности к составу сырья и создание базы катализаторов</p>	<p>1.Разработка научного исследования 2.Повышение квалификации кадров у потребителя 3.Приобретение необходимых экспериментальных данных по составу сырья и продукта с промышленной установки 4.Приобретение необходимого оборудования опытного образца 5.Продвижение новой технологии с целью повышения спроса</p>
---	---	--

В данном разделе был проведен SWOT-анализ, представленный в таблице 4.2. По его результатам были выявлены сильные и слабые стороны проекта, а так же 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.

4.2. Планирование научно-исследовательских работ

В Таблице 4.3 составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ.

Таблица 4.3 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления	2	Выбор направления исследований	Руководитель,

исследований			бакалавр
	3	Подбор и изучение материала	Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	5	Изучение литературы, термодинамический анализ реакций, составление формализованной схемы превращений	Бакалавр
	6	Разработка кинетической модели	Бакалавр, руководитель
	7	Проверка модели на адекватность	Руководитель
	8	Расчет на разработанной математической модели	Бакалавр
	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	10	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель
Обобщение и оценка результатов	11	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	12	Составление пояснительной записки	Бакалавр
<i>Проведение ОКР</i>			
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	13	Подготовка к защите дипломной работы	Бакалавр
	14	Защита дипломной работы	Бакалавр

4.2.1. Определение трудоемкости выполнения работ

Ожидаемая трудоемкость выполнения [15]:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} \quad (2)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Ожидаемая трудоемкость для этапов работы приведенных в таблице 4 рассчитывается по формуле (2):

$$t_{\text{ож1}} = \frac{3 * 1 + 2 * 2}{5} = 1,4, \text{ чел.-дн.}$$

Для этапов 2 – 14 расчет аналогичен.

Продолжительность каждой работы в рабочих днях [15]:

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i} \quad (3)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Продолжительность каждого этапа работы приведенных в таблице 4.2.1.1 рассчитывается по формуле (3) [15]:

$$T_{p1} = \frac{1,4}{1} = 1,4$$

Календарный план проекта представлен в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	38	11.01	26.02	Бедарева Екатерина Константиновна
Исследование в лаборатории	20	15.03	24.03	Бедарева Екатерина Константиновна
Обсуждение полученных	13	21.03	10.04	Бедарева Екатерина Константиновна

результатов				Белинская Наталия Сергеевна
Оформление выводов	14	15.04	27.04	Бедарева Екатерина Константиновна
Оформление пояснительной записки	21	25.05	25.05	Бедарева Екатерина Константиновна
Итого:	106	11.01	25.05	

4.2.2. Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (5)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{366}{366 - 119} = 1,48$$

Продолжительность выполнения каждого этапа работы приведена в таблице 4.2.2.1 рассчитывается по формуле (4).

$$T_{k1} = 1,4 \cdot 1,48 = 2,08 = 2$$

На основе таблицы 4.4 строится календарный план-график, представленный в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№ раб	Вид работ	Исполнители	Т _{гр}	Продолжительность выполнения работ													
				февр.		март			апрель			май			июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Постановка	Руководитель	3	+													
2	Получение исходных данных	Специалист	4	+													
3	Изучение литературы	Специалист	28	+	+	+											
4	Составление программы расчета	Специалист	21		+	+	+				+	+					
5	Изучение принципа работы лабораторной установки	Специалист	4		+												
6	Подготовка установки к работе	Специалист	11		+	+	+				+	+					
7	Проведение эксперимента	Специалист	24		+	+	+				+	+					
8	Мониторинг полученных данных	Специалист	11		+	+	+				+	+					
9	Обсуждение результата	Руководитель	11		+	+	+				+	+					
10	Оформление	Специалист	31										+	+	+	+	
11	Проверка работы руководителем	Руководитель	6														+
Итого			119														

4.3. Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех расходов, связанных с его выполнением [15].

4.3.1. Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле[16]:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi} \quad (6)$$

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

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы (принимается в пределах 15-25% от стоимости материалов).

Материальные затраты на требующиеся аппараты и приспособления представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6– Материальные затраты

Наименование	Ед. измерения	Количество			Цена за ед. с НДС, руб.			Затраты на материалы, (Z _м), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Хроматографкристалл 5000	шт.	1	1	1	825300	825300	825300	825300		
Образцы дизельного топлива	литр	2	4	6	37	37	37	74	148	222
ПГС водород 40%	балон	1	2	3	2430	2430	2430	2430	4860	7290
Автоматическая установка ПТФ	шт	1	1	1	212400	212400	212400	212400		
Итого	Исполнение 1			Исполнение 2			Исполнение 3			
	1040204 руб.			1042708 руб.			1045212 руб.			

