

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

Исследовательская школа химических и биомедицинских технологий
Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение энергоэффективности в процессе гидрокрекинга нефтепродуктов
УДК <u>665.64:665.71</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
9ДМ91	Гиль Татьяна Алексеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Научный сотрудник	Болдырев Станислав	К.Т.Н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Романова Светлана Владимировна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП 18.04.01 Химическая технология	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Пестряков А.Н.	Д.Х.Н.		

**Планируемые результаты освоения ООП
«Перспективные химические и биомедицинские технологии»**

Код компетенции	Наименование компетенции
Общекультурные (универсальные) компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном (-ых) языках (-ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определить и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Готовность к коммуникации в устной и письменной формах на русском и иностранном языках для решения задач профессиональной деятельности;
ОПК(У)-2	Готовность руководить коллективом в сфере своей профессиональной деятельности, толерантно воспринимая социальные, этнические, конфессиональные и культурные различия;
ОПК(У)-3	Способность к профессиональной эксплуатации современного оборудования и приборов в соответствии с направлением и профилем подготовки
ОПК(У)-4	Готовность к использованию методов математического моделирования материалов и технологических процессов, к теоретическому анализу и экспериментальной проверке теоретических гипотез;
ОПК(У)-5	Готовность к защите объектов интеллектуальной собственности и коммерциализации прав на объекты интеллектуальной собственности
Профессиональные компетенции выпускников	
ПК(У)-1	Способность организовывать самостоятельную и коллективную научно-исследовательскую работу, разрабатывать планы и программы проведения научных исследований и технических разработок, разрабатывать задания для исполнителей
ПК(У)-2	Готовность к поиску, обработке, анализу и систематизации научно-технической информации по теме исследования, выбору методик и средств решения задачи
ПК(У)-3	Способность использовать современные приборы и методики, организовывать проведение экспериментов и испытаний, проводить их обработку и анализировать их результаты
ПК(У)-18	Способность и готовность к созданию новых экспериментальных установок для проведения лабораторных практикумов
ПК(У)-19	Готовность к разработке учебно-методической документации для реализации образовательных программ
ДПК(У)-1	Готовность к созданию химических соединений, материалов и изделий биомедицинского назначения и (или) их физико-химического анализа с учетом требований охраны здоровья и безопасности труда, защиты окружающей среды.

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

Исследовательская школа химических и биомедицинских технологий
Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
18.04.01 Химическая технология
_____ А.Н. Пестряков
15.03.2021 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
9ДМ91	Гиль Татьяне Алексеевне

Тема работы:

Повышение энергоэффективности в процессе гидрокрекинга нефтепродуктов

Утверждена приказом директора (дата, номер)

35-23/с от 04.02.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:

11.06.2021 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является установка гидрокрекинга Л-24/8с</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</i></p>	<p>1 Литературный обзор 2 Объект и методология исследования 3 Результаты исследования 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5 Социальная ответственность Заключение</p>

<i>работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Романова Светлана Владимировна, старший преподаватель
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Якимова Татьяна Борисовна, доцент
Раздел ВКР на иностранном языке	Кобзева Надежда Александровна, доцент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Объект и методология исследования. Результаты исследования.	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2021 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Научный сотрудник	Болдырев Станислав	к.т.н.		15.03.2021 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
9ДМ91	Гиль Татьяна Алексеевна		15.03.2021 г.

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

Исследовательская школа химических и биомедицинских технологий
Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология
Уровень образования магистратура
Период выполнения весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2021 г.	Разработка раздела «Введение»	10
05.04.2021 г.	Разработка раздела «Литературный обзор»	10
19.04.2021 г.	Разработка раздела «Объект и методология исследования»	10
10.05.2021 г.	Разработка разделов «Результаты исследования»	10
24.05.2021 г.	Разработка разделов «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» и «Социальная ответственность»	10
04.06.2021 г.	Оформление ВКР	10
16.06.2021 г.	Представление ВКР	40

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Научный сотрудник	Болдырев Станислав	К.Т.Н.		15.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП 18.04.01 Химическая технология	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Пестряков А.Н.	д.х.н.		15.03.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
9ДМ91	Гиль Татьяна Алексеевна

Школа	ИШХБМТ	Отделение школы (НОЦ)	-
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.01 Химическая технология

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- стоимость материалов и оборудования; - квалификация исполнителей; - трудоёмкость работы.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- районный коэффициент- 1,3; - накладные расходы – 16%; - норма амортизации - 10%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Общая система налогообложения. Страховые взносы во внебюджетные фонды - 30%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, оценка готовности проекта к коммерциализации
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Определение целей и результатов проекта, организационной структуры проекта
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Формирование плана и графика проекта: - определение структур работ; - определение трудоёмкости работ; - разработка диаграммы Ганта. Формирование бюджета затрат проекта.
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет показателей сравнительной эффективности проекта, интегрального показателя ресурсоэффективности

Перечень графического материала

1. Оценка конкурентоспособности НИР
2. Матрица SWOT
3. Диаграмма Ганта
4. Бюджет НИР
5. Основные показатели эффективности НИР

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
9ДМ91	Гиль Татьяна Алексеевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
9ДМ91	Гиль Татьяна Алексеевна

Школа	ИШХБМТ	Отделение (НОЦ)	-
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.01 Химическая технология

Тема ВКР:

Повышение энергоэффективности в процессе гидрокрекинга нефтепродуктов	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования – установка гидрокрекинга Л-24/8с</p> <p>Рабочая зона – Закрытая/открытая площадка</p> <p>Область применения – Нефтехимическая промышленность</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - Федеральный закон «О специальной оценке условий труда»; - Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; - Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»; Федеральный закон «Об основах охраны труда в РФ» - Трудовой кодекс РФ.
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума; 2. Повышенная температура воздушной среды 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны. <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 3. Наличие электромагнитных полей промышленных частот;
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Анализ воздействия объекта на атмосферу (тепловые загрязнения, органические вещества); - Анализ воздействия объекта на гидросферу (органические вещества); - Анализ воздействия объекта на литосферу (органические вещества).

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: землетрясения, пожаро-взрывоопасность, прямой удар молнии. Наиболее типичная ЧС на объекте – пожаро- взрывоопасность.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Романова Светлана Владимировна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
9ДМ91	Гиль Татьяна Алексеевна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 109 страниц машинописного текста, 32 рисунка, 28 таблиц, 59 источников литературы.

Ключевые слова: гидрокрекинг, легкий газойль, пинч-анализ, теплообменная сеть, модернизация установки.

Объектом исследования является установка Л-24/8с в режиме легкого гидрокрекинга.

Цель работы – модернизация теплообменной сети установки Л-24/8с в режиме легкого гидрокрекинга.

В процессе исследования была произведена экстракция данных установки Л-24/8с, разработана ее математическая модель, а также разработаны варианты модернизации теплообменной сети с целью увеличения энергоэффективности установки и проведено их сравнение.

Первый вариант модернизации установки Л-24/8с содержит 2 печи, 5 воздушных холодильников, 6 утилитных и 11 рекуперативных теплообменников общей поверхностью 6107 м².

Второй вариант модернизации установки Л-24/8с содержит 2 печи, 5 воздушных холодильников, 6 утилитных и 12 рекуперативных теплообменников общей поверхностью 6139 м².

Область применения: химическая промышленность, нефтехимическая промышленность.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» описана ресурсоэффективность разработанных теплообменных сетей и определены их слабые и сильные стороны.

В разделе «Социальная ответственность» описаны мероприятия по безопасному ведению технологического процесса.

Содержание

Введение	12
1 Литературный обзор.....	13
1.1 Процесс гидрокрекинга	14
1.2 Способы повышение энергоэффективности установок гидрокрекинга.....	21
2 Объект и методология исследования	27
2.1 Объект исследования	27
2.2 Методология исследования	30
3 Результаты исследования.....	35
3.1 Анализ исходных данных	35
3.2 Моделирование установки гидрокрекинга Л-24/8с	41
3.3 Результаты путей модернизации	46
3.4 Сравнение вариантов модернизации	55
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	56
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .	56
4.2 Инициация проекта	61
4.3 Планирование научно-исследовательских работ.....	62
4.4 Бюджет научно-технического исследования	65
4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой и экономической эффективности исследования	71
5 Социальная ответственность	74
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
5.2 Производственная безопасность.....	75
5.3 Экологическая безопасность	82
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	83
Заключение	86
Список публикаций студента	87

Список использованных источников	88
Приложение А	95
Приложение Б.....	96
Приложение В	97

Введение

С развитием человечества происходит постоянное повышение потребления топлив, масел и углеводородных сжиженных газов $C_3 - C_4$. Одним из способов получения данных веществ или сырья для них является процесс гидрокрекинга. Повышение энерго- и ресурсоэффективности данного процесса необходимо для снижения конечной стоимости продуктов, а также для уменьшения вредных выбросов в атмосферу.

Большинство действующих на сегодняшний день НПЗ были введены в эксплуатацию в конце XX – в начале XXI вв., это означает, что большая часть установок гидрокрекинга, находящихся в составе данных НПЗ, не отвечают современным требованиям энергоэффективности и ресурсосбережения, поэтому необходима их модернизация и оптимизация.

На сегодняшний день существуют различные способы модернизации и оптимизации установок, входящих в состав НПЗ: автоматизация, реконструкция технологической схемы, модернизация аппаратов. Для этого могут применяться различные методы такие как: эвристический подход [1], пинч-анализ [2], математическое моделирование [3] и гибридные методы [4], которые включают в себя использование сильных сторон перечисленных ранее методов, и т.д.

Использование данных методов позволит повысить рентабельность установок гидрокрекинга за счет более эффективного использования энергетических потоков.

1 Литературный обзор

Современная нефтеперерабатывающая промышленность России характеризуется низкой глубиной переработки сырья, об этом свидетельствует низкий индекс Нельсона равный 6 [5], в то время как индекс зарубежных НПЗ равен 14 [2]. Этому способствуют более мягкие экологические требования к НПЗ, высокая себестоимость продуктов глубокой переработки нефти, а также маленькие мощности установок глубокой переработки. Также одним из основных факторов низкой глубины переработки нефти является снижение ставки вывозной таможенной пошлины на экспорт мазута приблизительно в 3 раза в период с 2018 по 2021 гг. [3, 4]. Ввиду этого экспорт мазута является более выгодным, чем использование его в качестве сырья на отечественных установках глубокой переработки нефти. Однако не стоит забывать о том, что зарубежные компании перерабатывая данный мазут, экспортируют продукты его переработки обратно в Россию, что приводит к повышению себестоимости данных продуктов. Поэтому наиболее оптимальным решением для снижения цены на продукты глубокой нефтепереработки является повышение энерго- и ресурсоэффективности современных заводов, а также строительство новых.

Основным процессом глубокой переработки нефти является крекинг [5]. Данный процесс осуществляется на таких установках, как установки термического, каталитического и гидрокрекинга [9]. Наиболее распространенными являются установки гидрокрекинга, это связано с повышением доли сернистых и высокосернистых нефтей, ужесточением экологических требований и осуществление на данных установках предварительного гидрооблагораживания сырья для углубления переработки нефти.

Повышение рентабельности данных установок можно добиться с помощью:

- оптимизации: усовершенствование катализатора, подбор оптимальных рабочих параметров процесса;

- модернизации: изменение конструкции оборудования реакторного блока, использование более современных систем автоматизации;
- реконструкции установки: повышение эффективности теплообменной сети.

1.1 Процесс гидрокрекинга

Гидрокрекинг (ГК) – это каталитический процесс переработки нефтяных дистиллятов и остатков с целью получения предельных углеводородов с низкой молекулярной массой при температурах около 440 °С и повышенных давлениях водорода около 20 МПа на полифункциональных катализаторах [10].



Рисунок 1.1 – Инфографика установки гидрокрекинга [11]

В нефтяной промышленности существуют различные технологии гидрокрекинга, и соответственно различные установки данного процесса [10]:

- гидродеароматизация керосиновой и газойлевой фракций применяется для гидрирования с последующим крекингом ароматических углеводородов, что приводит к их значительному снижению;
- гидрокрекинг бензиновых фракций – продуктом данного процесса являются легкие изопарафиновые углеводороды, которые могут быть использованы в качестве высокооктановых добавок к моторным топливам, а также в качестве сырья для получения синтетического каучука;
- гидрокрекинг вакуумных дистиллятов применяется для получения масел с высоким индексом вязкости, а также для получения высокооктановых моторных топлив;
- легкий гидрокрекинг используется для гидрооблагораживания вакуумных газойлей с целью их подготовки к процессу каталитического крекинга или с целью получения дизельных топлив;
- селективный гидрокрекинг используется для крекинга высокомолекулярных разветвленных парафинов с целью повышения октанового числа моторных топлив, а также для снижения температуры застывания дизельной и керосиновой фракций;
- глубокий или тяжелый гидрокрекинг применяется для переработки нефтяных остатков с целью получения более легких компонентов, пригодных для производства вышеперечисленных продуктов.

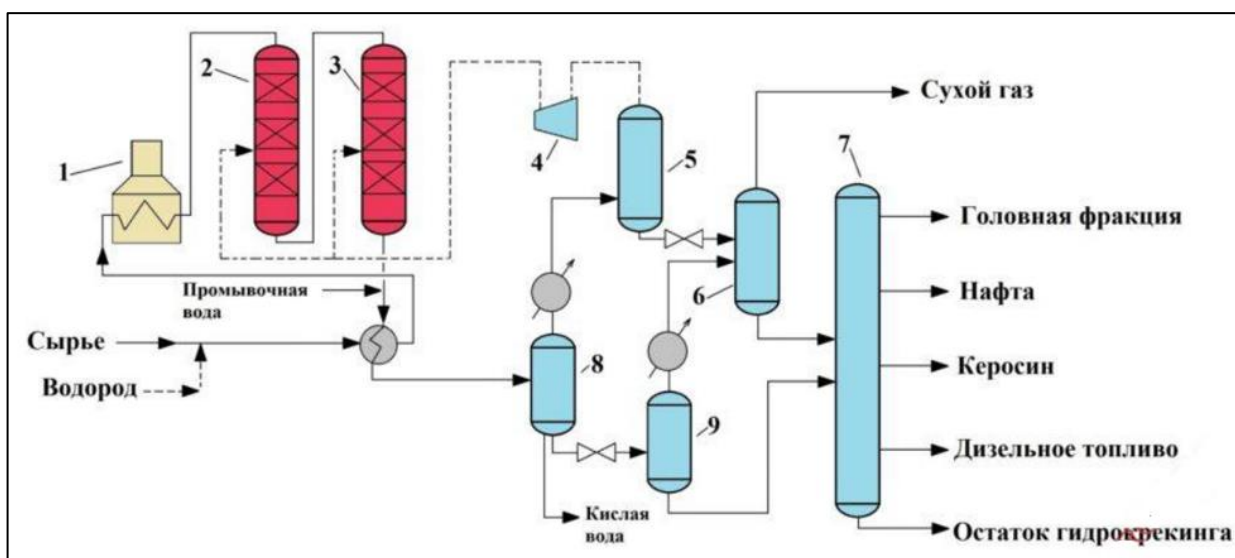
1.1.1 Одностадийная схема гидрокрекинга

Сырье процесса гидрокрекинга должно пройти стадию гидроочистки для удаления сернистых соединений. Существует два способа реализации данного процесса:

- сырье подвергается очистке в реакторе гидроочистки и после подается в реактор гидрокрекинга;

- в реактор гидрокрекинга помещают слои катализатора для предварительной гидроочистки.

В данном процессе сырьевой поток проходит только одну ступень гидрокрекинга, без рециркуляции потока. Для уменьшения нагрузки на реактор / катализатор параллельно может присутствовать 2 - 3 реактора гидрокрекинга. На рисунке 1.2 представлена принципиальная схема установки одностадийного гидрокрекинга.



1 – печь, 2 – реактор гидроочистки, 3 – реактор гидрокрекинга, 4 – компрессор, 5, 8, 9 – сепаратор, 6 – абсорбер, 7 – ректификационная колонна

Рисунок 1.2 – Принципиальная схема установки одностадийного гидрокрекинга [12]

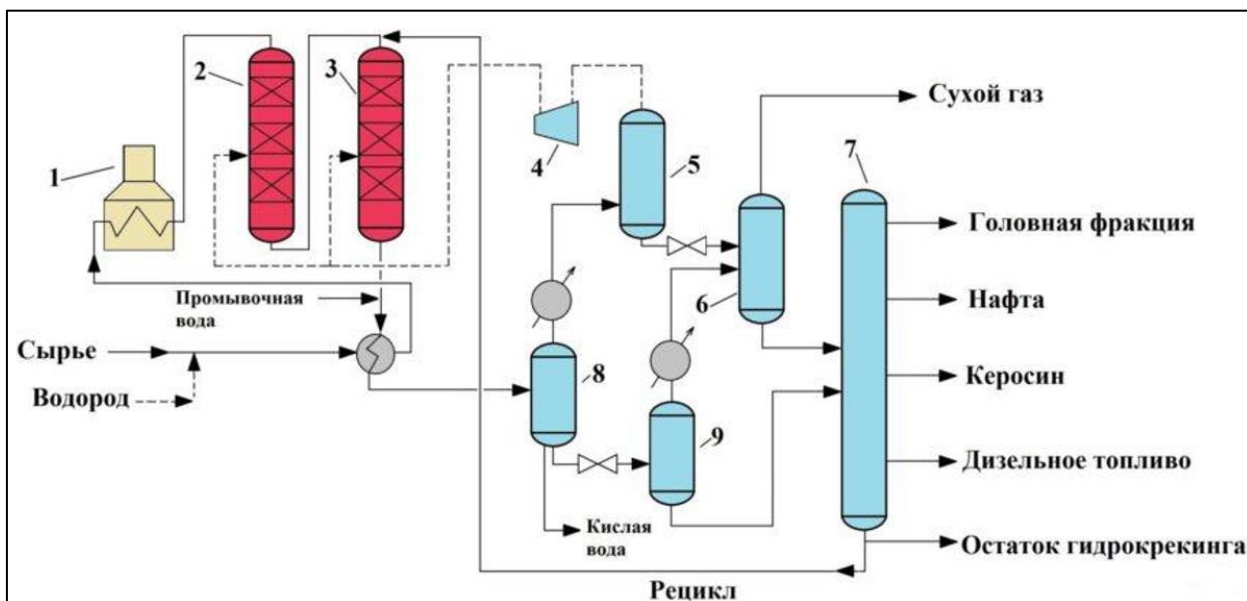
Сырье смешивается с потоком водорода, далее поток нагревается в теплообменнике и печи 1. Далее поток подвергается предварительной гидроочистке в реакторе 2, куда также подается циркулирующий водородсодержащий газ (ВСГ), и направляется в реактор гидрокрекинга 3 вместе с циркулирующим ВСГ. Такая система реакторного блока используется в технологиях Unicracking и Chevron Lummus Global [13]. Также существуют схемы где гидроочистка и гидрокрекинг протекают в одном

реакторе на разных слоях катализатора, например в установке гидрокрекинга для производства масел [14]. На выходе из реактора 3 поток смешивается с промывочной водой и охлаждается в теплообменнике. Затем поток подается в сепаратор высокого давления 8, где происходит отделение кислой воды и ВСГ от основного потока. ВСГ подается в сепаратор 5, где происходит его отделение от сухого газа и унесенной жидкости. Далее компрессором 4 ВСГ перекачивается в реактора 2 и 3. Основной поток из сепаратора 8 направляется на разделение сухого газа и жидкого потока в сепаратор низкого давления 9. Сухой газ и унесенная им жидкость подается в абсорбер 6, где от сухого газа отделяется жидкость, которая в последующем направляется в колонну фракционирования 7. Не стоит забывать, что на реальном производстве фракционирование может происходить в блоках ректификационных колонн, что позволяет добиться более четкого разделения на фракции. Поток жидкости из сепаратора 9 также подается в колонну фракционирования 7, где происходит ее разделение на головную фракцию, нефту, керосин, дизельное топливо и остаток гидрокрекинга.

Данная конфигурация установки обладает малыми капитальными затратами, т.к. в данной схеме возможно использование только одного реактора, в котором происходит как гидроочистка, так и гидрокрекинг. Отсутствие рециркуляции непрореагировавшего сырья также позволяет снизить капитальные затраты. Однако данная конфигурация установки обеспечивает небольшую конверсию сырья равную 70-80 % [15].

1.1.2 Одностадийная схема гидрокрекинга с рециркуляцией

Так же, как и в прошлой схеме, сырьевой поток проходит только одну стадию гидрокрекинга, а непрореагировавший остаток колонны фракционирования возвращается на рециркуляцию для повторного крекинга. На рисунке 1.3 представлена принципиальная схема установки одноступенчатого гидрокрекинга с рециркуляцией.



1 – печь, 2 – реактор гидроочистки, 3 – реактор гидрокрекинга,
4 – компрессор, 5, 8, 9 – сепаратор, 6 – абсорбер, 7 – ректификационная
колонна

Рисунок 1.3 – Принципиальная схема установки одноступенчатого
гидрокрекинга с рециркуляцией [12]

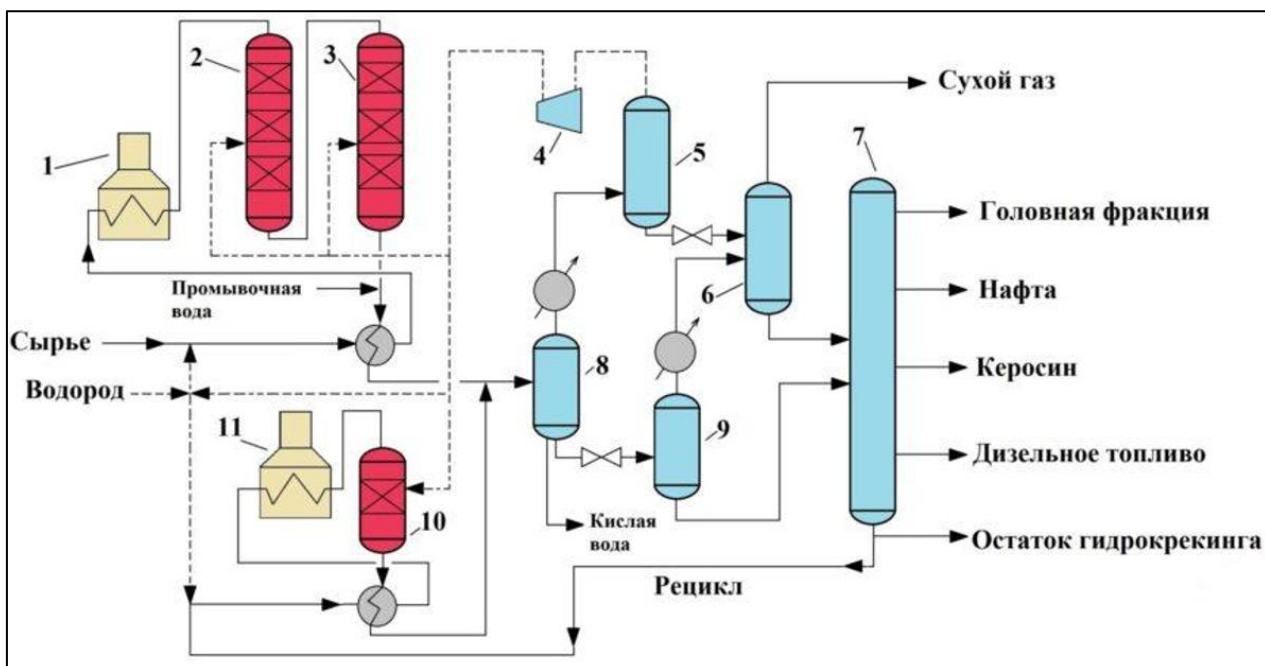
Сырье смешивается с потоком водорода, далее поток нагревается в теплообменнике и печи 1. Затем поток подвергается предварительной гидроочистке в реакторе 2, куда также подается циркулирующий ВСГ, и направляется в реактор гидрокрекинга 3, куда также подается циркулирующий ВСГ. Однако как и в прошлой конфигурации установки реактор гидроочистки и реактор гидрокрекинга могут быть объединены в один, например как на установке гидрокрекинга масляного сырья [16]. На выходе из реактора 3 поток смешивается с промывочной водой и охлаждается в теплообменнике. Затем поток подается в сепаратор высокого давления 8, где происходит отделение кислой воды и ВСГ от основного потока. ВСГ подается в сепаратор 5, где происходит его отделение от сухого газа и унесенной жидкости. Далее компрессором 4 ВСГ перекачивается в реактора 2 и 3. Основной поток из сепаратора 8 направляется на разделение сухого газа и жидкого потока в

сепаратор низкого давления 9. Сухой газ и унесенная им жидкость подается в абсорбер 6, где от сухого газа отделяется жидкость, которая в последующем направляется в колонну фракционирования 7. Поток жидкости из сепаратора 9 также подается в колонну фракционирования 7, где происходит ее разделение на головную фракцию, нефть, керосин, дизельное топливо и остаток гидрокрекинга. Остаток гидрокрекинга подается на рециркуляцию и направляется в реактор 3 для повторного гидрокрекинга.

