

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет инженерно-физический  
Кафедра химии и химической технологии  
Направление подготовки 18.03.01 – Химическая технология  
Направленность (профиль) образовательной программы  
Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Ю.А. Гужель  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных  
колоннах установок ЭЛОУ-АВТ

Исполнитель

студент группы 918-об

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Н.Е. Антонова

Руководитель

доцент, канд. хим. наук

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

С.А. Лескова

Консультант по безопасности  
жизнедеятельности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

А.В. Козырь

Нормоконтроль

проф., док. хим. наук

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Т.А. Родина

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет Инженерно-физический  
Кафедра Химии и химической технологии

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Ю.А. Гужель  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

### **ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Антоновой Надежды Евгеньевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: «Увеличение отбора светлых фракций на установке ЭЛОУ-АВТ» утверждена Приказом от 20.04.2023 г №951-УЧ
2. Срок сдачи студентом законченной работы 08.06.2023 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: расход сырой нефти 296736,08 кг/ч. Рабочая и нормативная документация, учебная литература, технологические схемы.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Литературный обзор по процессам первичной переработке нефти и способам увеличения отбора светлых фракций. Характеристика сырья и готовой продукции установки ЭЛОУ-АВТ. Описание технологической схемы атмосферного блока. Модернизация атмосферного блока. Обоснование модернизации. Основные требования безопасности при эксплуатации установки.
5. Перечень материалов приложения: Технологическая схема атмосферного установки.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе Козырь А.В., канд. техн. наук, доцент; раздел «Безопасность и экологичность производства»
7. Дата выдачи задания 26.04.2023 г

Руководитель выпускной квалификационной работы: Лескова Светлана Анатольевна, доцент, канд. хим. наук  
Задание принял к исполнению 26.04.2023 г. \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 71 с., 19 таблиц, 5 рисунков, 37 источников.

НЕФТЬ, МОДЕРНИЗАЦИЯ, ПЕРВИЧНАЯ ПЕРЕРАБОТКА, АТМОСФЕРНАЯ ТРУБЧАТКА, УВЕЛИЧЕНИЕ ВЫХОДА, СВЕТЛЫЕ ФРАКЦИИ, РЕКТИФИКАЦИОННАЯ КОЛОННА, КОЖУХОТРУБЧАТЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ, ПЛАСТИНЧАТЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

Целью работы является увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ. Получаемые нефтепродукты имеют высокую ценность широкое применение. В бакалаврской работе произведен анализ отечественной и зарубежной литературы, на основании которой подобраны способы увеличения выхода светлых нефтепродуктов на атмосферном блоке установки, рассмотрены характеристика сырья и производимой продукции.

В результате исследования были рассмотрены основные этапы первичной переработки нефти, направления переработки нефти, а также различные варианты атмосферных трубчаток. Изучена технологическая схема атмосферного блока установки ЭЛОУ-АВТ, нормативная и рабочая документация, учебная литература. Произведен расчет теплообменного оборудования. Выявлена существующая проблема на установке атмосферной трубчатки и предложена модернизация по усовершенствованию атмосферного блока, которая заключается в замене теплообменного оборудования. Выполнена технологическая схема атмосферного блока.

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Антонова Н.Е.				У	3	71
<i>Провер.</i>		Лескова С.А.				АмГУ ИФФ гр. 918-об		
<i>Реценз</i>								
<i>Н. Контр.</i>		Родина Т.А.						
<i>Утверд.</i>		Гужель Ю.А.						

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение		6
1	Литературный обзор	7
1.1	Краткая характеристика нефти	7
1.2	Глубина переработки нефти	8
1.3	Направления переработки нефти	10
1.3.1	Топливный вариант переработки	14
1.3.2	Топливо-масляный вариант переработки	14
1.3.3	Нефтехимический вариант переработки	15
1.4	Устройство ЭЛОУ-АВТ	15
1.4.1	Блок ЭЛОУ	15
1.4.2	Блок атмосферной трубчатка	16
1.4.3	Блок вакуумной трубчатки	17
1.5	Способы увеличения выхода светлых фракций	18
1.5.1	Волновое воздействие на нефть	18
1.5.2	Использование дополнительного циркуляционного орошения	19
1.5.3	Установка дополнительного теплообменника	20
1.5.4	Перегонка нефти в присутствии испаряющего агента	21
1.5.5	Использование новых контактных устройств	21
1.5.6	Применение поверхностно-активного вещества	25
1.5.8	Применение теплообменников нового поколения	25
2	Технологическая часть	28
2.1	Характеристика сырья и продуктов	28

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Антонова Н.Е.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Лескова С.А.			У	4	71
Реценз					АмГУ ИФФ гр. 918-об		
Н. Контр.		Родина Т.А.					
Утверд.		Гужель Ю.А.					

**Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ**

2.2	Описание технологической схемы блока атмосферной перегонки нефти	33
2.3	Материальный баланс атмосферного блока до модернизации	36
2.4	Технологический расчет кожухотрубчатого теплообменника	37
2.5	Технологический расчет пластинчатого теплообменника	47
2.5	Результаты технического перевооружения	58
2.6	Сравнительный анализ теплообменников	61
3	Безопасность и экологичность производства	63
3.1	Воздействие на окружающую среду установки ЭЛОУ-АВТ в условиях аварийной и безаварийной ситуации	63
3.2	Мероприятия и системы защиты от аварийных ситуаций при эксплуатации установки	65
	Заключение	67
	Библиографический список	68

## ВВЕДЕНИЕ

Особенность современной нефтеперерабатывающей промышленности – тенденция к углублению переработки нефти. С каждым годом происходит сокращение нефтяных ресурсов. Нынешняя ситуация диктует нефтеперерабатывающей отрасли требования к более рациональной и максимально глубокой переработки нефти. Актуальность увеличения отбора светлых нефтепродуктов также состоит в том, что они являются экономически ценными и их извлечение должно осуществляться в полном объеме, поскольку от 6 до 18 % светлых фракций остается в мазуте.

Светлые фракции, такие как бензин, дизельное и авиационное топливо являются основными и наиболее востребованными продуктами нефтепереработки и используются в различных отраслях экономики.

Цель работы – предложить и обосновать способ увеличения выхода светлых фракций на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ.

Для реализации поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Подбор и изучение литературного материала по вопросу увеличения отбора светлых фракций на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ.
2. Проведение анализа существующих методов увеличения светлых нефтепродуктов с колонн АВТ.
3. Выбор и обоснование способов увеличения отбора светлых фракций на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ.
4. Выполнение расчета и подтверждение выбора основного оборудования;
5. Выявить влияние установки ЭЛОУ-АВТ на окружающую среду в условиях аварийной и безаварийной ситуации.

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Антонова Н.Е.				У	6	71
Провер.		Лескова С.А.				АмГУ ИФФ гр. 918-об		
Реценз								
Н. Контр.		Родина Т.А.						
Утверд.		Гужель Ю.А.						

# 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

## 1.1 Краткая характеристика нефти

Нефть – жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого фракционного состава, которая содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битума и кокса [1].

Элементный состав нефти представлен углеродом – от 83 до 87 %, водородом – от 12 до 14 % и серой – от 3 до 4 %, остальное – азот и кислород. В основе сложного по химическому составу и структуре жидкости лежат углеводороды: парафиновые, нафтеновые и ароматические. Углеводородный состав нефти представлен в таблице 1 [2].

Таблица 1 – Углеводородный состав нефти

Тип углеводородов	Отличительная черта	Основные углеводороды	Содержание в нефти
Парафины ( $C_nH_{2n+2}$ )	Прямая углеродная цепь	Метан, этан, пропан, бутан, пентан, гексан	В сырой нефти содержится от 30 до 50 % парафинов
Нафтены ( $C_nH_{2n}$ )	Насыщенные углеводороды содержат замкнутый углеродный цикл	Циклопентан, метил-циклопентан, диметилциклопентан, циклогексан, 1,2-диметилциклогексан	Средняя сырая нефть содержит около 50 % нафтенов
Ароматические ( $C_nH_{2n-6}$ )	Содержат в молекуле бензольное кольцо	Бензол, толуол, ксилол, этилбензол, кумол, нафталин	Содержание в нефти колеблется в пределах от 10 до 50 %

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Антонова Н.Е.				<b>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ</b>	Лит.	Лист	Листов
Провер.	Лескова С.А.					У	7	71
Реценз						АмГУ ИФФ гр. 918-об		
Н. Контр.	Родина Т.А.							
Утверд.	Гужель Ю.А.							

Сернистые соединения. Общее содержание серы в нефти от 1 до 3 % по массе. Сернистые соединения придают нефти неприятный запах, оказывают коррозионное воздействие на металлы. При разгонке нефти основная масса сернистых соединений остается в высококипящих масляных дистиллятах и небольшое количество – в легкокипящих фракциях. В нефти сера, в основном, представлена в виде следующих соединений: тиофен, сульфиды и меркаптаны [3].

Азотистые соединения содержатся в нефти в небольших количествах и сконцентрированы в тяжелых фракциях. Азотистые соединения делятся на основные и нейтральные. Основные азотистые соединения отделяют от нефти при обработке слабой серной кислотой. Азотистые соединения термически стабильны и не оказывают существенного влияния на эксплуатационные свойства нефтепродуктов.

Кислородные соединения в нефти представлены нафтеновыми кислотами, фенолами, эфирами и другими компонентами. Основная их часть сосредоточена в высококипящих фракциях нефти, начиная с керосиновой [4].

## 1.2 Глубина переработки нефти

Работу НПЗ принято характеризовать глубиной переработки нефти и величиной отбора светлых нефтепродуктов. Под глубиной переработки нефти подразумевается величина, которая показывает отношение объема полученных продуктов к общему объему затраченной при переработке нефти [5].

Глубину переработки нефти рассчитывают по формуле (% масс.):

$$\Gamma = \frac{(\text{НП} - \text{ТМ} - \text{П})}{\text{Н}} \cdot 100,$$

где  $\Gamma$  – глубина переработки нефти, %.

НП, ТМ – количество вырабатываемых на НПЗ товарных нефтепродуктов и топочного мазута соответственно, тыс. т/год;

П – безвозвратные потери, тыс. т/год;

Н – мощность НПЗ, тыс. т/год.

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8



Светлыми считаются нефтепродукты, не содержащие в своем составе тяжелых фракций, они имеют высокую степень очистки и являются практически бесцветными. Величину отбора светлых нефтепродуктов определяют по формуле:

$$C = \frac{(B + K + Д + А + ЖП + СГ + Р)}{Н} \cdot 100,$$

где С – величина отбора светлых нефтепродуктов, %.

В – получаемый на НПЗ бензин, тыс. т/год;

К – керосин, тыс. т/год;

Д – дизельное топливо, тыс. т/год;

А – ароматические углеводороды, тыс. т/год;

ЖП – жидкие парафины, тыс. т/год;

СГ – сжиженные газы, тыс. т/год;

Р – растворители, тыс. т/год;

Н – мощность НПЗ, тыс. т/год.

Добыча нефти в России на 2022 год составила 535 млн тонн, однако наблюдается небольшое отставание в области глубины переработки нефти [6]. С начала 2000-х годов процент глубины переработки медленно, но рос: он составлял 66 % к середине 2000-х, и уже 74 % по состоянию на 2015 год, в 2022 году глубина переработки составила 83,9 %.

При этом важно отметить, что по российским стандартам результат признается хорошим, если процент глубины переработки находится ~ 80 %. В настоящее время в России заводов, чьи показатели составляют более чем 80 %, немного. Показатели глубины переработки нефти на некоторых заводах России представлены в таблице 2 [7].

Таблица 2 – Глубина переработки нефти на российских НПЗ

Завод	Глубина переработки, %
1	2
Омский НПЗ	92

1	2
Волгограднефтепереработка	92
Новоуфимский НПЗ	88
ТАИФ НК	75
Орскнефтеоргсинтез	69
Хабаровский НПЗ	65
Ухтанефтепереработка	62
Комсомольский НПЗ	61
Туапсинский НПЗ	56
Краснодарский НПЗ	55

Для сравнения: в наши дни только среднее значение глубины переработки нефтеперерабатывающих заводов в Европейском союзе составляет 85 %, в США тот же средний показатель глубины переработки нефти равен 96 % [8].

Технический уровень большинства НПЗ не соответствует передовому мировому уровню. В российской нефтепереработке основной проблемой отрасли, является низкая глубина нефтепереработки и отсталая структура производства – минимум вторичных процессов. Другая проблема – высокий уровень износа основных фондов, и, как следствие, повышенный уровень энергопотребления.

Выходом из сложившейся ситуации является ускорение модернизации нефтеперерабатывающей отрасли России в направлении реконструкции действующих и строительства новых установок, улучшающих качество топлив [9].

### 1.3 Направления переработки нефти

Нефтепереработка – многоступенчатый процесс физико-химический процесс переработки сырой нефти, результатом которого является получение комплекса нефтепродуктов. Переработку нефти осуществляют методом перегонки – физическое разделение нефти на фракции [4].

#### 1.3.1 Переработка нефти

Переработка нефти включает следующие основные операции: подготовку к переработке, первичные процессы переработки, вторичные процессы

переработки, очистку нефтепродуктов. Общая схема переработки нефти представлена на рисунке 1.

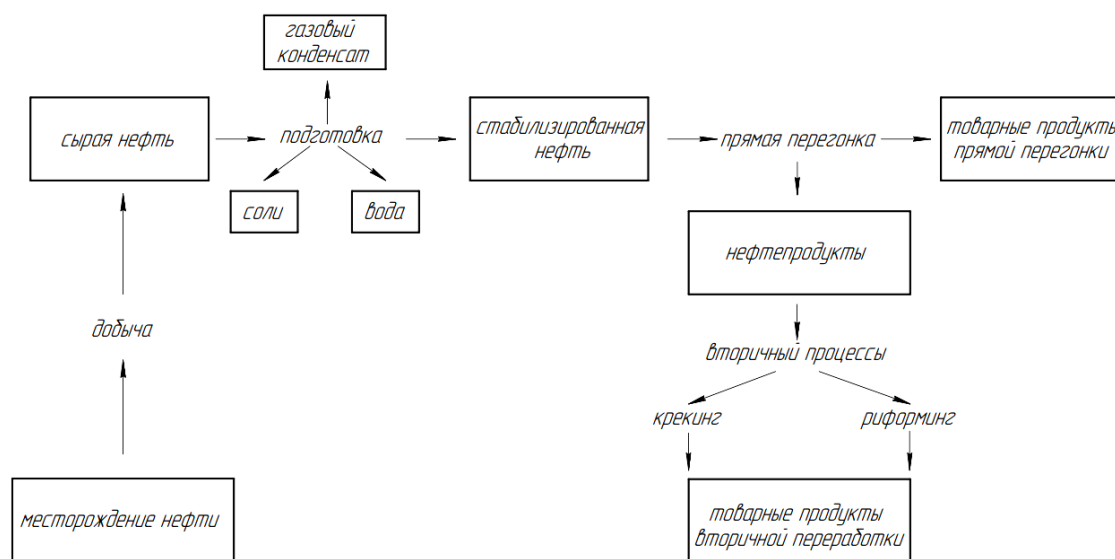


Рисунок 1 – Общая схема подготовки нефти

*Подготовка нефти к переработке* сводится к выделению из нее попутных газов, воды, минеральных включений и нейтрализацию химически активных примесей. Состав нефти и ее химическая структура при этом не изменяется. Попутные газы извлекаются в газотделителях за счет уменьшения их растворимости при снижении давления. Затем отделение газов проводится в стабилизационных установках путем их отгонки на специальных ректификационных колоннах с одновременным извлечением легких бензиновых фракций. После нефть отстаивают для ее отделения от песка, глины, воды и растворенных в воде солей. Окончательное обезвоживание нефти производится за счет процесса разрушения стойких эмульсий нефти с водой и последующего отделения воды в резервуарах-отстойниках. Заключительной стадией подготовки нефти является нейтрализация химически активных примесей (сероводорода, серы, кислот и солей) растворами аммиака или щелочей [10].