4.3.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Расчет затрат на приобретение программного обеспечения (ПО) в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Расчеты затрат на приобретение ПО

Наименование ПО			Стоимость ПОс НДС, руб.		
Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Microsoftoffice	Microsoftoffice	Microsoftoffice	2900	2900	2900
-	Delphi	Delphi		43800	43800
Gaussian	Gaussian	Gaussian	35700	35700	35700
Итого:			38600	82400	82400

4.3.3. Расчет заработной платы

Расчет основной заработной платы представлен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Расчёт основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудо-емкость, чел.-дн.	Заработная плата, на один чел.-дн., тыс.руб.	Всего заработная плата по окладам без к _р , тыс. руб.
1	Разработка технического задания, выбор направления исследований, оценка результатов	Руководитель	22	1,08	23,76
2	Теоретические и экспериментальные исследования, расчет на разработанной модели, оформление отчетов по НИР	Бакалавр	44	0,411	18,08

Итого: 41,84

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, [15] \quad (7)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата; $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле [15]:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (8)$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле [15]:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (9)$$

В формуле (9) $Z_{\text{м}}$ – 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;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (таблица 4.9).

Таблица 4.9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней – выходные дни – праздничные дни	119	119
Потери рабочего времени – отпуск – невыходы по болезни	92	92
Действительный годовой фонд рабочего времени	155	155

Месячный должностной оклад работника [14]:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} \cdot k_{\text{р}}, \quad (10)$$

где $Z_{\text{б}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3.

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{б}}$, руб.	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	23760	1,3	30888	2231,9	155	345944,5
Бакалавр	18080	1,3	23504	1698,4	155	263252

4.3.4. Расчет дополнительной заработной платы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 12-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы[15]:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (11)$$

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

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты (15% от $Z_{\text{осн}}$);

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

Результаты расчета в таблице 4.10.

4.3.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов 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 отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (12)$$

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

На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2017 году водится пониженная ставка – 30% [16].

Результаты расчета в таблице 4.10.

4.3.6. Накладные расходы

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

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

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) * k_{\text{нр}} \quad (13)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%. Результаты расчета в таблице 4.10.

4.3.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции [16].

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Расчет бюджета затрат на научно-исследовательский проект

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты	1040204	1042708	1045212
2. Затраты на специальное оборудование	38600	82400	82400
3. Затраты по основной ЗП исполнителей	54392	54392	54392
4. Затраты по дополнительной ЗП исполнителей	8158,8	8158,8	8158,8
5. Отчисления во внебюджетные фонды	18765	18765	18765
6. Накладные расходы	185619,2	193027,8	193428,5
7. Бюджет затрат НИИ	1345739	1399451,6	1402356,3

Как видно из таблицы 4.11 основные затраты НИИ приходится на материальные затраты, включающие покупку дорогостоящего оборудования и приспособления для его работы.

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

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется по формуле [15]:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.i}} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (14),$$

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).

$$I_{\text{ф}}^{\text{исп1}} = 1345739/1402356,3 = 0,95$$

$$I_{\text{ф}}^{\text{исп2}} = 1399451,6/1402356,3 = 0,99$$

$$I_{\text{ф}}^{\text{исп3}} = 1402356,3 / 1402356,3 = 1$$

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).

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 4.12.

Таблица 4.12 - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда	0,1	4	4	5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	2	4	5
3. Энергосбережение	0,15	4	5	5
4. Надежность	0,20	3	4	4
5. Воспроизводимость	0,25	5	3	5
6. Материалоемкость	0,15	4	4	3
ИТОГО	1			

$$I_{p-исп1} = 0,1 * 4 + 0,15 * 2 + 0,15 * 4 + 0,20 * 3 + 0,25 * 5 + 0,15 * 4 = 3,8$$

$$I_{p-исп2} = 0,1 * 4 + 0,15 * 4 + 0,15 * 5 + 0,2 * 4 + 0,25 * 3 + 0,15 * 4 = 3,9$$

$$I_{p-исп3} = 0,1 * 5 + 0,15 * 5 + 0,15 * 5 + 0,20 * 4 + 0,25 * 5 + 0,15 * 3 = 4,5$$

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}} \quad (15)$$

$$I_{исп1} = 3,8 / 0,95 = 4,00$$

$$I_{исп2} = 3,9 / 0,99 = 3,94$$

$$I_{исп3} = 4,5 / 1,00 = 4,50$$

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

Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp}) [15]:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (16)$$

Таблица 4.13 - Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Интегральный финансовый показатель разработки	0,95	0,99	1,00

Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,80	3,90	4,50
Интегральный показатель эффективности	4,00	3,94	4,50
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,89	0,87	1

Из таблицы 4.13 можно видеть, что лучшим исполнением научно-технического исследования является исполнение 3, так как в данном исполнении лучшее обеспечение материалами и оборудованием, следовательно, достигается наибольшая эффективность проделанной работы. В результате проведенной работы была спроектирована и создана конкурентоспособная разработка, отвечающая современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

5. Социальная ответственность

Введение

Установка Л-24-10/2000 – установка гидродепарафинизации смеси атмосферного газойля с бензином висбрекинга.