Данная конфигурация установки имеет большие капитальные затраты по сравнению с прошлой схемой, т.к. в этом случае используется рециркуляция непрореагировавшего сырья, для осуществления которой необходима насосная станция. Реакторный блок также может включать в себя реактор гидроочистки и реактор гидрокрекинга или только один реактор, объединяющий эти два процесса. Данная конфигурация установки обеспечивает конверсию сырья до 100 % [15].

1.1.3 Двухстадийная схема гидрокрекинга

В данной схеме сырьевой поток проходит две ступени гидрокрекинга. В реакторе 2-й ступени гидрокрекинга можно использовать высокоэффективные катализаторы, т.к. в него поступает поток, уже прошедший гидроочистку на 1-й ступени гидрокрекинга или перед ней. На рисунке 1.4 представлена принципиальная схема установки двухступенчатого гидрокрекинга.



1, 11 – печь, 2 – реактор гидроочистки, 3 – реактор гидрокрекинга 1-й ступени, 4 – компрессор, 5, 8, 9 – сепаратор, 6 – абсорбер, 7 – ректификационная колонна, 10 – реактор гидрокрекинга 2-й ступени

Рисунок 1.4 – Принципиальная схема установки двухступенчатого гидрокрекинга [12]

Сырье смешивается с циркулирующим потоком ВСГ, далее поток нагревается в теплообменнике и печи 1. Затем поток подвергается предварительной гидроочистке в реакторе 2, куда также подается циркулирующий ВСГ, и далее направляется реактор гидрокрекинга 1-й ступени 3, куда также подается циркулирующий ВСГ. Такая же конфигурация реакторов применяется в технологии *HyCycle Unicracking* [13]. На выходе из реактора 3 поток смешивается с промывочной водой и охлаждается в теплообменнике. Поток смешивается с потоком из реактора 10. Затем поток подается в сепаратор высокого давления 8, где происходит отделение кислой воды и ВСГ от основного потока. ВСГ подается в сепаратор 5, где происходит его отделение от сухого газа и унесенной жидкости. Далее компрессором 4 ВСГ перекачивается в реактора 2, 3 и 10. Основной поток из сепаратора 8 направляется на разделение сухого газа и жидкого потока в сепаратор низкого

давление 9. Сухой газ и унесенная им жидкость подается в абсорбер 6, где от сухого газа отделяется жидкость, которая в последующем направляется в колонну фракционирования 7. Поток жидкости из сепаратора 9 также подается в колонну фракционирования 7, где происходит ее разделение на головную фракцию, нефту, керосин, дизельное топливо и остаток гидрокрекинга. Остаток гидрокрекинга подается на рецикл, смешивается с циркулирующим потоком ВСГ. Затем поток нагревается в теплообменнике и печи 11, далее поток подается в реактор гидрокрекинга 2-й ступени 10.

Данная конфигурация установки имеет наибольшие капитальные затраты, т.к. в этом случае используется рециркуляция непрореагировавшего сырья и реакторный блок включает в себя реактор гидроочистки и 2 реактора гидрокрекинга 1-й и 2-й ступени. Данная конфигурация установки обеспечивает конверсию сырья до 100 % [15].

Сравнивая вышеприведенные конфигурации установки гидрокрекинга, можно сделать вывод о том, что с повышением стадий процесса гидрокрекинга происходит увеличение капитальных затрат, повышение качества получаемых продуктов и углубление переработки сырья. Поэтому с увеличением сложности установки гидрокрекинга необходимо более тщательно подходить к вопросу повышения энергоэффективности.

1.2 Способы повышение энергоэффективности установок гидрокрекинга

Как уже упоминалось ранее, повышение энергоэффективности установки гидрокрекинга может осуществляться следующими способами:

- усовершенствование катализатора;
- модернизация реактора гидроочистки;
- модернизация реактора гидрокрекинга;
- оптимизация теплообменной сети;

- модернизация системы разделения продуктов.

Так, например, повышение эффективности работы катализатора, а именно изменение состава активного центра и промоутеров, подбор оптимальной формы зерна катализатора и т.д., в основном направлено на повышение качества продукта [17]. Повышение селективности по целевому продукту является основным направлением в развитии катализаторов, т.к. попытки изменения технологических параметров зачастую приводят к изменению селективности катализатора, а как следствие, и к изменению системы разделения продуктов [18]. Таким образом, заранее нельзя точно оценить величину изменения энергоэффективности установки в целом при замене катализатора.

Модернизация реакторов гидроочистки является одной из наиболее распространенных тем исследований, направленных на повышение эффективности работы установки гидрокрекинга, т.к. модернизация данных реакторов позволяет увеличить срок службы как реакторов гидрокрекинга, что существенно уменьшает капитальные затраты, так и катализаторов, используемых в них [19]. Данный способ повышения энергоэффективности установки позволяет незначительно упростить систему разделения за счет повышения качества продукта, однако это практически не влияет на операционные затраты установки в целом.

Так же, как было представлено ранее, процессы гидроочистки и гидрокрекинга могут протекать в одном реакторе на разных слоях катализатора [14]. Это значительно уменьшает капитальные затраты за счет существенного уменьшения металлоемкости реакторного блока, однако это уменьшает ремонтпригодность данного аппарата за счет усложнения его конструкции.

Как известно, наибольшей энергоемкостью обладают системы разделения продуктов, так, например, если система разделения состоит из ректификационных колонн, то она потребляет наибольшее количество энергии относительно других блоков установки гидрокрекинга. Поэтому

одним из лучших способов повышения энергоэффективности установки является модернизация системы разделения продуктов [20]. Однако такая модернизация может иметь негативные последствия для энергопотребления. Данные последствия возникают при повышении качества продукта за счет увеличения количества ректификационных колонн.

Еще одним способом повышения энергоэффективности установки гидрокрекинга является модернизация системы концентрирования водорода в отработанном ВСГ, который участвует в рецикле. Так, например, авторы [21] предлагают концентрировать водород при помощи мембранных сепарационных систем, что приводит к снижению потребления подпиточного водорода на 30 %. Однако не стоит забывать, что мембранные сепарационные системы используются вместо низкотемпературных установок концентрирования водорода, что способствует существенному снижению операционных затрат на установке в целом.

Используя эксергетический анализ и пинч-анализ, возможно достичь максимального повышения энергоэффективности установки гидрокрекинга. В первую очередь это связано с тем, что данный способ позволяет обследовать не только отдельные аппараты, входящие в состав установки, но и всю установку в целом, а также взаимосвязи между аппаратами. Например, в исследовании [22] для установки гидроочистки были проведены пинч-анализ, в ходе которого была выбрана оптимальная структура теплообменной сети, и эксергетический анализ, в ходе которого были выявлены источники неэффективного использования энергии. Результаты данной работы могут быть использованы при проектировании современных установок гидроочистки.

В исследовании [23] с применением рассматриваемых методов анализа была исследована установка гидрокрекинга. В ходе анализа было выявлено, что теплообменная сеть работает эффективно, однако с помощью эксергетического анализа выявлено, что между сепараторами высокого и низкого давления присутствуют большие потери эксергии. Поэтому для

повышения энергоэффективности установки была предложена интеграция гидравлической турбины в этом месте, что позволяет вырабатывать 436 кВт электроэнергии. Однако не смотря на высокие показатели возможного энергосбережения, не стоит забывать, что результаты эксергетического анализа не находят практического применения.

В другом исследовании использование пинч-анализа позволило выбрать наиболее оптимальную структуру теплообменной сети установки гидроочистки с учетом выбора наиболее дешевого вида топлива [24]. Это позволило сократить расход горячих и холодных утилит в среднем на 27 %, а также позволило сократить выбросы CO_2 на 40 %, SO_x на 89 %. Однако данные результаты были получены при анализе только лишь 8 технологических потоков, а также без учета перепадов давления. Ввиду этого экономической эффект такой модернизации может существенно уменьшиться при учете данных недостатков. В исследовании [25] компанией hiTRAN Thermal System была проведена интенсификация теплообмена установки гидроочистки, что привело к экономии энергии 4,6 МВт и при этом удалось избежать проблем с падением давления.

Как видно из представленных выше примеров, пинч-анализ является довольно распространенным и наиболее эффективным методом для повышения энергоэффективности установок, однако на реальном производстве можно столкнуться с некоторыми ограничениями, которые должны быть учтены при модернизации. Ограничения могут быть связаны с малым пространством для модернизации, ввиду этого невозможна установка новых теплообменных аппаратов или невозможно увеличить поверхность существующих. В данном случае необходимо рассматривать либо изменение типа теплообменного аппарата, либо интенсификацию процесса теплопередачи.

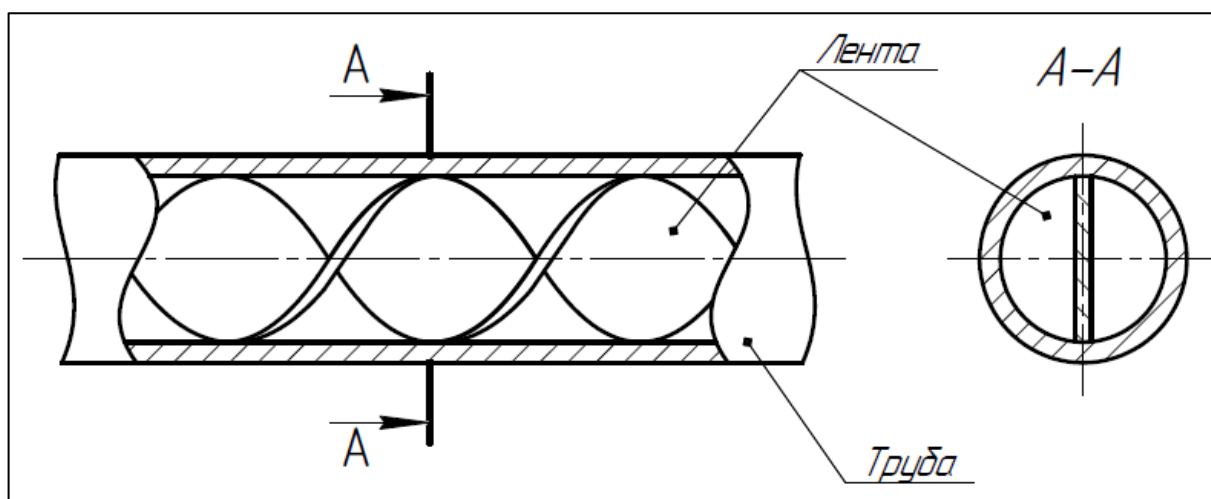


Рисунок 1.5 – Витая лента в трубке теплообменника [26]

В исследовании [27] было выявлено, что с учетом рассматриваемого ограничения для повышения количества тепла, передаваемого теплообменником без изменения его геометрических размеров, необходимо использовать вставки из витой ленты (рисунок 1.5) или другие способы интенсификации процесса теплопередачи, поскольку это обеспечивает увеличение коэффициента теплопередачи. Также к ограничениям можно отнести загрязнение теплообменных аппаратов [28], длительность планового остановочного ремонта [29], инвестиции, выделяемые для модернизации теплообменной сети и многое другое.

Методы пинч-анализа набирают все большую популярность в последнее время [30]. Это связано не только с возможностью оптимизации установок различных отраслей, но и с индивидуальным подходом к оптимизации каждой установки, учитывая различные внешние и внутренние факторы. Однако это приводит к тому, что каждую задачу необходимо решать индивидуально и практически невозможно выработать алгоритм, который будет учитывать все особенности модернизируемой установки [31].

С начала XXI в. происходит стремительное развитие математических методов программирования теплообменных сетей. Данные методы позволяют

автоматизировать их расчет и подбор оптимальных конфигураций в зависимости от [31]:

- экономических показателей;
- загрязнения аппаратов;
- длины труб и расстояния между теплообменными аппаратами;
- продолжительности планового ремонта;
- падения давления и т.д.

Однако несмотря на возможность учета различных возмущений, перечисленных выше, одновременное их влияние приводит к существенному усложнению модели. Это в свою очередь приводит к увеличению времени расчета поставленной задачи, что подразумевает использование мощных вычислительных систем, к возникновению неопределенностей или решений, противоречащих друг другу и т.д. Использование математических моделей для решения сложных проблем, которые включают в себя как большое количество теплообменных аппаратов, так и большое количество ограничений, приводит к определению локальных оптимумов, что существенно затрудняет получение надежных практических решений [32]. Также до сих пор не разработан коммерческий вариант данных моделей с упрощенным пользовательским интерфейсом, что также усложняет использование математических методов программирования для неподготовленных пользователей [33].

2 Объект и методология исследования

2.1 Объект исследования

Установка Л-24/8с в режиме легкого гидрокрекинга предназначена для получения:

- 1) гидроочищенного остатка (фракция 360 °С), который направляется на установку каталитического крекинга;
- 2) легкого газойля ЛГК, который является компонентом дизельного топлива и компонентом судового маловязкого топлива.

Проектная мощность установки по сырью – легкому вакуумному газойлю составляет 500000 тонн в год. На рисунке А.1 представлена функциональная технологическая схема установки Л-24/8с.

Легкий вакуумный газойль смешивается с бензиновой и дизельной фракций с установок висбрекинга и затем поступает в емкость Т-101.

Далее поток из емкости смешивается с циркуляционным водородсодержащим газом (ВСГ) (поток № 13) и после с давлением 53,5 кгс/см² и температурой не выше 90 °С поступает на нагрев в теплообменник Е-1 и печь F-1. В теплообменнике Е-1 проводится нагрев газо-сырьевой смеси до температуры температурой 260-275 °С (начало цикла) и 300-330 °С (конец цикла), а в печи F-1 – до температуры реакции 355-378 °С (начало цикла), 400-410 °С (конец цикла), давление потока составляет 31-34 кгс/см².

Затем поток поступает в реактор R-101. Реактор R-101 содержит два слоя катализатора: на первом слое происходит гидроочистка и легкий гидрокрекинг, на втором – гидрокрекинг сырья. Температура между слоями катализатора регулируется квенчем ВСГ.

Продуктовый поток из реактора R-101 (поток № 3) с температурой 382-398 °С (начало цикла) 415-425 °С (конец цикла) последовательно охлаждается в теплообменнике Е-1 до температуры не выше 240°С и в аппаратах воздушного охлаждения АС-101/1,2,3 до температуры не выше 60 °С.

После поток направляется в сепаратор высокого давления S-101, где при давлении не более 44 кгс/см^2 происходит разделение ВСГ, нестабильного гидрогенизата и промывной воды. ВСГ направляется в абсорбер К-103, где происходит очистка от сероводорода 15 %-ым водным раствором моноэтаноламина (МЭА). Далее очищенный ВСГ (поток № 1) направляется сепаратор S-105, где происходит отделение раствора МЭА от ВСГ. Для поддержания необходимой концентрации водорода предусмотрена подача свежего ВСГ перед сепаратором.

Нестабильный гидрогенизат из сепаратора S-101 направляется в сепаратор низкого давления S-102, где при давлении не более 4 кгс/см^2 и температуре не выше $60 \text{ }^\circ\text{C}$ происходит отделение загрязненного ВСГ. Затем поток ВСГ смешивается с загрязненным ВСГ из сепаратора S-3.

Нестабильный гидрогенизат из сепаратора низкого давления S-102 (поток № 10) последовательно нагревается в теплообменниках E-105/4, E-105/5, E-105/1, E-105/2, E-105/3, E-105/6, E-105/7, E-105/8 и печи F-2 до температуры $345\text{-}360 \text{ }^\circ\text{C}$. Далее поток в качестве питания поступает в колонну К-1 на 22 тарелку.

В колонне К-1 происходит разгонка потока № 10 на легкий газойль, бензин-отгон и гидроочищенный остаток. Для отпарки легких фракций в куб колонны подается перегретый водяной пар. Снятие избыточного тепла колонны осуществляется с помощью циркуляционного орошения (поток № 5) с температурой не ниже $145 \text{ }^\circ\text{C}$. Поток № 5 с 12 тарелки колонны К-1 последовательно охлаждается в теплообменниках E-105/5 и E-105/4 до температуры $90\text{-}115 \text{ }^\circ\text{C}$ и затем возвращается на 10 тарелку К-1.

Легкий газойль с температурой не более $260 \text{ }^\circ\text{C}$ с 14, 15 тарелок колонны К-1 и перегретый водяной пар подаются в стриппинг К-104, где происходит отпарка фракции легкого газойля. Пары легкокипящих фракций и водяной пар возвращаются на 12 тарелку К-1, а отпаренная фракция легкого газойля (поток № 4) с температурой не выше $250 \text{ }^\circ\text{C}$ последовательно охлаждается в

теплообменнике Е-105/1 и в воздушном холодильнике АС-121 до температуры не выше 60 °С.

Гидроочищенный остаток (поток № 6) из куба колонны К-1 с температурой не выше 340 °С последовательно охлаждается в теплообменниках Е-105/8,7,6,3,2 и воздушных холодильниках АС-106/1,2 до температуры не выше 100 °С, затем выводится с установки.

Пары бензина, воды и углеводородный газ (поток № 8) с температурой до 140 °С с верха колонны К-1 последовательно охлаждаются воздушном холодильнике-конденсаторе АС-102 до температуры не выше 60 °С и водяном холодильнике С-121 – до температуры не выше 45 °С. Затем поток № 8 направляется в сепаратор S-3, где происходит разделение углеводородного газа, бензина и воды. Часть бензина в качестве орошения подается в колонну К-1, а балансовое количество выводится с температурой не выше 45 °С.

Углеводородный газ из сепаратора смешивается с потоком ВСГ из сепаратора S-102, и далее поток направляется в абсорбер К-2, где происходит его очистка от сероводорода с помощью раствора МЭА. Очищенный углеводородный газ из К-2 подается в качестве топлива печей F-1 и F-2

Насыщенный раствор МЭА из К-2 и К-103 подается в емкость Т-5 для выделения бензина, который используется в качестве орошения колонны К-1. Раствор МЭА (поток № 14) с температурой до 55 °С последовательно нагревается в теплообменниках Е-103/1,2 и далее поступает в десорбер К-105, где происходит его регенерация.

Тепло в десорбер К-105 подводится циркулирующим раствором МЭА (поток № 15) с помощью ребойлеров Е-104/1,2, обогреваемых водяным паром перегретым. Пары воды, сероводорода, бензина, (поток № 9) с верха десорбера с температурой до 100 °С направляются в холодильник-конденсатор С-107, где охлаждается до температуры не выше 50 °С. Сконденсированные в холодильнике пары используются в качестве орошения К-105.

Выделившийся сероводород с температурой не выше 50 °С поступает в сепаратор S-4, где от него отделяются унесенные пары воды.

Регенерированный раствор МЭА (поток № 2) из куба колонны К-105, с температурой не выше 140°С последовательно охлаждается в теплообменниках Е-103/2,1 и водяном холодильнике С-103 до температуры не выше 45 °С и затем направляется емкость Т-25.

2.2 Методология исследования

Методология основана на системном анализе технологических и энергетических потоков установки, с учетом основных энергозатрат. По результатам анализа разрабатываются реальные технические решения, которые способствуют энергосбережению и устранению узких мест, в то же время подтверждая экономическую эффективность предлагаемых изменений и модернизаций.

Анализ установки систематизирует типы потребляемой энергии, а также влияние производительности установки влияет на потребление энергии, эффективность теплообменных аппаратов, а также позволяет определить потоки, изменение параметров которых увеличит энергоэффективность установки при сохранении качества продукта.

При экстракции исходных данных для проведения пинч-анализа выделяют следующие этапы [34]:

- определение данных о технологических потоках, участвующих в теплообмене, их начальные и конечные температуры, а также потоковые теплоемкости;
- определение потоков, температуры которых жестко зафиксированы технологией производства;
- определение типа тепловых утилит, их стоимость и начальные температуры;

- определение паспортных данных теплообменников, установленных на производстве.

На следующем этапе использованы принципы интеграции процессов для определения энергетических целей и оценки эффективности теплообменной сети. Количество тепловой энергии подводимое и отводимое от системы определяется по формуле (2.1):

$$\Delta H = \sum_{j=1}^J \left(c_{Pj} G_j (T_{Sj} - T_{Tj}) \right), \quad (2.1)$$

где c_p – удельная теплоемкость, кДж/(кг·К);

G – массовый расход, кг/ч;

T_S – температура снабжения, К;

T_T – целевая температура, К;

j – индекс горячего или холодного потока;

J – общее количество горячих или холодных потоков.

В ходе анализа исходной теплообменной сети определяются элементы структуры, в которых происходит нарушение фундаментальных пинч принципов [35].

На следующем этапе исследования определяются возможные пути модернизации теплообменной сети установки. Затем проводится детальный анализ выбранного пути модернизации с целью максимизации его потенциала.

Для определения эффективности работы теплообменной сети проводится моделирование технологической схемы с помощью ПО UniSim Design [36]. Термодинамический пакет свойств, используемый для моделирования, основан на уравнении состояния Пенга – Робинсона [37] (формула 2.2).

$$p = \frac{RT}{V_m - b} = \frac{a\alpha}{V_m^2 + 2bV_m - b^2}, \quad (2.2)$$

где R – универсальная газовая постоянная, Дж/(К·моль);

V_m – молярный объем, м³/моль;

a, b, α – коэффициенты.

Расчет конструктивных параметров новых теплообменных аппаратов выполнен с помощью ПО HTRI [38]. Рассчитанные теплообменники и соответствующие изменения в топологии добавляются в разработанную модель теплообменной сети. Формулы 2.3 - 2.7 использовались для оценки производительности существующих и новых теплообменников:

$$Q = UA\Delta T_{LM}F_t, \quad (2.3)$$

где Q – тепловая нагрузка, кВт;

U – общий коэффициент теплопередачи, кВт/(м²·К);

ΔT_{LM} – логарифмическая разница температур, К;

F_t – поправочный коэффициент противотока в теплообменнике.

Логарифмическая разница температур рассчитывается по формуле 2.4:

$$\Delta T_{LM} = \frac{(T_{inH} - T_{outC}) - (T_{outH} - T_{inC})}{\ln\left(\frac{(T_{inH} - T_{outC})}{(T_{outH} - T_{inC})}\right)}, \quad (2.4)$$

где T_{inH} – температура горячего потока на входе, К;

T_{outH} – температура горячего потока на выходе, К;

T_{inC} – температура холодного потока на входе, К;

T_{outC} – температура холодного потока на выходе, К.

$$F_t = f(R_{CP}, P), \quad (2.5)$$

где R_{CP} – отношения расходных теплоемкостей теплоносителей;

P – тепловая эффективность теплообменника.

$$R_{CP} = \frac{CP_C}{CP_H}, \quad (2.6)$$

где CP_C – потоковая теплоемкость холодного потока, кВт/К;

CP_H – потоковая теплоемкость горячего потока, кВт/К.

$$P = \frac{T_{outC} - T_{inC}}{T_{inH} - T_{outH}} \quad (2.7)$$

На предприятиях в основном используются кожухотрубные теплообменники типа ТУ, в которых движение теплоносителей организовано как частично противоточное и частично прямоточное (схема 1-2N [34]). Такое

движение потоков приводит к уменьшению эффективности теплообмена, численно это выражается с помощью F_t фактора со значением меньше 1.

Также важным показателем при введении нового теплообменного оборудования в сеть является перепад давления в теплообменнике, который рассчитывается по формулам 2.8, 2.9, предложенным в [39]:

$$\Delta p_S = K_{S1} h_S^{2,86} + K_{S2} A h_S^{4,42} + K_{S3} A h_S^{4,69}, \quad (2.8)$$

где K_{S1} , K_{S2} , K_{S3} – константы корреляции межтрубного перепада давления;

A – площадь поверхности теплообмена, m^2 ;

h_S – коэффициент теплоотдачи со стороны межтрубного пространства, $kWt/(m^2 \cdot K)$.

$$\Delta p_T = K_{PT1} A h_T^{3,5} + K_{PT2} h_T^{2,5}, \quad (2.9)$$

где K_{PT1} , K_{PT2} – константы корреляции перепада давления на стороне труб;

h_T – коэффициент теплоотдачи со стороны труб, $kWt/(m^2 \cdot K)$.