*Первичная переработка нефти* основана на различии физико-химических свойств компонентов:

- температуры кипения;
- температуры кристаллизации;
- растворимости.

Заключается переработка в разделении нефти на отдельные фракции – дистилляты, каждая из которых представляет смесь углеводородов. Под фракцией понимают часть какого-либо вещества, выделенную в процессе перегонки при определенных условиях. Первичная переработка является физическим процессом и не затрагивает химической природы и строения содержащихся в нефти соединений. Важнейшим из первичных процессов является прямая перегонка нефти.

В зависимости от проведения процесса различают простую и сложную перегонку. Виды перегонки представлены на рисунке 2.

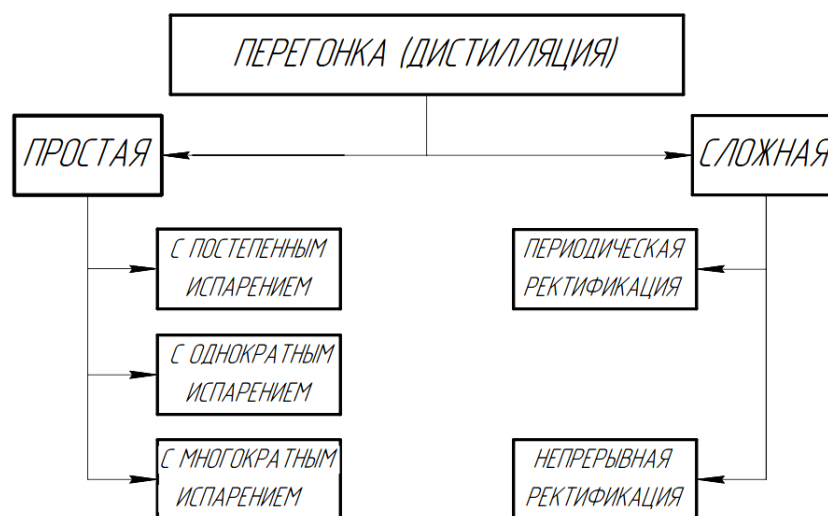


Рисунок 2 – Виды перегонки

Перегонка (дистилляция) – процесс физического разделения нефти на фракции, различающиеся друг от друга и от исходной смеси по температурным пределам кипения.

Простая перегонка осуществляется с постепенным, однократным и многократным испарением.

Перегонка с постепенным испарением состоит в постепенном нагревании нефти от начальной до конечной температуры с непрерывным отводом и конденсацией образующихся паров. Способ в основном применяется в лабораторной практике.

При перегонке с однократным испарением нефть нагревается до заданной температуры, образовавшиеся и достигшие равновесия пары однократно отделяются от жидкой фазы – остатка. Рассматриваемый способ обеспечивает большую долю отгона при одинаковых температуре и давлении по сравнению с постепенным испарением.

Перегонка с многократным испарением заключается в последовательном повторении процесса однократной перегонки при более высоких температурах или низких давлениях по отношению к остатку предыдущего процесса [11].

Используя перегонку, нельзя разделить компоненты нефти на более узкие фракции, кипящие в заданных температурных интервалах и являющиеся товарными продуктами. Поэтому после однократного испарения нефтяные пары подвергают ректификации.

Перегонка с ректификацией происходит в ректификационных колоннах, которые являются центральным аппаратом технологической установки по первичной переработки нефти. Процесс осуществляется за счет многократного контактирования потоков паров и жидкости на специальных контактных устройствах (тарелках или насадках). Контактное взаимодействие потоков пара и жидкости может производиться непрерывно или ступенчато.

В конечном итоге, после ректификации получается выделить отдельные нефтяные фракции:

- бензиновая (н.к – 140 °С);
- керосиновая (140 °С – 220 °С);
- дизельная (220 °С – 350 °С);
- вакуумный газойль (350 °С – 500 °С);
- гудрон (> 500 °С).

					<i>ВКР.191275.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

*Вторичная переработка* представляет собой разнообразные процессы переработки нефтепродуктов, полученных при прямой перегонки. Рассматриваемые процессы сопровождаются деструктивными превращениями содержащихся в нефтепродуктах углеводородов [12].

В настоящее время выделяют три основных направления переработки нефти: топливное, которое подразделяется на глубокое и неглубокое; топливно-масляное; нефтехимическое. В зависимости от направления переработки выбирают технологическую схему, по которой будет происходить процесс перегонки нефти.

### 1.3.1 Топливный вариант переработки

Топливный вариант переработки нефти – направление, по которому нефть в основном перерабатывают на моторные и котельные топлива.

При неглубокой переработке нефти по топливному варианту перегонка ее осуществляется на установках АТ (атмосферных трубчатках); при глубокой переработке – на установках АВТ (атмосферно-вакуумных трубчатках) топливного варианта.

В зависимости от варианта переработки нефти получают различный ассортимент топливных и масляных фракций, а на установках АТ при неглубоком топливном варианте производят компоненты моторных топлив и в остатке мазут (котельное топливо).

По глубокому топливному варианту на атмосферном блоке получают бензиновые, керосиновые и дизельные фракции, а мазут подвергают дальнейшей переработке на блоках вакуумной перегонки с выделением широкой дистиллятной фракции и гудрона с последующим их крекированием.

### 1.3.2 Топливо-масляный вариант переработки

Топливо-масляный вариант – направление переработки, при котором наряду с топливами получают смазочные масла.

При рассматриваемом варианте переработки нефти и при наличии на заводе установок каталитического крекинга целесообразно использовать комбини-

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

рованную технологическую схему установки первичной перегонки нефти. Такая схема обеспечивает одновременное или раздельное получение из нефти наряду с топливными фракциями широкой и узких масляных фракций [13].

### 1.3.3 Нефтехимический вариант переработки

Нефтехимический вариант переработки нефти – сложное сочетание предприятий, на которых помимо выработки высококачественных моторных топлив осуществляются сложнейшие физико-химические процессы. При рассматриваемом варианте производят азотные удобрения, синтетические каучуки, пластмассы, синтетические волокна, моющие вещества, жирные кислоты, фенол, ацетон, спирты, эфиры.

## 1.4 Устройство ЭЛОУ-АВТ

Установки ЭЛОУ-АВТ составляют основу всех нефтеперерабатывающих предприятий.

Современные установки ЭЛОУ-АВТ состоят из трех основных блоков:

1. Блок ЭЛОУ.
2. Блок атмосферная трубчатка.
3. Блок вакуумная трубчатка [13].

### 1.4.1 Блок ЭЛОУ

Назначение ЭЛОУ – удаление солей и воды из нефти перед подачей на переработку. Обезвоживание нефти необходимо для разрушения эмульсии, которую образует с нефтью вода. Процесс обессоливания и обезвоживания осуществляется в электродегидраторах – цилиндрических аппаратах с электродами. Под воздействием тока высокого напряжения (25 кВ и более), смесь вода-нефть разрушается, вода собирается внизу аппарата и откачивается. Для эффективного разрушения эмульсии в сырьё вводятся специальные вещества – деэмульгаторы [12]. Температура процесса – от 100 °С до 120 °С. Эффективное обессоливание позволяет значительно уменьшить коррозию технологического оборудования установок по переработке нефти, предотвратить дезактивацию катализаторов, улучшить качество топлив, нефтяного кокса, битумов и других продуктов [14].

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

#### 1.4.2 Блок атмосферная трубчатка

Атмосферная трубчатка (АТ) предназначена для неглубокой первичной переработки нефти на группу светлых нефтепродуктов – бензиновых, керосиновых, дизельных фракций с температурой кипения до 350 °С и мазут в качестве остатка.

В зависимости от технологической схемы перегонка нефти на атмосферных установках подразделяется на:

- 1) установки с однократным испарением в одной ректификационной колонне;
- 2) установки с двукратным испарением в двух последовательно расположенных колоннах;
- 3) установки с предварительным испарением легких фракций в испарителе и последующей ректификацией.

Достоинства и недостатки технологических схем приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Принципиальные схемы установок перегонки нефти

Однократное испарение	Двукратное испарение	Перегонка с предварительным испарением
1	2	3
<i>Положительные стороны:</i>		
Простота и компактность конструкции	Переработка стабильных и нестабильных нефтей	Снижается давление в трубчатой печи
Малая металлоемкость	Переработка нефтей с большим содержанием светлых фракций	Не требуется дополнительного оборудования
Меньшая температура нагрева сырья в печи	Гибкая технологическая схема переработки	Снижаются энергетические затраты
Самые низкие энергетические показатели	Защита второй колонны от коррозии	Снижается температура нагрева в печи
<i>Отрицательные стороны:</i>		
При содержании бензиновых фракций более 10 % на нефть возрастает нагрузка на печь, насосы и колонну	При содержании бензиновых фракций более 10 % на нефть возрастает нагрузка на печь, насосы и колонну	При содержании бензиновых фракций более 10 % на нефть возрастает нагрузка на печь, насосы и колонну



1	2	3
Повышение коррозии при переработке нефти сернистой	Большая металлоемкость	Колонна не защищена от коррозии
Наименьшая технологическая гибкость	Необходимо дополнительное оборудование (колонна, насосы, теплообменники)	

На всех видах установок предварительный подогрев нефти производится в теплообменниках. Используется запас тепла нефтяных дистиллятов и остатков, полученных при перегонке. Дальнейшее направление потока нефти на всех трех установках осуществляется по-разному.

На установках с однократным испарением нефть прокачивают через трубчатую печь, откуда она под давлением того же насоса поступает в ректификационную колонну, где отделяются все заданные продукты перегонки, то есть нефть нагревается до заданной температуры, образовавшиеся и достигшие равновесия пары однократно отделяются от жидкой фазы – остатка. После однократного испарения в системе остается все то, что в ней было до испарения; разница лишь в том, что до испарения исходная смесь находилась в жидком состоянии, после же – часть компонентов перешла в пар.

На установках с двукратным испарением нефть закачивается непосредственно в первую ректификационную колонну, а после нее – в трубчатую печь затем – во вторую колонну. В первой колонне нефть отбензинивается, а во второй – разделяется на фракции.

На установках с предварительным испарением нефть сначала закачивается в отдельный испаритель, а из него – в трубчатую печь и затем – в ректификационную колонну. В рассматриваемой схеме испарение происходит двукратно, но ректификация осуществляется так, как описано в первой схеме [15].

#### 1.4.3 Блок вакуумной трубчатки

Вакуумная установка (ВТ), работающая в комплексе с электрообессоливанием и атмосферной трубчаткой, предназначена для глубокой перегонки мазута

– остатка атмосферной перегонки нефти на блоке АТ. На вакуумной установке мазут перегоняется до гудрона с получением или широкой дистиллятной фракции с температурой кипения от 350 °С до 500 °С, являющейся сырьем термического и каталитического крекинга (топливный вариант работы), или с получением дистиллятных масел (веретенное, трансформаторное, машинное, цилиндрическое) и остаточных масел (авиационное, дизельное) при работе по масляному варианту переработки нефтепродуктов.

### **1.5 Способы увеличения выхода светлых фракций**

Увеличить отбор светлых нефтепродуктов на атмосферном блоке ЭЛОУ-АВТ можно с помощью усовершенствования или замены старого оборудования, использования дополнительного оборудования и изменения технологических параметров.

#### **1.5.1 Волновое воздействие на нефть**

При первичной перегонки нефти около 15 % светлых фракций остается в мазуте. За последнее время было разработан широкий спектр различных подходов, которые направлены на увеличение выхода светлых дистиллятов.

Одним из способов увеличения выхода светлых фракций является облучение сырья, которое находится в процессе ректификации, слабыми электромагнитными колебаниями, которые усиливаются в резонаторе, расположенном в нижней части колонны [17].

В настоящее время существуют новые варианты волнового воздействия на нефть. Отсюда можно сделать вывод о перспективности данного способа, так как для его осуществления не требуются большие энергозатраты. С применением данной технологии повышается эффективность отделения молекул нежелательных соединений, асфальтенов гетеросоединений, металло-органики от легких углеводородов, благодаря этому уменьшается время переработки обработанного сырья и обеспечивается получение более качественных нефтепродуктов. Кроме того, значительно снижается температура сырья при его переработке, что способствует повышению срока службы оборудования [18].

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

Благодаря резонансному воздействию увеличивается амплитуда колебаний адсорбционно связанных между тяжелыми и легкими углеводородами, в результате чего происходит разрыв и высвобождение легких углеводородов. При перегонке в ректификационных колоннах за счет нагрева образуются слабые электромагнитные колебания нефти и связанных паров легких и тяжелых углеводородов, находящихся в ней. Весь спектр данных колебаний снимается и направляется в резонатор для их концентрирования и усиления собственных электромагнитных колебаний.

Резонатор представляет собой аппарат из замкнутой торообразной камеры. Внутри аппарата последовательно друг за другом тонкостенные ленты Мебиуса. Многократное прохождение по замкнутому пространству камеры дает нарастание силы слабым электромагнитным колебаниям. Усиленные волны возвращаются в колонну для создания резонанса и снова снимаются, и возвращаются в резонатор. Благодаря этому способу выход светлых фракций можно увеличить почти на 7 %.

#### 1.5.2 Использование дополнительного циркуляционного орошения

Альтернативным вариантом увеличения отбора керосиновой фракции выступает атмосферный блок, состоящий из атмосферной и отбензинивающей колонн, где для достижения поставленной задачи, пары бензиновой фракции, выходящие из К-1, подаются на нижележащую тарелку, между отводами керосиновой и дизельной фракции.

Расположение точки ввода объясняется близостью температур парожидкостных потоков в колонне и подаваемой парогазовой смеси, температура которой составляет 200 °С. При подаче смеси паров и газов на тарелки в нижней части колонны, произойдет уменьшение температуры потоков и повысится выход мазута.

Используя предложенный способ выход керосиновой фракции можно повысить до 18,3 %. Следует помнить, что на выход керосиновой фракции влияет расход и температура промежуточного циркуляционного орошения, а именно

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

при повышении этих параметров паровая фаза обогащается более высококипящими компонентами, при этом отбор мазута сокращается. Следует обратить внимание на то, чтобы температура выкипания керосинового дистиллята не превышала 250 °С [19].

### 1.5.3 Установка дополнительного теплообменника

В качестве варианта увеличения выхода бензиновой фракции является включение в схему дополнительного теплообменника, который предназначен для охлаждения паров бензина, выходящих с верхней части колонны АТ. Предлагаемая технологическая схема представлена на рисунке 3.