Установка в настоящее время используется на ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез» (г. Кириши, Ленинградская область) и предназначена для увеличения объема производства экологически чистого летнего и зимнего дизельного топлива со сверхнизким содержанием серы и полиароматических углеводородов, соответствующего требованиям Европейских стандартов к дизельным топливам.

Установка позволяет вовлекать в производство дизельных топлив атмосферный газойль за счет облегчения его углеводородного состава и депарафинизации, а также позволяет облагораживать фракцию 30÷175°C (бензин висбрекинга), что дает возможность получать дополнительный объем сырья для установок каталитического риформинга и изомеризации.

Суть процесса заключается в гидрировании сернистых, азот- и кислородсодержащих соединений, полиароматических углеводородов и гидродепарафинизации углеводородов C₁₀₊ с целью улучшения низкотемпературных свойств продуктов.

Глубокое обессеривание и депарафинизация сырья обеспечивается при повышенном давлении (9,0 МПа) и за счет применения современных катализаторов.

Для производства экологически чистого зимнего и летнего дизельного топлива, используется оборудование, работающее под избыточным давлением: реакторный блок, колонны стабилизации, печи и т.п.

5.1. Производственная безопасность

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при гидродепарафинизации по ГОСТ 12.0.003-74

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003 – 74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>1. Реакторный блок.</p> <ul style="list-style-type: none"> - теплообменные аппараты; - Компрессора; - Насосная подачи сырья в узел смешения; - Печи нагрева смеси; - Холодные сепараторы высокого давления. <p>2. Блок ректификации.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Печи; - Ректификационные колонны; - Воздушные холодильники; <p>3.Блок аминовой очистки газа.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Абсорбционная колонна; - Сепараторы; 	<p>1.Климатические условия;</p> <p>2.Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>3.Повышенный уровень шума;</p> <p>4. Загазованность рабочей зоны;</p>	<p>1.Процесс ведется под избыточным давлением;</p> <p>2.Поражение электрическим током.</p> <p>3. Опасность взрыва и пожара.</p> <p>4.Обслуживание оборудования на высоте;</p> <p>5. Получение термических ожогов;</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Параметры безопасности труда устанавливаются ГОСТ 12.0.001 – 82 - Параметры определения шумовых характеристик устанавливаются ГОСТ 12.1.003 – 83 - Параметры электрического напряжения устанавливаются ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. - Работа с сосудами под давлением устанавливается ПБ 10 – 115 – 96. - Параметры освещения устанавливаются СП 52.13330.2011 - Опасность термических ожогов устанавливаются по РД 153-34.0-03.702-99. - Опасность взрыва и пожара по ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ - ПДК устанавливаются

<p>4. Приемный парк.</p> <p>- Резервуары приема сырья;</p>			<p>ГН 2.2.5.1313. – 03.</p> <p>- Правила работы на высоте устанавливаются ПОТ РМ 012-2000.</p> <p>- Опасность получения обморожения устанавливается МР 2.2.7.2129-06</p>
--	--	--	--

5.2. Анализ вредных факторов

5.2.1. Загазованность рабочей зоны

Дизельное топливо по своей физико-химической природе в соответствии с ГОСТ 32511-2013 [17] представляют легковоспламеняющуюся жидкость (ЛВЖ) с температурой воспламенения 280 – 10°C.

Бензины не обладают способностью образовывать токсичные соединения в воздушной среде и сточных водах в присутствии других веществ или факторов при температуре окружающей среды.

Дизель, по степени воздействия на организм человека, относится к 4-му классу опасности в соответствии ГОСТ 12.1.007 [18].

Воздействие на организм человека

Дизельное топливо раздражает слизистую оболочку и кожу, вызывая ее поражение и возникновение кожных заболеваний.

Вдыхание паров очень опасно для человека, возможно раздражают верхних дыхательных путей, слизистой оболочки глаз и кожи человека. Постоянный контакт с топливом может вызвать острые воспаления и хронические экземы.

Предельно допустимая концентрация паров алифатических углеводородов в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м³ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005 [19].

Предлагаемые средства защиты

При работе дизельным топливом применяют средства индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.011, ГОСТ 12.4.103, ГОСТ 12.4.111, ГОСТ 12.4.112.

Для индивидуальной защиты в местах с содержанием паров алифатических углеводородов, превышающим ПДК, разрешается работать только с применением средств защиты органов дыхания [17]: кратковременно—фильтрующих противогазов с коробкой марки БКФ, А или ДОТ-600, долговременно—шланговых противогазов марки ПШ-1 или аналогичных им, указанных в ГОСТ 12.4.034.

Для защиты кожи рук применяют защитные рукавицы, перчатки, мази и пасты по ГОСТ 12.4.068.

Для защиты глаз используются очки.