После оценки возможности осуществления предложенного варианта модернизации теплообменной сети с точки зрения конструктива и технологии проводится экономическая оценка таких изменений. Экономическая эффективность определяется по следующим критериям:

- чистый дисконтированный доход (NPV);
- внутренняя норма доходности (IRR);
- срок окупаемости проекта (DPP).

Капитальные затраты представляют собой инвестиции на приобретение и монтаж новых теплообменников или на добавление новых секций аппарата и определяются по методу Холла [40] с учетом срока реализации проекта и данных по кредиту (формула 2.10):

$$CAPEX = 10000 + 324 \cdot A^{0,91}, \quad (2.10)$$

где 10000 – стоимость установки теплообменника, \$;

324 – удельная стоимость теплообменной поверхности, \$/ m^2 ;

0,91 – коэффициент нелинейности стоимости теплообменной поверхности.

Расчет NPV проекта проводится по формуле 2.11:

$$NPV = \sum_{i=0}^n NPV_{NS,i}, \quad (2.11)$$

где $NPV_{NS,i}$ – чистая приведенная стоимость в i -ый год, \$.

Внутренняя норма доходности рассчитывается с помощью подбора по формуле 2.12:

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{CF_{E,i}}{(1 + IRR)^i}, \quad (2.12)$$

где $CF_{E,i}$ – экономический денежный поток в i -ый год, \$;

i – рассматриваемый год;

n – срок проекта, год.

Срок окупаемости проекта рассчитывается по формуле 2.13:

$$DPP = M + \frac{NPV_{NS,M}}{CF_{E,M+1}}, \quad (2.13)$$

где M – период, предшествующий периоду, в котором совокупный денежный поток становится положительным, год;

$NPV_{NS,M}$ – абсолютное значение накопленного дисконтированного денежного потока в периоде \$;

$CF_{E,M+1}$ – денежный поток за период, в котором накопленный денежный поток положительный, \$.

Полученная экономия энергии оценена с точки зрения влияния на окружающую среду, а именно выбросы CO_2 . Сокращение выбросов CO_2 оценивается, исходя из предположения, что в нефтеперерабатывающем газе выделяется $0,24 \text{ кг } CO_2/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$, а выработка электроэнергии соответствует $0,5 \text{ кг } CO_2/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$ [41].

3 Результаты исследования

3.1 Анализ исходных данных

В результате анализа установки определены потоки, участвующие в теплообмене (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Потоковая таблица

№	Наименование потока	Тип	T _s , °C	T _t , °C	M, т/ч	CP, кВт/К	ΔH, кВт
1	Конденсация паров К-103	Гор	45	45	10,15	-	987
	Охлаждение конденсата паров К-103	Гор	45	39	10,15	6,60	40
2	Регенерированный раствор МЭА	Гор	108	30	41,38	47,36	3694
3	Газо-продуктовая смесь из реактора Р-101	Гор	375	60	102,77	74,93	23602
4	Гидроочищенный компонент ДТ	Гор	209	80	4,34	2,82	363
5	ЦО К-1	Гор	160	62	33,13	20,72	2030
6	Гидроочищенный остаток ФР 360 из К-1	Гор	346	86	82,11	58,33	15167
7	Охлаждающая жидкость из Е-128	Гор	24	21	23,00	12,14	36
8	Конденсация паров К-1	Гор	90	90	6,30	-	560
	Охлаждение конденсата паров верха К-1	Гор	90	31	6,30	4,25	251
9	Конденсация паров К-105	Гор	90	90	3,19	-	1431
	Охлаждение конденсата паров К-105	Гор	90	44	3,19	2,02	93
10	Нестабильный гидрогенизат	Хол	58	349	90,37	63,57	18500
11	Жидкое топливо	Хол	83	86	4,54	2,57	8
12	Топливный газ	Хол	36	106	1,25	0,78	55
13	Сырье в Р-101	Хол	80	385	102,12	74,29	22660
14	Питание К-105	Хол	58	102	44,68	49,02	2157
15	Горячая струя К-105	Хол	170	205	-	69,61	2436

Также выявлено, что в состав теплообменной сети входят теплообменники, представленные в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Технологические и конструктивные данные теплообменных аппаратов

Наименование	Горячие потоки			Холодные потоки			Нагрузка, кВт	Поверхность, м ²
	№	Температура, °C		№	Температура, °C			
		ВХОД	ВЫХОД		ВХОД	ВЫХОД		
Е-103/2	2	108,00	93,00	14	70,00	102,00	1568,76	200,00
Е-103/1	2	93,00	82,00	14	58,00	70,00	520,93	504,00

Продолжение таблицы 3.2

Наименование	Горячие потоки		Холодные потоки			Нагрузка, кВт	Поверхность, м ²	
	№	Температура, °С	№	Температура, °С				
				ВХОД	ВЫХОД			
Е-1	3	375,00	203,00	13	80,00	270,00	12887,62	755,20
Е-105/1	4	209,00	80,00	10	76,00	91,00	363,21	95,00
Е-105/5	5	160,00	76,00	10	60,00	76,00	1740,23	190,00
Е-105/4	5	76,00	62,00	10	58,00	60,00	290,04	95,00
Е-105/8	6	346,00	246,00	10	183,00	270,00	5833,45	190,00
Е-105/7	6	246,00	216,00	10	170,00	183,00	1750,03	95,00
Е-105/6	6	216,00	196,00	10	152,00	170,00	1166,69	95,00
Е-105/3	6	196,00	163,00	10	126,00	152,00	1925,04	95,00
Е-105/2	6	163,00	123,00	10	91,00	126,00	2333,38	95,00

На основе данных, представленных ранее, в ПО Grid [42] построена сеточная диаграмма для исходной установки (рисунок 3.1) и определены целевые значения утилит: $Q_H = 16096$ кВт, $Q_C = 18490$ кВт.

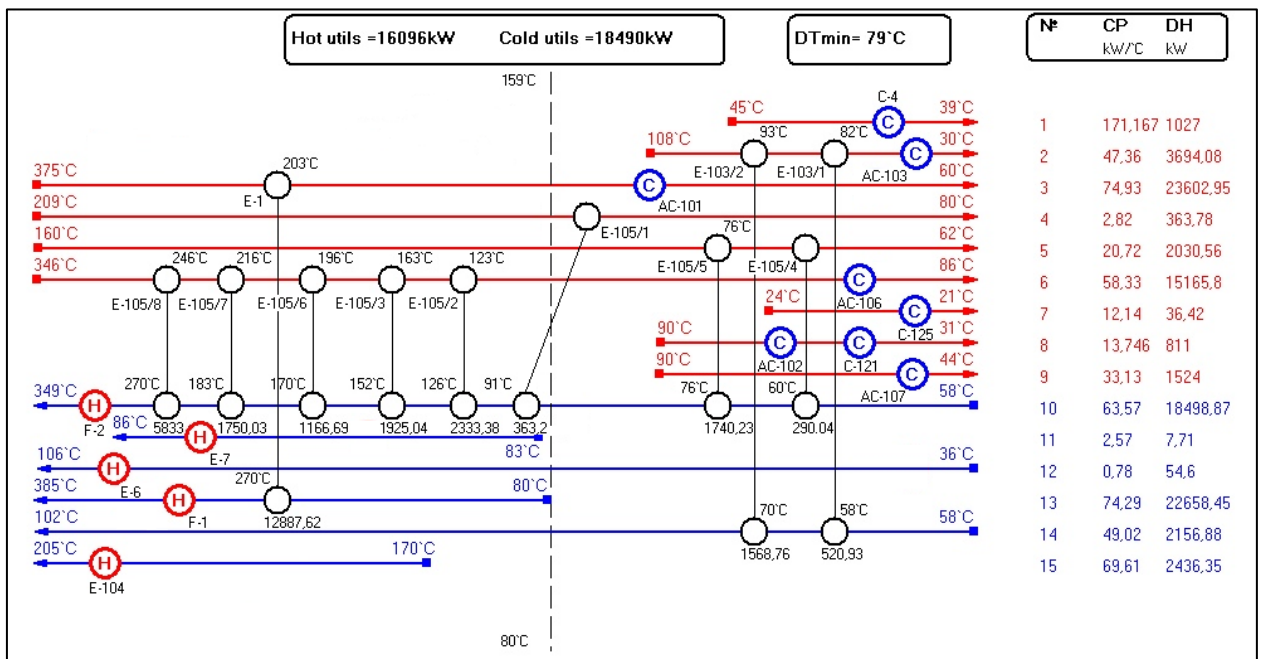


Рисунок 3.1 – Исходная теплообменная сеть

На основе целевых значений горячих и холодных утилит с помощью ПО Pinch 02 [43] построены составные кривые (рисунок 3.2), из которой видно, что виртуальная ΔT_{\min} равняется $79\text{ }^{\circ}\text{C}$.

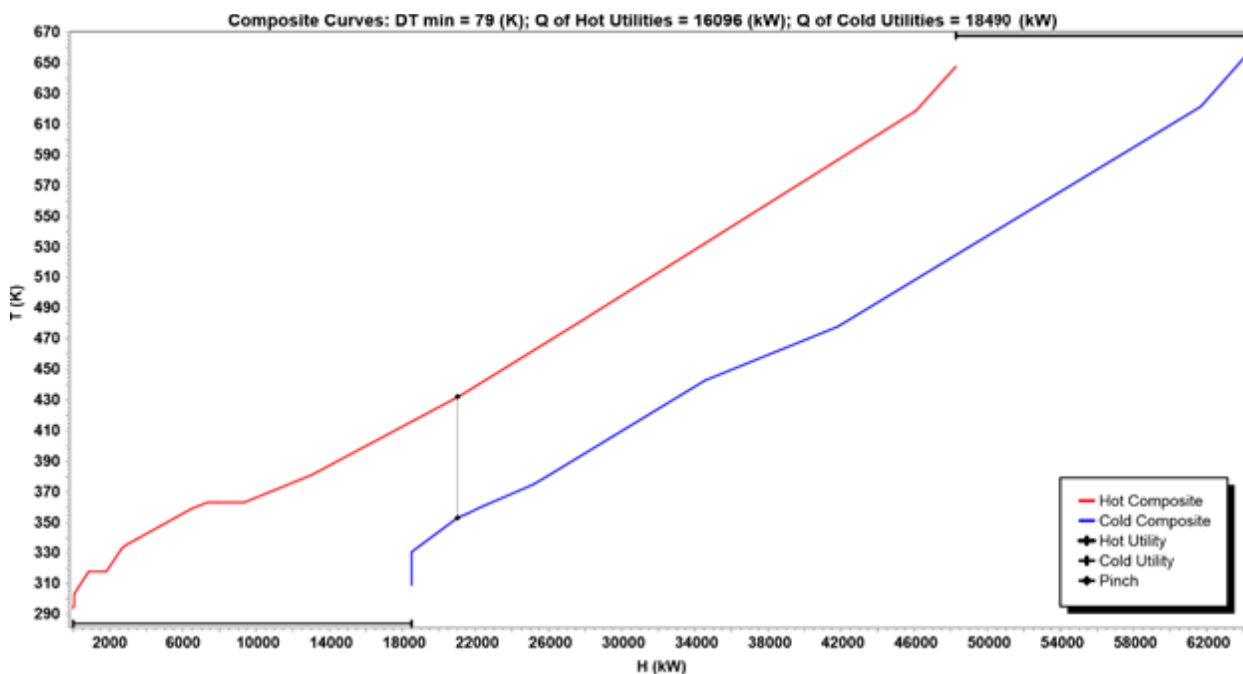


Рисунок 3.2 – Составные кривые исходной теплообменной сети

Анализируя данные, представленные в таблице 3.2, можно сделать вывод, что реальная ΔT_{\min} составляет $13\text{ }^{\circ}\text{C}$. С помощью ПО HILECT [44] построен график энергопотребления исследуемой установки (рисунок 3.3), из которого видно, что теплообменная сеть работает неэффективно, т.к. энергопотребление при реальной ΔT_{\min} в среднем должно быть на 59% ниже существующего значения.

После сравнения виртуальной и реальной ΔT_{\min} построена функциональная зависимость площади теплообменной поверхности от энергии горячих утилит (рисунок 3.4). Использование мощности только горячих утилит связано с тем, что их стоимость во много раз превышает стоимость холодных утилит. Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что стоимость горячих утилит является лимитирующим фактором для снижения общих приведенных затрат на энергоносители.

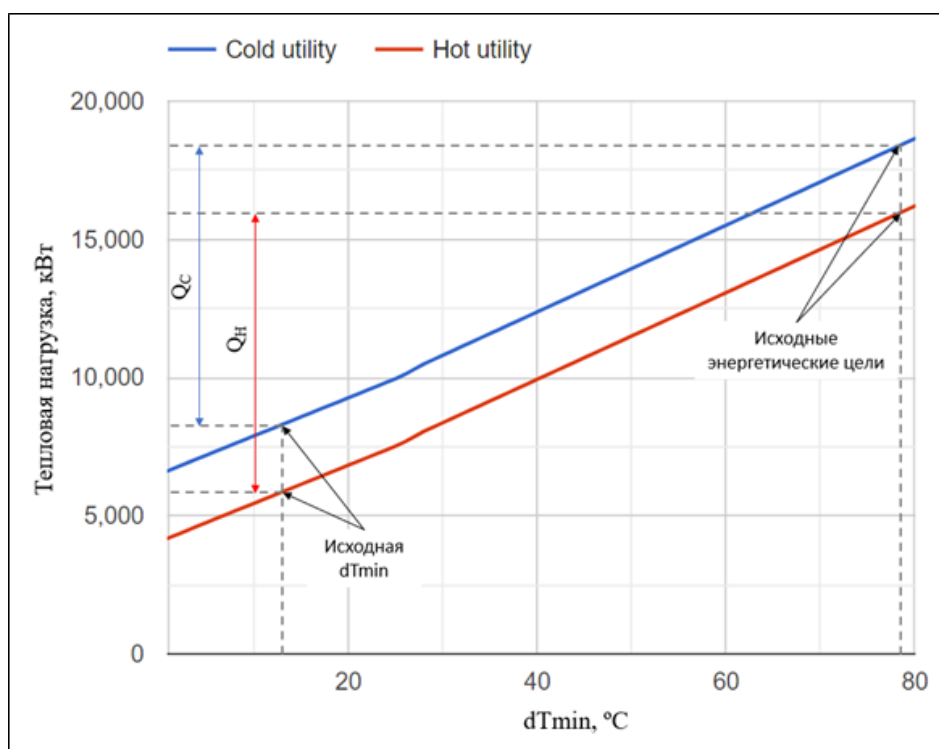


Рисунок 3.3 – Энергетические потребности установки

Также для построения целевой кривой реконструкции использована площадь рекуперативной поверхности, т.к. не представляется возможным определить площадь поверхности утилитных теплообменников.

С использованием ПО Pinch [43] рассчитываем предварительную площадь рекуперативной поверхности и мощность горячих утилит в диапазоне dT_{min} от 1 до 85 °C. Общая площадь установленных рекуперативных теплообменников в исходной сети составляет 2409 м², а мощность горячих утилит – 16096 кВт, данные значения служат координатами для точки «Исходная» (рисунок 3.4).

Исходя из графика можно выделить 3 области, которые соответствуют:

- продаже установленных теплообменников и изменение их топологии (область ниже точки «Исходная» по оси ординат);
- изменению только топологии установленных теплообменников;
- увеличению теплообменной поверхности и изменение топологии теплообменников (область выше точки «Исходная» по оси ординат).

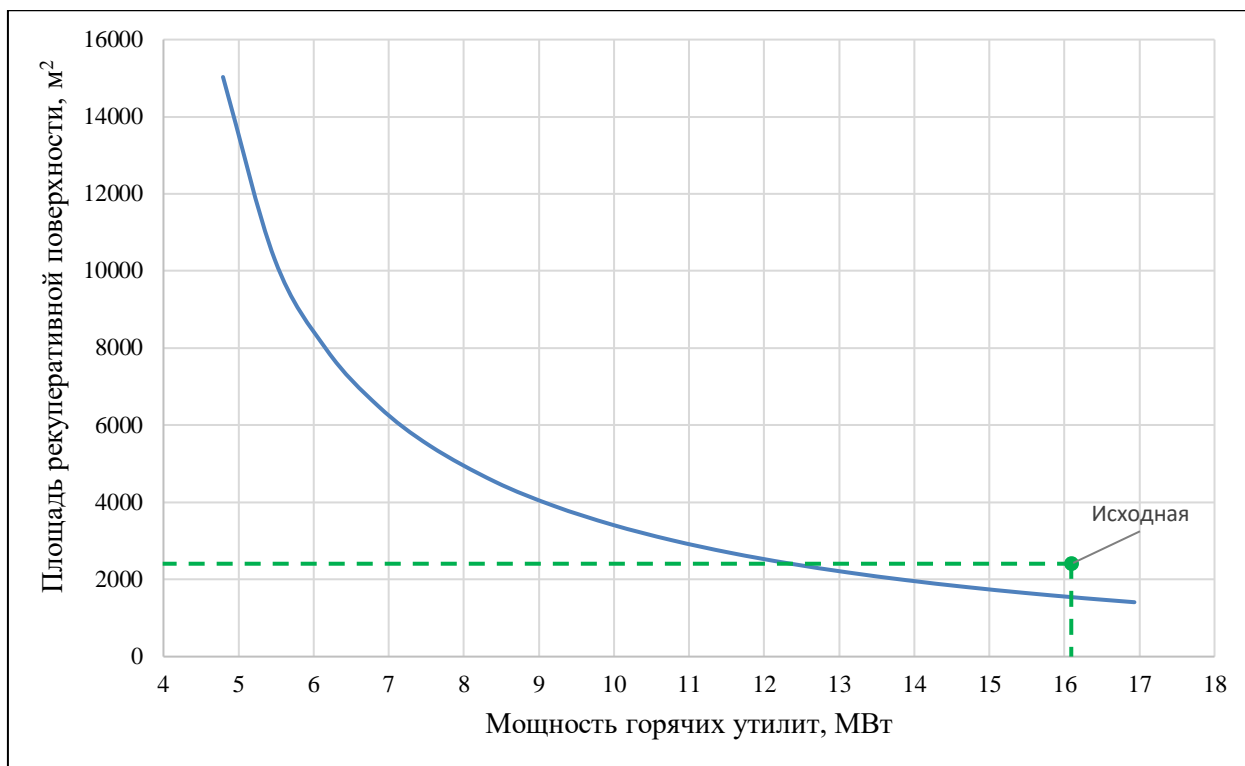


Рисунок 3.4 – Целевая кривая реконструкции

Изменение топологии существующих теплообменников возможно осуществить, но с учетом некоторых ограничений [29]. Например, перемещение теплообменника из области низких температур в область высоких может привести к потере прочности аппарата [45], что повлечет аварийную ситуацию, а это недопустимо. По аналогичной причине нельзя перемещать теплообменники между потоками с низким давлением и потоками с высоким давлением [45].

Модернизация в первой и во второй области, как видно из рисунка 3.4, не повлечет за собой существенного повышения энергоэффективности по сравнению с модернизацией в третьей области.

Таким образом модернизация теплообменной сети рассматриваемой установки осуществляется в области увеличения поверхности без изменения топологии теплообменников.

Для определения оптимальной области модернизации построена зависимость NPV от инвестиций, необходимых для осуществления модернизации (рисунок 3.5).

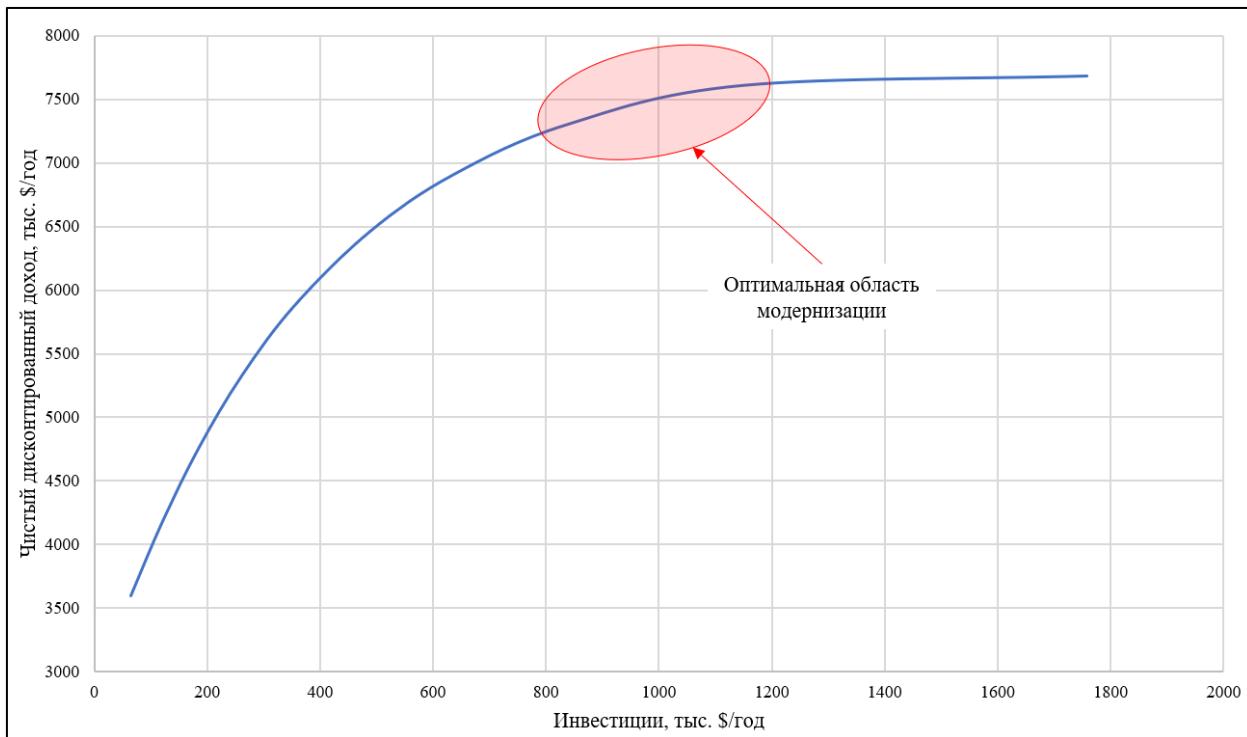


Рисунок 3.5 – Зависимость чистого дисконтированного дохода от инвестиций

Анализируя график, можно сделать вывод о том, что достижение максимального значения NPV является нецелесообразным, т.к. приращение NPV уменьшается при постоянном приращении инвестиций, также высокие значения NPV лежат в области ΔT_{\min} меньше $10\text{ }^{\circ}\text{C}$, что существенно уменьшает эффективность работы используемых кожухотрубных теплообменных аппаратов [46]. Поэтому оптимальная область модернизации находится в области ΔT_{\min} больше $10\text{ }^{\circ}\text{C}$, что соответствует реальному ΔT_{\min} .

3.2 Моделирование установки гидрокрекинга Л-24/8с

В ходе общего анализа паспортных данных аппаратов выявлены технические характеристики рассматриваемых теплообменников (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Технические характеристики теплообменников

Номер теплообменника	Тип теплообменника	Технические характеристики
Е-1	800ТПГ-8,0*-М**/20Г-9-Т-2-У-И по ТУ 3612-023-00220302-01 изм.3	Поверхность теплообмена – 377,6х2 м ² Диаметр – 800 мм Длина трубок – 9000 мм
Е-105/4	530 ТУ-2,5-М4/20-6-Т У2-И по ТУ 26-02-1101-89, изм.5.	Поверхность теплообмена – 95 м ² Диаметр – 530 мм Длина трубок – 6000 мм
Е-105/5	530 ТУ-2,5-М4/20-6-Т У2-И по ТУ 26-02-1101-89, изм.5. Сдвоенный по АТК 24.202.09-90	Поверхность теплообмена – 95х2 м ² Диаметр – 530 мм Длина трубок – 6000 мм
Е-105/1	530 ТУ-2,5-М4/20-6-Т У2-И по ТУ 26-02-1101-89, изм.5.	Поверхность теплообмена – 95 м ² Диаметр – 530 мм Длина трубок – 6000 мм
Е-105/2	530 ТУ-2,5-М4/20-6-Т У2-И по ТУ 26-02-1101-89, изм.5.	Поверхность теплообмена – 95 м ² Диаметр – 530 мм Длина трубок – 6000 мм
Е-105/3	530 ТУ-2,5-М4/20-6-Т У2-И по ТУ 26-02-1101-89, изм.5.	Поверхность теплообмена – 95 м ² Диаметр – 530 мм Длина трубок – 6000 мм
Е-105/6	530 ТУ-2,5-М4/20-6-Т У2-И по ТУ 26-02-1101-89, изм.5.	Поверхность теплообмена – 95 м ² Диаметр – 530 мм Длина трубок – 6000 мм
Е-105/7	530 ТУ-2,5-М4/20-6-Т У2-И по ТУ 26-02-1101-89, изм.5.	Поверхность теплообмена – 95 м ² Диаметр – 530 мм Длина трубок – 6000 мм
Е-105/8	530 ТУ-2,5-М4/20-6-Т У2-И по ТУ 26-02-1101-89, изм.5. Сдвоенный по АТК 24.202.09-90	Поверхность теплообмена – 95х2 м ² Диаметр – 530 мм Длина трубок – 6000 мм

Далее разработана имитационная модель установки для оценки эффективности теплообменников с применением ПО UniSim Design [36]. Для

моделирования выбраны реакторный блок и блок фракционирования продуктов реактора гидрокрекинга (рисунок 3.6).