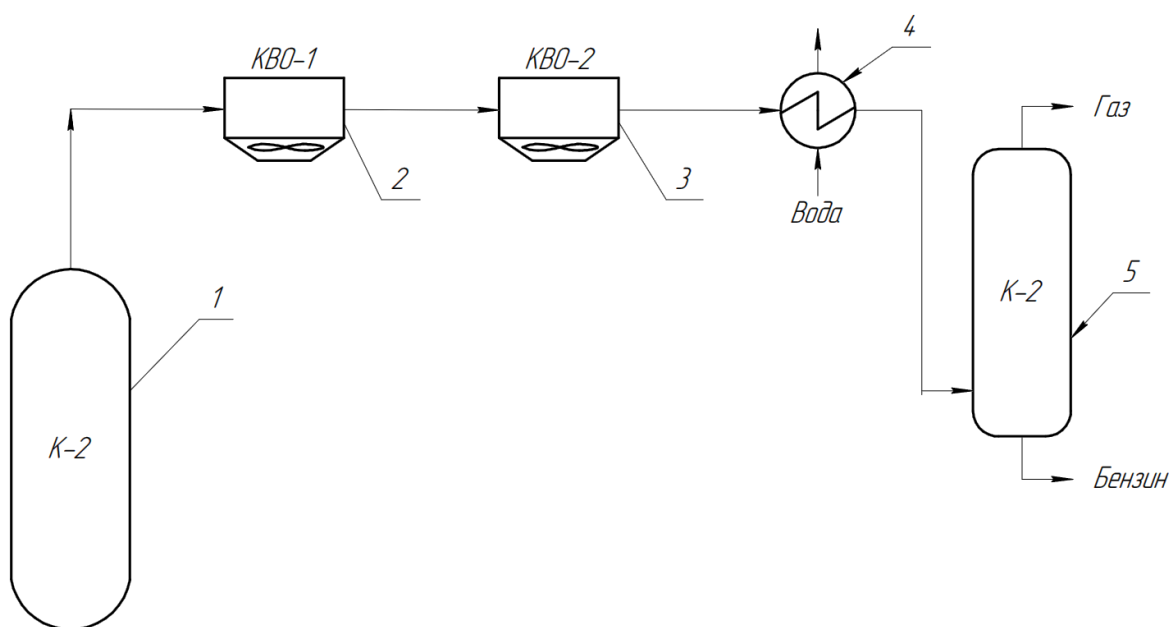


Рисунок 3 – Схема АТ с дополнительным теплообменником:

- 1 – ректификационная колонна; 2,3 – колонна воздушного охлаждения;  
4 – теплообменник; 5 – сепаратор

Рассматриваемая технология успешно испытана на специальной экспериментальной конструкции, установленной на нефтеперерабатывающем заводе в г. Фергана, республики Узбекистан. Благодаря использованию рассматриваемой технологии можно увеличить выход бензиновой фракции на 50 т/ч [20].

#### 1.5.4 Перегонка нефти в присутствии испаряющего агента

Одним из методов увеличения выхода светлых дистиллятов при перегонке нефти является ввод в нижнюю часть ректификационной колонны испаряющего агента. В качестве него обычно используют водяной пар.

Использование перегретого водяного пара позволит уменьшить температуры переработки нефти, что позволит предотвратить разложение недостаточно термостойких соединений.

Достоинствами предложенного метода являются простая регулировка расхода пара и возможность установить паровой поток ниже секции ввода питания. Физико-химические характеристики водяного пара указывают на то, что можно обойтись без дополнительных теплообменников, так как водяной пар взрыво- и пожаробезопасен.

К недостаткам указанного решения можно отнести рост нагрузки по пару в аппаратах, рост затрат энергии процессов на получение пара и последующую конденсацию, вероятность обводненности выходных нефтепродуктов. При внедрении анализируемого метода следует учитывать возможность конденсации водяного пара в колоннах, которая может привести к нежелательным последствиям [21].

#### 1.5.5 Использование новых контактных устройств

Использование новейших усовершенствованных контактных устройств с целью увеличения отбора светлых фракций является перспективным решением, так как несет малые капитальные затраты и срок окупаемости, а также сопровождается сокращением энергозатрат на единицу выпускаемой продукции.

Среди наиболее прогрессивных и эффективных контактных устройств стоит выделить комбинированные тарелки. Так, S-образная тарелка с клапаном работает как при низких скоростях (при этом работают S-образные элементы), так и при высоких скоростях барботирования газа, когда включается в работу клапан. Такая двухстадийная работа тарелки позволяет повысить производительность ректификационной колонны на 25-30 % и сохранить

высокую эффективность разделения в широком диапазоне рабочих нагрузок [22].

Из модернизированных клапанных тарелок необходимо отметить эжекционные тарелки (рисунок 4), которые представляют собой полотно с отверстиями и переливными устройствами. В отверстиях полотна тарелок устанавливаются клапаны, который представляет собой вогнутый диск с просечными отверстиями для эжекции жидкости. Клапан имеет четыре ограничительные ножки и двенадцать эжекционных каналов.

В нефтеперерабатывающей промышленности очень важным критерием контактных устройств является возможность их работы в средах, склонных к образованию смолистых отложений.

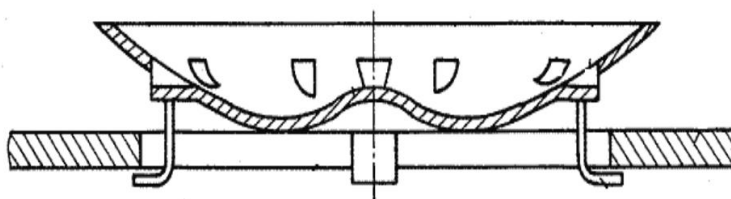


Рисунок 4 – Эжекционная тарелка

В крупнотоннажных производствах, особенно за рубежом, широко применяются современные насадочные контактные устройства, которые стремительно вытесняют тарельчатые. Насадки бывают регулярные и нерегулярные (насыпные). Регулярные насадки обладают низким гидравлическим сопротивлением в пределах от 130 Па до 260 Па на одну теоретическую тарелку и благоприятствует однородному распределению жидкой и газожидкостной фаз по всей ректификационной колонне [23].

При конструировании насадочных контактных элементов необходимо изучить закономерности массообмена, потому как в процессах ректификации почти до 90 % сопротивления массопередаче сконцентрировано в паровой фазе. Следует делать упор на форму насадки для создания интенсивной турбулизации

паровой фазы.

В противном случае, когда сопротивление массопередаче сосредоточено в жидкой фазе, то рекомендуется создать на контактных устройствах шероховатую поверхность, что приведет к турбулентному пленочному течению по элементам насадки.

За последние 10 лет отечественный инженерно-внедренческий центр «Инжехим» реконструировал более четырехсот объектов на нефтегазоперерабатывающих предприятиях, были разработаны новые высокоэффективные внутренние устройства для оснащения технологического оборудования, прошедшие экспертизу промышленной безопасности и сертификацию.

Основными партнерами и заказчиками ИВЦ «Инжехим» являются ОАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «Казаньоргсинтез», ОАО «Газпром», ОАО «ЛУКОЙЛ», ЗАО «Нижнекамский НПЗ».

Блочная регулярная насадка изготавливается в виде блоков из вертикальных гофрированных пластин, которые скреплены между собой под углом. Гофры смежных листов расположены перекрестно относительно друг к другу и образуют каналы для потока паровой фазы. Предлагаемая насадка представлена на рисунке 5.

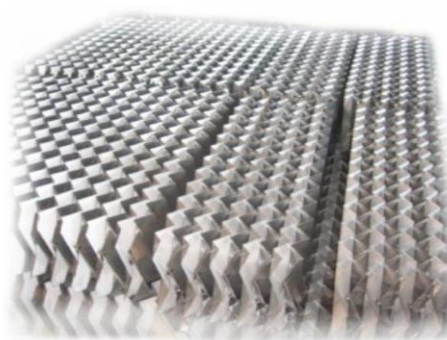


Рисунок 5 – Блочная регулярная насадка

Изготавливается регулярная насадка из стальной нержавеющей ленты толщиной от 0,15 мм до 1 мм. Такая насадка предназначена для ректификационных

					<i>ВКР.191275.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

и абсорбционных колонн диаметром от 1 до 8 м. Характеризуется высокой разделяющей способностью при низком гидравлическом сопротивлении.

Сегментная регулярная насадка изготавливается в виде набора кольцевых сегментных блоков, которые при сборке плотно заполняют весь рабочий объем колонны. Каждый блок выполнен в виде пакета из гофрированной ленты с перекрестным расположением гофров. Сегментная регулярная насадка представлена на рисунке 6.

Конструкция насадки, в отличие от прямоугольных блоков с обрезанными по радиусу колонны краями, выгодно отличается плотной укладкой с исключением зазоров между насадкой и корпусом аппарата, которые приводят к нарушению равномерного распределения жидкой фазы по сечению колонны. Благодаря своей геометрии сегментная насадка сохраняет исходное равномерное распределение фаз в поперечном сечении колонны при большой высоте слоя насадки.

Регулярная сегментная насадка предназначена для заполнения рабочего объема колонных аппаратов для процессов ректификации, абсорбции, десорбции и экстракции. Насадка успешно применяется в качестве контактных устройств в массообменных аппаратах химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей и прочих отраслей промышленности [24].



Рисунок 6 – Сегментная регулярная насадка

Достоинства регулярных насадок по сравнению с тарелками:

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24



- меньшее гидравлическое сопротивление;
- высокая разделительная способность.

К недостаткам регулярных насадок можно отнести:

- высокая стоимость, которая обусловлена сложностью конструкции и технологией ее изготовления;
- чувствительность к равномерности распределения орошения по всей площади насадки, что приводит к повышению стоимости оросителя;
- меньшая коррозионная стойкость насадки из-за малой толщины насадочных листов;
- сложность организации выводов боковых отборов из колонн.

#### 1.5.6 Применение поверхностно-активного вещества

Введение в первичный поток ПАВ после колонны стабилизации нефти повышает выход светлых фракций. В качестве поверхностно-активного вещества предлагается использовать соль никеля синтетических жирных кислот  $Ni(RCOO)_2$ , что приведет к ускорению процессов кипения, увеличению отбора светлых нефтепродуктов и снижению потерь отгоняемых фракций с кубовым продуктом [25].

#### 1.5.7 Применение теплообменников нового поколения

Подогреватели сырой нефти должны взаимодействовать с двумя сильно загрязняющими технологическими потоками:

- сырой нефтью в трубах;
- кубовым остатком или циркулирующим орошением в межтрубной зоне теплообменника.

Основная экономическая проблема – загрязнение линии для подогрева сырой нефти. При оборудовании теплообменниками, не допускающими загрязнения, ежегодная экономия могла бы достичь 9,5 млрд долларов [26].

Спиральные теплообменники привлекают большое внимание как хорошая альтернатива кожухотрубчатым теплообменникам при работе в «грязных» средах.

Спиральный теплообменник состоит из двух длинных металлических листов, спирально обернутых вокруг общей оси. Шпильки приваривают между витками чтобы сохранить расстояние, после чего два соседних витка сваривают, создавая каналы для двух потоков. Спираль устанавливают в цилиндрическом корпусе, который выдерживает избыточное давление (рисунок 7). Корпус с торцов закрывают крышками, которые уплотняются прокладками. Уплотнение закрывает открытый спиральный канал и заставляет поток проходить весь путь по длине спирали.



Рисунок 7 – Спиральный теплообменник

При работе в системе жидкость-жидкость один поток подается в центр спирального теплообменника, идет по спирали к периферии и выходит из штуцера на обечайке. Второй поток, наоборот, идет по другому спиральному каналу от периферии к центру. Таким образом, в спиральном теплообменнике осуществляется 100 % противоток. Движение потоков в спиральных теплообменниках происходит по криволинейным каналам, близким по форме к концентрическим окружностям. Направления векторов скоростей движения потоков постоянно

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

меняются. Шпильки в каналах и их кривизна создают сильную турбулентность, что усиливает теплопередачу и уменьшает загрязнение [27].

Достоинства и недостатки спиральных теплообменников указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Положительные и отрицательные стороны спиральных теплообменников.

Достоинства	Недостатки
Высокий коэффициент теплопередачи	Сложность в изготовлении
Большая поверхность теплообмена	Работа при ограниченных давлениях (до 10 атм)
Малые гидравлические сопротивления	Возникновение трудностей при создании плотного соединения между спиральями и крышками
Увеличенный срок безостановочной работы	Высокая стоимость

Проанализировав литературу, можно выделить два перспективных решения по модернизации атмосферного блока ЭЛОУ-АВТ:

– Первый вариант – заключается в замене контактных устройств на современные. Благодаря новым контактным устройствам снижается гидравлическое сопротивление и повышается разделительная способность, в результате чего выход светлых фракций увеличивается.

– Второй вариант – замена теплообменного оборудования на более современное. Новейшие теплообменники менее подвержены загрязнению, благодаря чему снижаются производственные затраты на период отключения аппаратов с целью очистки их от загрязнений.

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Характеристика сырья и продуктов

Данные, характеризующие исходное сырье, материалы, полупродукты и энергоресурсы приведены в таблице 5 [28].

Таблица 5 – Характеристика сырья

Наименование сырья, материалов, полупродуктов, энергоресурсов	Показатели, обязательные для проверки единица измерения	Регламентируемые показатели		
1	2	3		
<b>Сырье</b>				
1. Нефть сырая	1. Массовая доля серы, %	Не более 0,60		
	Класс 1 – малосернистая			
	Класс 2 – сернистая	0,61 – 1,80		
	Класс 3 – высокосернистая	1,81 – 3,50		
	Класс 4 – особо высокосернистая	Не менее 3,50		
	2. Плотность при 20 °С, кг/см <sup>3</sup>	Не более 830,0		
	Тип 0 – особо легкая			
	Тип 1 – легкая	830,1 – 850,0		
	Тип 2 – средняя	850,1 – 870,0		
	Тип 3 – тяжелая	870,1 – 895,0		
	Тип 4 – битуминозная	Не менее 895,0		
		Норма для нефти группы		
		1 группа	2 группа	3 группа
	3. Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
	4. Содержание хлористых солей	100	300	900
	5. Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		
	6. Давление насыщенных паров, кПа, не более	66,7		
7. Содержание хлорорганических соединений, ppm, не более	10,0			
8. Массовая доля сероводорода, ppm, не более	Норма для нефти вида			
	1 вид	2 вид		
	20	100		

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Антонова Н.Е.			<b>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ</b>	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Лескова С.А.				У	28	71
Реценз						<b>АмГУ ИФФ гр.918-об</b>		
Н. Контр.		Родина Т.А.						
Утверд.		Гужель Ю.А.						

## Продолжение таблицы 5

1	2	3	
	9. Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, ppm, не более	40	100
<b>Подготовленное сырье</b>			
2. Нефть сырая	1. Массовая доля воды, %	Не более 0,5	
	2. Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	Не более 100,0	
3. Нефть обессоленная	1. Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	Не более 3,0	
	2. Массовая доля воды, %	Не более 0,2	
4. Продукт ловушечный	1. Массовая доля воды, %	Не более 1,0	
	2. Массовая доля механических примесей, %	Не более 1,0	
5. Газовая головка	1. Массовая доля суммы углеводородов C <sub>5</sub> и выше, %, не более	1,84	

На установке атмосферной трубчатки получают широкий спектр продукции – прямогонный бензин, компонент топлива для реактивных двигателей, компонент дизельного зимнего и летнего топлива и т. д. Характеристика получаемой продукции представлена в таблице 6 [29, 30].