Для коллективной защиты от воздействия паров бензина в помещениях, где которых проводят работы, должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, отвечающей требованиям ГОСТ 12.4.021. В местах возможного выделения химических веществ в воздух рабочей зоны должны быть оборудованы местные вытяжные устройства.[20]

5.2.2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для нормализации визуальной обстановки в рабочих помещениях представляют собой осветительные проемы, фонари, прожекторы, защитные устройства.[21]

Таблица 5.2 – Нормы освещенности рабочих мест по ГОСТ Р 55710 - 2013

Наименование помещений, зрительной работы и вида деятельности	$E_{экс}$, лк	U_0 , не менее	R, не более	R_a , не менее	K_p ,%, не более
Производственные процессы с дистанционным управлением.	50	0,4	-	20	-

Процессы с частичным применением ручного труда.	150		28	40	
Постоянная ручная работа на производственных установках.	300	0,6	22	80	20
Лаборатории	500		16		10

5.2.3. Повышенный уровень шума на производстве

Основным источником шума являются насосные подачи сырья в узел смешения, воздушные холодильники (ВХ), площадка печей нагрева смеси. Нормирующими характеристиками постоянного шума на рабочих местах являются уровни звуковых давлений в октавных полосах. Нормирующий уровень 80 дБА. Следовательно уровень шума соответствует ГОСТ 12.1.003 – 83 [22].

Основные организационные мероприятия по борьбе с шумом следующие:

- размещения оборудования, являющегося источником шума, в отдельных помещениях;
- расположение цехов с повышенным уровнем шума в отделении от малошумных помещений;
- применение индивидуальных средств защиты от шума и вибрации, проведение санитарно-профилактических мероприятий для рабочих, занятых на вибро-акустически активном оборудовании [23].

5.2.4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

К метеорологическим факторам, влияющим на человека, относятся температура, влажность, скорость движения воздуха. Характерной особенностью процесса является размещение оборудования на открытых площадках. Для обеспечения нормальных условий труда строятся

производственные помещения, отвечающие санитарным нормам СанПиН 2.2.4.548-96.

В тёплый период года температура воздуха должна быть 20 - 22 °С, а в холодный период 22 - 24 °С, относительная влажность воздуха 30 - 60 %, скорость воздуха 0,2 - 0,7 м/с. С целью защиты персонала от неблагоприятных метеорологических факторов приборы автоматического и дистанционного управления устанавливаются на выносных панелях и размещаются в закрытых помещениях, находящихся на определённом расстоянии от установки. Контрольно-измерительные приборы располагают не на оборудовании, а тоже делают выносными и располагают в одном месте, которое снабжено навесом, либо крышей, чтобы человек имел возможность работать вне помещения при плохой погоде, также рабочие обеспечиваются индивидуальными средствами защиты.

5.3. Анализ опасных факторов

5.3.1. Электробезопасность

Источниками электрической опасности являются:

- оголенные части проводов или отсутствие изоляции;
- отсутствие заземления;
- замыкания;
- статическое напряжение.

От токоведущих частей электроустановок человека защищают изолирующие защитные средства. Они подразделяются на основные и дополнительные. Основными изолирующими средствами защиты разрешается прикасаться к токоведущим частям электроустановок, имеющих рабочее напряжение до 1000 Вольт. В первую очередь, к таким защитным средствам относится слесарно-монтажный инструмент, снабженный изолирующими рукоятками – плоскогубцы, ножи, отвертки и т.п. Ч

Электробезопасность работающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением следующих мероприятий [24]:

1. Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей;
2. Изоляция токопроводимых частей;
3. Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
4. Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
5. Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
6. Использование средств защиты и приспособлений.

5.3.2. Пожарная безопасность

Площадка печей нагрева смеси, насосная подачи сырья и т.п. относится к взрывопожароопасным объектам. Это связано с тем, что в качестве топлива для печей используется сухой углеводородный газ. Насосы перекачивают ЛВЖ под большим избыточным давлением.

Причины возникновения пожаровзрывоопасной ситуации :

- Разгерметизация трубопроводов в местах соединения;
- Проведение огневых работ без первичных средств пожаротушения;
- Разгерметизация оборудования с возгоранием;
- Большое количество резервуаров, емкостей и аппаратов, в которых имеются пожароопасные продукты под высоким давлением и высокой температуре;
- Высокая теплота сгорания веществ и материалов;
- Использование неисправного оборудования;
- Нарушение технологического режима;
- Пуск неисправной технологической линии (аппарата) установки;
- Нарушение правил ремонтных работ;
- Несоблюдение правил останова технологической установки [25].

Пожарно-профилактические мероприятия

На основании анализа пожарной опасности технологического процесса, с учетом режимов работы технологического оборудования на каждом предприятии, где повышенный риск взрывопожарной опасности, проводятся пожарно-профилактические мероприятия [26].

Первичные средства пожаротушения

Здания, сооружения, помещения, технологические установки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения: огнетушителями, ящиками с песком, асбестовое полотно, грубошерстная ткань, войлок (кошма), пожарными ведрами, совковыми лопатами, штыковыми лопатами, пожарным инструментом (крюками, ломы, топорами и т.п.), которые используются для локализации и ликвидации пожаров в начальной стадии их развития [27].