В реакторный блок модели установки входит смеситель, в котором происходит смешение потоков сырья и водородсодержащего газа (ВСГ), теплообменник, печь, реактор гидрокрекинга, рассматриваемый как «черный ящик», и воздушный холодильник.

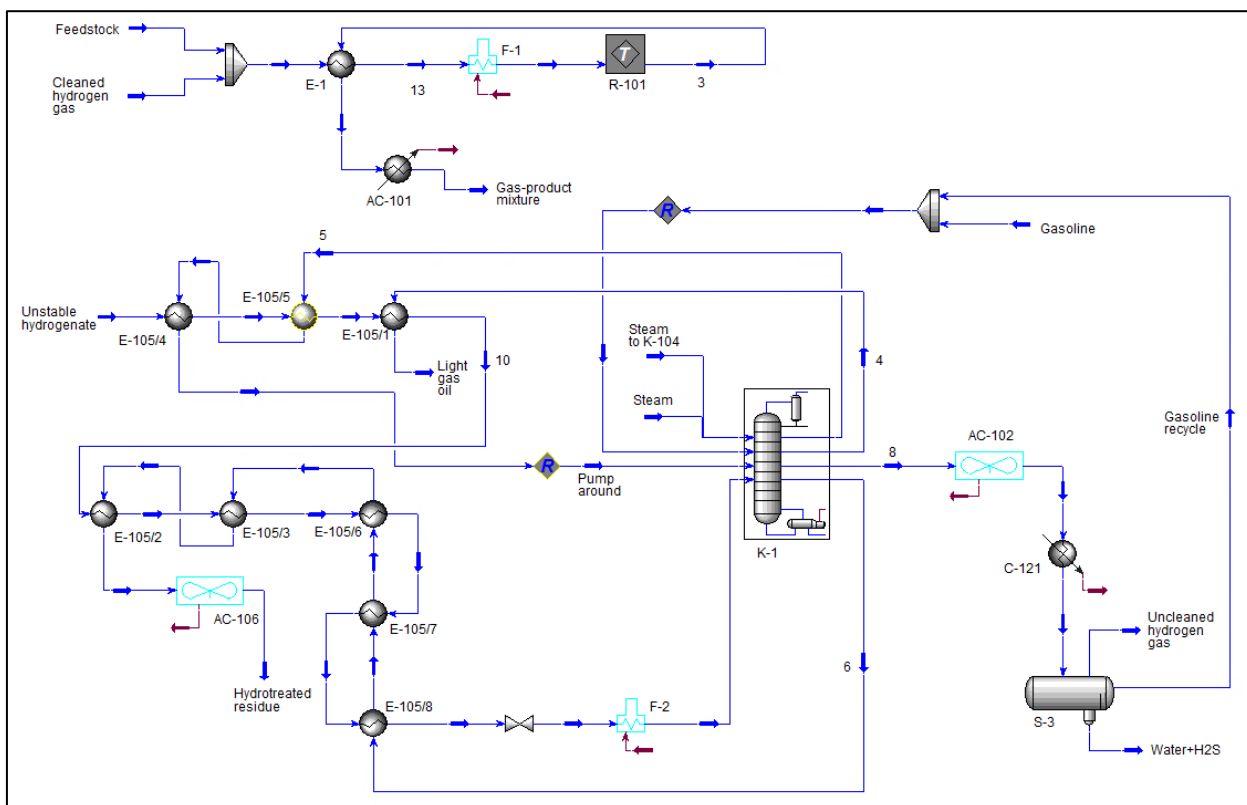


Рисунок 3.6 – Модель установки гидрокрекинга вакуумного газойля

В блок фракционирования входит 8 теплообменников, 2 воздушных холодильника, печь, смеситель, ректификационная колонна сепаратор и кулер. В колонне производится стабилизация гидрогенизата путем удаления растворенных газов, сероводорода, воды и его разгонка на легкий газойль, гидроочищенный кубовый остаток и бензин. В ректификационной колонне предусмотрено циркуляционное орошение для утилизации избыточного тепла.

Моделирование теплообменника E-105/4 начинается с ввода данных, представленных в таблице 3.3. Представленные теплообменники являются горизонтальными кожухотрубными типа ТУ, по классификации ТЕМА данный тип представляется как АЕУ. Аппараты работают в противоточном режиме. На рисунке 3.7 представлены данные технические характеристики для теплообменника в целом.

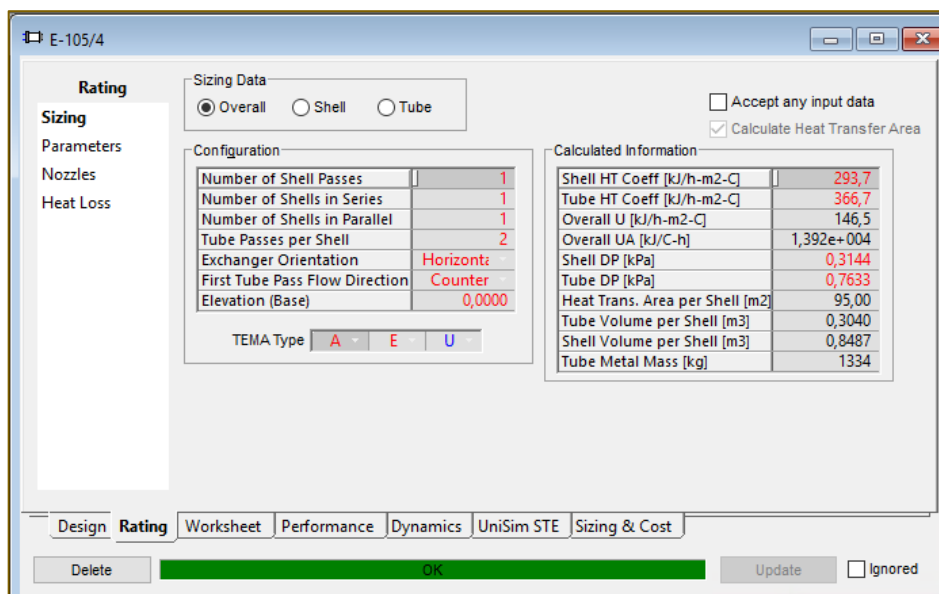


Рисунок 3.7 – Окно ввода технических параметров теплообменника E-105/4

Также заданы данные для трубок, а именно, их диаметр и длина (рисунок 3.8). В таблице 3.3 представлены данные о диаметре обечайки. Исходя из типа теплообменника выбрано расположение труб в трубной решетке по квадрату. Результаты представлены на рисунке 3.5. Количество труб в трубной решетке определяется по формуле 3.2 [47]:

$$N = \frac{A}{l \cdot \pi \cdot d}, \quad (3.2)$$

где N – количество труб, шт.;

A – поверхность теплообменника, м²;

l – длина труб, м;

d – диаметр труб, м.

Шаг между трубками в трубной решетке определяется по формуле 3.3 [47]:

$$t = 1,2 \cdot d + 2, \quad (3.3)$$

где t – шаг между трубками в трубной решетке, м;

d – диаметр труб, м.

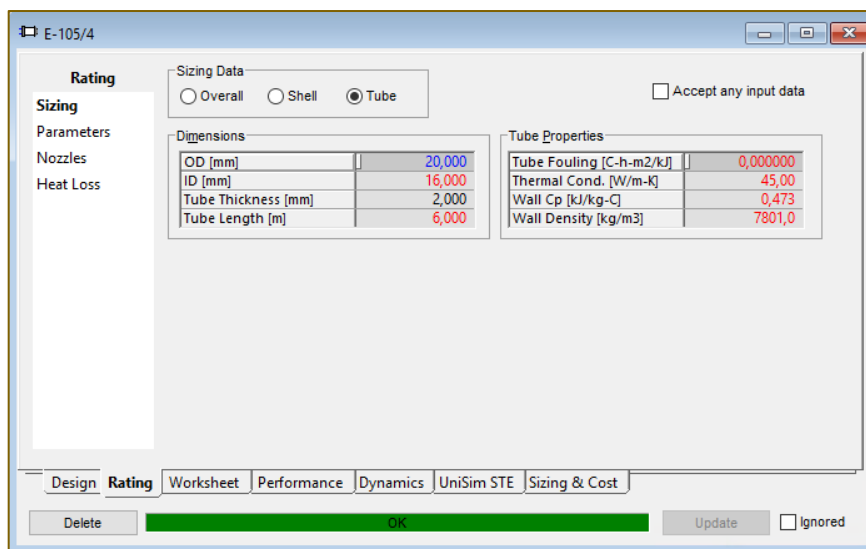


Рисунок 3.8 – Окно ввода технических параметров теплообменника E-105/4

На рисунке 3.9 представлены данные технические характеристики для теплообменника.

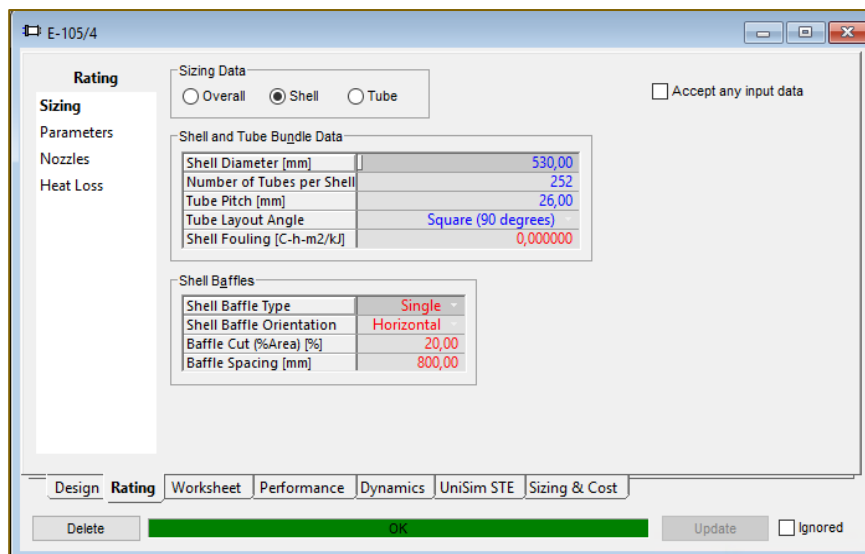


Рисунок 3.9 – Окно ввода технических параметров теплообменника E-105/4

Поверочный расчет производился с помощью модели теплообменника «Steady state rating» (рисунок 3.10), в которой рассчитывается общая передача энергии как сумма переданной энергии в интервалах тепловых кривых.

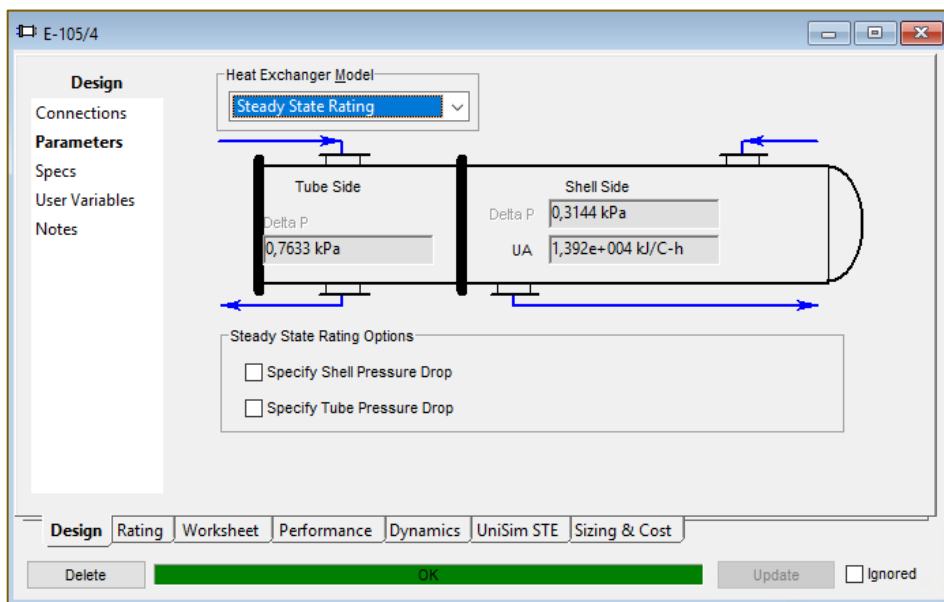


Рисунок 3.10 – Модель расчета теплообменника E-105/4

В ходе данного расчета определяется F_t фактор, как видно из рисунка 3.11, его значение для теплообменника E-105/4 больше 0,75.

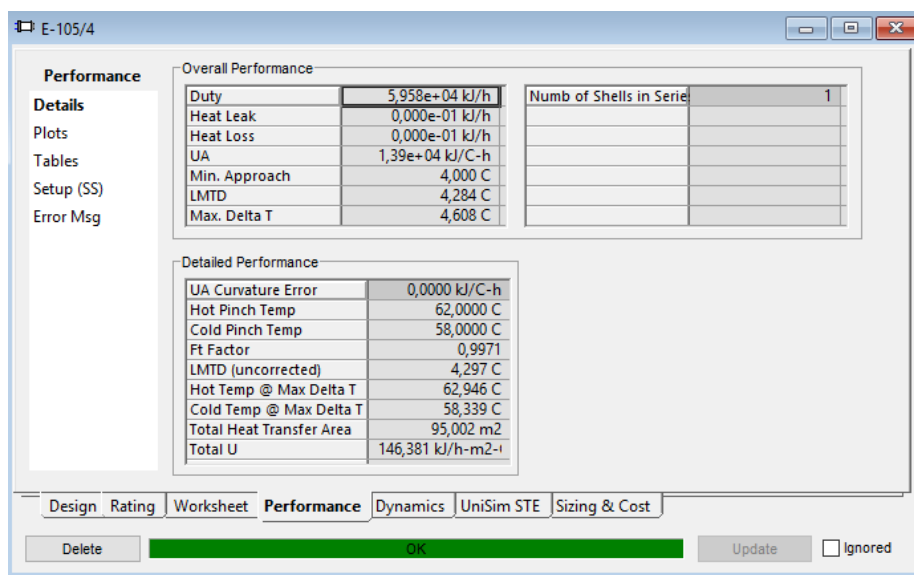


Рисунок 3.11 – Результаты расчета теплообменника E-105/4

Расчет и моделирование остальных теплообменников, представленных в таблице 3.2, проводится аналогичным образом.

Таблица 3.4 – Результаты расчета F_t фактора

Номер теплообменника	F_t фактор
E-1	0,9141
E-105/4	0,9917
E-105/5	0,6817
E-105/1	0,9921
E-105/2	0,9917
E-105/3	0,9895
E-105/6	0,9861
E-105/7	0,9819
E-105/8	0,9027

По результатам моделирования, а именно по полученным значениям F_t фактора (таблица 3.4), можно сделать вывод о том, что все теплообменные аппараты работают эффективно.

3.3 Результаты путей модернизации

В ходе анализа исходной теплообменной сети, представленной на рисунке 3.1, предложены следующие пути ее модернизации (рисунок 3.12):

1. Устранение передачи тепла через пинч в теплообменниках E-103/2, E-105/1, E-105/2, E-105/5.
2. Утилитный путь: F-1 → E-1 → AC-101.
3. Утилитный путь: F-2 → E-105/8, 7, 6, 3, 2 → AC-106.

Устранение передачи тепла через пинч в теплообменниках E-105/1, E-105/5, E-103/2 приведет к увеличению операционных затрат, т.к. их смещение в область ниже или выше пинча приведет к дополнительному использованию горячих или холодных утилит.

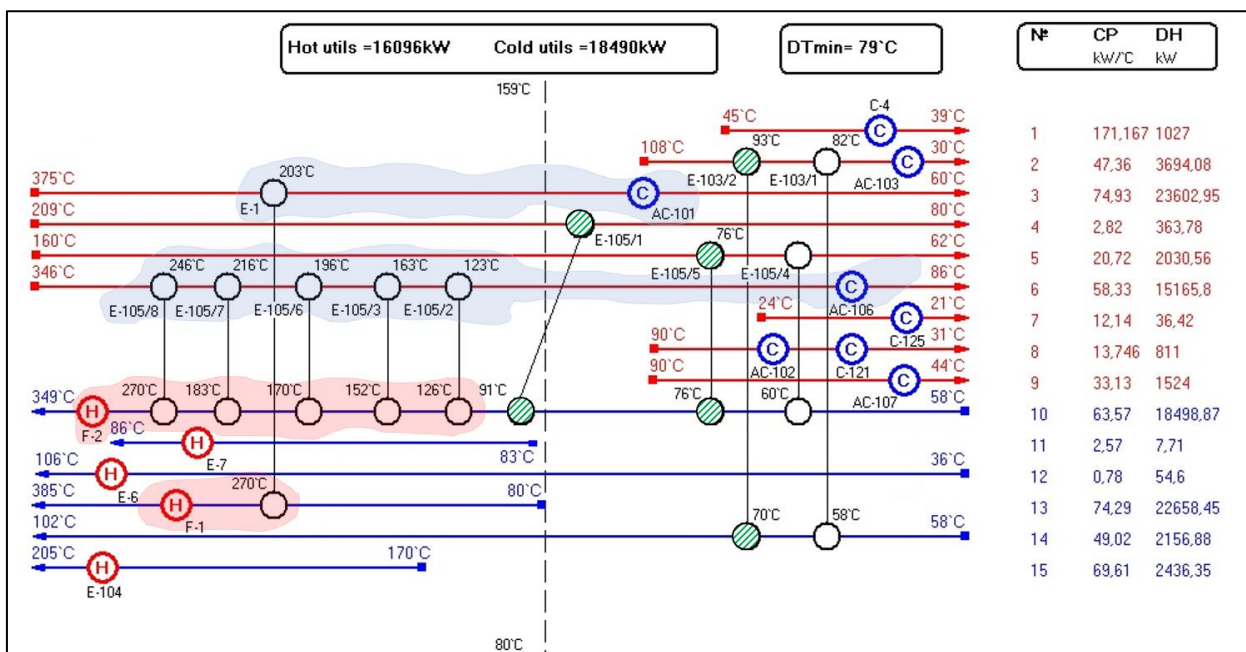


Рисунок 3.12 – Пути модернизации теплообменной сети установки Л-24/8с

3.3.1 Модернизация теплообменной сети «Вариант 1»

Анализируя утилитный путь «F-1 → E-1 → AC-101» видно, что модернизация теплообменника E-1 путем увеличения теплообменной поверхности позволит существенно снизить нагрузки на печи F-1 и воздушном холодильнике AC-101. При помощи моделирования выявлено, что теплообменник E-1 имеет высокий уровень загрязнений (рисунок 3.13).

Очистка теплообменника E-1 позволит снизить нагрузку на печь F-1 и воздушный холодильник AC-101 на 1840 кВт. Увеличение теплообменной поверхности E-1 позволит дополнительно снизить нагрузку на F-1 и AC-101. Однако для этого необходимо изменить компоновку труб печи и воздушного холодильника, чтобы обеспечить приемлемый перепад давления и температурный режим. В соответствии с [33] затраты на изменение компоновки труб примем равными 15000 \$. Также следует отметить, что очистка данного теплообменника в промежутки между остановками на плановый ремонт невозможна, т.к. нет резервного теплообменника, который

может заменить E-1 на период очистки. Поэтому увеличение поверхности E-1 производится за счет добавления новых секций.

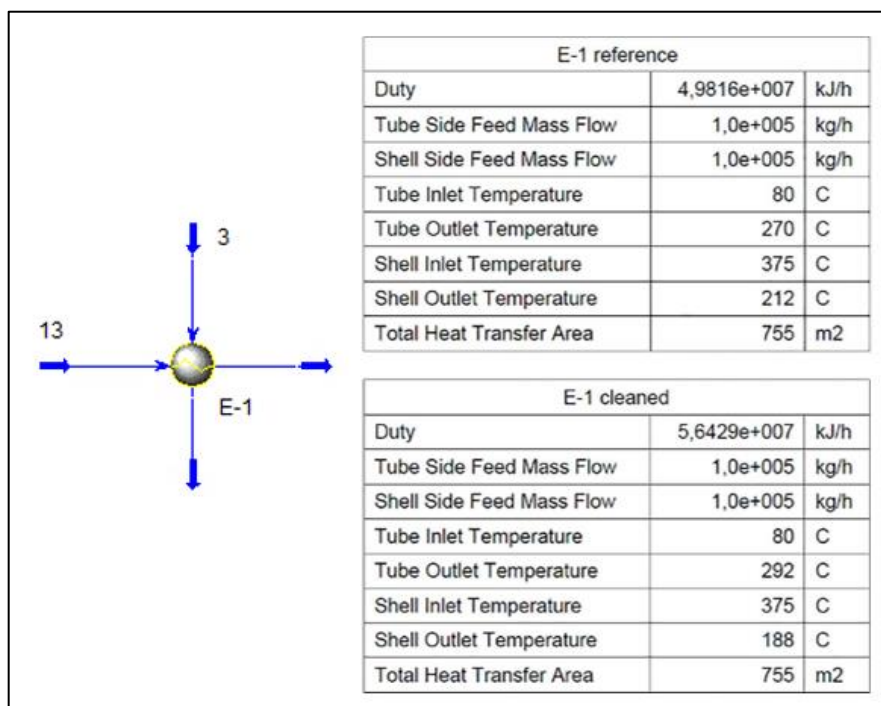


Рисунок 3.13 – Модель теплообменника E-1

Также в ходе моделирования теплообменника E-1 в ПО HTRI было выявлено, что обечайка с диаметром 800 мм способна вместить 1600 трубок. Результаты анализа увеличения теплообменной поверхности E-1 приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Технические параметры модернизации теплообменника E-1

Доп. поверхность теплообмена, м ²	Количество доп. секций	Перепад давления, кПа	Мощность нагнетания, кВт	Экономия утилит, кВт
580	1	44	6	2162
1026	2	114	16	3217
1472	3	185	25	3913
1916	4	257	35	4406
2362	5	329	44	4776
2807	6	402	54	5060
3252	7	476	63	5291
3698	8	551	73	5479

Анализируя данные, представленные в таблице 3.5, видно, что при неизменном приращении теплообменной поверхности приращение экономии утилит снижается. Это связано со снижением движущей силы теплообмена между потоками № 3, 13. Ее дальнейшее уменьшение приводит к существенному увеличению капитальных затрат. С другой стороны, увеличение теплообменной поверхности ограничено унификацией корпусов дополнительных секций теплообменника E-1, ограниченностью пространства рабочей площадки, а также минимизацией перепада давления. Затраты электроэнергии на дополнительное нагнетание давления потока № 13 компенсируются экономией затрат на импорт электроэнергии для воздушного холодильника AC-101. Выбор максимальной поверхности теплообменника E-1 также обусловлен максимальным значением NPV, как видно из таблицы 3.6.

Таблица 3.6 – Экономические показатели модернизации теплообменника E-1

Доп. поверхность теплообмена, м ²	Инвестиции, \$	Затраты на нагнетание компрессора, \$	Экономия операционных затрат, \$	NPV, \$
580	130990	1944	436724	1817187
1026	213110	5184	649834	2682938
1472	292367	8100	790426	3235541
1916	369431	11340	890012	3609206
2362	445391	14256	964752	3876584
2807	520088	17496	1022120	4067543
3252	593864	20412	1068782	4213776
3698	666999	23652	1106758	4321099

Секционирование теплообменника E-1 позволит улучшить его режим работы с точки зрения графика очистки. Это приведет к уменьшению экономических потерь, связанных с загрязнением оборудования.

Исходя из результатов моделирования можно сделать вывод, что поверхность теплообменника E-103/1 используется неэффективно.