Таблица 6 – Получаемая продукция

Наименование продукта	Основные свойства и качество выпускаемой продукции		Область применения
	Показатель	Норма	
1	2	3	4
Прямогонный бензин	Фракционный состав:	30	Используется в качестве сырья установки каталитического риформинга
	– Температура начала перегонки, °С, не ниже	–	
	– 10 % перегоняется при температуре, °С, не выше	–	
	– 50 % перегоняется при температуре, °С, не выше	–	
	– 90 % перегоняется при температуре, °С, не выше	–	
	– конец кипения компонента, °С, не выше	180	
Испытание на медной пластинке	–		
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	–		
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не более		750	

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
Прямогонный бензин	Фракционный состав: – Температура начала перегонки, °С, не ниже	30	Используется как компонент бензина прямой перегонки (Нафта)
	– 10 % перегоняется при температуре, °С, не выше	100	
	– 50 % перегоняется при температуре, °С, не выше	130	
	– 90 % перегоняется при температуре, °С, не выше	175	
	– конец кипения компонента, °С, не выше	200	
	Испытание на медной пластинке	выдерживает	
	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	отсутствует	
	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не более	–	
Компонент топлива для реактивных двигателей марки ТС-1	Фракционный состав (ГОСТ 2177): – Температура начала перегонки, °С, не выше	150	Используется для приготовления топлива для реактивных двигателей марки ТС-1 по ГОСТ 10227
	– 10 % перегоняется при температуре, °С, не выше	165	
	– 50 % перегоняется при температуре, °С, не выше	195	
	– 90 % перегоняется при температуре, °С, не выше	230	
	– 98 % перегоняется при температуре, °С, не выше	250	
	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	780	
	Вязкость кинематическая при 20 °С, сСт, не менее	1,3	
Кислотность, мг КОН на 100 см <sup>3</sup> топлива, не более	0,7		
Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	28		
Компонент дизельного топлива летнего	Плотность при 20 °С, не более (ГОСТ 3900): – при содержании в сырье более 15 % сахалинской нефти, г/см <sup>3</sup>	0,875	Используется для приготовления большого ассортимента дизельных и судовых топлив, а также в качестве сырья установки гидроочистки дистиллятов
	– при содержании в сырье менее 15 % сахалинской нефти, г/см <sup>3</sup>	0,860	

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
Компонент дизельного топлива летнего	Плотность при 20 °С, не более (ГОСТ 3900): – при содержании в сырье более 15 % сахалинской нефти, г/см <sup>3</sup> – при содержании в сырье менее 15 % сахалинской нефти, г/см <sup>3</sup>	0,875 0,860	Используется для пригото- вления боль- шого ассорти- мента дизель- ных и судовых топлив, а также в качестве сырья уста- новки гидро- очистки ди- стиллятов
	Вязкость кинематическая при 20 °С, сСт, не менее	1,3	
	Кислотность, мг КОН на 100 см <sup>3</sup> топ- лива, не более	0,7	
	Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	28	
Компонент дизельного топлива летнего	Плотность при 20 °С, не более (ГОСТ 3900): – при содержании в сырье более 15 % сахалинской нефти, г/см <sup>3</sup> – при содержании в сырье менее 15 % сахалинской нефти, г/см <sup>3</sup>	0,875 0,860	Используется для пригото- вления боль- шого ассорти- мента дизель- ных и судовых топлив, а также в качестве сырья уста- новки гидро- очистки ди- стиллятов
	Фракционный состав (ГОСТ 2177): – 50 % перегоняется при температуре, °С, не выше – 90 % перегоняется при температуре, °С, не выше	280 360	
	Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже (ГОСТ 6356)	62	
	Содержание механических примесей (ГОСТ 6370)	Отсутствует	
	Содержание водорастворимых кислот и щелочей (при защелачивании) (ГОСТ 6307)	Отсутствует	
	Содержание воды (ГОСТ 2477)	Отсутствует	
	Кислотность, мг КОН на 100 см <sup>3</sup> , не более (ГОСТ 5985)	5	
Компонент дизельного топлива зимнего	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не более (ГОСТ 3900)	840	Используется как компонент для приготовления дизельного топлива зимнего по ГОСТ 305
	Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже (ГОСТ 6356)	35	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ВКР.191275.180301.ПЗ

Лист

31

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
	Температура помутнения, °С, не выше (ГОСТ 5066 метод 2)	Минус 25	
	Цетановое число, не менее (ГОСТ 3122)	45	
	Содержание механических примесей и воды (визуально)	отсутствует	
	Фракционный состав (ГОСТ 2177): – 95 % перегоняется при температуре, °С не выше	320	
	Кинематическая вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с (ГОСТ 33)	1,8 – 5,0	
Атмосферный газойль	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не более (ГОСТ 3900)	890	Используется для приготовления топлива маловязкого судового по ТУ 38.101567-05 и мазута флотского марки Ф5 по ГОСТ 10585-99
	Фракционный состав (ГОСТ 2177): – 95 % перегоняется при температуре, °С, не выше	Не нормируется	
	Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже (ГОСТ 6356)	61	
	Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже (ГОСТ 6356)	61	
	Содержание коксового остатка, не более (ЕН ИСО 10370), % масс.: – как компонент товарного топлива – при режиме работы вакуумного блока, для получения гудрона в качестве сырья УЗК	0,4 0,5	
Компонент мазута	Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже (ГОСТ 4333)	90	Используется как сырье вакуумного блока ЭЛОУ-АВТ-2 и ЭЛОУ-АВТ-3, компонент топлива судового остаточного СТО 85778267-001-2014
	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не менее (ГОСТ 3900)	930	
	Содержание светлых нефтепродуктов, до 360 °С перегоняется, не более (АСТМ Д 1160), % (об.): – для сырья вакуумного блока – для компонента товарного мазута	Не нормируется	
Фракция пропан-бутановая	Массовая доля компонентов, не более (ГОСТ 10679) % (масс): – сумма бутанов и бутиленов Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, не более (ГОСТ 22985) % (масс): – в т.ч. сероводорода	60	Используется в качестве газа углеводородного сжиженного топливного для коммунально-бытового
		0,013	
		0,003	



1	2	3	4
	Плотность (расчетный метод), г/см <sup>3</sup> , не более	0,540	назначения по ГОСТ 20448 и в качестве газа углеводородного сжиженного топливного по ГОСТ Р 52087
Фракция керосиновая	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не более (ГОСТ 3900)	Не нормируется	Используется в качестве компонента товарных дизельных топлив
	Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже (ГОСТ 6356)	Не нормируется	
Углеводородный газ	Содержание сероводорода, %, не более (Методика №М62 АГЖ1)	0,3	Используется в качестве топливного газа
	Углеводородный состав, % (масс.), не более (ГОСТ 14920)	50	

## 2.2 Описание технологической схемы блока атмосферной перегонки нефти

Технологическая схема атмосферного блока установки ЭЛОУ-АВТ представлена на рисунке 8.

Сырьем атмосферного блока является нефть, прошедшая блок ЭЛОУ с массовым содержанием хлоридов до 2 мг/л и воды до 0,2 % (об.). Сырьевой поток с помощью насоса Н-1 поступает на нагрев в кожухотрубчатые теплообменники Т-1, Т-2, Т-3, где протекает по межтрубному пространству. Пройдя теплообменники, нагретая нефть до 240 °С поступает в секцию питания отбензинивающей колонны К-1. Технологические параметры колонны: температура верха и низа 190 °С и 310 °С; давление 0,45 МПа.

В отбензинивающей колонне из нефти выделяется легкая бензиновая фракция, которая поступает в конденсаторы-холодильники воздушного охлаждения и далее стекает в рефлюксную емкость Е-1. В емкости собирается вода и отводится снизу. Отделившиеся газы из отстойника направляются в сепаратор С-1, откуда поступают на сжигание в печь установки ЭЛОУ-АВТ.

Нестабильный прямогонный бензин (фр. НК – 130 °С) из емкости Е-1, с температурой не более 80 °С, подается в виде острого орошения в верхнюю часть

колонны К-1. На линии подачи острого орошения от насоса Н-3 в колонну К-1 установлен кожухотрубчатый теплообменник Т-4.

С куба колонны К-1 отбензиненная нефть с помощью насоса Н-2 подается в печь П-1, где нагревается до 350 °С. Часть нефти поступает в печь, а другая часть подается на 5 тарелок выше основного ввода сырья. После печи нефть поступает на дальнейшую переработку в колонну К-2.

Основная атмосферная колонна К-2 представляет собой тарельчатую колонну с трапецевидными клапанными тарелками. Такие контактные устройства имеют повышенную четкость разделения и достаточно высокую глубину отбора светлых фракций. Технологические параметры колонны К-2: температура верха и низа колонны 160 °С и 350 °С. Давление в колонне ниже атмосферного и составляет 0,06 МПа.

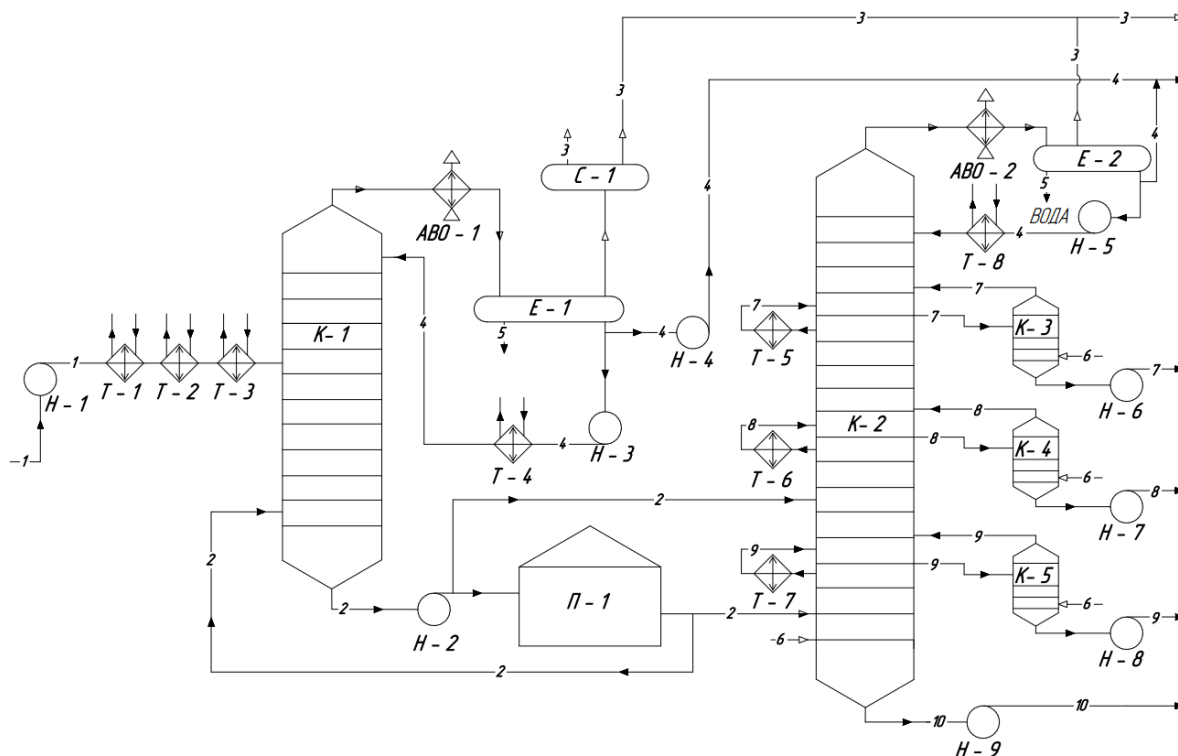


Рисунок 8 – Технологическая схема атмосферного блока:

- 1 – подготовленная нефть; 2 – отбензиненная нефть; 3 – сухой газ;  
 4 – прямогонный бензин; 5 – вода; 6 – пар; 7 – керосиновая фракция; 8 – легкое  
 дизельное топливо; 9 – тяжелое дизельное топливо; 10 – мазут

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Колонна К-2 оснащена тремя циркуляционными орошениями. Количество стриппингов соответствует количеству циркуляционных орошений Т-5, Т-6, Т-7. Из отпарных стриппингов К-3, К-4 и К-5 отбираются фракции керосина, легкого и тяжелого дизельного топлива. Для регулирования температуры в нижнюю часть стриппингов подается перегретый водяной пар.

Продукты первичной перегонки нефти выводятся с атмосферного блока и направляются на дальнейшую переработку. С куба колонны К-2 мазут с температурой не более 370 °С откачивается насосом Н-9 и поступает в блок вакуумной перегонки.

Изучив процесс первичной перегонки нефти и проанализировав различные методы увеличения выхода светлых фракций, было выбрано несколько перспективных решений, а именно:

- замена пластинчатых теплообменников на кожухотрубчатые;
- подача сырья в колонну К-2 двумя потоками.

Преимущества замены теплообменников:

- Уменьшение температуры охлаждаемой среды (бензин/вода) на выходе из аппарата. Уменьшение температуры возможно будет достигнуто за счёт своевременной чистки кожухотрубчатых теплообменных аппаратов или установка разборных пластинчатых теплообменников. Существующие пластинчатые теплообменники – неразборные. В связи с этим их чистка затруднена. Указанное обстоятельство значительно снижает эффективность их применения;

- Уменьшение гидравлического сопротивления потока;

Недостатком установки кожухотрубчатых теплообменников является отсутствие достаточного места на площадках установки теплообменных аппаратов. Решением может быть установка меньшего количества аппаратов, но большей площади теплообмена; модернизация и расширение площадок установки теплообменных аппаратов.

Многоточечное питание достаточно эффективно. При подводе сырья двумя потоками, нагретыми до разных температур, наблюдается двухкратный выигрыш в количестве холодного орошения, который растёт с увеличением раз-

ности температур потоков. В схеме с двумя вводами можно уменьшить затраты на разделение. Рационально отбензиненную нефть с куба К-1 (часть) не нагревать в печи, а подавать в верхнюю часть колонны К-2 как циркуляционное орошение на 3 – 5 тарелок выше ввода сырья. Колонны с двумя вводами сырья работают на Сызранском, Пермском, Новогорьковском, Новоуфимском нефтеперерабатывающих заводах [31].

### 2.3 Материальный баланс атмосферного блока до модернизации

На атмосферном блоке ЭЛОУ-АВТ получают фракции следующих производительностей:

- прямогонный бензин – 431115,36 т/год;
- керосиновая фракция – 112171,84 т/год;
- легкое дизельное топливо – 834632,64 т/год;
- тяжелое дизельное топливо – 43668,32 т/год;
- мазут – 940259,12 т/год;
- углеводородный газ – 12041,36 т/год.

Общий массовый расход нефти составляет  $G_n = 296736,08$  кг/ч.

Зная сколько часов в год, работает установка найдем часовую производительность по каждой получаемой фракции:

$$G_x = \frac{G_x^{\text{год}} \cdot 1000}{\tau}, \text{ кг/ч} \quad (1)$$

где  $G_x$  – массовый расход, кг/ч;

$G_x^{\text{год}}$  – годовая производительность, т/год;

$\tau$  – время работы установки в год, ч.

$$G_{\text{пб}} = \frac{431115,36 \cdot 1000}{8000} = 53889,42 \text{ кг/ч}$$

$$G_{\text{к}} = \frac{112171,84 \cdot 1000}{8000} = 14021,48 \text{ кг/ч}$$

$$G_{\text{лд}} = \frac{834632,64 \cdot 1000}{8000} = 104329,08 \text{ кг/ч}$$

$$G_{\text{тд}} = \frac{43668,32 \cdot 1000}{8000} = 5458,54 \text{ кг/ч}$$

$$G_M = \frac{940259,12 \cdot 1000}{8000} = 117532,39 \text{ кг/ч}$$

Находим массовый расход углеводородных газов с учетом потерь:

$$G_{ув} = G_H - G_{пб} - G_K - G_{лд} - G_{Тд} - G_M, \text{ кг/ч} \quad (2)$$

$$G_{ув} = 296736,08 - 53889,42 - 14021,48 - 104329,08 - 5458,54 - 117532,39 = 1505,17 \text{ кг/ч}$$

На основании расчетов составляем материальный баланс атмосферного блока, представленный в таблице 7.