Таблица 5.3 – Пожаро-профилактические мероприятия[27]

Наименование технического оборудования	Пожара-профилактическое мероприятия
<u>Реакторный блок:</u> - теплообменные аппараты; - Компрессора; - Насосная подачи сырья в узел смешения; - Печи нагрева смеси; - Холодные сепараторы высокого давления.	Устанавливаются предохранительные клапана (ПК) или мембраны; Установка приборов КИПиА для: -контроля температуры в аппарате и в слое катализатора; -контроля давления подачи ВСГ -контроль температуры сальников на насосах; -контроль давления и температуры при подаче топливного газа на горелки печей; -контроль давления при компримировании газа; -контроль в давления в сепараторах;
<u>Блок ректификации:</u> - Печи; - Ректификационные колонны;	Установка предохранительных клапанов на ректификационные колонны; Необходимость заземления воздушных холодильников;

- Воздушные холодильники;	Установка приборов КИПиА для: -контроля уровня в ректификационных колоннах; -контроль давления и температуры в колоннах; -контроль давления и температуры при подаче топливного газа на горелки печей;
<u>Приемный парк:</u> - Резервуары приема сырья;	Установка «дыхательных» клапанов; Установка приборов КИПиА для: -контроль уровня в РВС;

5.3.3. Термическая опасность. Повышенная температура поверхностей

Источником термической опасности в соответствии с РД 153-34.0-03.702-99 могут являться:

- Соединительные магистрали передачи жидкостей, нагретых до высокой температуры;
- Нагретые поверхности узлов электрооборудования и гидрооборудования;
- Опасность выплеска жидкости под высоким давлением;

После контакта с данным видом термической опасности, вызывает у человека покраснение кожи, возникновение волдырей, повреждение слоя эпидермиса. Так же получение степени ожога (1,2,3,4) [28].

Для защиты рабочих от термической опасности в соответствии с ГОСТ Р 53010-2008, изолируют трубные обвязки, установленные рядом с рабочим местом оператора.

5.3.4. Расположение рабочего места на высоте

На основании ПОТ РМ-012-2000 работы, выполняемые на высоте более 2 м, относятся к опасным производственным факторам. Аппараты, обслуживаемые на высоте, должны быть оснащены защитным ограждением. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

5.3.5. Сосуды, работающие под давлением

В соответствии с ПБ 10 – 115 – 96 к сосудам, работающим под давлением, относят герметически закрытые емкости для ведения технологических процессов, а также для хранения и перевозки сжатых, сжиженных и растворенных газов и жидкостей под давлением.

Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением распространяются на сосуды, работающие под давлением более $0,7 \text{ кг/см}^2$.

Сосуды, работающие под избыточным давлением, подлежат техническому освидетельствованию (наружному внутреннему осмотру каждые 2 года и гидравлическому испытанию раз в 8 лет).

На каждый сосуд, работающий под давлением, на видном месте должна быть прикреплена металлическая пластина с нанесёнными клеймами следующих паспортных данных:

- наименование или обозначение сосуда;
- рабочее давление, МПа (кг/см^2);
- расчётное давление, МПа (кг/см^2);
- давление при гидроиспытании, МПа (кг/см^2);
- допустимая максимальная и (или) минимальная рабочая температура стенки, °С.

Для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации сосуда должны быть оборудованы приборами контроля давления и температуры среды, предохранительными клапанами, запорной арматурой.

5.4. Экологическая безопасность

Производство экологически чистого дизельного топлива на установке гидродепарафинизации смеси это многостадийный, сложный процесс, который не является безотходным производством. В процессе также

происходят выбросы вредных веществ в атмосферу, сбрасывания технически отработанных жидкостей в сточные воды и загрязнение почвы.

Защита селитебной зоны

Для промышленных объектов и производств, сооружений, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека устанавливаются следующие ориентировочные размеры санитарно-защитных зон:

- промышленный объект по переработке нефти относится ко II классу опасности - 500 м.

Так же в таблице 5.4 представлены рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти.[29]

Таблица 5.4 – Рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03

Элементы застройки	Расстояние в м при диаметре труб, мм			
	До 300	300-600	600-1000	1000-1400
Города и поселки	75	100	150	200
Отдельные малоэтажные жилища	50	50	75	100
Гидротехнические сооружения	300	300	300	300
Водозаборы	3000	3000	3000	3000

Воздействие объекта на атмосферу

Нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) являются источниками загрязнения атмосферного воздуха. В год в атмосферу выделяется тысячи тонн оксида серы, сероводорода, углеводородов, оксидов углерода, сажи и прочее.