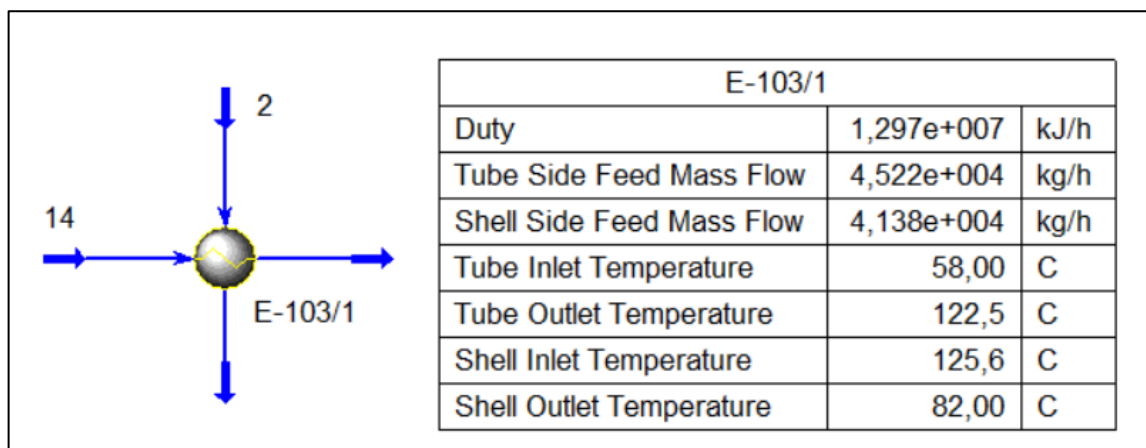


Рисунок 3.14 – Модель теплообменника E-103/1

Как видно из рисунка 3.14, очистка данного теплообменника от загрязнений позволяет обеспечить передачу тепла равную 3603 кВт, что в свою очередь позволяет передать всю нагрузку потока № 14 потоку № 2. Это приводит к снижению нагрузки на холодильнике AC-103 на 926 кВт по сравнению с исходным значением. Таким образом теплообменник E-103/2 может быть перемещен на другие потоки.

Разместим теплообменник E-103/2 на утилитном пути «F-2 → E-105/8, 7, 6, 3, 2 → AC-106». Это позволяет снизить нагрузки на печь F-2 и воздушный холодильник AC-106 на 1304 кВт (рисунок 3.15).

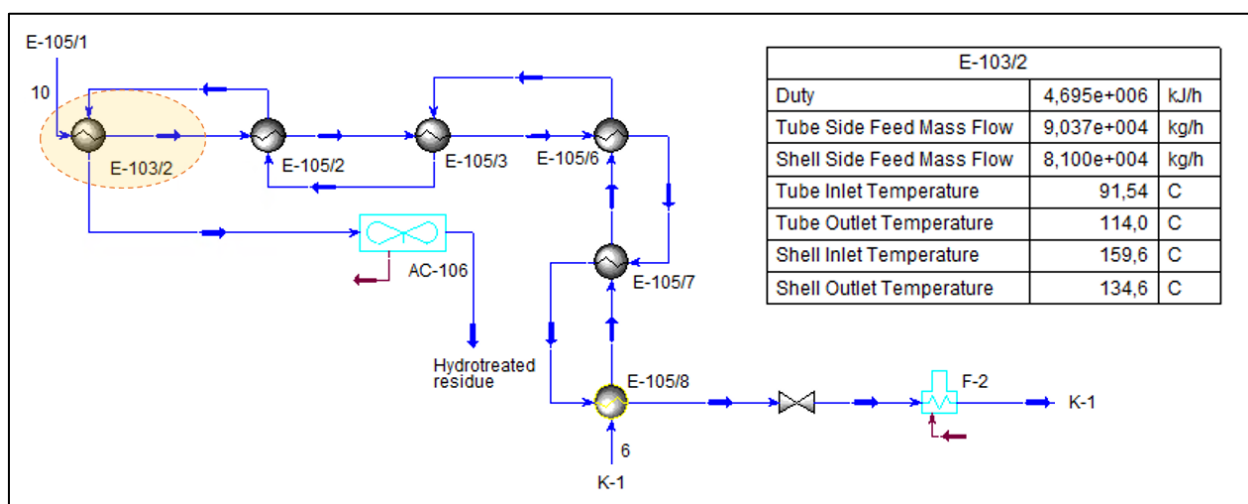


Рисунок 3.15 – Технологические параметры теплообменника E-103/2 на потоках № 6, 10

Однако учитывая ограничения по расчетным значениям температуры и давления, максимальная нагрузка на рассматриваемом теплообменнике равняется 1207,8 кВт. Также исходя из данных ограничений определено движение теплоносителей: по трубному пространству – поток № 10, по межтрубному пространству – поток № 6.

На основе предложенного варианта модернизации была составлена сеточная диаграмма (рисунок 3.16).

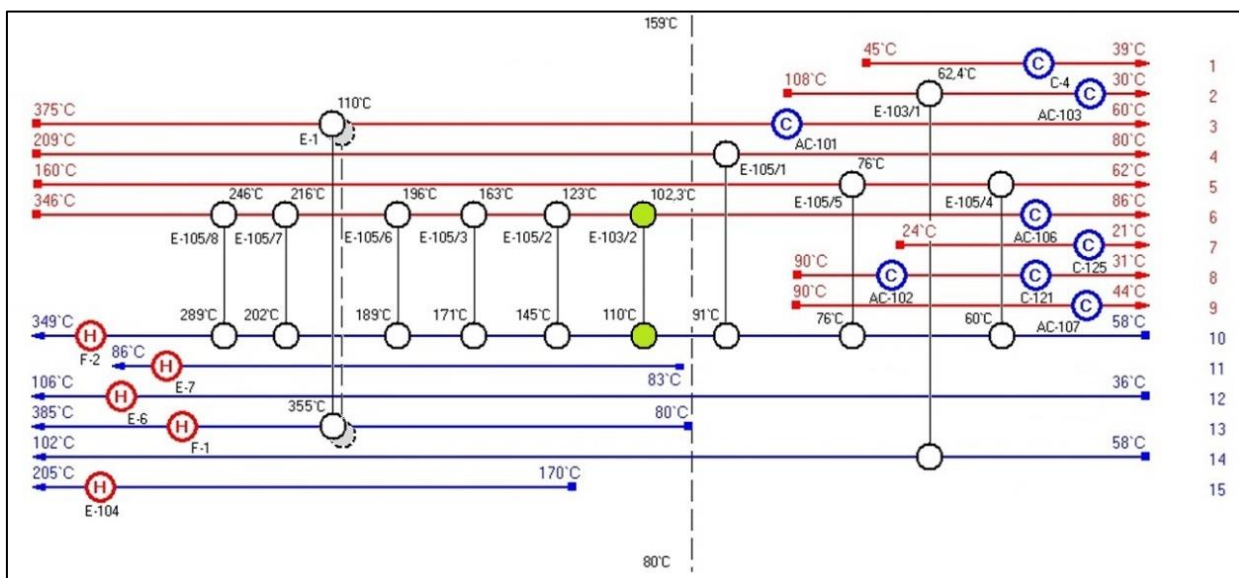


Рисунок 3.16 – Модернизированная теплообменная сеть «Вариант 1»

Произведен экономический расчет предлагаемого варианта модернизации установки гидрокрекинга Л-24/8с (таблица 3.7) с учетом того, что работа модернизированного теплообменника E-103/2 начнется сразу после плановой остановки, а работа модернизированного теплообменника E-1 – через год после закупки и монтажа новых секций.

Таблица 3.7 – Экономические показатели модернизации «Вариант 1»

Инвестиции, \$	Экономия утилит, \$	Экономия э/э, \$	IRR, %	NPV, \$	DPP, год
691999	1835067	72333	198	7770126	0,48

На рисунке 3.17 представлена принципиальная технологическая схема с учетом модернизированной теплообменной сети.

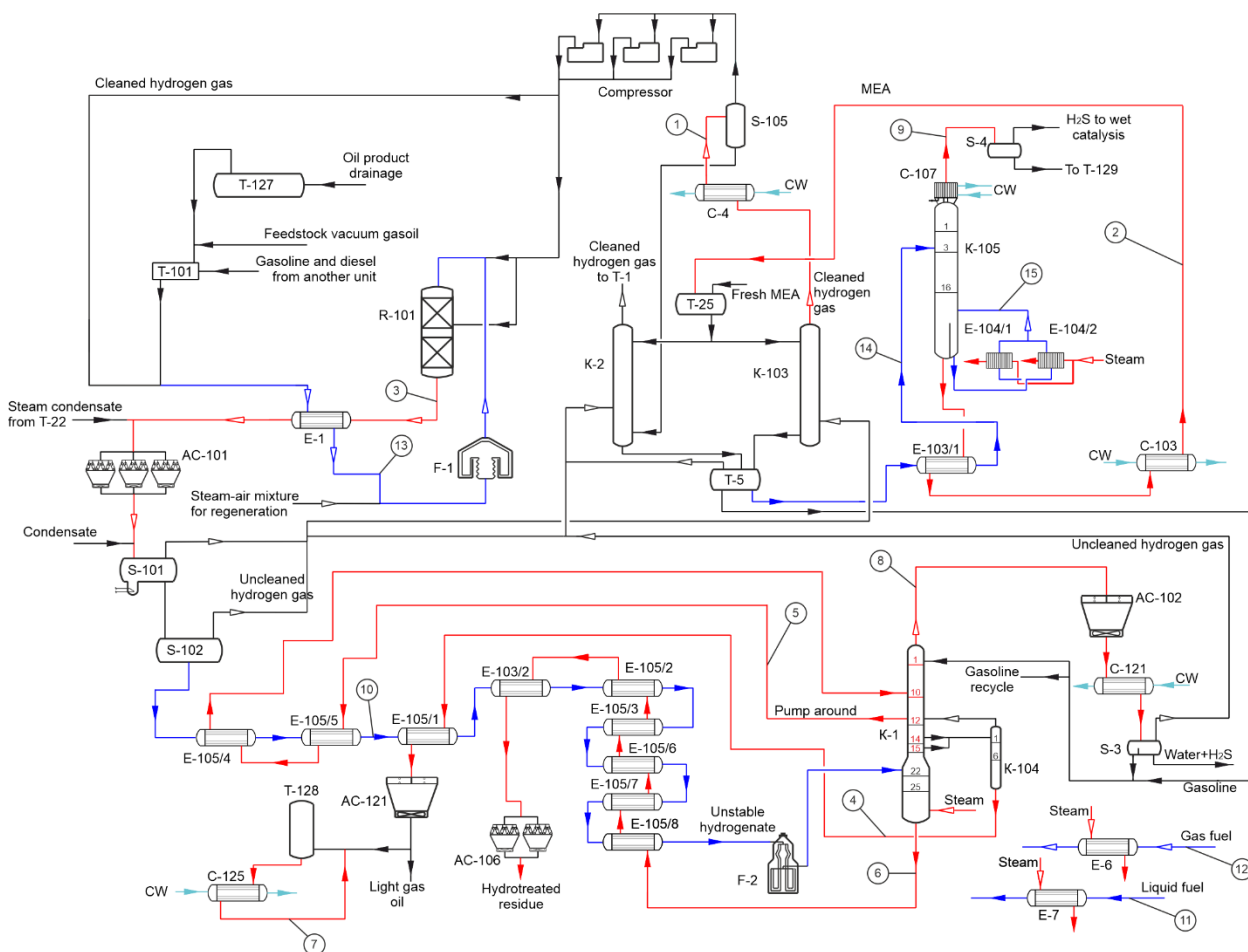


Рисунок 3.17 – Принципиальная технологическая схема установки Л-24/8с с учетом модернизации «Вариант 1»

3.3.2 Модернизация теплообменной сети «Вариант 2»

Потоки № 2, 14 имеют агрессивную среду (в составе содержится H_2S), поэтому теплообменники, в которых теплоносителями являются рассматриваемые потоки, подвержены быстрому износу и частым поломкам. Однако наличие на данных потоках 2 или более теплообменников позволяет проводить очистку или ремонт одного из них без остановки производства. В случае если содержание H_2S достаточно большое перестановка E-103/2 становится нецелесообразной. Поэтому для повышения энергоэффективности

установки необходимо использовать новый теплообменник на исследуемом утилитном пути.

Анализируя диаграмму (рисунок 3.12), выявлено, что установка нового теплообменника на утилитном пути «F-2 → E-105/8, 7, 6, 3, 2 → AC-106» позволяет снизить энергопотребление печи F-2 и воздушного холодильника AC-106. Величина нагрузки нового теплообменника E-2 лимитируется реальной ΔT_{\min} – при интеграции нового теплообменника ΔT_{\min} на E-105/8, 7, 6, 3, 2 должна быть равной не менее 13 °С. С учетом данного ограничения максимальная нагрузка на новом теплообменнике составляет 1293 кВт.

Используя ПО HTRI, выбрана конфигурация теплообменника E-2 с учетом максимально возможной нагрузки. В таблице 3.8 приведены результаты моделирования теплообменника E-2.

Таблица 3.8 – Технические параметры теплообменника E-2

Поверхность, м ²	Количество труб, шт	Диаметр, мм	Длина, мм	Нагрузка, кВт	Гидравлическое сопротивление, кПа
33	136	457x9	4085	1293	85

Модернизация теплообменника E-1 на утилитном пути «F-1 → E-1 → AC-101» аналогична варианту модернизации, предложенному в разделе 3.3.1.

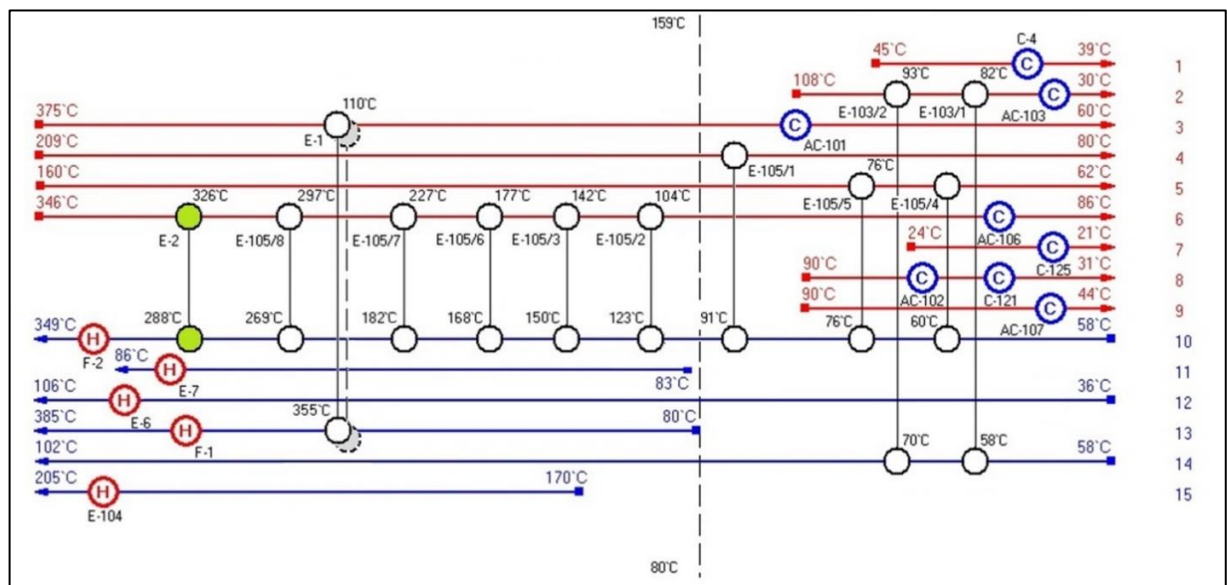


Рисунок 3.18 – Модернизированная теплообменная сеть «Вариант 2»

На основе предложенного варианта модернизации была составлена новая сеточная диаграмма (рисунок 3.18). Произведен экономический расчет предлагаемого варианта модернизации установки гидрокрекинга Л-24/8с (таблица 3.9).

Таблица 3.9 – Экономические показатели модернизации «Вариант 2»

Инвестиции, \$	Экономия утилит, \$	Экономия э/э, \$	IRR, %	NPV, \$	DPP, год
699589	1813820	46785,6	175	7488460	0,57

На рисунке 3.19 представлена принципиальная технологическая схема с учетом модернизированной теплообменной сети.

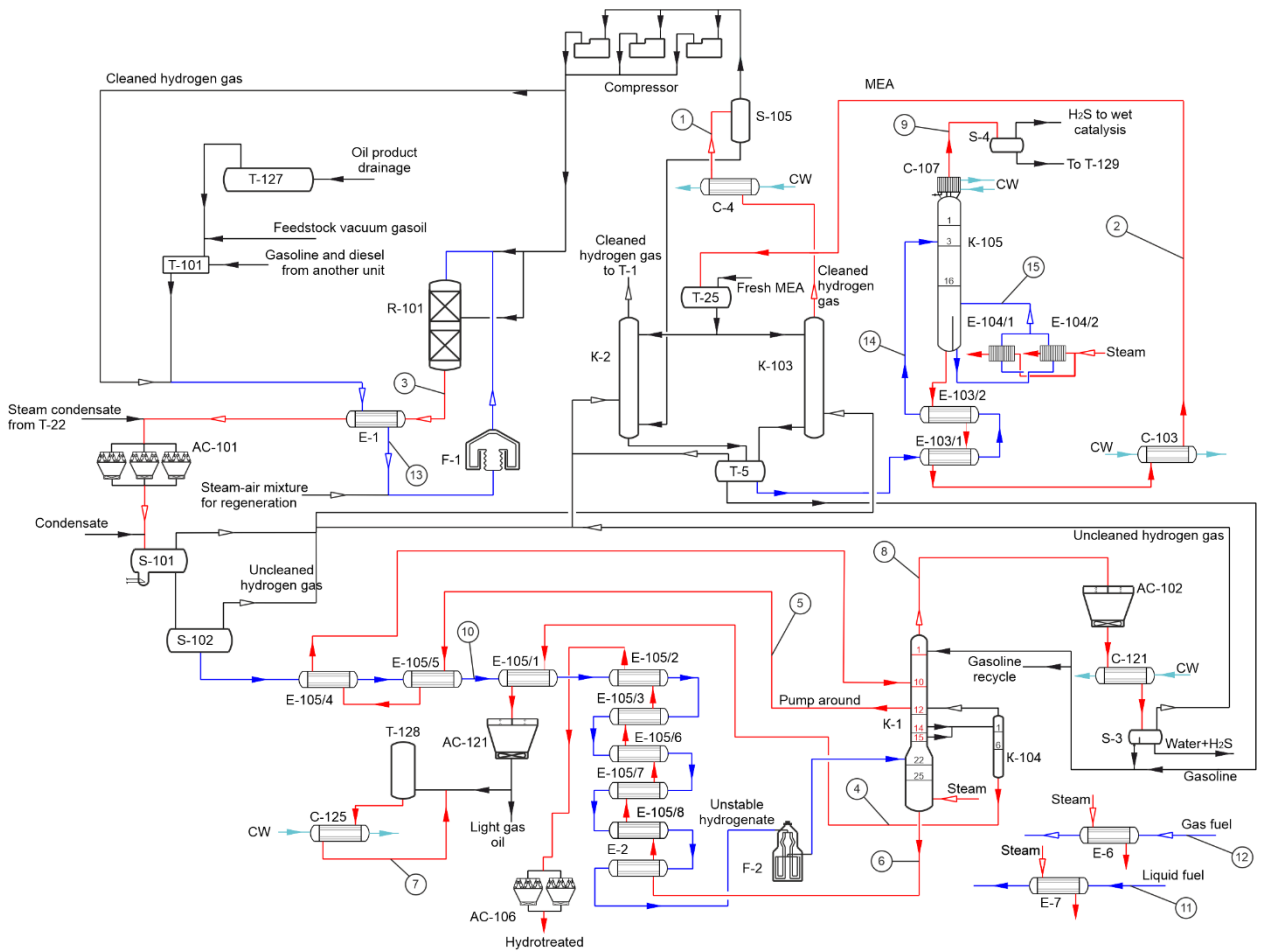


Рисунок 3.19 – Принципиальная технологическая схема установки Л-24/8с с учетом модернизации «Вариант 2»

3.4 Сравнение вариантов модернизации

В ходе анализа установки Л-24/8с было предложено 2 варианта модернизации теплообменной сети. Основным преимуществом модернизации «Вариант 1» является возможность частичной модернизации установки с первого года принятия проекта. Это связано с тем, что теплообменник Е-103/2 возможно переместить на предлагаемые потоки во время ближайшего планового ремонта. Основным преимуществом модернизации «Вариант 2» является возможность очистки теплообменников Е-103/1, 2 в период между остановками на плановый ремонт. Это особенно важно, т.к. данные теплообменники установлены на потоках с повышенной коррозионной активностью (высокая концентрация H_2S).

В таблице 3.10 приведены экономические и экологические показатели предлагаемых вариантов модернизации теплообменной сети.

Таблица 3.10 – Характеристики вариантов модернизации теплообменной сети

Модернизация	Инвестиции, \$	IRR, %	NPV, \$	DPP, год	Энерго-сбережение, %	Снижение выбросов CO_2 , т/год
«Вариант 1»	691999	198	7770126	0,48	53	19203
«Вариант 2»	699589	175	7488460	0,57	53,5	19088

Как видно из таблицы 3.10, предлагаемые варианты модернизации экономически целесообразны, т.к. показатели IRR выше 100%. Модернизация «Вариант 1» позволяет получить большую выгоду по сравнению с модернизацией «Вариант 2», однако данная разница не превышает 4 %. Также видно, что модернизация «Вариант 1» снижает выбросы CO_2 на 116 т/год больше по сравнению с модернизацией «Вариант 2».

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела является проектирование и создание конкурентоспособных разработок и технологий, отвечающих предъявляемым требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- оценка коммерческого потенциала разработки.
- планирование научно-исследовательской работы;
- расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель научной исследовательской работы (НИР) – модернизация теплообменной сети установки гидрокрекинга.

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

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Для оценки сильных и слабых сторон проведем сравнение объекта исследования с другими технологиями с помощью оценочной карты (таблица 4.1). Сравним модернизированную теплообменную сеть установки (индекс «мод») с модернизированным реакторным блоком (индекс «к1») и с модернизированным блоком фракционирования (индекс «к2»).

В таблице 4.1 показано сравнение различных технологий и разработки данного НИ с точки зрения технических и экономических критериев оценки эффективности.

Таблица 4.1 – Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _{мод}	Б _{к1}	Б _{к2}	К _{мод}	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Актуальность исследования	0,1	5	1	3	0,5	0,1	0,3
2. Эффективность работы	0,2	5	4	4	1	0,8	0,8
3. Энергоэкономичность	0,15	4	5	5	0,6	0,75	0,75
4. Безопасность	0,15	5	4	5	0,75	0,60	0,75
5. Удобство эксплуатации	0,1	5	3	5	0,5	0,3	0,5
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность	0,12	4	5	4	0,48	0,6	0,48
2. Цена	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
3. Срок выхода на рынок	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
Итого	1	38	30	35	4,73	3,07	4,35

Расчет конкурентоспособности определяется по формуле 4.1:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (4.1)$$

где K – конкурентоспособность проекта; B_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл показателя.

Проведенный анализ конкурентных технических решений показал, что модернизация теплообменной сети установки гидрокрекинга является наиболее эффективным и перспективным способом, имеет конкурентоспособность.

4.1.2 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта, в данной работе проведен SWOT-анализ с детальной оценкой сильных и слабых сторон исследовательского проекта, а также его возможностей и угроз. Результаты анализа представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны НИР: С1. Снижение вредных выбросов в окружающую среду С2. Использование существующего оборудования С3. Использование термодинамических методов модернизации С4. Энергоэффективность и экономичность технологии</p>	<p>Слабые стороны НИР: Сл1. Повышенная металлоемкость теплообменного оборудования Сл2. Переобвязка теплообменного оборудования Сл3. Динамика цен на энергоносители</p>
<p>Возможности: В1. Использование при проектировании нового завода В2. Использование при модернизации аналогичных установок В3. Выход продукции предприятия на новый рынок</p>	<p>За счет повышения энергоэффективности установки снижается себестоимость продукта, что в свою очередь способствует выходу на новый рынок. Разработанная теплообменная сеть позволяет снизить выбросы вредных веществ на аналогичных установках.</p>	<p>Повышение эффективности существующих теплообменников предотвращает повышение металлоемкости и устраняет необходимость переобвязки оборудования. Применение прогнозной экономической модели позволяет выбрать наиболее устойчивую топологию теплообменной сети.</p>
<p>Угрозы: У1. Изменение технологических параметров процесса У2. Невозможность импорта оборудования из-за санкционной политики У3. Неправильная экстракция исходных данных</p>	<p>Термодинамические методы анализа позволяют выявить ошибку в экстракции исходных данных. Повышение эффективности существующего теплообменного оборудования позволяет отказаться от импорта нового.</p>	<p>Использование квалифицированного персонала для экстракции исходных данных. Разработка теплообменной сети с минимальным количеством переобвязок. Использование теплообменного оборудования с развитой поверхностью.</p>

На основе SWOT-анализа были показаны проблемы, стоящие перед данным исследованием установки. Для проекта по модернизации теплообменной сети установки гидрокрекинга характерен баланс сильных и слабых сторон, а также возможностей и угроз, что говорит о том, что разработанная теплообменная сеть находится в достаточно стабильных условиях.