Таблица 7 – Материальный баланс атмосферного блока

Приход			Расход		
Наименование	% масс. на сырье	кг/ч	Наименование	% масс. на сырье	кг/ч
Нефть	100	296736,08	Прямогонный бензин	18,19	53889,42
			Керосиновая фракция	4,72	14021,48
			Легкое дизельное топливо	35,06	104329,08
			Тяжелое дизельное топливо	1,15	5458,54
			Мазут	40,39	117532,39
			Углеводородный газ	0,49	1505,17
Итого	100	296736,08		100	296736,08

## 2.4 Технологический расчет кожухотрубчатого теплообменника

Расчет ведем по методике [32]. Для расчета теплообменника необходимы следующие данные, которые указаны в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные для расчета теплообменника

<i>Бензин</i>	
Расход охлаждаемого продукта $G_6$ , м <sup>3</sup> /ч	104
Давление бензина $P_6$ , МПа	0,3
Температура бензина перед входом в теплообменник $t_{61}$ , °С	95
Температура бензина на выходе из теплообменника $t_{62}$ , °С	45
Теплоёмкость бензина $c_6$ , кДж/(кг · °С)	2,56
Плотность бензина $\rho_6$ , кг/м <sup>3</sup>	721
Коэффициент кинематической вязкости бензина $\nu_6$ , м <sup>2</sup> /с	$1 \cdot 10^{-6}$
Коэффициент теплопроводности бензина $\lambda_6$ , Вт/(м · °С)	0,1
Число Прандтля для бензина $Pr_6$	1,88
<i>Нефть</i>	
Давление нефти $P_H$ , МПа	2,5
Температура нефти на входе в теплообменник $t_{H1}$ , °С	3

1	2
Температура нефти на выходе из теплообменника $t_{н2}$ , °C	20
Теплоёмкость нефти $c_n$ , кДж/(кг · °C)	1,9
Плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	850
Коэффициент кинематической вязкости $\nu_n$ , м <sup>2</sup> /с	$5 \cdot 10^{-6}$
Коэффициент теплопроводности нефти $\lambda_n$ , Вт/(м · °C)	0,137
Число Прандтля для нефти $Pr_n$	1,77

Для расчета коэффициента теплопередачи произвольно выбираем наружный диаметр трубок  $d_{нар} = 25$  мм ( $d_{нар} = 20; 25; 38$  мм).

Определим режим течения нефти в трубках, для этого вычислим критерий Рейнольдса:

$$Re_n = \frac{\omega_n \cdot d_{вн}}{\nu_n} \quad (3)$$

где  $Re$  – критерий Рейнольдса;

$\omega_n$  – скорость нефти в трубках, м/с;

$d_{вн}$  – внутренний диаметр трубок, м.

$$Re_n = \frac{2,5 \cdot 0,023}{5 \cdot 10^{-6}} = 11500$$

Так как  $Re_n > 10^4$ , то режим течения нефти в трубках – турбулентный.

Критерий Нуссельта для турбулентного режима течения определяем по следующей формуле:

$$Nu_n = 0,023 \cdot Re_n^{0,8} \cdot Pr_n^{0,4} \cdot \varepsilon \quad (4)$$

где  $\varepsilon$  – поправочный коэффициент (при отношении длины трубок к их диаметру  $l/d > 50$  коэффициент  $\varepsilon = 1$ ).

$Pr_n$  – число Прандтля для нефти.

$$Nu_n = 0,023 \cdot 11500^{0,8} \cdot 1,77^{0,4} \cdot 1 = 51,22$$

Из критериального уравнения Нуссельта определяем коэффициент теплоотдачи от внутренней поверхности стенки трубки к нефти:

$$a_n = \frac{Nu_n \cdot \lambda_n}{d_{вн}} \quad (5)$$

где  $\lambda_n$  – коэффициент теплопроводности нефти, Вт/(м<sup>2</sup> · °C).

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$a_H = \frac{51,22 \cdot 0,137}{0,023} = 305,1 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С})$$

Рассчитываем количество трубок в трубной решетке:

$$n = \frac{4 \cdot G_H}{\pi \cdot d_{BH}^2 \cdot \omega_H}, \text{ шт} \quad (6)$$

где  $G_H$  – расход нефти через теплообменник, м<sup>3</sup>/с.

$$n = \frac{4 \cdot 0,083}{\pi \cdot 0,025^2 \cdot 2,5} = 84,59 \text{ шт}$$

Принимаем ромбическое расположение труб в трубной решетке.

По таблице 9 находим действительное значение количества труб в решетке:

$n = 91$  и относительный диаметр трубной решетки  $d_{тр}/t = 10$ .

Таблица 9 – Число труб в зависимости от расположения их в трубной решётке

Относительный диаметр трубной решётки $d_{тр}/t$	Число труб $n$	
	Ромбическое расположение	Концентрическое расположение
2	7	7
4	19	19
6	37	37
8	61	62
10	91	93
12	127	130
14	187	173
16	241	223

Шаг между трубками диаметром  $d_{нар} = 25$  мм равен  $t = 32$  мм (приложение 2, таблица 6 [32]), тогда диаметр трубной решетки будет равен, мм:

$$d_{тр} = (d_{тр}/t) \cdot t, \text{ мм} \quad (7)$$

$$d_{тр} = 10 \cdot 32 = 320 \text{ мм}$$

Кольцевой зазор  $k$  между крайними трубками и корпусом принимаем равным 10 мм.

Внутренний диаметр корпуса аппарата составит:

$$D_{a.вн} = d_{тр} + d_{нар} + 2 \cdot k, \text{ мм} \quad (8)$$

$$D_{a.вн} = 320 + 25 + 2 \cdot 10 = 365 \text{ мм}$$

Расчетное значение внутреннего диаметра кожуха округляют до ближайшего размера: 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1400, 1600, 1800, 2000, 2200, 2400, 2600, 2800, 3000, 3200, 3400, 3600, 3800, 4000 [33].

Принимаем  $D_{a.вн} = 400$  мм.

При ромбическом расположении труб число шестиугольников для размещения труб определяется:

$$m = \frac{\sqrt{12 \cdot n - 3}}{6} - 0,5; \quad (9)$$

$$m = \frac{\sqrt{12 \cdot 91 - 3}}{6} - 0,5 = 5$$

Число труб по диагонали наибольшего шестиугольника составит:

$$l = 2 \cdot m + 1; \quad (10)$$

$$l = 2 \cdot 5 + 1 = 11$$

Общее число труб в шестиугольниках будет:

$$n^i = 1 + 3 \cdot m + 3 \cdot m^2; \quad (11)$$

$$n^i = 1 + 3 \cdot 5 + 3 \cdot 5^2 = 91$$

Определим площадь межтрубного пространства для прохода бензина:

$$f_{м.п} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{a.вн}^2 - n^i \cdot d_{нар}^2), \text{ м}^2 \quad (12)$$

$$f_{м.п} = \frac{\pi}{4} \cdot (0,4^2 - 91 \cdot 0,025^2) = 0,08 \text{ м}^2$$

Скорость бензина в межтрубном пространстве:

$$\omega_{б} = \frac{D_{н}}{f_{м.п} \cdot \rho_{н}}, \text{ м/с} \quad (13)$$

$$\omega_{б} = \frac{400}{0,08 \cdot 721} = 6,93 \text{ м/с}$$

Эквивалентный диаметр:

$$d_{э} = \frac{4 \cdot f_{м.п}}{U}, \text{ м} \quad (14)$$

где  $U$  – смоченный периметр, определяемый по формуле:

$$U = \pi \cdot (D_{a.вн} + n^i \cdot d_{нар.}), \text{ м} \quad (15)$$



$$U = \pi \cdot (0,4 + 91 \cdot 0,025) = 8,4 \text{ м}$$

$$d_э = \frac{4 \cdot 0,08}{8,4} = 0,04 \text{ м}$$

Критерий Рейнольдса:

$$Re_б = \frac{\omega_б \cdot d_э}{\nu_б} \quad (16)$$

$$Re_б = \frac{6,93 \cdot 0,04}{1 \cdot 10^{-6}} = 277200$$

Так как  $Re_б > 10^4$ , то режим течения бензина в трубках – турбулентный.

Критерий Нуссельта для турбулентного режима течения определяется по следующей формуле:

$$Nu_б = 0,023 \cdot Re_б^{0,8} \cdot Pr_б^{0,4} \cdot \varepsilon; \quad (17)$$

$$Nu_б = 0,023 \cdot 277200^{0,8} \cdot 1,88^{0,4} \cdot 1 = 669,31$$

Из критериального уравнения Нуссельта определяют коэффициент теплоотдачи от внутренней поверхности стенки трубки к бензину:

$$a_б = \frac{Nu_б \cdot \lambda_б}{d_э}; \quad (18)$$

$$a_б = \frac{669,31 \cdot 0,1}{0,04} = 1673,28$$

Коэффициент теплопередачи:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{a_н} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + \frac{1}{a_б}} \quad (19)$$

где  $\delta_{ст} = 1 \text{ мм}$  – толщина трубки;

$\lambda_{ст} = 39 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)}$  – коэффициент теплопроводности для стали 12МХ.

$$k = \frac{1}{\frac{1}{305,1} + \frac{0,001}{39} + \frac{1}{1673,28}} = 256,35$$

Температурный напор:

$$\Delta t = \frac{\Delta t_н - \Delta t_к}{\ln \frac{\Delta t_н}{\Delta t_к}}, \text{°C} \quad (20)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

где  $\Delta t_n$  – разность начальных температур, °С;

$\Delta t_k$  – разность конечных температур, °С.

$$\Delta t = \frac{92 - 20}{\ln \frac{92}{20}} = 47,06 \text{ °С}$$

Удельный тепловой поток от бензина к стенке:

$$q_1 = 0,001 \frac{B'}{h_{\text{тр}}^{0,25}} \Delta t_1^{0,75} \text{ Вт/м}^2 \quad (21)$$

где  $B = 1,34 \cdot (5700 + 56 \cdot t_{62} - 0,09 \cdot t_{62}^2) = 10446,64$  – безразмерный коэффициент;

$h_{\text{тр}}$  – предполагаемая длина трубок;

$\Delta t_1$  – температурный перепад между бензином и наружной стенкой трубки.

Задаваясь рядом значений  $\Delta t_1$ , вычисляют соответствующие им величины  $q_1$  (таблица 10). По полученным данным строят кривую  $q_1 = f(\Delta t_1)$  (рисунок 9).

Таблица 10 – Данные для построения кривой  $q_1 = f(\Delta t_1)$

$\Delta t_1$	10	20	30	40	50	60	70	80
$q_1$	33,92	57,04	77,31	95,93	113,41	130,03	145,96	161,34

Определяют плотность теплового потока через стенку:

$$q_2 = 0,001 \frac{\lambda_{\text{ст}}}{\delta_{\text{ст}}} \Delta t_2 \text{ кВт/м}^2 \quad (22)$$

где  $\Delta t_2$  – температурный перепад между стенками трубки.

Задаваясь рядом значений  $\Delta t_2$ , вычисляют соответствующие им величины  $q_2$  (таблица 11). По полученным данным строят кривую  $q_2 = f(\Delta t_2)$  (рисунок 9).

Таблица 11 – Данные для построения кривой  $q_2 = f(\Delta t_2)$

$\Delta t_2$	10	20	30	40	50	60	70	80
$q_2$	390	780	1170	1560	1950	2340	2730	3120

Удельный тепловой поток через отложения:

$$q_3 = \frac{0,001}{R_{\text{отл}}} \Delta t_3 \text{ кВт/м}^2 \quad (23)$$

где  $\Delta t_3$  – температурный перепад между внутренней поверхностью стенки трубки и отложениями;

$$R_{отл} = 0,00033 \text{ м}^2 \cdot \text{°C/Вт} \text{ – термическое сопротивление отложений.}$$

Задаваясь рядом значений  $\Delta t_3$ , вычисляют соответствующие им величины  $q_3$  (таблица 12). По полученным данным строим кривую  $q_3 = f(\Delta t_3)$  (рисунок 9).

Таблица 12 – Данные для построения кривой  $q_3 = f(\Delta t_3)$

$\Delta t_3$	10	20	30	40	50	60	70	80
$q_3$	30,30	60,61	90,91	121,21	151,52	181,82	212,12	242,42

Удельный тепловой поток от стенки к нефти:

$$q_4 = 0,001 \cdot a_6 \cdot \Delta t_4 \text{ кВт/м}^2 \quad (24)$$

где  $\Delta t_4$  – температурный перепад между отложениями и бензином.

Задаваясь рядом значений  $\Delta t_4$ , вычисляют соответствующие им величины  $q_4$  (таблица 13). По полученным данным строят кривую  $q_4 = f(\Delta t_4)$  (рисунок 9).

Таблица 13 – Данные для построения кривой  $q_4 = f(\Delta t_4)$

$\Delta t_4$	10	20	30	40	50	60	70	80
$q_4$	3,05	6,10	9,15	12,20	15,26	18,31	21,36	24,41

Складывая ординаты четырех зависимостей, строят суммарную зависимость  $q$  от  $\Sigma \Delta t$  (рисунок 9).

Графическое значение удельного потока  $q_{гр} = 2100,67 \text{ кВт/м}^2$ .

Коэффициент теплопередачи:

$$k = \frac{q_{гр}}{\Delta t} \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)} \quad (25)$$

$$k = \frac{2100670}{47,06} = 44638,12 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)}$$

Определим количество теплоты, передаваемой бензином нефти:

$$Q = G_6 \cdot \rho_6 \cdot c_6 \cdot (t_{61} - t_{62}) \text{ кДж/ч} \quad (26)$$

$$Q = 104 \cdot 721 \cdot 2,56 \cdot (95 - 40) = 8638156,8 \text{ кДж/ч}$$

Поверхность теплообмена составит:

$$F = \frac{Q}{k} \text{ м}^2 \quad (27)$$

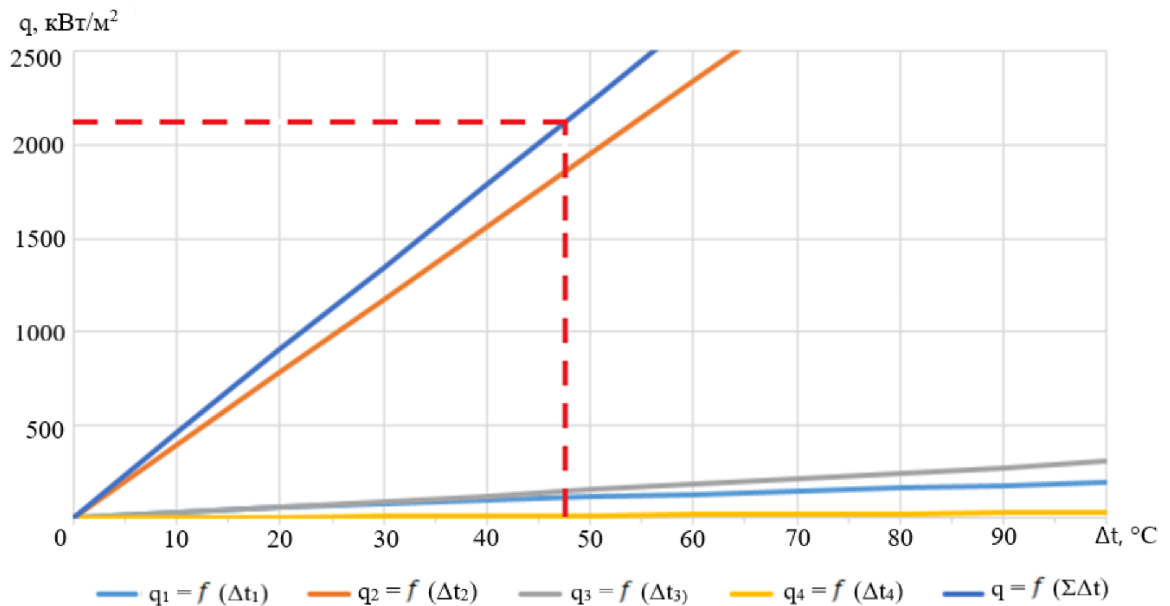


Рисунок 9 – Определение температурного напора графоаналитическим методом

$$F = \frac{8638156,8}{44638,12} = 193,5 \text{ м}^2$$

Общая длина трубок:

$$L = \frac{F}{\pi \cdot d_{\text{нар}} \cdot n}, \text{ м} \quad (28)$$

$$L = \frac{193,5}{\pi \cdot 0,025 \cdot 91} = 27,08 \text{ м}$$

Число ходов подогревателя:

$$Z = \frac{L}{h}; \quad (29)$$

$$Z = \frac{27,08}{9} = 3,01$$

Принимаем два двухходовых теплообменника.