Основные источники загрязнения основные источники загрязнения в процессе гидродепарафинизации являются печи, воздушники от аппаратов,

«дыхание» РВС, выбросы при регенерации катализаторов, выбросы от вентсистемы газовой компрессорной и т.п. [27]:

Таблица 5.5 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест по ГН 2.1.6.1338 – 03 [30]

Наименование сброса	Количество образования выбросов по видам, г/сек	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений, г/сек.
Выбросы домовой трубы П1. -сернистый ангидрид;	0,468	Постоянно	0,468
-окись углерода;	0,285		0,285
-окись азота;	0,0295		0,0295
-суммарные углеводороды;	0,007		0,007
Выбросы домовой трубы П2. -сернистый ангидрид;	0,146	Постоянно	0,146
-окись углерода;	0,285		0,285
-окись азота;	0,0247		0,0247
-суммарные углеводороды;	0,005		0,005
Выбросы при регенерации катализатора: -сернистый ангидрид;	3,32	2 раза в год	3,32
-окись углерода;	0,03		0,03
-сероводород;	0,05		0,05

С целью охраны воздушного бассейна, выполняются следующие технологические мероприятия, обеспечивающие минимальные выбросы в атмосферу:

- При использовании в качестве топлива углеводородный газ, его следует очистить от сероводорода в абсорбционных установках, а выделенный сероводород использовать в качестве сырья для производства серы или серной кислоты.
- Оснастить предприятие эффективным газо-пылеулавливающим очистным устройством с дальнейшей утилизацией вредных веществ.

Воздействие объекта на гидросферу

НПЗ относятся к предприятиям, которые потребляют огромное количество воды. Поэтому НПЗ размещаются у водоемов, используемых для разных целей и, вследствие этого, остается актуальна проблема охраны водных ресурсов от загрязнения сточных вод с НПЗ.

Образования сточных вод имеется на всех установках переработки нефти и в зависимости от источника образования делятся на:

- Нейтральные воды – дренаж из аппаратов, смыв полов в производственных помещениях, ливневые воды с площадок аппаратуры и т.п. Концентрация таких вод составляет 5-8 г/л, а содержание солей 700-1500 мг/л;
- Сероводородсодержащие воды, в которых содержатся технологической конденсат с установок гидроочистки, крекинга. Но в состав этих вод помимо сероводорода входит фенол и аммиак.

Для предотвращения попадания вредных веществ в водоемы за пределы производственной площадки, предусмотрено:

- Обвалование площадок, где возможен разлив продукта;
- Дренажные емкости для сбора возможных разливов продукта и загрязнения при этом дождевых и талых вод и последующем отведении их в систему ППД для совместного использования в технологическом процессе;

Сточные воды канализации проходят механическую очистку и доочистку на биологических очистных сооружениях завода [31].

Воздействие объекта на литосферу

На предприятии в процессе производства образуется около 20 тонн твердых отходов, содержащих в своем составе до 20% смеси углеводородов и 55% воды.

Таким образом, нефтеперерабатывающее предприятие "вырабатывают" более 100 т в сутки твердых, нефтесодержащих и пожароопасных отходов [32].

Таблица 5.6– Утилизация твердых отходов [27]

Наименование отхода	Место складирования, транспортировка	Периодичность образования	Место захоронения, утилизация
Нефтешлам при чистке аппаратов	Специально оборудованная площадка с металлическими контейнерами для сбора отходов.	В период ремонта и чистки оборудования.	Вывоз на специально отведенное место для захоронения.
Прочие отходы нефтепродуктов, продуктов. (Грунт, загрязненный нефтепродуктами)	Места накопления отсутствуют	Периодически	Накопление не осуществляется. Сразу после образования вывозится для обезвреживания на шламонакопитель ВГНМ ООО «ССЭ».
Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) *	В закрытой таре в смеси (контейнер V=0.7м ³ , 3 шт.)	1 неделя	Накопление осуществляется в металлических контейнерах. По мере накопления вывозятся для захоронения на полигон ТБО.
Отработанный катализатор	Затаривается в металлические бочки;	По истечению срока службы	Отправляется на переработку.

5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Данная установка для получения экологически чистого дизельного топлива является объектом техногенной опасности, т.е. объектом, на котором хранят, перерабатывают, используют или транспортируют опасные химические вещества, при аварии на котором или при разрушении которого может произойти гибель или химическое заражение людей, растений, а также окружающей среды.

В состав предприятия входят как площадочные опасные производственные объекты (насосы, емкости, резервуары, печи, сепараторы, компрессора), так и линейные (различные линии трубопроводов). Возможны различные аварийные ситуаций: разгерметизация оборудования, трубопроводов, пожары как следствие взрывов при повышенном давлении.[33]

В таблице 5.7 приведены возможные аварийные ситуации и способы устранения.