4.1.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации. Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта (таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Оценка степени готовности проекта к коммерциализации

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

Продолжение таблицы 4.3

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	4	4
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	4
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	4	4
15	Проработан механизм реализации научного проекта	5	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	61	57

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

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i \quad (4.2)$$

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

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ по обоим направлениям попало в интервал от 59 до 45, следовательно, данная разработка считается перспективной. Уровень имеющихся знаний у разработчика выше среднего.

4.1.4 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

Наиболее эффективным методом коммерциализации для данной разработки является инжиниринг. Имеется предприятие по производству легкого газойля и сырья для каталитического крекинга, заинтересованные в повышении эффективности установки.

Исследования проводятся на основе данных, взятых непосредственно с предприятия. Владелец предприятия и работники, выполняющие

исследования, заранее договариваются о предоставлении последними услуг по повышению эффективности процесса, а производитель в свою очередь предоставляет данные для НТИ.

4.2 Инициация проекта

Целью данной НИР является повышение энергоэффективности установки гидрокрекинга. Информация по заинтересованным сторонам проекта представлена в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
НИ ТПУ	Сотрудничество, развитие партнёрских отношений для достижения общих экономических и стратегических целей
Мозырский НПЗ, Киришинефтеоргсинтез	Модернизация теплообменной сети для повышения энерго- и ресурсоэффективности установки гидрокрекинга

В таблице 4.5 представлена иерархия целей проекта и критерии достижения целей.

Таблица 4.5 – Цели и результат проекта

Цели проекта:	Повышение энергоэффективности в процессе гидрокрекинга нефтепродуктов
Ожидаемые результаты проекта:	Разработка модернизированной теплообменной сети установки легкого гидрокрекинга
Критерии приемки результата проекта:	Экономические и технические показатели проекта, установленные заказчиком
Требования к результату проекта:	Требование:
	Проведение анализа установки гидрокрекинга
	Определение «узких» мест в теплообменной сети
	Модернизация теплообменной сети

4.3 Планирование научно-исследовательских работ

4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований сформирована рабочая группа, в состав которой входят: магистрант, в качестве инженера проекта, и научный руководитель. Составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования и проведено распределение исполнителей по видам работ (таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Инженер
Выбор направления исследований	3	Обзор современных методов исследований по выбранному направлению	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, инженер
Теоретическое обоснование и проведение экспериментальных исследований	5	Теоретическое обоснование и выбор методов исследований	Руководитель, инженер
	6	Исследование объекта и проведение модернизации	Инженер
	7	Анализ модернизированной теплообменной сети установки	Инженер
Обобщение полученных результатов, выводы по проделанной работе	8	Оценка эффективности проведенных исследований	Руководитель
	9	Определение целесообразности проведения НИР	Инженер
<i>Проведение НИР</i>			
Разработка технической документации и проектирование	10	Разработка теплообменной сети установки	Инженер
	11	Оценка эффективности	Инженер
	12	Сбор информации по охране труда	Инженер

Продолжение таблицы 4.6

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технической документации и проектирование	13	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Инженер
Оформление отчета по НИР	14	Составление пояснительной записки	Руководитель, инженер
	15	Сдача работы на рецензию	Инженер
	16	Предзащита	Инженер, руководитель
	17	Подготовка к защите дипломной работы	Инженер
	18	Защита дипломной работы	Инженер, руководитель

4.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5} \quad (4.3)$$

где $t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i – ой работы, чел. – дн.;

$t_{min\ i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i – ой работы, чел. – дн.;

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ож i}}{Ч_i} \quad (4.4)$$

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

$t_{ож i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел. – дн;

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

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (4.5):

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (4.5)$$

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

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

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} \quad (4.6)$$

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

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

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

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Временные показатели проведения научного исследования

№ работы	Трудоемкость работы			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож i}$, чел-дни			
1	1	1	1	Руков.,инженер	1	1
2	14	16	15	Инженер	15	20
3	5	7	6	Инженер	6	8
4	18	21	20	Руков.,инженер	10	13
5	10	14	12	Инженер	12	16
6	12	14	13	Руков.,инженер	7	9
7	7	10	8	Инженер	8	10
8	7	10	8	Руков.,инженер	4	5

Продолжение таблицы 4.7

№ работы	Трудоемкость работы			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож}$, чел-дни			
9	22	25	23	Инженер	23	30
Итого:	96	118	106		86	112
	38	46	42	Руков.	22	28
	96	118	106	Инженер	86	112

На основании таблицы 4.7 составляем календарный план-график, который наглядно показывает продолжительность работы исполнителей. План-график представлен в таблице Б.1 (Приложение Б).

4.4 Бюджет научно-технического исследования

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

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

4.4.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Материальные затраты включают стоимость всех используемых в ходе работы материалов.

Материальные затраты по теме работы приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, руб.
Бумага	листов	100	1,5	180
Чернила для принтера	мл	100	1,1	132
Тетрадь	шт.	2	15	36
Ручка	шт.	3	75	270
Карандаш	шт.	2	35	84
Итого				702

В рамках магистерской диссертации НИ ТПУ предоставляет материал для исследования.

Итоговая цена материальных затрат на исследование составила 702 руб.

4.4.2 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Норма амортизации рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n} \quad (4.7)$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot t \quad (4.8)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

t – время использования, мес.

Таблица 4.9 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования, лет	Время использования, мес.	H_A , %	Цена оборудования, руб.	Амортизация
1	Компьютер	2	5	3	20	150000	7500
2	Microsoft Office	1	1	3,5	100	30000	8750
3	MathCad	1	1	0,5	100	45720	1905
4	UniSim Design	1	1	1	100	100000	8333
Итого:						26488 руб.	

4.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья заработной платы исполнителей темы включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИТ, (включая премии и доплаты) и дополнительную заработную плату. Также включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада:

$$Z_{зп} = Z_{осн} \cdot Z_{доп} \quad (4.9)$$

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

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

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

$$Z_{зп} = Z_{дн} \cdot T_p \quad (4.10)$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} \quad (4.11)$$

где $Z_{\text{м}}$ – 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.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot k_p \quad (4.12)$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по окладу, руб.;

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

Таблица 4.10 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	44	48
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	56	28
- невыходы по болезни	2	2
Действительный годовой фонд рабочего времени	249	273

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 4.11. Основная заработная плата руководителя (преподавателя ТПУ) с учетом должности доцента и степени кандидата технических наук, и заработная плата инженера в роли студента без районного коэффициента, руб.

Таблица 4.11 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители	З _б , руб.	к _р	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	Т _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	36300	1,3	47190	1970,99	10	19709,9
Инженер	28000	1,3	36400	1493,37	76	113496,1
Итого						133203,0

4.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы проводится по надлежащей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}} \quad (4.13)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы принимаем 0,12 из диапазона 0,12 – 0,15;

$Z_{\text{доп}}$ руководителя: 2365,19 руб.;

$Z_{\text{доп}}$ инженера: 13619,53 руб.

В сумме $Z_{\text{доп}} = 15984,72$ руб.

В итоге заработная плата работников рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} \quad (4.14)$$

для руководителя: 22075,09 руб.;

для инженера: 127115,63 руб.

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

Величина данных отчислений определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (4.15)$$

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

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 4.12.

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование графических материалов, оплата услуг связи, электроэнергии, транспортные расходы и т.д.

Таблица 4.12 – Отчисления во внебюджетные фонды

Участник	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	19709,9	2365,19
Инженер-дипломник	113496,1	13619,53
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды, %	30,2	
Итого, руб.	Руководитель: 6666,68; инженер: 38388,92	
В сумме	45055,60	

Величина накладных расходов определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей 1 – 5}) \cdot k_{\text{нр}} \quad (4.16)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов $k_{\text{нр}}$ допускается взять в размере 16 %.

4.4.5 Бюджетная стоимость НИР

Рассчитанная сумма затрат – нижний предел стоимости реализации проекта. Затраты по статьям и итоговая сумма приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Затраты на научно-исследовательский проект

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты НТИ	702,00	Таблица 4.8
2. Затраты на специальное оборудование для научных работ (амортизация)	26488,00	Таблица 4.9

Продолжение таблицы 4.13

3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	133203,0	Таблица 4.11
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	15984,72	-
5. Отчисления во внебюджетные фонды	45055,60	Таблица 4.12
6. Накладные расходы	35429,33	16 % от суммы ст. 1-5
7. Бюджетные затраты НТИ	256862,65	Сумма ст. 1- 6

4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой 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:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (4.17)$$

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).

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

$$I_{\text{pi}} = \sum a_i \cdot b_i \quad (4.18)$$

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

a_i – весовой коэффициент i-го варианта исполнения разработки;

b_i - бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

$$I_{p-исп1} = 0,1 \cdot 4 + 0,3 \cdot 4,5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 = 4,75$$

$$I_{p-исп2} = 0,1 \cdot 4 + 0,3 \cdot 5 + 0,3 \cdot 4,5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4,45$$

Таблица 4.14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Вар. 1	Вар. 2
1. Способствует росту производительности труда	0,1	4	4
2. Энергосбережение	0,3	4,5	5
3. Снижение импорта электроэнергии	0,3	5	4,5
4. Срок окупаемости проекта	0,15	5	4
5. Снижение вредных выбросов в атмосферу	0,15	5	4
ИТОГО	1	4,75	4,45

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

$$I_{испi} = \frac{I_{p-испi}}{I_{финр.i}} \quad (4.19)$$

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

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} \quad (4.20)$$

Таблица 4.15 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Вар. 1	Вар. 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,99	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,75	4,45
3	Интегральный показатель эффективности	4,80	4,45
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,93

В ходе выполнения данного раздела были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным была выбрана модернизация «Вариант 1».

В данном разделе был произведен анализ сильных и слабых сторон модернизированной теплообменной сети установки гидрокрекинга, выявление возможностей и опасностей для ее реализации, оценена конкурентоспособность разработки. Также проведена сравнительная оценка характеристик различных аналогов, в ходе которой выявлено, что данная модернизация наиболее оптимальна. В результате выполненного анализа, можно сделать вывод, что результаты НИР будут востребованы в промышленности.

5 Социальная ответственность

Объектом исследования в данной выпускной квалификационной работе является теплообменная сеть установки гидрокрекинга Л-24/8с.

На разрабатываемой рабочей площадке будет располагаться следующее оборудование: реактора, ректификационная колонна, насосы и теплообменники. Данное оборудование и его эксплуатация создает опасные и вредные факторы. При работе с представленным оборудованием необходимо строго соблюдать технику безопасности, а также должны применяться всевозможные меры для обеспечения безопасных условий труда для рабочего персонала.

Данный раздел выпускной квалификационной работы предусматривает анализ условий труда, выявление вредных и опасных факторов, определение порядка проведения мероприятий по технике безопасности, мероприятия по противопожарной профилактике на рабочем месте сотрудников предприятия.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с [48] исследуемая теплообменная сеть относится к категории опасных производственных объектов по следующим пунктам:

- получение, переработка легковоспламеняющихся и горючих жидкостей;
- использование оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа, применение температуры среды свыше 360 °С.

Данная категория разбита на подкатегории, позволяющие учесть степень воздействия и предусмотреть льготы, позволяющие компенсировать причиненный вред. В частности, на законодательном уровне установлены следующие льготы [48]: дополнительный отпуск; сокращенная норма часов труда в неделю; доплата в процентном соотношении к окладу либо часовой

ставке; проведение медицинских обследований; досрочный выход на пенсию; выдача специального питания; страхование от несчастных случаев; запрет на совместительство должностей.

Организация рабочей зоны представляет собой материальную основу, обеспечивающую эффективное использование оборудования и рабочей силы. Главной ее целью является обеспечение высококачественного, эффективного и безопасного выполнения работы в установленные сроки на основе полного использования оборудования, рабочего времени, применения рациональных приемов и методов труда, создания комфортных и безопасных условий труда, обеспечивающих длительное сохранение работоспособности работников. Для исследуемой рабочей зоны важными являются следующие эргономические параметры: обеспечение рабочего персонала средствами передвижения (велосипед, автомобиль); обустройство рабочей площадки (лестницы и смотровые площадки с поручнями не ниже 1500 мм; теплоизоляция на всех участках оборудования с температурой выше 60 °); обеспечение рабочего персонала исправным и надежным инструментом, а также средствами ликвидации ЧС; обеспечение качественного искусственного освещения, вентиляции помещения и др. параметров, для комфортной работы рабочего персонала.

С технической стороны рабочая зона должна быть оснащена прогрессивным оборудованием, необходимой технологической и организационной оснасткой, инструментом, контрольно-измерительными приборами, предусмотренными технологией, подъемно-транспортными средствами, а также средствами, обеспечивающими безопасность персонала.

5.2 Производственная безопасность

В целях обеспечения производственной безопасности необходимо выявить и устранить (или предусмотреть специальные методы защиты) опасные и вредные производственные факторы. Теплообменное оборудование

исследуемой теплообменной сети находится как на открытой, так и на закрытой площадках, поэтому можно считать, что уровень вредоносного воздействия на микроклимат в помещениях и на окружающую среду равнозначный. Выбор факторов производится с использованием [49], выявленные факторы перечислены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при изготовлении и эксплуатации исследуемой теплообменной сети

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень шума	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности [50]
2. Повышенная температура воздушной среды	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [51]
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	+	+	СНиП 23-05-095 Естественное и искусственное освещение: нормативно-технический материал [52]
4. Наличие электромагнитных полей промышленных частот		+	ГОСТ 12.1.045-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля [53]

5.2.1 Повышенный уровень шума

Основным источником шума, возникающим при эксплуатации теплообменного оборудования, является движение жидкости по изменяющим направление трубопроводам, а также движение жидкости внутри теплообменного аппарата. Шум также возникает при эксплуатации вентиляторов и электродвигателей рабочих механизмов. Шум является результатом колебания тел, передаваемого непосредственно или на

расстояние другим объектам. Шум от вибрации отличается частотой колебаний в секунду. Если число колебаний в секунду не превышает 16, то они воспринимаются человеком как сотрясения и называются вибрацией [54]. Частота колебаний от 16 до 20000 в секунду воспринимается органами слуха как шум [50], колебания с частотой свыше этого предела не ощущаются человеком, и называются ультразвуками.

В целях снижения уровня шума в производственных помещениях до допустимых значений в соответствии с [50] предусмотрено:

1. установка вентиляторных агрегатов в отдельных выгороженных помещениях - венткамерах, расположенных в удаленных от рабочих мест частях здания;
2. подбор диаметров воздуховодов по средним скоростям в магистральных воздуховодах для уменьшения сопротивления сети (4 - 8 м/с);
3. плавное соединение воздуховодов с вентиляционным агрегатом при помощи переходов и гибких вставок;
4. виброизоляция вентиляторных агрегатов с помощью пружинных амортизаторов, идущих в комплекте к вентиляционным агрегатам;
5. монтаж насосов и химического оборудования беспрокладочным методом с применением установочных винтов, удаляемых после подливки;
6. подвод питания к электродвигателям по гибким кабелепроводам.

На исследуемой установке гидрокрекинга для устранения, приведенных ранее, источников шума необходимо, помимо уже существующих средств защиты (все аппараты стоят на отдельном фундаменте), поместить теплообменные аппараты на виброизолирующие опоры, а также использовать гибкие вставки в узлах воздуховодов.

5.2.2 Повышенная температура воздушной среды

Теплообменное оборудование находится как на открытой, так и на закрытой площадках. Закрытая площадь не оборудована отопительной системой, однако из-за того, что в помещении располагается теплообменное

оборудование, то температура зимой не падает ниже 20 °С, что входит в поле допуска температур в зимний период [51].

Санитарные правила и нормы [51] устанавливают определённый микроклимат на закрытой производственной площадке (цех). Оптимальные показатели микроклимата производственных помещений согласно [51] приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Оптимальные показатели микроклимата производственных помещений

Период года	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	21-23	40-60	0,1
Теплый	22-24	40-60	0,1

С целью защиты персонала от неблагоприятных рабочих условий в теплый период, необходимо реализовать следующие рекомендации:

- установить на закрытой площадке охлаждающую систему;
- установить на здании, в котором располагается исследуемое оборудование, оросительную систему, которая за счет распыления воды будет снижать общую температуру здания;
- при жаркой погоде время пребывания на рабочих местах (непрерывно или суммарно за рабочую смену) должно быть ограничено в соответствии с [51].

5.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Около 80 % из общего объема информации человек получает через зрительный аппарат. Неудовлетворительное в количественном или качественном отношении освещение рабочей зоны развивает утомляемость, что увеличивает вероятность ошибочных действий.

При недостатке на рабочем месте естественного освещения можно выполнить следующие мероприятия:

- уменьшение времени пребывания работника в данном помещении;
- улучшение условий, создаваемых искусственным освещением;
- анализ степени загрязнения стекол в светопроемах, их чистка и последующие контрольные измерения;
- косметический ремонт помещения с использованием светлых отделочных материалов.

Освещенность на производственном объекте (цех) нормируется [52] и относится к IVa разряду. Наименьший размер объекта различения равен интервалу 0,5 - 1,0 мм, величина нормируемой освещенности равна $E = 300$ лк общего освещения. Размеры помещения: длина $A = 20$ м; ширина $B = 15$ м; высота $H = 6$ м. Высота рабочей поверхности составляет $h_{рп} = 1,5$ м. Коэффициент отражения стен $\rho_c = 50\%$, потолка $\rho_{п} = 50\%$ [55]. Т.к. помещение относится к помещениям со средним выделением пыли, то коэффициент запаса примем равным $k = 1,8$ [55], коэффициент неравномерности для люминесцентных ламп примем равным $Z = 1,1$ [55].

Определим систему общего освещения, в качестве источника искусственного освещения примем двухламповые уплотнённые светильники ПВЛ с $\lambda = 1,5$ [55].

Определим площадь помещения по формуле 5.1:

$$S = A \cdot B = 20 \cdot 15 = 300 \text{ м}^2 \quad (5.1)$$

Примем, что светильники вплотную крепятся к потолку, тогда высота от потолка до рабочей поверхности составит (формула 5.2):

$$h = H - h_{рп} = 6 - 1,5 = 4,5 \text{ м} \quad (5.2)$$

Расчетная длина между двумя рядами светильников определяется по [55].

Примем люминесцентные лампы типа ПВЛ-1, мощностью 65 Вт, со световым потоком 4600 лм [55]. Определим расстояние между светильниками по формуле 5.3:

$$L = \lambda \cdot h = 1,5 \cdot 4,5 = 6,75 \text{ м} \quad (5.3)$$

Определим число рядов светильников по формуле 5.4:

$$n = \frac{B}{L} = \frac{15}{6,75} \approx 2 \quad (5.4)$$

Индекс помещения равен (формула 5.5):

$$i = \frac{S}{(A + B) \cdot h} = \frac{300}{(20 + 15) \cdot 4,5} \approx 2 \quad (5.5)$$

Т.к. светильник содержит две лампы, то его световой поток составляет $\Phi = 9200$ лм. Коэффициент использования потока [55] примем равным $\eta = 0,38$.

По [55] определим необходимое число ламп для освещения по формуле 5.6:

$$N = \frac{E \cdot S \cdot Z \cdot k}{\Phi \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 300 \cdot 1,1 \cdot 1,8}{9200 \cdot 0,38} \approx 52 \quad (5.6)$$

Проведем проверку результатов расчета по уравнениям 5.7, 5.8:

$$\Phi_p = \frac{E \cdot S \cdot Z \cdot k}{N \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 300 \cdot 1,1 \cdot 1,8}{52 \cdot 0,38} = 9018 \text{ лм} \quad (5.7)$$

$$-10\% \leq \frac{\Phi_c - \Phi_p}{\Phi_c} \cdot 100\% \leq +20\% \quad (5.8)$$

$$-10\% \leq -2\% \leq +20\%$$

На рисунке 5.1 представлена схема расположения светильников.

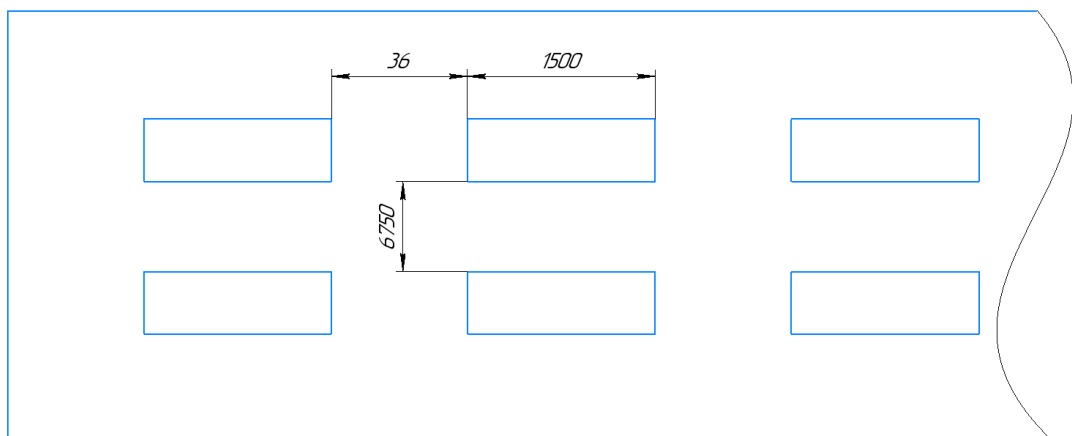


Рисунок 5.1 – Схема расположения светильников

В ходе расчета, представленного выше, было выявлено, что освещение в цехе соответствует нормам и содержит 26 светильников типа ПВЛ-1, расположенных в два ряда. При длине светильника 1,5 м, их общая длина составляет 19,5 м. Расстояние между светильниками в ряду составляет 3,6 мм.

5.2.4 Наличие электромагнитных полей промышленных частот

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование, работающее от электричества. Электрический удар – это возбуждение живых тканей током, сопровождающееся сокращением мышц. Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое. Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер [56]:

- установка оградительных устройств;
- изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль (согласно ПУЭ, сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом·м);
- защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов.

К работе с электрооборудованием допускаются лица, прошедшие специальное обучение и имеющие соответствующую группу допуска по электробезопасности. Весь состав рабочего персонала проходит инструктаж по электробезопасности. Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты [57]:

- диэлектрические перчатки и галоши (дежурные);
- резиновые коврики;
- изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать [57]:

- защитные костюмы;
- защитные каски;
- очки и т.п.

5.3 Экологическая безопасность

Исследуемая теплообменная сеть располагается как на закрытой, так и на открытой производственных площадках, поэтому вредоносные воздействия оказываются на атмосферу, гидросферу и литосферу. Основными загрязнителями атмосферы на производстве являются пары низкомолекулярных углеводородов, основными загрязнителями для гидросферы и литосферы являются бензиновые и дизельные фракции.

Повышение экологической безопасности является не только вынужденной, но и необходимой мерой. Ввиду того, что установка, для которой исследуется теплообменная сеть, проектировалась и строилась еще в СССР, то некоторые аспекты ее экологической безопасности уже не удовлетворяют современным требованиям. Поэтому необходимо принять ряд профилактических и технологических мер для повышения экологической безопасности на данной установке.

Общие профилактические мероприятия, которые помогут сократить количество вредных выбросов и уменьшить воздействие на атмосферу, гидросферу и литосферу [58]:

- поддержание в полной технической исправности и герметичности резервуаров и емкостей, технологического оборудования и трубопроводов;
- контроль сварных стыков физическими методами и с использованием специализированного оборудования;
- гидравлическое и пневматическое испытание трубопроводов, резервуаров и оборудования на прочность и герметичность.

- Общие технологические мероприятия, которые помогут сократить количество вредных выбросов и уменьшить воздействие на атмосферу:

- покрытие оборудования и трубопроводов антикоррозионной изоляцией;

- система постоянного контроля регламентированных значений технологических параметров, автоматическое регулирование и система ПАЗ при отклонении от заданных параметров для предупреждения аварийных ситуаций.