Общее число трубок в одном теплообменнике составит:

$$n_{\text{тр}} = \frac{n \cdot Z}{2}, \text{ шт} \quad (30)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

$$n_{\text{тр}} = \frac{91 \cdot 4}{2} = 182 \text{ шт}$$

Для определения диаметра корпуса необходимо пересчитать размеры трубной решетки. Поскольку аппарат двухходовой, необходимо предусмотреть место для перегородок и анкерных связей и в каждом ходе разместить по 91 трубке.

Принимаем ромбическое расположение труб в трубной решетке. По таблице 9 находим действительное значение количества труб в решетке  $n = 187$  и относительный диаметр трубной решетки  $d_{\text{тр}}/t = 14$ . Шаг между трубками диаметром  $d_{\text{нар}} = 25$  мм равен  $t = 32$  мм (приложение 2, таблица 6 [32]), тогда диаметр трубной решетки будет равен:

$$d_{\text{тр}} = \left( \frac{d_{\text{тр}}}{t} \right) \cdot t, \text{ мм} \quad (31)$$

$$d_{\text{тр}} = 14 \cdot 32 = 448 \text{ мм}$$

Внутренний диаметр корпуса аппарата составит:

$$D_{\text{а.вн}} = d_{\text{тр}} + d_{\text{нар}} + 2 \cdot k, \text{ мм} \quad (32)$$

$$D_{\text{а.вн}} = 448 + 25 + 2 \cdot 10 = 493 \text{ мм}$$

Принимаем  $D_{\text{а.вн}} = 500$  мм.

Длина трубок, в одном ходу:

$$h_{\text{тр}} = \frac{\frac{F}{2}}{\pi \cdot d_{\text{нар}} \cdot n_{\text{тр}}}, \text{ м} \quad (33)$$

$$h_{\text{тр}} = \frac{\frac{193,5}{2}}{\pi \cdot 0,025 \cdot 127} = 6,59 \text{ м}$$

Определим площадь межтрубного пространства для прохода бензина:

$$f_{\text{м.п}} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{а.вн}}^2 - n \cdot d_{\text{нар}}^2), \text{ м}^2 \quad (34)$$

$$f_{\text{м.п}} = \frac{\pi}{4} \cdot (0,5^2 - 187 \cdot 0,025^2) = 0,104 \text{ м}^2$$

Коэффициент, учитывающий сужение живого сечения межтрубного пространства:

$$\varphi = \frac{1 - \frac{d_{\text{нар}}}{t}}{1 - 0,9 \cdot \left(\frac{d_{\text{нар}}}{t}\right)^2}; \quad (35)$$

$$\varphi = \frac{1 - \frac{0,025}{0,032}}{1 - 0,9 \cdot \left(\frac{0,025}{0,032}\right)^2} = 0,49$$

Расстояние между сегментными перегородками:

$$l_c = \frac{f_{\text{м.п}}}{D_{\text{а.вн}} \cdot \left(1 - \frac{d_{\text{нар}}}{t}\right)}, \text{ м} \quad (36)$$

$$l_c = \frac{0,166}{0,5 \cdot \left(1 - \frac{0,025}{0,032}\right)} = 0,95 \text{ м}$$

Эквивалентная длина пути теплоносителя:

$$L_{\text{ЭКВ}} = l_c + D_{\text{а.вн}} - \frac{4}{3} \cdot b, \text{ м} \quad (37)$$

где  $b = D_{\text{а.вн}} \cdot (0,2 - 0,4) = 0,5 \cdot 0,2 = 0,1$  м – расстояние от края сегментной перегородки до корпуса аппарата.

$$L_{\text{ЭКВ}} = 0,95 + 0,5 - \frac{4}{3} \cdot 0,1 = 1,32$$

Площадь живого сечения межтрубного пространства с учетом перегородок:

$$f_{\text{пр}} = \frac{f_{\text{м.п}} \cdot l_c \cdot \varphi}{L_{\text{ЭКВ}}} \quad (38)$$

$$f_{\text{пр}} = \frac{0,104 \cdot 0,95 \cdot 0,49}{1,32} = 0,07$$

Скорость бензина в межтрубном пространстве:

$$\omega_{\text{б}} = \frac{D_{\text{б}}}{f_{\text{пр}} \cdot \rho_{\text{б}}}, \text{ м/с} \quad (39)$$

$$\omega_{\text{б}} = \frac{500}{0,07 \cdot 721} = 9,9 \text{ м/с}$$

Принимаем два теплообменника с плавающей головкой горизонтальный – ТПГ, с внутренним диаметром 500 мм, на условное давление в трубах 25,0 МПа

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

и в кожухе 3,0 МПа, исполнения по материалу М1, с гладкими теплообменными трубами – Г, диаметром 25 мм, длиной 7 м, ромбическим расположением – Р, двухходовой по трубному пространству.

## 2.5 Технологический расчет пластинчатого теплообменника

Расчет ведем по методике [32].

При заданной температуре пара  $t_{п} = 143$  °С и давлении пара в конденсаторе  $P_{к} = 0,3$  МПа по I – S диаграмме определяем состояние пара. Если он перегрет, то имеется две зоны теплообмена:

1. Охлаждение пара от  $t_{п} = 143$  °С до  $t_{н} = 133$  °С;
2. Конденсация насыщенного пара на пластинах.

Параметры теплоносителей находим по таблице 1 и 7 (приложение 2) при средних температурах нефти  $t_{н.ср}$  и пара  $t_{п.ср}$ , °С:

$$t_{н.ср} = 0,5(t_{н1} + t_{н2}), \text{ °С} \quad (40)$$

$$t_{н.ср} = 0,5(3 + 20) = 11,5 \text{ °С}$$

где  $t_{н1}$  – температура нефти на входе в подогреватель;

$t_{н2}$  – температура нефти на выходе из подогревателя.

$$t_{п.ср} = 0,5(t_{п} + t_{н}), \text{ °С} \quad (41)$$

$$t_{п.ср} = 0,5(143 + 133) = 138 \text{ °С}$$

где  $t_{п} = 143$  – температура перегретого пара, °С;

$t_{н} = 133$  – температура насыщенного пара, °С.

Для дальнейшего расчета выписываем физические характеристики теплоносителей при средних температурах (таблица 14).

Таблица 14 – Физические характеристики теплоносителей

Физические величины	Для пара при $t_{п.ср} = 138$ С	Для конденсата при $t_{к} = 133$ С	Для нефти при $t_{н.ср} = 138$ С
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1,59	932	850,0
Теплоемкость, кДж/(кг·С)	2,09	4,19	1,9
Теплопроводность, Вт/(м·С)	0,02791	0,685	0,137
Кинематическая вязкость, м <sup>2</sup> /с	$6,89 \cdot 10^{-6}$	$0,228 \cdot 10^{-6}$	$5 \cdot 10^{-6}$

1	2	3	4
Критерий Прандтля	1,12	1,33	1,77
Теплота парообразования, кДж/кг	2160	–	–

Количество теплоты, передаваемой в единицу времени:

$$Q = D_{\text{п}} \cdot c_{\text{п}}(t_{\text{п}} - t_{\text{н}}) + D_{\text{п}} \cdot r, \text{кВт} \quad (42)$$

$$Q = 1,39 \cdot 2,09(143 - 133) + 1,39 \cdot 2160 = 3031,45 \text{ кВт}$$

Расход нагреваемой нефти заданным количеством пара составит:

$$G_{\text{н}} = \frac{Q}{c_{\text{н}}(t_{\text{н}2} - t_{\text{н}1})}, \text{кг/с} \quad (43)$$

$$G_{\text{н}} = \frac{3031,45}{1,9 \cdot (20 - 3)} = 26,6 \text{ кг/с}$$

Объемный расход нефти:

$$V = \frac{G_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}}, \text{м}^3/\text{с} \quad (44)$$

$$V = \frac{26,6}{850} = 0,0305 \text{ м}^3/\text{с}$$

Средний логарифмический температурный напор между теплоносителями рассчитываем по формуле:

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{\Delta t_{\text{г}} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \frac{\Delta t_{\text{г}}}{\Delta t_{\text{м}}}}, \text{°C} \quad (45)$$

где  $\Delta t_{\text{г}}$  – наибольший температурный напор между теплоносителями, °C;

$\Delta t_{\text{м}}$  – наименьший температурный напор между теплоносителями, °C.

Схема потоков в аппарате:

$$143 \text{ °C} \rightarrow 133 \text{ °C}$$

$$3 \text{ °C} \leftarrow 20 \text{ °C}$$

Температурные напоры:

$$\Delta t_{\text{г}} = 143 - 3 = 140 \text{ °C}$$

$$\Delta t_{\text{м}} = 133 - 20 = 113 \text{ °C}$$

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



Средний логарифмический температурный напор:

$$\Delta t_{cp} = \frac{140 - 113}{\ln \frac{140}{113}} = 72,45 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Расчет поверхности теплообмена ведем методом последовательных приближений.

*Первое приближение.* Для определения ориентировочной площади поверхности теплообмена аппарата задаем значением коэффициента теплопередачи для двух теплоносителей – конденсирующийся пар, нефть –  $k_{op} = 300 \dots 500 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$  (приложение 2, таблица 8).

Принимаем  $k_{op} = 445 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ .

Ориентировочная поверхность теплообмена:

$$F_{op} = \frac{Q}{k_{op} \cdot \Delta t_{cp}}, \text{ м}^2 \quad (46)$$
$$F_{op} = \frac{3031450}{445 \cdot 72,45} = 94 \text{ м}^2$$

По таблице 9 (приложение 2) принимаем пластинчатый теплообменник с разборными сдвоенными пластинами (приложение 2, таблица 10), с площадью теплообмена  $F_{op} = 100 \text{ м}^2$ .

Аппарат проектируем на базе пластин APV ПР-0,5Е (приложение 2, таблица 11) со следующими характеристиками:

- площадь поверхности теплообмена –  $0,5 \text{ м}^2$ ;
- эквивалентный диаметр –  $0,008 \text{ м}$ ;
- площадь поперечного сечения канала –  $0,0018 \text{ м}^2$ ;
- приведенная длина канала –  $1,15 \text{ м}$ ;
- шаг гофр –  $0,018 \text{ м}$ ;
- высота гофр –  $0,004 \text{ м}$ ;
- ширина канала –  $0,45 \text{ м}$ ;
- средний зазор в канале для прохода среды –  $0,004 \text{ м}$ .

Габаритные размеры пластины:

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

- длина – 1,38 м, ширина – 0,5 м, толщина – 1 мм;
- масса одной пластины – 5,4 кг;
- диаметр присоединяемых штуцеров – 150 мм.

Материал для изготовления пластин – нержавеющая сталь AISI с коэффициентом теплопроводности  $\lambda_{ст} = 15,9 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ .

Удельная тепловая нагрузка аппарата приблизительно будет:

$$q = \frac{Q}{F_{ор}}, \text{ Вт}/\text{м}^2 \quad (49)$$

$$q = \frac{3031450}{100} = 30314,5 \text{ Вт}/\text{м}^2$$

В зависимости от удельной тепловой нагрузки критерий Рейнольдса для стекающей пленки конденсата определяют по формуле:

$$Re_k = \frac{qL_{п}}{r \cdot \rho_k \cdot \nu_k} \quad (50)$$

$$Re_k = \frac{30314,5 \cdot 1,15}{2160000 \cdot 932 \cdot 0,228 \cdot 10^{-6}} = 75,95$$

где  $L_{п}$  – приведенная длина канала, м;

$r$  – скрытая теплота парообразования, Дж/кг;

$\rho_k$  – плотность конденсата, кг/м<sup>3</sup>;

$\nu_k$  – кинематическая вязкость конденсата, м<sup>2</sup>/с.

Критерий Нуссельта при условии конденсации пара для пластины ПР-0,5Е (приложение 2, таблица 12) определяют по формуле:

$$Nu_k = 240 Re_k^{0,7} \cdot Pr_k^{0,4} \quad (51)$$

$$Nu_k = 240 \cdot 75,95^{0,7} \cdot 1,33^{0,4} = 5573,4$$

где  $Pr_k$  – число Прандтля для конденсата.

Коэффициент теплоотдачи от пленки конденсата к стенке:

$$a_k = \frac{Nu_k \cdot \lambda_k}{L_{п}}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}) \quad (52)$$

где  $\lambda_k$  – теплопроводность конденсата, Вт/(м·°C).

$$a_k = \frac{5573,6 \cdot 0,685}{1,15} = 3320 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$$

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Для ориентировочного расчета рационального значения скорости нефти принимаем  $\xi_m = 3,0$ ;  $\alpha_m = 800 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С})$ .

Рассчитывают среднюю температуру стенки:

$$t_{c.c.p} = \frac{t_{н.c.p} + t_{п.c.p}}{2} \quad (53)$$

$$t_{c.c.p} = \frac{60 + 138}{2} = 99 \text{ } ^\circ\text{С}$$

Скорость движения теплоносителя:

$$\omega_H = 2 \sqrt[3]{\frac{a_H(t_{c.c.p} - t_{н.c.p})\Delta p}{c_H(t_{н2} - t_{н1})\rho_H^2 \xi_H}}, \text{ м/с} \quad (54)$$

$$\omega_H = 2 \sqrt[3]{\frac{800(99 - 60)100000}{1,9(90 - 30)850^2 \cdot 3}} = 0,458 \text{ м/с}$$

где  $\Delta p = 100\,000 \text{ Па}$  – располагаемый напор на преодоление гидравлических сопротивлений потоком нефти;

$c_H$  – теплоемкость нефти,  $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{С})$ ;

$\rho_H$  – плотность нефти,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Критерий Рейнольдса для потока нефти:

$$Re_H = \frac{\omega_H \cdot d_3}{\nu_H} \quad (54)$$

$$Re_H = \frac{0,458 \cdot 0,008}{5 \cdot 10^{-6}} = 33,13$$

где  $d_3$  – эквивалентный диаметр канала пластины, м;

$\nu_H$  – кинематическая вязкость нефти,  $\text{м}^2/\text{с}$ .