Таблица 5.7 - Возможные виды аварийного состояния производства и способы их устранения [27]

Возможные производственные аварийные ситуации	Причины возникновения производственных аварийных ситуация	Действия персонала по предупреждению и устранению производственных аварийных ситуаций
Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода	Несоблюдение режима ведения процесса, разгерметизация оборудования и трубопроводов, разлив взрыво-пожароопасных веществ	1. Необходимо вызвать пожарную охрану и бригаду скорой помощи; 2. Включение звуковой аварийной сигнализации.
		3. Перекрыть подачу теплоносителей. Прекратить подачу сырья.
		4. Сброс давления на факел.
		5. Остановка остального оборудования.
Протечки в запорно-регулирующей арматуры / аппарата	Разгерметизация запорно-регулирующей арматуры / аппарата	1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки; 2. Ликвидация протечек с остановкой оборудования (если не возможно устранить по другому)

		3. Ликвидировать протечки без остановки оборудования.
Сбой системы электроснабжения	Неполадки в системе электроснабжения	1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки; 2. Перекрыть подачу топлива к горелкам печей.
		3. Подать пара на паровую завесу печей.
		4. Проконтролировать отключение всего насосно-компрессорного оборудования.
Одновременное погасание пламени на трех из четырех горелках	Низкая концентрация смеси кислород: газ	1. Срабатывает блокировка в результате чего закрываются отсечные клапаны на трубопроводах топливного газа ; 2. Проверить подачу кислорода на горелки.
Повышенная вибрация насоса	1. Неправильная центровка электродвигателя с насосом	1.1. Отцентрировать насос
Давление на приеме насоса ниже нормы	1.Нарушение режима сепарации; 2. Засорен фильтр входного трубопровода; 3. Неисправность или неполное открытие задвижки;	1. Отрегулировать режим сепарации; 2. Очистить сетку; 3.Открыть задвижку, отремонтировать задвижку;

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для работников, занятых на работах с вредными или опасными условиями труда, законодатель установил:

1. На тяжелых и физических работах с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается применение труда женщин.
2. Лицам, не достигших восемнадцатилетнего возраста, работа с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается.

3. При приеме на работу с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда проводится обязательные медицинские осмотры работников [34].

Таким образом, при отнесении условий труда к вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) работникам, занятым на рабочем месте, которое относится к вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) должны предоставляться компенсации не ниже предусмотренных постановлением Правительства РФ от 20.11.2008 № 870.

В соответствии с п. 1 данного постановления работникам, занятым на перечисленных видах работ, установлены следующие компенсации:

- сокращенная продолжительность рабочего времени - не более 36 часов в неделю в соответствии со ст. 92 ТК РФ;
- ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск - не менее 7 календарных дней;
- повышение оплаты труда - не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда [34].

Заключение

Литературный обзор показал, что основным низкозастывающим нефтепродуктом, спрос на который растет с каждым днем, является дизельное топливо. В ходе научно-исследовательской работы были изучены основные технологии производства дизельного топлива, низкотемпературные свойства, а также факторы, оказывающие влияние на процесс депарафинизации. Было установлено, что наиболее эффективной и экономически выгодной является технология каталитической депарафинизации дизельного топлива.

На процесс каталитической депарафинизации оказывают влияние следующие факторы: температура и расход сырья. Повышение температуры и снижение расхода сырья обеспечивает получение продукта с более низкими температурами застывания, помутнения и фильтруемости благодаря конверсии высокомолекулярных n-алканов и увеличения выхода n-парафинов.

Анализ влияния температуры показал, что с увеличением температуры процесса содержание n-парафинов в продукте уменьшается, это обусловлено увеличением скорости целевой реакции гидрокрекинга, соответственно большее количество парафинов подвергается данной реакции. Также с увеличением температуры процесса ПТФ в продукте уменьшается, это обусловлено прямопропорциональной зависимостью содержания n-парафинов и предельной температуры фильтруемости продукта. Следовательно, при уменьшении содержания n-парафинов в продукте снижается и ПТФ. При увеличении температуры процесса выход дизельного топлива уменьшается. Это связано с тем, что при более высокой температуре большее количество парафинов превращается в короткоцепочные парафины бензиновой фракции, а также протекают реакции крекинга с образованием углеводородной бензиновой фракции и газа. Следовательно, для наибольшего выхода продукта и эффективного протекания процесса необходимо подобрать оптимальную температуру в реакторе.

Анализ влияния расхода сырья на процесс каталитической депарафинизации показал, что при увеличении расхода с 280 до 320 м³/ч содержание н-парафинов в продукте увеличивается на 0,6 % масс. для первого варианта работы установки и на 0,5 % масс. для второго варианта. Также с увеличением расхода сырья ПТФ в продукте увеличивается, это обусловлено прямопропорциональной зависимостью содержания н-парафинов и предельной температуры фильтруемости продукта. Следовательно, при увеличении содержания н-парафинов в продукте повышается и ПТФ. При увеличении расхода сырья выход дизельного топлива увеличивается, это обусловлено прямопропорциональной зависимостью содержания н-парафинов и выхода продукта. Следовательно, при увеличении содержания н-парафинов в продукте повышается и выход продукта (ДТ).