С целью снижения неорганизованных выбросов вредных веществ в атмосферу, гидросферу и литосферу через неплотности аппаратов, арматуры, фланцевых соединений необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- применение герметичных аппаратов и трубопроводов под давлением;

- использование системы предохранительных клапанов для защиты аппаратов и трубопроводов от превышения давления;

- непрерывный контроль загазованности в местах максимально возможных выделений углеводородов (опорная обечайка, фланцевое соединение крышки и корпуса аппарата);

- периодический контроль максимально разовой ПДК не реже 1 раза в квартал (для веществ III, IV классов опасности), не реже 1 раза в месяц (для веществ II класса опасности).

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде,

значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [59].

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды [59]:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары);
- военные.

На химическом предприятии возможны следующие чрезвычайные ситуации природного характера:

- прямой удар молнии;
- взрыв с последующим пожаром;
- возгорание паров спирта.

Наиболее вероятной ЧС может быть взрыв с последующим пожаром. При возникновении чрезвычайной ситуации на установке гидрокрекинга были разработаны следующие действия:

- в случае ЧС персонал, незадействованный на работах по ликвидации чрезвычайной ситуации, а также лица, оказавшиеся на месте аварии, эвакуируются из зоны действия поражающих факторов;
- по периметру опасной зоны выставляется оцепление;
- персонал, участвующий в проведении работ по ликвидации ЧС и работающий в загазованной области, обеспечивается средствами защиты органов дыхания;
- персонал, участвующий в ликвидации ЧС и работающий в условиях непосредственного соприкосновения с химическими веществами, обеспечивается средствами защиты кожи;
- медицинское обеспечение организуется в целях своевременного оказания первой помощи рабочим и служащим, а также эвакуации их в лечебные учреждения;
- для оказания первой помощи пострадавшим из числа обслуживающего персонала силами дежурного медицинского персонала

развертывается санитарный пост, оснащенный всеми необходимыми медикаментами для оказания экстренной помощи. Здесь осуществляется первая доврачебная помощь пострадавшим. При этом важно своевременно и правильно оказать пострадавшему первую помощь (до оказания помощи медицинским работником);

- с прибытием к месту аварии профессиональных бригад скорой помощи оказание медицинской помощи осуществляется в тесном взаимодействии медицинских работников и членов санитарной дружины. При необходимости пострадавшие доставляются в ближайшее медучреждение автомобильным транспортом.

На производстве действия персонала при авариях регламентируются планом ликвидации аварий.

В данном разделе рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при работе на исследуемой теплообменной сети установки гидрокрекинга. Выявлены вредные и опасные факторы, а также разработаны мероприятия по снижению или ликвидации действия данных факторов на работников завода, например, использование отбойников для снижения вибрации, а также использование противоударных касок. Описано возможное влияние сырья и продуктов гидрокрекинга на окружающую среду, рассмотрены способы минимизации их воздействия, а именно повышенный контроль сварных швов, а также контроль трубопроводной обвязки теплообменного оборудования. Также рассмотрены возможные чрезвычайные ситуации и выделено наиболее вероятное ЧС (пожар), а также порядок действий при его ликвидации. На любом производстве, а тем более на химическом необходимо строго следовать правилам безопасности для минимизации рисков возникновения ЧС, а также для его предотвращения.

Заключение

В данной работе произведен анализ установки гидрокрекинга Л-24/8с. По результатам анализа разработано 2 варианта модернизации установки. Первый вариант включает в себя очистку теплообменников Е-103/1, 2 и перестановку Е-103/2 на другие потоки. Также в данном варианте предлагается произвести очистку теплообменника Е-1, увеличить его теплообменную поверхность в 6 раз, а также изменить трубки в печах и воздушных холодильниках. Данные мероприятия позволяют снизить расход топлива на 53 %, а потребление электроэнергии – на 21 %. Снижение расхода топлива и уменьшение потребления электричества позволяет снизить выбросы CO₂ на 19204 т/год. Инвестиции для данного варианта модернизации составляют 691999 \$, а срок окупаемости равен 6 месяцам.

Второй вариант аналогичен первому, однако вместо очистки теплообменников Е-103/1, 2 и перестановки Е-103/2 предлагается интегрировать новый теплообменный аппарат с теплообменной поверхностью равной 32 м². Данная модернизация позволяет снизить расход топлива на 53,5 %, а потребление электроэнергии – на 20 %. Это в свою очередь приводит к снижению выбросов CO₂ на 19088 т/год. Инвестиции для данного варианта модернизации составляют 699589 \$, а срок окупаемости – 7 месяцев.

Предложенные варианты модернизации установки могут быть дополнены подробным моделированием установки, углубленным экономическим анализом и исследованием новой технологии процесса. Методология, представленная в данном исследовании, может применяться в масштабах всего завода, что позволит существенно снизить потребление энергии, и как следствие, негативное влияние на окружающую среду. Также результаты данного исследования могут служить основой при проектировании и строительстве нового нефтеперерабатывающего завода.

Список публикаций студента

1. S. Boldyryev, T. Gil, M. Kuznetsov. Is it Possible to Reduce the Energy Consumption by 50 % at Existing Refinery Units: the Case Study of Hydrocracking Unit. Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems. Cologne, 01 - 05.09.2020. P. 185.
2. Boldyryev S., Gil T. A. Debottlenecking of existing hydrocracking unit by improved heat recovery for energy and carbon dioxide savings // Energy Conversion and Management. - 2021 - Vol. 238, Article number 114164. - p. 1-14.

Список использованных источников

1. J.J. Klemeš, P.S. Varbanov, S.R. Wan Alwi, Z.A. Manan Process Integration and Intensification: Saving Energy, Water and Resources Walter de Gruyter GmbH & Co KG, Berlin, Germany (2014).
2. J.C. Bonhivers, A. Moussavi, A. Alva-Argaez, P.R. Stuart Linking Pinch analysis and bridge analysis to save energy by heat-exchanger network retrofit Appl. Therm. Eng., 106 (2016), pp. 443-472.
3. A. Nemet, A.J. Isafiade, J.J. Klemeš, Z. Kravanja Two-step MILP/MINLP approach for the synthesis of large-scale HENs Chem. Eng. Sci. (2018).
4. Ahmetović, E., Ibrić, N., Kravanja, Z., Grossmann, I.E., Maréchal, F., Čuček, L., Kermani, M., 2018. Simultaneous optimisation and heat integration of evaporation systems including mechanical vapour recompression and background process. Energy, 158, 160-1191.
5. Нефтеперерабатывающие заводы России и стран СНГ. Справочник. - М.: ОМТ-Консалт, 2018. - 155 с.
6. Каталог нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих заводов (НПЗ/ГПЗ). Объекты LNG проектов. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://clck.ru/TKVdn> (дата обращения: 15.02.2021) [Electronic resource].
7. О вывозных таможенных пошлинах на нефть и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, на период с 1 по 28 февраля 2018 года. [Электронный ресурс]: Министерство экономического развития Российской Федерации. - Режим доступа: <https://clck.ru/NhZwQ> (дата обращения: 15.02.2021) [Electronic resource].
8. О вывозных таможенных пошлинах на нефть и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, на период с 1 по 28 февраля 2021 года. [Электронный ресурс]: Министерство экономического развития

Российской Федерации. - Режим доступа: <https://clck.ru/TKW3K> (дата обращения: 15.02.2021) [Electronic resource].

9. Леффлер Уильям Л. Переработка нефти. - 2-е изд., пересмотренное / Пер. с англ. - М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2004. - 224 с.

10. Ахметов С. А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа / С. А. Ахметов [и др.]. - СПб.: Недра, 2006 - 868 с.

11. Смидович, Е. В. Технология переработки нефти и газа. Крекинг нефтяного сырья и переработка углеводородных газов : учебник для вузов по специальности «Химическая технология переработки нефти и газа» / Е. В. Смидович. - 4-е изд., стереотип., перепечатка с третьего издания 1980 г. - Москва : Альянс, 2011. - 328 с.

12. Установка гидрокрекинга. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://pronpz.ru/ustanovki/gidrokreking.html> (дата обращения: 16.04.2020) [Electronic resource].

13. ИТС 30-2017. Переработка нефти, Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. - М.: Росстандарт, 2018. [Electronic resource].

14. Технология переработки нефти и газа. Ч. 3-я Черножуков Н. И. Очистка и разделение нефтяного сырья, производство товарных нефтепродуктов. Под ред. А. А. Гуреева и Б. И. Бондаренко. - 6-е изд., пер. и доп. - М.: Химия, 1978. - 424 с.

15. Дик, П.П. NiMo катализаторы гидрокрекинга вакуумного газойля, обеспечивающие высокий выход дизельной фракции [Текст]: дис. на соиск. учен. степ. канд. хим. наук (02.00.15) / Дик Павел Петрович; Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт катализа им. Борескова Сибирского отделения Российской академии наук. - Новосибирск, 2016. - 136 с. Р. 136.

16. Справочник по переработке нефти / Суриндер Паркаш; пер. с англ. Фалькович М. И.; под ред. Беляева И. А., Лындина В. Н. - М.: Премиум Инжиниринг, 2012. - 759 с.

17. Tan, L., Guo, X., Gao, X., Tsubaki, N. Designing a Mesoporous Zeolite Catalyst for Products Optimizing in n-Decane Hydrocracking. *Catalysts*, Vol. 9, pp. 766, 2019.
18. Kostyniuk, A., Bajec, D., & Likozar, B. (2020). Catalytic Hydrogenation, Hydrocracking and Isomerization Reactions of Biomass Tar Model Compound Mixture over Ni-modified Zeolite Catalysts in Packed Bed Reactor.
19. Patil, R.C., Patra, P., Gupta, A., Das, A. Effect of reactor configuration on performance of vacuum gas oil (VGO) hydrotreater: Modelling studies. *Computers & Chemical Engineering*, Vol. 104, pp. 89–106, 2017.
20. Пат. 2546677Российская Федерация, МПК C10G 67/02, C10G 7/02, B01D 3/14. Способ и установка гидрокрекинга с получением моторных топлив [Текст] / Мнушкин И. А., Минибаева Л.К.; заявитель и патентообладатель Мнушкин И.А. - № 2014111894/04; заявл. 27.03.2014; опубл. 10.04.2015, Бюл. № 10 - 17 с.
21. Chen, B., Meng, Z., Ge, H., Alcheikhhamdon, Y., Hoorfar, M., Liu, L., Fang, X. (2019). Optimization of Residual Oil Hydrocrackers: Integration of Pump-Free Ebullated Bed Process with Membrane-Aided Gas Recovery System. *Energy & Fuels*.
22. Bandyopadhyay, R., Alkilde, O.F., Upadhyayula, S. Applying pinch and exergy analysis for energy efficient design of diesel hydrotreating unit. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 232, pp. 337–349, 2019.
23. Goodarzvand-Chegini, F., & GhasemiKafrudi, E. (2017). Application of exergy analysis to improve the heat integration efficiency in a hydrocracking process. *Energy & Environment*, 28(5-6), 564–579.
24. Gabr, E.M., Mohamed, S.M., El-Temtamy, S.A., Gendy, T.S. Application of energy management coupled with fuel switching on a hydrotreater unit. *Egyptian Journal of Petroleum*, Vol. 25, pp. 65–74, 2016.
25. Ellerby, P. Improved heat recovery from a hydrotreater. *Petroleum Technology Quarterly* Vol. 17, No. 2, p. 4, 2012.

26. H.V.Chavan, Prathmesh A.Tapdiya, S.S.Birvatkar, S.U.Mundhe, V.S.Sharma. Heat transfer enhancement by using twisted tape insert. *International Research Journal of Engineering and Technology*, Vol. 04, pp. 1152-1156, 2017.
27. Akpomiemie, M.O., Smith, R. Retrofit of heat exchanger networks without topology modifications and additional heat transfer area. *Applied Energy*, Vol. 159, pp. 381–390, 2015.
28. Vasilyev, M., Boldyryev, S. Process integration accounting fouling in heat exchanger network: a case study of crude oil distillation retrofit. *Chemical Engineering Transactions*, Vol. 70, pp. 2149–2154, 2018.
29. Ulyev, L., Vasiliev, M., Boldyryev, S. Process integration of crude oil distillation with technological and economic restrictions. *Journal of Environmental Management*, Vol. 222, pp. 454–464, 2018.
30. Klemeš, J.J., Kravanja, Z. Forty years of Heat Integration: Pinch Analysis (PA) and Mathematical Programming (MP). *Current Opinion in Chemical Engineering*, Vol. 2, pp. 461–474, 2013.
31. Čuček, L., Boldyryev, S., Klemeš, J.J., Kravanja, Z., Krajačić, G., Varbanov, P.S., Duić, N. Approaches for retrofitting heat exchanger networks within processes and Total Sites. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 211, pp. 884–894, 2019.
32. Nemet, A., Isafiade, A. J., Klemeš, J. J., & Kravanja, Z. (2018). Two-step MILP/MINLP approach for the synthesis of large-scale HENs. *Chemical Engineering Science*.
33. Akpomiemie, M. O., & Smith, R. (2016). Retrofit of heat exchanger networks with heat transfer enhancement based on an area ratio approach. *Applied Energy*, 165, 22–35.
34. Смит Р., Клемеш Й., Товажнянский Л.Л., Капустенко П.А., Ульев Л.М. Основы интеграции тепловых процессов. Харьков. НТУ “ХПИ”. – Библиотека журнала ИТЭ. – Харьков: НТУ “ХПИ”. 2000. - 458 с.
35. B. Linnhoff, R. Smith. PINCH PRINCIPLE. *Mechanical Engineering*, 110 (1988), pp. 70-73.

36. UniSim® Design, Simulation Basis, R470 Release 2020.
37. D.-Y. Peng, D.B.A. Robinson. New Two-Constant Equation of State Ind Eng Chem Fundamen, 15 (1) (1976), pp. 59-64.
38. HTRI Xist. <https://www.htri.net/xist> (accessed Jun. 16, 2020).
39. X.R. Nie, X.X. Zhu. Heat exchanger network retrofit considering pressure drop and heat-transfer enhancement. AIChE J, 45 (6) (1999), pp. 1239-1254.
40. S.G. Hall, S. Ahmad, R. Smith. Capital cost targets for heat exchanger networks comprising mixed materials of construction, pressure ratings and exchanger types. Comput Chem Eng, 14 (1990), pp. 319-335.
41. S. Boldryev, T. Gil. Debottlenecking of existing hydrocracking unit by improved heat recovery for energy and carbon dioxide savings. Energy Conversion and Management Volume 238, 15 June 2021.
42. Grid Diagram V 1: SoftWare for design Heat Exchanger Network / Developments: Leonid Ulyew, Stanislav Boldryev, Boris Zulin, Eldar Nagorny. – CESIT, 2003.
43. Pinch V 2.02 : SoftWare for calculate Target Values of Hot and Cold Utilities, Number of Utility and Recuperative Exchangers, Total Area of Targeting Heat Transfer and a reach set of necessary parameters of HEN, without Heat Exchanger Network Design / Developments: Leonid Ulyew, Stanislav Boldryev, Boris Zulin, Eldar Nagorny. – CESIT, 2002.
44. S. Boldryev, M. Ban, L. Ulyev, HILECT: an online software for energy saving prediction, CO2 mitigation and retrofit planning, in: Proceedings of the 12th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, 2017, SDEWES2017.0501.
45. Беляев В.М. Конструирование и расчет элементов оборудования отрасли. Ч.1: Тонкостенные сосуды и аппараты химических производств / В.М. Беляев, В.М. Миронов. - Томск: Изд-во Томского Политехнического университета, 2016. - 313с.

46. Касаткин, А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии / А.Г. Касаткин. – М.: ООО «Издательский дом Альянс», 2015. – 753с.
47. Семакина О.К. Машины и аппараты химических производств. Ч. 1. Учеб. пособие. - Томск: Изд-во Томского Политехнического университета, 2003. - 118с.
48. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ “О специальной оценке условий труда” (с изменениями и дополнениями).
49. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. М.: Стандартинформ, 2019.
50. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание). М.: Стандартинформ, 2019.
51. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997.
52. Строительные нормы и правила: СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение: нормативно-технический материал. - Москва: [б.и.], 1996.
53. ГОСТ 12.1.045-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. М.: ИПК Издательство стандартов, 2001.
54. ГОСТ 26568-85. Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация (с Изменением N 1). М.: Издательство стандартов, 1987.
55. Безопасность жизнедеятельности. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех направлений и специальностей ТПУ. – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 20 с.

56. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: Стандартинформ, 2019.

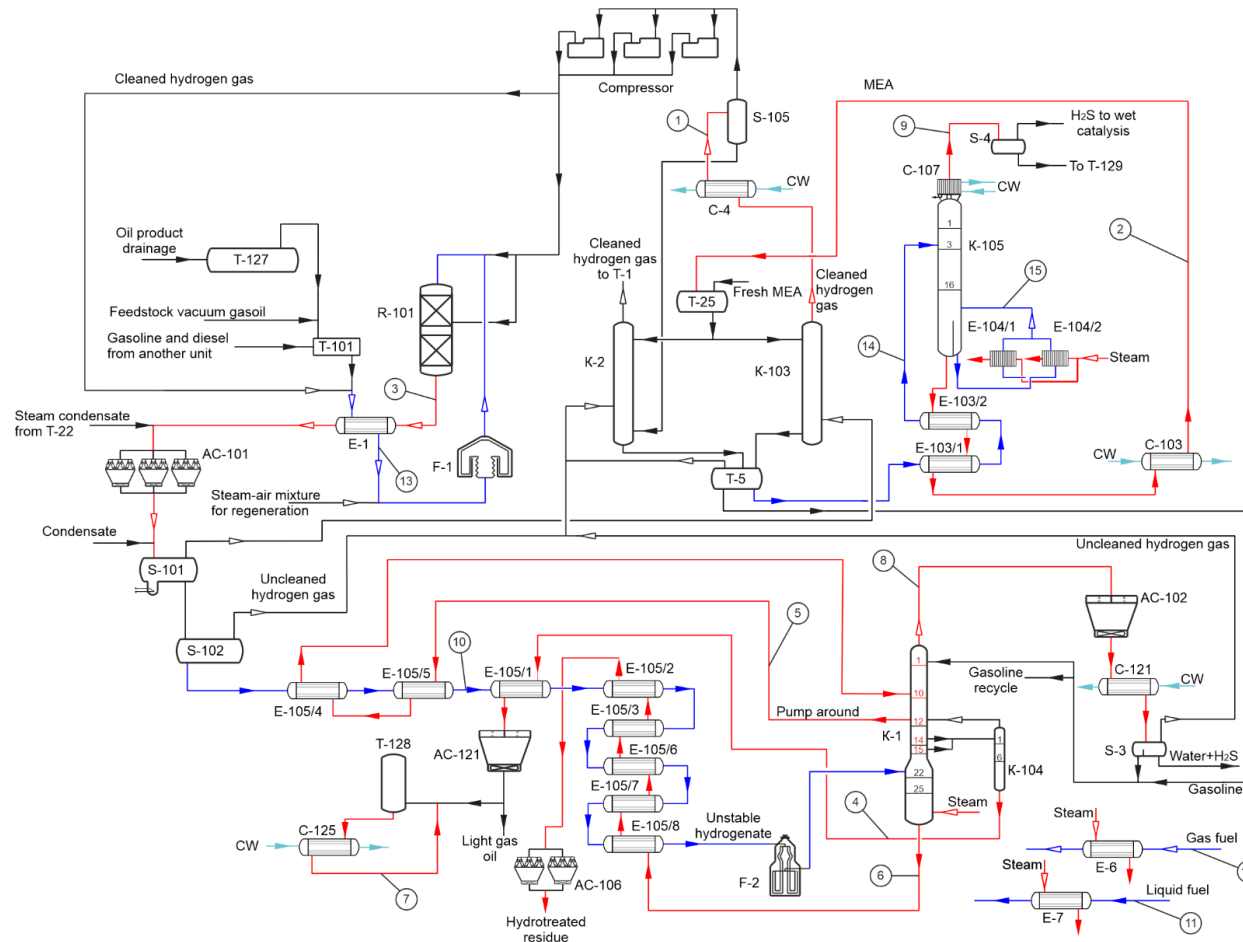
57. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. М.: ИПК Издательство стандартов, 2001.

58. Белов, Сергей Викторович. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического бакалавриата / С. В. Белов. - 5-е изд., перераб. и доп.. - Москва: Юрайт ИД Юрайт, 2015. - 703 с.

59. Федеральный закон от 21.12.1994 N 68-ФЗ (ред. от 08.12.2020) “О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера”.

Приложение А

(справочное)



Т – емкость; R-101 – реактор; K-1 – колонна стабилизации; K-2, 103 – абсорбер; K-104 – stripping колонны стабилизации; K-105 – десорбер; S-3, 4, 101, 102, 105 – сепаратор; F – печь; E – теплообменник; C – холодильник; AC – аппарат воздушного охлаждения

Рисунок А.1 – Исходная функциональная энерготехнологическая схема установки Л-24/8с

Приложение Б

(справочное)

Таблица Б.1 - Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				февраль			март			апрель			май			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Получение задания и составление плана работ	Руков.,инженер	1													
2	Литературный обзор	Инженер	20													
3	Изучение технологического процесса	Инженер	8													
4	Теоретический анализ	Руков.,инженер	13													
5	Экстракция исходных данных и модернизация теплообменной сети установки	Инженер	16													
6	Обработка результатов	Руков.,инженер	9													
7	Оформление таблиц, данных, графиков	Инженер	10													
8	Обсуждение результатов	Руков.,инженер	5													
9	Разработка презентации и раздаточного материала	Инженер	30													

- Инженер

- Руководитель

Приложение В

(справочное)

Разделы 2,3
Объект и методология исследования. Результаты исследования

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
9ДМ91	Гиль Татьяна Алексеевна		15.03.21

Консультант школы отделения ИШХБМТ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Научный сотрудник	Болдырев А.	к.т.н		15.03.21

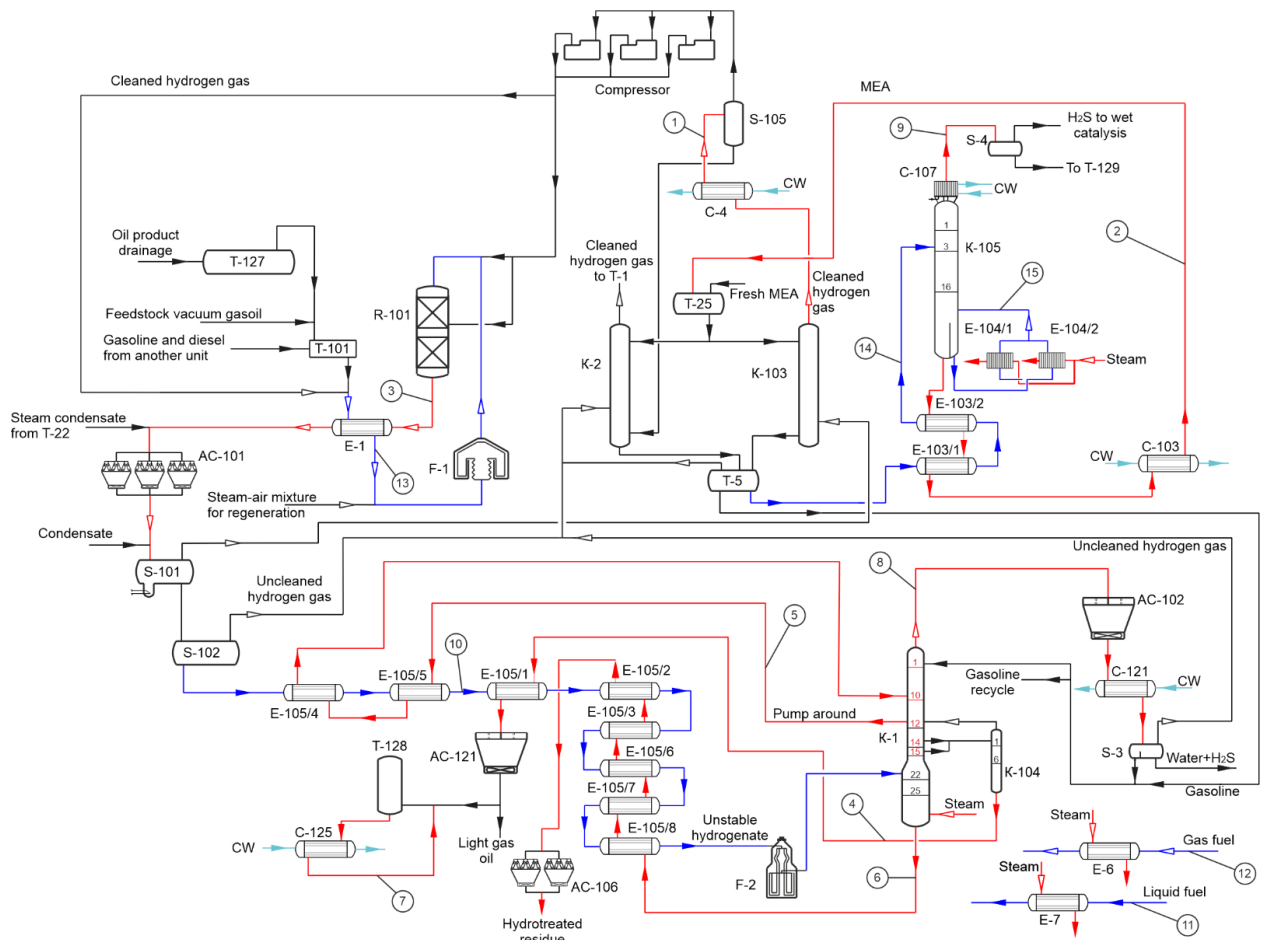
Консультант – лингвист отделения ШПИБ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кобзева Н.А.	к.п.н.		15.03.21

2 Object and methodology of research

2.1 Object of research

The current hydrocracking unit processes 500000 tons per year of the main feedstock. The process flow diagram (PFD) is shown in figure 2.1.