Проверяем принятый коэффициент общего гидравлического сопротивления (приложение 2, таблица 12):

$$\xi_H = 22,4 Re^{-0,25} \quad (55)$$

$$\xi_H = \frac{22,4}{33,13^{0,25}} = 9,3 > 3,0$$

Поскольку значение коэффициента гидравлического сопротивления отличается от принятого более чем на 5 %, то выполняют поправочный перерасчет скорости.

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

Принимаем  $\xi_H = 10,5$ ;  $\alpha_H = 800 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$ .

Скорость движения теплоносителя:

$$\omega_H = 2 \sqrt[3]{\frac{\alpha_H(t_{\text{ст.ср}} - t_{\text{н.ср}})\Delta p}{c_H(t_{\text{н2}} - t_{\text{н1}})\rho_H^2 \xi_H}}, \text{ м/с} \quad (56)$$

$$\omega_H = 2 \sqrt[3]{\frac{800(99 - 60)100000}{1,9(90 - 30)850^2 \cdot 10,5}} = 0,30 \text{ м/с}$$

Критерий Рейнольдса для потока нефти:

$$Re_H = \frac{\omega_H \cdot d_э}{\nu_H} \quad (57)$$

$$Re_H = \frac{0,30 \cdot 0,008}{110,6 \cdot 10^{-6}} = 21,7$$

Коэффициент общего гидравлического сопротивления:

$$\xi_M = 22,4 Re^{-0,25} \quad (58)$$

$$\xi_M = \frac{22,4}{21,7^{0,25}} = 10,38$$

Полученный коэффициент общего гидравлического сопротивления удовлетворяет заданному значению.

Критерий Нуссельта для потока нефти (приложение 2, таблица 12):

$$Nu_K = 0,135 \cdot Re_H^{0,73} \cdot Pr_H^{0,43} \left( \frac{Pr_H}{Pr_{\text{ст}}} \right)^{0,25} \quad (59)$$

где  $Pr_H$  – критерий Прандтля для нефти;

$Pr_{\text{ст}}$  – критерий Прандтля для нефти при средней температуре стенки  $t_{\text{с.ср}} = 99 \text{ °C}$ .

$$Nu_K = 0,135 \cdot 21,7^{0,73} \cdot 1320^{0,43} \left( \frac{1320}{327} \right)^{0,25} = 39,7$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки к нагреваемому нефти:

$$a_K = \frac{Nu_H \cdot \lambda_H}{d_э}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}) \quad (60)$$

где  $\lambda_H$  – теплопроводность нефти,  $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{°C})$ .

$$a_k = \frac{39,7 \cdot 0,137}{0,008} = 690,1 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С})$$

Коэффициент теплопередачи в аппарате:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_k} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + \frac{1}{\alpha_n}}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С}) \quad (61)$$

$$k = \frac{1}{\frac{1}{3320} + \frac{0,001}{15,9} + \frac{1}{690,1}} = 551,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С})$$

Площадь поверхности теплопередачи в первом приближении:

$$F = \frac{Q}{k\Delta t_{ср}}, \text{ м}^2 \quad (62)$$

$$F = \frac{3031450}{551,5 \cdot 72,45} = 75,8 \text{ м}^2$$

Так как полученная площадь поверхности теплообмена меньше заданной площади ( $F_{ор} = 100 \text{ м}^2$ ), то принимаем новое значение поверхности теплообмена и делаем перерасчет.

*Второе приближение.* Принимаем площадь поверхности теплообмена  $F_{ор} = 75 \text{ м}^2$ .

Величина удельной тепловой нагрузки:

$$q = \frac{Q}{F_{ор}}, \text{ Вт}/\text{м}^2 \quad (63)$$

$$q = \frac{3031450}{75} = 40419,3 \text{ Вт}/\text{м}^2$$

Число Рейнольдса для пленки конденсата:

$$Re_n = \frac{qL_q}{r\rho_k\nu_k} \quad (64)$$

$$Re_n = \frac{40419,3 \cdot 1,15}{2160000 \cdot 932 \cdot 0,228 \cdot 10^{-6}} = 101,3$$

Критерий Нуссельта для конденсата:

$$Nu_k = 240Re_n^{0,7} \cdot Pr_n^{0,4} \quad (65)$$

$$Nu_k = 240 \cdot 101,3^{0,7} \cdot 1,33^{0,4} = 6817$$

Коэффициент теплоотдачи от пленки конденсата к стенке:

$$a_k = \frac{Nu_k \cdot \lambda_k}{L_{\Pi}}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}) \quad (66)$$

$$a_k = \frac{6817 \cdot 0,685}{1,15} = 4060,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$$

Коэффициент теплопередачи в аппарате:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_k} + \frac{\delta_c}{\lambda_c} + \frac{1}{\alpha_H}}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}) \quad (67)$$

$$k = \frac{1}{\frac{1}{4060,5} + \frac{0,001}{15,9} + \frac{1}{690,1}} = 568,8 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$$

Площадь поверхности теплопередачи в первом приближении:

$$F = \frac{Q}{k \Delta t_{\text{ср}}}, \text{ м}^2 \quad (68)$$

$$F = \frac{3031450}{568,8 \cdot 72,45} = 73,6 \text{ м}^2$$

Полученное значение F отличается от F<sub>ор</sub> не более чем на 5 %, поэтому оставляем принятое значение.

Произведем компоновочный расчет для уточнения рабочей поверхности теплообменного аппарата.

Площади поперечного сечения пакетов теплообменника со стороны нефти находим по формуле:

$$f_{\text{п.н.}} = \frac{V_H}{\omega_H}, \text{ м}^2 \quad (69)$$

где V<sub>м</sub> – объемный расход нефти, м<sup>3</sup>/с.

$$f_{\text{п.н.}} = \frac{0,0305}{0,30} = 0,10 \text{ м}^2$$

Число каналов в одном пакете для нефти:

$$m_H = \frac{f_{\text{п.н.}}}{f_1}, \text{ м}^2 \quad (70)$$

где f<sub>1</sub> – площадь поперечного сечения одного канала, м<sup>2</sup>.

Поверхность теплообмена одного пакета:

$$F_{\Pi} = F_1 n_{\Pi}, \text{ м}^2 \quad (71)$$

где  $F_1$  – площадь поверхности теплообмена одной пластины,  $\text{м}^2$ ;

$n_{\Pi} = 2m_M$  – число пластин в пакете.

$$F_{\Pi} = 0,5 \cdot 114 = 57 \text{ м}^2$$

Число пакетов теплообменника со стороны нефти:

$$X_H = \frac{F}{F_{\Pi}} \quad (72)$$

$$X_H = \frac{75}{57} = 1,3$$

Так как число пакетов не может быть дробным числом, то необходимо рассмотреть два варианта компоновки пакетов: в первом варианте  $X_H = 1$ ; во втором  $X_H = 2$ .

*Первый вариант.*  $X_H = 1$ .

Общее число пластин в аппарате:

$$n_{\Pi} = \frac{F + 2F_1}{F_1} \quad (73)$$

$$n_{\Pi} = \frac{75 + 2 \cdot 0,5}{0,5} = 152$$

Тогда число каналов в аппарате:

$$m = n_{\Pi} - 1 \quad (74)$$

$$m = 152 - 1 = 151$$

Выбираем компоновочную схему  $G_x = \frac{76}{75}$ .

При этом фактическая площадь поперечного сечения пакета со стороны нефти:

$$f_{\Pi.H} = m_H f_1, \text{ м}^2 \quad (75)$$

$$f_{\Pi.H} = 75 \cdot 0,0018 = 0,135 \text{ м}^2$$

Фактическая скорость движения нефти в каналах:

$$\omega_H = \frac{V_H}{f_{\Pi.H}}, \text{ м/с} \quad (76)$$

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

$$\omega_H = \frac{0,0305}{0,135} = 0,226 \text{ м/с}$$

При этих условиях определяем параметры:

$$Re_H = \frac{\omega_H \cdot d_3}{\nu_H} \quad (77)$$

$$Re_H = \frac{0,226 \cdot 0,008}{110,6 \cdot 10^{-6}} = 16,35$$

$$Nu_H = 0,135 \cdot Re_H^{0,73} \cdot Pr_H^{0,43} \left( \frac{Pr_H}{Pr_{CT}} \right)^{0,25} \quad (78)$$

$$Nu_H = 0,135 \cdot 16,35^{0,73} \cdot 1320^{0,43} \left( \frac{1320}{327} \right)^{0,25} = 32,3$$

$$a_k = \frac{Nu_H \cdot \lambda_H}{d_3}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С}) \quad (79)$$

$$a_k = \frac{32,3 \cdot 0,1389}{0,008} = 561,3 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С})$$

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_k} + \frac{\delta_{CT}}{\lambda_{CT}} + \frac{1}{\alpha_H}}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С}) \quad (80)$$

$$k = \frac{1}{\frac{1}{4060,5} + \frac{0,001}{15,9} + \frac{1}{561,3}} = 478,3 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С})$$

$$F = \frac{Q}{k \Delta t_{CP}}, \text{ м}^2 \quad (81)$$

$$F = \frac{3031450}{478,3 \cdot 72,45} = 87,5 \text{ м}^2 \approx 88 \text{ м}^2 > 70 \text{ м}^2$$

Из расчета видно, что общая рабочая поверхность аппарата увеличилась вследствие уменьшения скорости масла.

Общее гидравлическое сопротивление подогревателя со стороны нефти:

$$\Delta P_H = \xi_H \frac{L_H \rho_H \omega_H^2}{d_3 \cdot 2} X_H, \text{ Па} \quad (82)$$

где  $\xi_H = \frac{22,4}{Re^{0,25}} = \frac{22,4}{16,35^{0,25}} = 11,1$  – коэффициент общего гидравлического со-

противления со стороны нефти.



$$\Delta P_H = 11,1 \frac{1,15 \cdot 850 \cdot 0,226^2}{0,008 \cdot 2} \cdot 1 = 35193 \text{ Па}$$

Сопоставление с располагаемым напором  $\Delta P = 100$  кПа показывает, что напор не используется в ущерб процессу теплоотдачи.

*Второй вариант.*  $X_H = 2$ .

Выбираем компоновочную схему  $G_x = \frac{76}{37+38}$

При этом фактическая площадь поперечного сечения пакета со стороны нефти:

$$f_{п.н} = m_H f_1, \text{ м}^2 \quad (83)$$

$$f_{п.н} = 37 \cdot 0,0018 = 0,067 \text{ м}^2$$

Фактическая скорость движения нефти в каналах:

$$\omega_H = \frac{V_H}{f_{п.н}}, \text{ м/с} \quad (84)$$

$$\omega_H = \frac{0,0305}{0,067} = 0,455 \text{ м/с}$$

При этих условиях определяем параметры:

$$Re_H = \frac{\omega_H \cdot d_3}{\nu_H} \quad (85)$$

$$Re_H = \frac{0,455 \cdot 0,008}{110,6 \cdot 10^{-6}} = 32,9$$

$$Nu_H = 0,135 \cdot Re_H^{0,73} \cdot Pr_H^{0,43} \left( \frac{Pr_H}{Pr_{ст}} \right)^{0,25} \quad (86)$$

$$Nu_H = 0,135 \cdot 32,9^{0,73} \cdot 1320^{0,43} \left( \frac{1320}{327} \right)^{0,25} = 53,9$$

$$a_H = \frac{Nu_H \cdot \lambda_H}{d_3}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С}) \quad (87)$$

$$a_H = \frac{53,9 \cdot 0,1389}{0,008} = 935 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С})$$

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_k} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + \frac{1}{\alpha_H}}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С}) \quad (88)$$



Произведем расчет материального баланса с учетом модернизации:  
 296736,08 кг/ч – массовый расход обессоленной и обезвоженной нефти.

Вычитаем массовый расход образующихся углеводородных газов:

$$296736,08 - 296736,08 \cdot 0,49 \% = 295282,07 \text{ кг/ч}$$

Произведем расчет массового расхода для каждой фракции:

– керосиновая фракция:

$$14021,48 + 117532,39 \cdot 0,04 \% = 14068,49 \text{ кг/ч}$$

– прямогонный бензин:

$$53889,42 + 117532,39 \cdot 3 \% = 57415,40 \text{ кг/ч}$$

– легкое дизельное топливо:

$$104329,08 + 117532,39 \cdot 0,5 \% = 104916,74 \text{ кг/ч}$$

– тяжелое дизельное топливо:

$$5458,54 + 117532,39 \cdot 2 \% = 7809,20 \text{ кг/ч}$$

Массовый расход светлых фракций составляет:

$$14068,49 + 57415,4 + 104916,74 + 7809,2 = 184209,83 \text{ кг/ч}$$

Массовый расход мазута:

$$295282,07 - 184209,83 = 111072,24 \text{ кг/ч}$$

Составим материальный баланс атмосферного блока с учетом модернизации, представленный в таблице 15.

Таблица 15 – Материальный баланс атмосферного блока после модернизации

Приход			Расход		
Наименование	% масс. На сырье	кг/ч	Наименование	% масс. на сырье	кг/ч
Нефть	100	296736,08	Прямогонный бензин	21,19	57415,40
			Керосиновая фракция	4,76	14068,49
			Легкое дизельное топливо	35,56	104916,74
			Тяжелое дизельное топливо	3,15	7809,20
			Мазут	34,85	111072,24
			Углеводородный газ	0,49	1505,17
Итого	100	296736,08		100	296736,08

Рассчитаем процентный выход светлых фракций после замены теплообменников:

$$\frac{184209,83 \cdot 100 \%}{296736,08} = 62,07 \%$$

С помощью замены теплообменников удалось увеличить отбор светлых фракций на 8,07 %.

Произведем расчет получаемой прибыли завода по светлым фракция до и после его модернизации из расчёта мощности завода 1,42 млн тонн. Занесем результаты расчёта в таблицы 16 и 17.

Согласно, источнику [34], цены на светлые нефтепродукты за 1 тонну, следующие: прямогонный бензин – 47500 рублей, керосиновая фракция – 50000 рублей, дизельная фракция – 57500 рублей.

Таблица 16 – Прибыль завода до модернизации атмосферного блока

Нефтепродукты	Количество, тонн	Стоимость, млн рублей
Прямогонный бензин	4720,7000	22,4233
Керосин	122,8000	6,1400
Дизельное топливо	9612,3000	55,2994
ИТОГО	14455,8000	83,8627

Таблица 17 – Прибыль завода после модернизации атмосферного блока

Нефтепродукты	Количество, тонн	Стоимость, млн рублей
Прямогонный бензин	5029,5000	23,8901
Керосин	123,2000	6,1600
Дизельное топливо	9874,1000	56,7760
ИТОГО	6140,1000	86,8261

Модернизация увеличила ежегодную прибыль на 2,9634 млн рублей. Рассчитаем окупаемость предложенных способов.

Замена пластинчатых неразборных теплообменников на кожухотрубчатый теплообменник с «плавающей головкой». Стоимость одного аппарата составляет около 7 млн рублей, получается, что закупочная цена трех аппаратов будет составлять примерно 21 млн рублей. На монтаж этих аппаратов потребуется около 2 млн рублей (30% от общей стоимости). В общей сумме на реализацию

проекта будет затрачено около 23 млн рублей. Срок окупаемости кожухотрубчатых теплообменников составит 7,6 лет.