Оптимизация работы реактора каталитической депарафинизации показала, что наиболее оптимальными являются следующие технологические режимы:

1) В диапазоне расхода сырья 280–320 м³/ч оптимальная температура в реакторе депарафинизации находится в интервале 347–357 °С для сырья, состоящего из смеси дизельной фракции, атмосферного газойля и бензина висбрекинга (Вариант-1) с высоким содержанием н-парафинов C₁₀–C₂₇ (16,7 % мас.);

2) В интервале 335–342 °С для сырья, состоящего из смеси атмосферного газойля и бензина висбрекинга (Вариант-2), с низким содержанием н-парафинов C₁₀–C₂₇ (14,9 % мас.).

При повышении расхода сырья в процессе депарафинизации поддержание оптимальной температуры в реакторе позволяет получать компоненты дизельных топлив с требуемыми низкотемпературными свойствами (ПТФ –15 °С и – 20 °С соответственно для межсезонного ДТ и зимнего ДТ) при сохранении высокого выхода (93 % и 89%).

Список использованных источников

1. Каминский Э.Ф., Хавкин В.А. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты. М.: Издательство «Техника», 2001. – 384 с.
2. Топливо, смазочные материалы и технические жидкости : учебное пособие / В.В. Остриков, С.А. Нагорнов, О.А. Клейменов, В.Д. Прохоренков, И.М. Курочкин, А.О. Хренников, Д.В. Доровских. – Тамбов : Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2008. – 304 с. – 100 экз. – ISBN 978-5-8265-0741-4.
3. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: Учебное пособие / С.А. Ахметов, Т.П. Сериков, И.Р. Кузеев, М.И. Баязитов; Под ред. С.А. Ахметова. — СПб.: Недра, 2013. — 868 с.
4. Электронная библиотека Нефть-газ
<http://himi.oglib.ru/bgl/9466/243.html>
5. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти - М.: ЦНИИТ Энефтехим, 2001 — 415с.
6. Технологический регламент установки Л-24-10/2000 «ПО «Киришинефтеоргсинтез»
7. Belinskaya N.S., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N., Chuzlov V.A., Faleev S.A. Mathematical modeling of the process of catalytic hydrodewaxing of atmospheric gasoil considering the interconnection of the technological scheme devices // Procedia Engineering – Vol. 113. – 2015. – p. 68-72.
8. Топлива. Состав, применение, эксплуатационные свойства.- Елабуга: Изд-во филиала К(П)ФУ в г.Елабуга, 2013. – 144 с.
9. Н.Ф.Богданов, А.Н.Переверзев. Депарафинизация нефтяных продуктов. Гостоптехиздат, 1960.345 с.
10. Тараканов, Г.В. Современные моторные топлива: учеб. пособие / Г.В. Тараканов; Астрахан. гос. техн. ун-т. – Астрахань: Изд-во АГТУ, 2010. – 164 с.

11. Салихов Александр Исмагилович. Каталитическая гидродепарафинизация дизельного топлива и бензина на цеолитсодержащих катализаторах : Дис. канд. техн. наук : 05.17.07 Уфа, 2002 - 124 с.

12. Иванчина Э.Д., Белинская Н.С., Францина Е.В., Попова Н.В., Кошутин С.Н. Математическое моделирование и оптимизация процесса каталитической депарафинизации дизельных фракций и атмосферного газойля // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2016 – №. 6. – С. 37-46.

13. Разработка формализованной схемы превращений углеводородов и кинетической модели процесса гидродепарафинизации дизельных топлив./ Силко Г.Ю., Францина Е.В., Ивашкина Е.Н., Иванчина Э.Д., Белинская Н.С.// Известия Томского политехнического университета./ - 2013. –№ 3. – с. 129–133

14. Оптимизация технологического режима установки гидродепарафинизации дизельных топлив методом математического моделирования./Белинская Н.С., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Силко Г.Ю., Францина Е.В.// Известия высших учебных заведений. Химия и химическая технология. – 2014 – Вып. 11. – с. 90-92

15. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Н.А. Гаврикова, И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2014. – 73 с.

16. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2014. – 73 с.

17. ГОСТ 32511 – 2013. Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия.

18. ГОСТ 12.1.007 – 76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

19. ГОСТ 12.1.005. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
20. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
21. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
22. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
23. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
24. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
25. ГОСТ 12.1.004. – 91. Пожарная безопасность. Общие требования.
26. Горячев С.А., Клубань В.С. Пожарная профилактика технологических процессов производств. М.: ВИПТШ МВД СССР, 1983.
27. Технологический регламент «Установка гидродепарафинизации дизельного топлива».
28. РД 153-34.0-03.702-99. Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве.
29. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
30. ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
31. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
32. Абросимов А.А. Экологические аспекты производства и применения нефтепродуктов. М.: БАРС, 1999 – 732с.
33. ГОСТ Р 22.9.22. – 2014. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.
34. ТК РФ. Трудовой кодекс РФ.