AC – air cooler; C – cooler; CW – cooling water; E – heat exchanger; F – furnace;
K – column; R – reactor; S – separator; T – tank.

Figure 2.1 – Process flow diagram of hydrocracking unit

Raw material is supplied to the tank T-101, and further mixed with the circulating hydrogen-containing gas (HBG). Then the gas-raw mixture (stream 13) is sent to the heat exchanger E-1. The gas-product mixture of the reactor R-101 heats it

to the temperature not less than 260 °C. After the E-1 the gas-feed mixture is sent to the furnace F-1, where heats up to 355°C.

In the R-101 on the two layers of catalyst, deep hydrodesulfurization and light hydrocracking of the feedstock occur and the removal of nitrogen and oxygen-containing substances with the formation of ammonia and water.

The gas-product mixture from the R-101(stream 3) with a temperature of 382-398 °C and with the pressure of 38-46 MPa enters the heat exchanger E-1, cools down and then it is sent to the air-cooler AC-101. The gas-product mixture is cooled in AC-101 to a temperature not exceeding 60 °C and entered the high-pressure separator S-101. Hydrogen-containing gas, unstable hydrogenate and wash water are separated in the S-101.

Hydrogen-containing gas from the S-101 is sent to the absorber K-103 for purification of hydrogen sulphide by the aqueous solution of monoethanolamine (MEA). The purified hydrogen-containing circulating gas (stream 1) from the K-103 is followed to the circulating gas separator S-105 and the reciprocating compressors.

Unstable hydrogenate from separator S-101 is discharged into the low-pressure separator S-102. Unstable hydrogenate from the S-102 (stream 10) is sequentially pumped through the heat exchangers E-105 and the furnace F-2. From the F-2 unstable hydrogenate with temperature 345-360 °C enters the stabilization column K-1. The dissolved gases and hydrogen sulfide are stripped from the unstable hydrogenate. The products of the K-1 are light gas oil, gas distillate and hydrotreated residue.

The K-1 is supplied by the steam and the pump around removes excess heat of the K-1. Light gas oil is sent to the stripper K-104. The light gas oil (stream 4) is pumped through the heat exchanger E-105/1 and air cooler AC-121.

A hydrotreated residue (stream 6) from the bottom of the K-1 is pumped through the heat exchangers E-105/8,7,6,3,2 and cooled down in air coolers AC-106. Hydrocarbon gas is purified from hydrogen sulfide in the absorber K-2.

The MEA solution saturated with hydrogen sulfide from the K-2 absorber is sent to the tank T-5. The purified hydrocarbon gas from the K-2 is discharged to the fuel gas separator T-1 and used by the furnaces of the F-1 and F-2.

A saturated solution of monoethanolamine (stream 14) from the T-5 tank enters the stripping column K-105 is pre-heated in heat exchangers E-103/1,2. Hydrogen sulfide from the separator S-4 is fed to the sulfuric acid unit.

The regeneration of the catalyst is carried out when the temperature at the outlet reaches 425 °C. The regeneration of the catalyst involves coke burning, which deposited on the catalyst during the normal operation mode. Fuel gas (stream 12) is heated by the steam in heat exchanger E-6 to reduce the liquid phase presence.

2.2 Methodology of research

The first step of method presented in this paper is analysis of the entire hydrocracking unit showing the primary energy input and its systematic analysis. This provides real technical solutions and contributes to energy-saving and debottlenecking, at the same time, proving by economic efficiency of proposed changes and retrofit.

The analysis of the unit systematizes the types of energy consumed, also the effect of the performance of the installation affects the energy consumption, the efficiency of heat exchangers, and it allows you to determine the flows, changing the parameters of which will increase the energy efficiency of the installation while maintaining the quality of the product.

Input data for the pinch analysis classify into the following groups [1]:

- data of technological streams involved in heat exchange: inlet and outlet temperatures, parameters which are fixed by the production technology and also streaming heat capacities;
- data of utilities: type, cost and inlet temperature;
- data of heat exchangers installed on the unit: technical characteristics and heat carriers flowing through the heat exchanger.

At the next step, the Process Integration principles were used to get energy targets and improve an existing unit's energy efficiency. Total heat input and output of process streams are calculated from equation 2.1:

$$\Delta H = \sum_{j=1}^J \left(c_{P_j} G_j (T_{S_j} - T_{T_j}) \right), \quad (2.1)$$

Where c_p – specific heat capacity, kJ/(kg·K);

G – mass flow, kg/h;

T_s – temperature supply, K;

T_T – temperature target, K;

j – an index of the hot or cold stream;

J – a total number of hot or cold streams.

The structure of the heat exchange network (HEN) was analysed, identifying the units violating fundamental Pinch Principles [2].

Further possible ways to retrofit the HEN of the unit was determined. Then, the chosen retrofit ways are studied for maximize its potential.

The simulation of the process flow diagram is carried out to determine the efficiency of the heat exchange network using the UniSim Design software [36]. The fluid package is based on the Peng-Robinson equation of state [37] (equation 2.2):

$$p = \frac{RT}{V_m - b} = \frac{a\alpha}{V_m^2 + 2bV_m - b^2}, \quad (2.2)$$

where R – universal gas constant, J/(K·mol);

V_m – molar volume, m³/mol;

a , b , α – coefficients.

Heat exchanger calculation was performed by software HTRI [5]. The designed heat exchanger and changes in topology are added to the developed model of the heat exchange network. Evaluation of the performance of existing and new heat exchangers was carried out according to equations 2.3 - 2.7:

$$Q = UA\Delta T_{LM}F_t, \quad (2.3)$$

where Q – heat duty, kW;

U – overall heat transfer coefficient, kW/(m²·K);

ΔT_{LM} – logarithmic temperature difference, K;

F_t – correction factor of countercurrent in the heat exchanger.

Logarithmic temperature difference is calculated from equation (2.4):

$$\Delta T_{LM} = \frac{(T_{inH} - T_{outC}) - (T_{outH} - T_{inC})}{\ln\left(\frac{(T_{inH} - T_{outC})}{(T_{outH} - T_{inC})}\right)}, \quad (2.4)$$

where T_{inH} – inlet temperature of hot stream, K;

T_{outH} – outlet temperature of hot stream, K;

T_{inC} – inlet temperature of cold stream, K;

T_{outC} – outlet temperature of cold stream, K.

$$F_t = f(R_{CP}, P), \quad (2.5)$$

where R_{CP} – the ratio of heat capacity flowrates;

P – thermal effectiveness of the exchanger.

$$R_{CP} = \frac{CP_C}{CP_H}, \quad (2.6)$$

where CP_C – heat capacity flow rate of the cold stream, kW/K;

CP_H – heat capacity flow rate of the hot stream, kW/K.

$$P = \frac{T_{outC} - T_{inC}}{T_{inH} - T_{outH}} \quad (2.7)$$

Often shell-and-tube U-tube heat exchangers are installed at refineries. The movement of heat carriers in heat exchangers of this type is partly counter-current and partly co-current (scheme 1-2N [34]). This flow pattern leads to a decrease in the efficiency of heat transfer. This is expressed numerically using the F_t factor with a value less than 1.

The pressure drop of shell-and-tube heat exchangers is calculated from equations 2.8, 2.9 proposed by [6]:

$$\Delta p_S = K_{S1} h_S^{2,86} + K_{S2} A h_S^{4,42} + K_{S3} A h_S^{4,69}, \quad (2.8)$$

where K_{S1} , K_{S2} , K_{S3} – dimensional constants of shell side pressure drop correlation;

A – heat transfer area, m²;

h_S – shell-side film transfer coefficient, kW/(m²·K).

$$\Delta p_T = K_{PT1} A h_T^{3,5} + K_{PT2} h_T^{2,5}, \quad (2.9)$$

where K_{PT1}, K_{PT2} –dimensional constants of tube side pressure drop correlation;

h_T – tube-side film transfer coefficient, kW/(m²·K).

The final step the assessment of the possibility of implementing the proposed modernization is carried out. Economic efficiency of proposed retrofit is demonstrated by the following criteria:

- net present value (NPV);
- internal rate of return (IRR);
- payback period of the project (DPP).

The capital cost of additional heat exchangers and extra shells were estimated by the Halls' method [7] (equation 2.10):

$$CAPEX = 10000 + 324 \cdot A, \quad (2.10)$$

where 10000 – cost of installation of heat exchanger, \$;

324 – specific price of heat transfer area, \$/ m²;

0,91 – coefficient non-linearity of heat transfer area price.

NPV of the project is calculated using equation 2.11:

$$NPV = \sum_{i=0}^n NPV_{NS,i}, \quad (2.11)$$

where NPV_{NS,i} – net present value in the i year, \$.

The internal rate of return is calculated using equation 2.12:

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{CF_{E,i}}{(1 + IRR)^i}, \quad (2.12)$$

where CF_{E,i} – economic cash flow in i year, \$;

n – project term, year.

The payback period of the project is calculated using equation 2.13:

$$DPP = M + \frac{NPV_{NS,M}}{CF_{E,M+1}}, \quad (2.13)$$

where M – the period preceding the period in which the cash flow becomes positive, year;

$NPV_{NS,M}$ – the absolute value of the accumulated discounted cash flow, \$;

$CF_{E,M+1}$ – cash flow for the period in which the accumulated cash flow is positive, \$.

The obtained energy saving was transformed into CO_2 conservation and the environmental impact of the proposed retrofit. The CO_2 reduction is estimated, assuming that the refinery gas generates 0,24 kg CO_2 /kWh and electricity generation corresponds to 0,5 kg CO_2 /kWh.

3 Results of research

During the analysis of the original heat exchange network, the main paths of retrofit for to achieve energy efficiency goals. Two utility passes may be considered to get more significant energy-saving (figure 3.1).

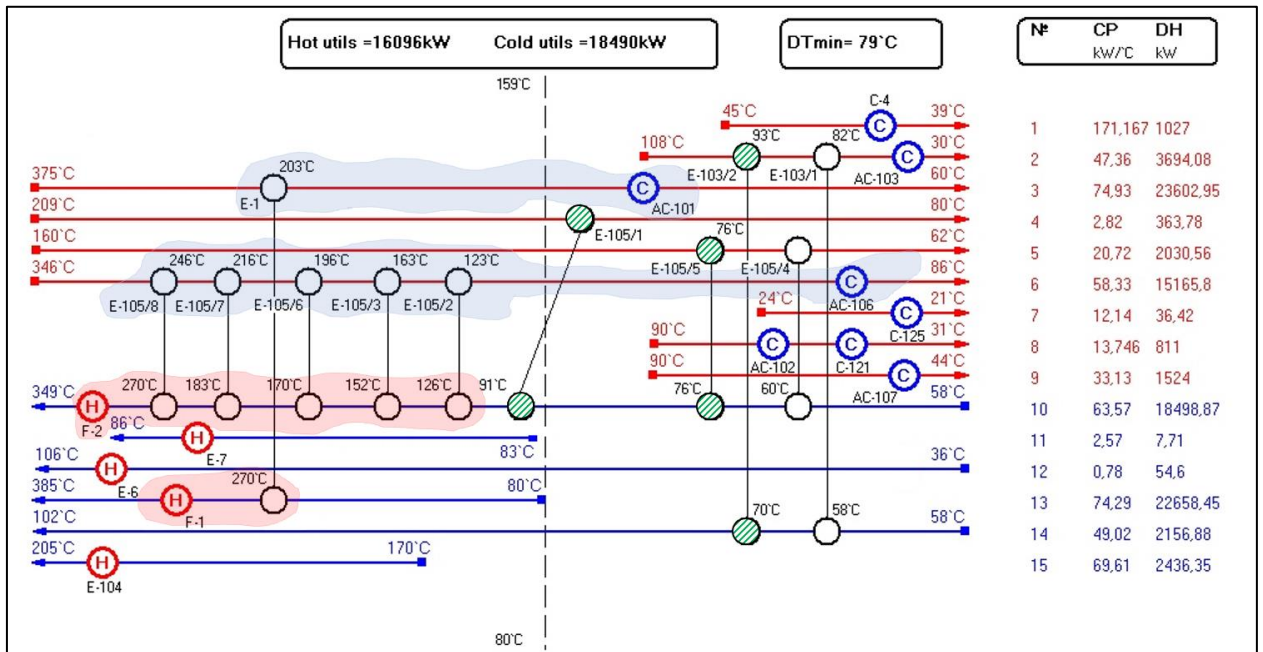


Figure 3.1 – Heat exchanger network of the existing process.

For the first utility pass «F-1 → E-1 → AC-101», the E-1 exchanger was analysed to utilise the maximum possible and economically viable heat of stream 3. The simulation of E-1 identified a fouling problem, as shown in Fig. 6, resulting in additional fuel consumption by F-1 and overloading air cooler AC-101. Cleaning of E-1 saves 1840 kW on both cooling and heating sides.

The cleaning of the current process unit is difficult under operation due to the reserve facility's absence. The retrofit of this heat exchanger may improve the operability of the associated equipment. The increase of the heat exchange surface of the E-1 will further reduce the load on the F-1 and AC-101. This measure should be coupled with the rearrangement of a tube layout of the furnace and the air cooler to meet an acceptable pressure drop, temperature approach and plant layout.

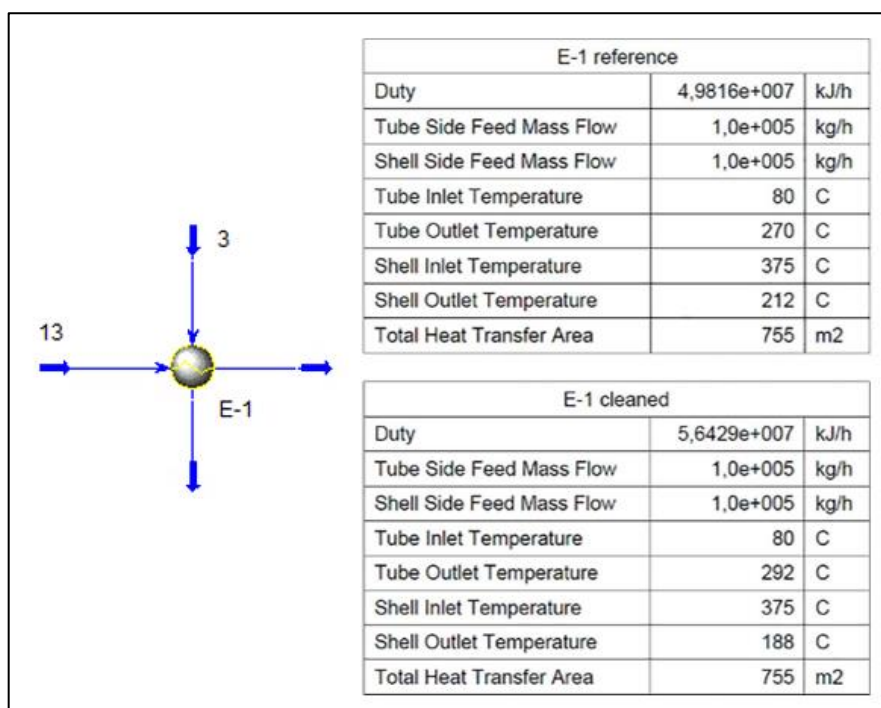


Figure 3.2 – Model of heat exchanger E-1

Analyzing the data presented in table 3.1, it can be seen the heat duty increase rapidly at the beginning, but from 3000 m² of the additional area it is slowed down. Further growth of E-1 is not possible due to plant layout and pressure drop constraints.

Table 3.1 – Technical parameters of E-1 retrofit

Additional area, m ²	Additional shells	Pressure drop, kPa	Power (pumping), kPa	Heat energy-saving, kW
580	1	44	6	2162
1026	2	114	16	3217
1472	3	185	25	3913
1916	4	257	35	4406
2362	5	329	44	4776
2807	6	402	54	5060
3252	7	476	63	5291
3698	8	551	73	5479

The choice of the maximum surface of the heat exchanger E-1 is also determined by the maximum NPV value, this is shown in table 3.2.

Table 3.2 – Economic results of E-1 retrofit

Additional area, m ²	Investments, \$	Pumping cost, \$	Budget saving, \$	NPV, \$
580	130990	1944	436724	1817187
1026	213110	5184	649834	2682938
1472	292367	8100	790426	3235541
1916	369431	11340	890012	3609206
2362	445391	14256	964752	3876584
2807	520088	17496	1022120	4067543
3252	593864	20412	1068782	4213776
3698	666999	23652	1106758	4321099

An application of the highest extension of E-1 may also improve the operation mode in terms of cleaning schedule. That maintains the heat exchanger in the most efficient conditions.

Utility pass two «F-2 → E-105/8, 7, 6, 3, 2 → AC-106» was maintained by the new additional heat exchanger. The load of this heat exchanger is limited by the real temperature difference: after installing a new heat exchanger, the temperature difference on heat exchangers E-105/8, 7, 6, 3, 2 must be more than 13 °C. Therefore, the maximum load of the E-2 equals 1293 kW. Extra pressure drop is compensated by tube pass changes at AC-106 air cooler and F-2 furnace. Heat exchanger E-2 was developed using HTRI software. The heat exchange surface of the E-2 is 32 m². The representation of the retrofitted HEN of the hydrocracking unit is shown in figure 3.3.

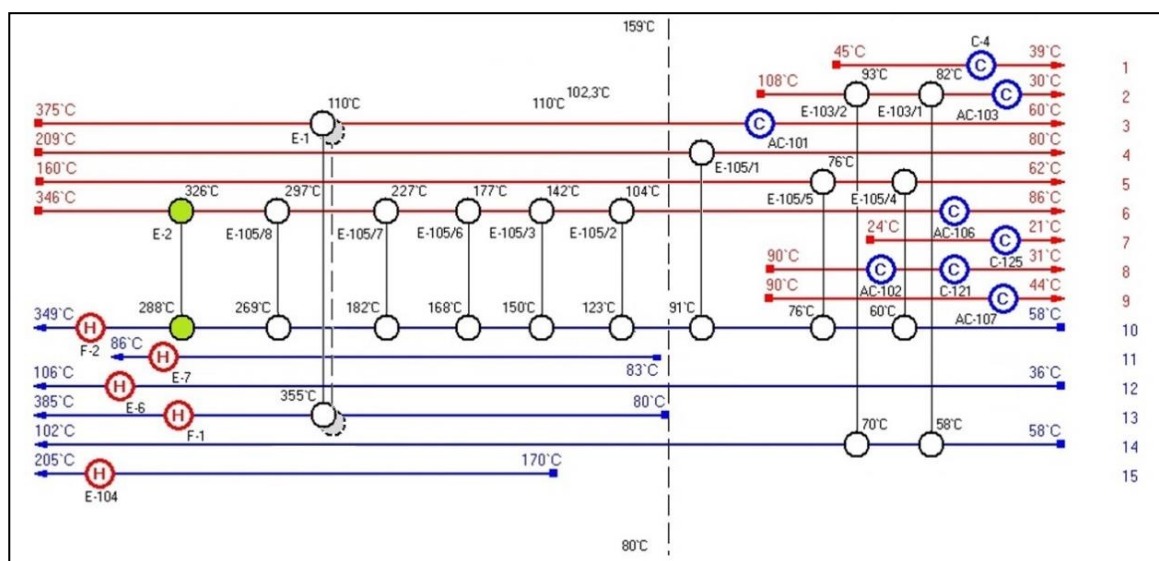


Figure 3.3 – Retrofitted heat exchange network of hydrocracking unit

The overall financial and ecological results of the retrofit are presented in the table 3.3.

Table 3.3 – Results of heat exchange network retrofit

Investments, \$	Budget saving, \$	Pumping cost, \$	Reducing CO ₂ emissions, t/year	IRR, %	NPV, \$	DPP, year
699589	1813820	46785,6	19088	175	7488460	0,57

Integration of process system reduces energy consumption by 53,5 % accounting fuel and steam and by 20 % of electricity. The potential environmental benefit is accounted for an annual saving of 19088 t CO₂. The retrofit of the investigated hydrocracking unit needs an investment of 699589 \$. The economic assessment of the proposed retrofit shows a discounted payback period of investment of 6,8 months.

The PFD of hydrocracking unit with the HEN retrofit is shown in figure 3.4.

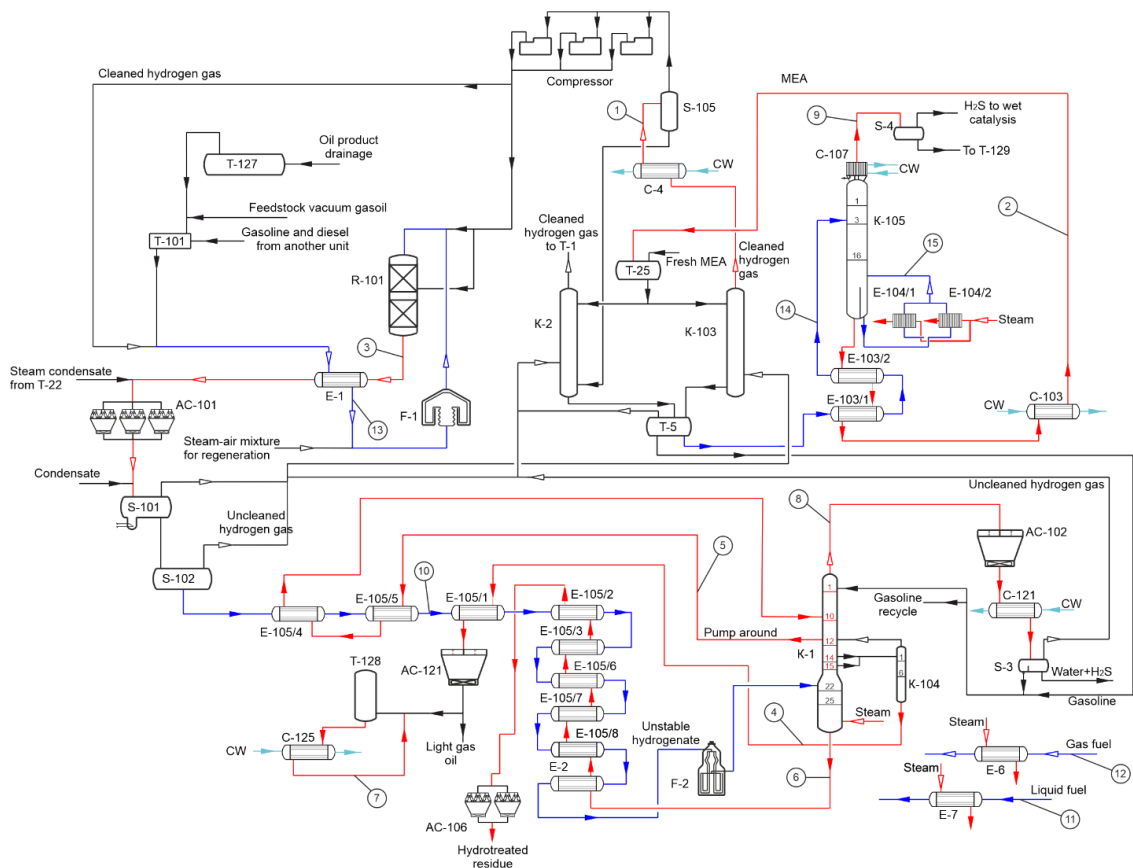


Figure 3.4 – Process flow diagram of hydrocracking unit with the heat exchanger network retrofit

The presented method may be further updated, covering detailed simulation of the utility generation system, in-depth economic analysis and process changes. There is a potential for scale-up of the current approach to plant-wide applications, lowering the refinery's environmental impact. This work's results may also be used for the planning of refinery operation and developments.