При замене неразборных пластинчатых теплообменников на разборные стоимость трех аппаратов составляет 13 млн рублей. На монтаж аппаратов потребуется 3,9 млн рублей. Общая сумма составит 16,9 млн рублей. Срок окупаемости таких теплообменников составит 5,5 лет.

## **2.6 Сравнительный анализ теплообменников**

Исходя из расчетов можно сделать вывод о том, что применение кожухотрубчатых теплообменников при первичной переработке нефти является уместным. Кожухотрубчатые теплообменники являются достаточно простой и эффективной конструкцией.

Пластинчатые теплообменники типа X-1/1÷4 имеют маленькое проходное сечение между пластинами, в результате чего происходит подпор жидкостей перед входом и создается дополнительное гидравлическое сопротивление в трубопроводе. Благодаря большому сопротивлению потока жидкости внутри теплообменника, повышается вероятность загрязнения, что снижает эффективность установки. Теплообменники рассматриваемого типа неразборные, а значит их чистка достаточно затруднена.

Несмотря на то, что пластинчатые теплообменники могут быть довольно компактными и иметь возможность увеличиваться в случае изменения требований к охлаждению, их обслуживание является более дорогостоящим, чем у кожухотрубчатых теплообменников. Резиновые прокладки стареют, твердеют и нуждаются в замене каждые два года. Замена прокладок является трудоемким и дорогостоящим мероприятием, которое выводит теплообменник из эксплуатации на длительные сроки.

В отличие от этого кожухотрубчатые теплообменники просты в обслуживании, снятие торцевых крышек открывает сердечник труб, который можно извлечь для очистки и технического обслуживания. Эффективность теплопередачи у таких теплообменников достаточно высокая, а аппараты просты и

обеспечивают длительный срок службы [35]. Сравнительная характеристика теплообменников представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнение теплообменников

Кожухотрубчатый теплообменник	Пластинчатый разборный теплообменник	Пластинчатый неразборный теплообменник
Широкий диапазон применения по рабочим параметрам	Узкий диапазон рабочих давлений и температур	Узкий диапазон рабочих давлений и температур
Простота обслуживания	Низкие трудозатраты при ремонте оборудования	Непригоден для ремонта
Большие габаритные размеры	Малые площади, занимаемые теплообменным оборудованием	Малые площади, занимаемые теплообменным оборудованием
Относительная простота конструкции и дешевизна	Сравнительно высокая себестоимость	Высокая себестоимость

### 3 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА

#### 3.1 Воздействие на окружающую среду установки ЭЛОУ-АВТ в условиях аварийной и безаварийной эксплуатации

По характеру перерабатываемых веществ установка ЭЛОУ-АВТ является взрывопожарным объектом. Получаемые продукты являются легковоспламеняющимися или горючими жидкостями и горючими газами.

Установка первичной перегонки нефти относится к категории взрывопожароопасных производств – категории А<sub>н</sub> по СП 12.13130.2009 (НПБ 105-03).

Во время безаварийной работы установки ЭЛОУ-АВТ в атмосферу выбрасывается немалое количество вредных веществ. К таким веществам относятся: сероводород, углеводороды, бензол, толуол, сажа и т. д. Предельно допустимые концентрации вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ

Наименование вещества	Среднесуточная величина ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Сероводород	0,008	3
Бензол	0,100	2
Толуол	50	3
Сажа	0,15	3

Сточные воды с установок АВТ, загрязненные нефтепродуктами и сероводородом, составляют ~ 30 % от общего количества образующихся загрязненных вод. Для того, чтобы избежать загрязнения водоемов необходимо следить за качеством воды. Сточные воды в зависимости от вида загрязнений и других условий должны проходить через очистные сооружения перед сбросом в водоем. В процессе очистки количество сточных вод, сбрасываемых в водоем, уменьшается, поскольку часть воды отводится вместе со шламом.

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Антонова Н.Е.			<b>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Лескова С.А.				У	63	71
<i>Реценз</i>						АмГУ ИФФ гр. 918-об		
<i>Н. Контр.</i>		Родина Т.А.						
<i>Утверд.</i>		Гужель Ю.А.						

При нарушениях технологического режима, несоблюдении правил промышленной безопасности, а также при авариях возможно:

- возникновение пожара и взрыва при выбросе нефтепродуктов в результате разгерметизации фланцевых соединений, торцевых и сальниковых узлов насосов и запорной арматуры;

- возникновение пожара и взрыва при работе в загазованной зоне искроопасным инструментом;

- отравление работающих сероводородом, углеводородными газами, жидкими углеводородами в случае утечки через неплотность фланцевых соединений оборудования, нарушении правил промышленной безопасности при проведении газоопасных работ;

- термические ожоги водяным паром;

- поражение работающих электрическим током в случае выхода из строя заземления токоведущих частей, пробоя изоляции;

- взрыв, воспламенение паров нефтепродуктов за счет образования статического электричества или нарушения правил перекачки нефтепродуктов.

В аварийных ситуациях, в результате которых возможно возгорание, образование взрывоопасных смесей в помещениях и загазованность аппаратного двора, технологический персонал установки должен руководствоваться планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА).

Основными причинами, способными привести к аварии, являются следующие факторы:

- отступление от норм установленного технологического режима эксплуатации;

- разгерметизация фланцев трубопроводов или аппаратов с нефтепродуктами;

- неисправность средств сигнализации и блокировок;

- несоблюдение инструкций по промышленной безопасности и противопожарных правил [36].

					<i>ВКР.191275.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64



### 3.2 Мероприятия и системы защиты от аварийных ситуаций при эксплуатации установки

При разгерметизации оборудования возможен разлив нефти на территории производства. Для предупреждения аварии и ограничения выхода нефти приняты следующие мероприятия:

- ограждение площадок, где возможен разлив нефтепродуктов;
- между техническими блоками установлена запорная арматура;
- при отклонении технологического режима предусмотрена звуковая сигнализация и блокировка, которые срабатывают при повышении заданных параметров процесса;
- проводится ежедневный осмотр оборудования;
- установлены дренажные емкости для сбора возможных разливов нефтепродуктов.

Для защиты атмосферы должны проводиться следующие мероприятия, которые обеспечат минимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу:

- полная герметизация технологического оборудования;
- обеспечение всей технологической аппаратуры предохранительными клапанами, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное, с учетом требований.

Одним из самых массовых источников загрязнения является сброс сточных вод, как следствие происходит загрязнение гидросферы. Прежде всего основной задачей является сокращение поступления отравляющих веществ со сточными водами с нефтеперерабатывающих предприятий. Для этого должны соблюдаться требования нормативных актов, которые регулируют отношения в области охраны водных ресурсов.

Для обеспечения безопасного ведения процесса необходимо соблюдать ряд следующих мероприятий:

- технологический процесс необходимо проводить в герметичных аппаратах;

- для исключения человеческого фактора производственный процесс должен быть полностью автоматизирован;
- необходима установка системы предохранительных клапанов, для защиты аппаратов от превышения давления со сбросом на факел;
- установлена аварийная сигнализация для отслеживания повышения концентрации взрывоопасных паров и газов на установке;
- снабжение установки сырьем, водой, электроэнергией, паром, азотом и воздухом контрольно-измерительных приборов должно быть бесперебойным;
- необходима теплоизоляция трубопроводов и арматуры, которые имеют температуру стенки более 45 °С;
- наличие исправной системы заземления оборудования и молниезащиты;
- выполнение обслуживающим персоналом всех инструкций, правил по пожарной, производственной и газовой безопасности [37].

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы для решения поставленной цели и задач была изучена научно-техническая документация по вопросам модернизации атмосферного блока установки ЭЛОУ-АВТ, отечественная и зарубежная литература. По данным регламента действующего нефтеперерабатывающего завода рассмотрена характеристика сырья и продуктов.

Исходя из задания был произведен технологический расчет теплообменного оборудования, рассчитан материальный баланс атмосферного блока до и после модернизации. На основании рассмотренных вариантов модернизации выбран подходящий способ увеличения выхода светлых фракций. На основании технологического расчета подобраны пластинчатые теплообменники ПТ-РС-0,5-88-2К. Замена теплообменных аппаратов позволяет увеличить выход нефтепродуктов на атмосферном блоке 8,07 %.

В разделе безопасность и экологичность изучено воздействие установки ЭЛОУ-АВТ на окружающую среду в условиях аварийной и безаварийной ситуации. Также изучены мероприятия и системы защиты установки от аварийных ситуаций.

В графической части работы выполнен чертеж технологической схемы атмосферного блока установки ЭЛОУ-АВТ.

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Антонова Н.Е.			<b>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Провер.		Лескова С.А.				У	67	71
Реценз						АмГУ ИФФ гр. 918-об		
Н. Контр.		Родина Т.А.						
Утверд.		Гужель Ю.А.						

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 AL.FLOGISTON.RU: Нефть и нефтепродукты [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://al-flogiston.ru/neft/>

2 BEELEAD.COM: Состав сырой нефти и вещества входящие в соединение [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://beelead.com/sostav-syroj-nefti/>

3 Сираева, И. Н. Сернистые соединения нефтей различного типа / И. Н. Сираева, Н. К. Ляпина // Башкирский химический журнал. – 2011. – № 1. – С. 135-139.

4 Шишлов, А. Н. Автомобильные эксплуатационные материалы: учебно-практическое пособие для автомобильных колледжей / А. Н. Шишлов, С. В. Лебедев. М.: ГБПОУ КАТ №9, 2018. – 209 с.

5 Глаголева, О. Ф. Технология переработки нефти / О. Ф. Глаголева, В. М. Капустин. М. : Химия, КолосС, 2006. – 400 с.

6 DPROM.ONLINE: Добыча нефти и газа: Итоги 2022 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://dprom.online/oilngas/dobycha-nefti-i-gaza-itogi-2022-goda/>

7 PRONPZ.RU: Глубина переработки нефти на НПЗ в России [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://pronpz.ru/neftepererabatyvayushchie-zavody/glubina-pererabotki.html>

8 NEFTEGAZ.RU: Глубина переработки нефти в России [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://magazine.neftegaz.ru/articles/pererabotka/661187-glubina-pererabotki-nefti-v-rossii/>

9 Кагарманов, Р. Р., Малышев, Ю. М. Проблема глубины переработки нефти на Российских НПЗ // Вестник магистратуры. – 2013. – № 1. – С. 53-54.

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Антонова Н.Е.			<b>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Лескова С.А.				У	68	71
<i>Реценз</i>						АмГУ ИФФ гр. 918-об		
<i>Н. Контр.</i>		Родина Т.А.						
<i>Утверд.</i>		Гужель Ю.А.						

10 Булкина, А. М. От нефтепродуктов к полимерам: Учеб. пособие / А. М. Булкина, И. И. Осовская. – СПб., 2019. – 43 с.

11 Ахметова, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа : Учебное пособие / С. А. Ахметова. – Уфа : Гилем, 2002. – 672 с.

12 Ильин, А. В. Химическая технология нефть и ее переработка: учебное пособие / А. В. Ильин, Р. Р. Давлетшин, А. И. Курамшин. – Казань: Казанский университет, 2018. – 80 с.

13 Александров, И. А. Перегонка и ректификация в нефтепереработке / И. А. Александров М. : Химия, 1981. – 352 с.

14 Рудин, М. Г. Карманный справочник нефтепереработчика / М. Г. Рудин, В. Е. Сомов, А. С. Фомин. М. : ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 366 с.

15 Леонтьева, Н. Ю. Первичная переработка нефти. Ведение технологического процесса на установках I и II категории : Учебное пособие / Н. Ю. Леонтьева. – Сызрань : Губернский колледж г. Сызрани, 2014. – 38 с.

16 10 ENGINEER-ОHT.RU: Вакуумный блок установки АВТ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://www.engineer-oht.ru/mahp/teoriya/91-blok-ustanovki-avt>

17 Пат. 2253498 Российская Федерация, МПК В01D 3/14, С10G 7/00. Способ увеличения выхода светлых нефтепродуктов при первичной перегонке нефти на ректификационных установках / А. М. Ильинец, Н. Т. Начаев ; ЗАО «Технологии обменных резонансных взаимодействий» ; № 2004109820/15 ; Заявл. 01.04.2004; Оpubл. 10.06.2005, Бюл. № 16.

18 Пат. 165570 Российская Федерация, МПК С10G 15/08. Устройство для предварительной обработки углеводородного сырья / Р. З. Баширов, Ю. Н. Киташов, Г. С. Хулап ; РГУ им. Губкина. – № 2015153080/04 ; Заявл. 10.12.2015; Оpubл. 27.10.2016, Бюл. № 33.

19 Губанов, Н. Д. Исследование режимов работы ректификационных колонн установки первичной переработки нефти. Моделирование одноколонной установки / Н. Д. Губанов, С. Г. Дьячков, Г. В. Боженов // Вестник Иркутского

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

Государственного Технического Университета. – Иркутск, 2012. – № 6 (65). – С. 101-105.

20 Сайдалиев, Б. Я. Способы увеличения выхода прямогонного бензина при первичной переработке нефти/ Б. Я. Сайдалиев // Universum: химия и биология. – 2022. – № 5. – С. 4-6.

21 Самборская, М. А. Определение оптимальных параметров греющего пара на установках фракционирования нефти / М. А. Самборская [и др.]. // Научный вестник НГТУ. – 2015. – № 2. – С. 157-168.

22 Михайлов, О. С. Совершенствование установки АВТ / О. С. Михайлов, Д. А. Халикова // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – № 16. – С. 308-310.

23 Фарахов, М. И. Энерго- и ресурсосбережение при проведении процессов разделения и очистки веществ / М. И. Фарахов, А. Г. Лаптев // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 1. – С. 152-158.

24 Официальный сайт ИВЦ «Инжехим» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://ingehim.ru/>. – 18.03.2023

25 Волосов, И. В. Совершенствование установки первичной переработки нефти / И. В. Волосов, С. М. Леденев // Наука, техника и образование. – 2017. – № 5. – С. 6-8.

26 Никитина, А. Н. Усовершенствование работы установки АВТ. Увеличение температуры нагрева нефти / А. Н. Никитина, Подгорбунская Т. А. // Сборник научных трудов студентов, магистрантов, аспирантов и молодых ученых Института металлургии и химической технологии им. С.Б. Леонова – 2014. – С. 115-119.

27 Гречухина, А. А. Совершенствование работы установок перегонки нефти: Учебное пособие / А. А. Гречухина, А. А. Елпидинский, А. Е. Пантелеева. – Казань: Изд-во Казан. гос. технол. ун-та, 2008. –120 с.

28 ГОСТ Р 51585-2002. Нефть. Общие технические условия; введ. 26.11.2009. – М. : Стандартиформ, 2010. – 15 с.

					<b>ВКР.191275.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

29 ГОСТ 34396-2018. Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия; введ. 1.31.2018. – М. : Стандартиформ, 2018. – 27 с.

30 ГОСТ 2177-99. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. – Взамен ГОСТ 2177-82; введ. 21.09.1999. – М. : Российский институт стандартизации, 2001. – 25 с.

31 GEUM.RU: Учебное пособие по дисциплине глубокая переработка нефти и газа [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://geum.ru/next/art-51391.leaf-4.php>

32 Карапузова, Н. Ю. Расчет теплообменных аппаратов: методические указания к курсовому и дипломному проектированию / Н. Ю. Карапузова, В. М. Фокин .: Учебное пособие. – Волгоград : ВолгГАСУ, 2013. – 68 с.

33 ГОСТ Р 53677 – 2009. Нефтяная и газовая промышленность. Кожухотрубчатые теплообменники. М.: Стандартиформ, 2011. – 35 с.

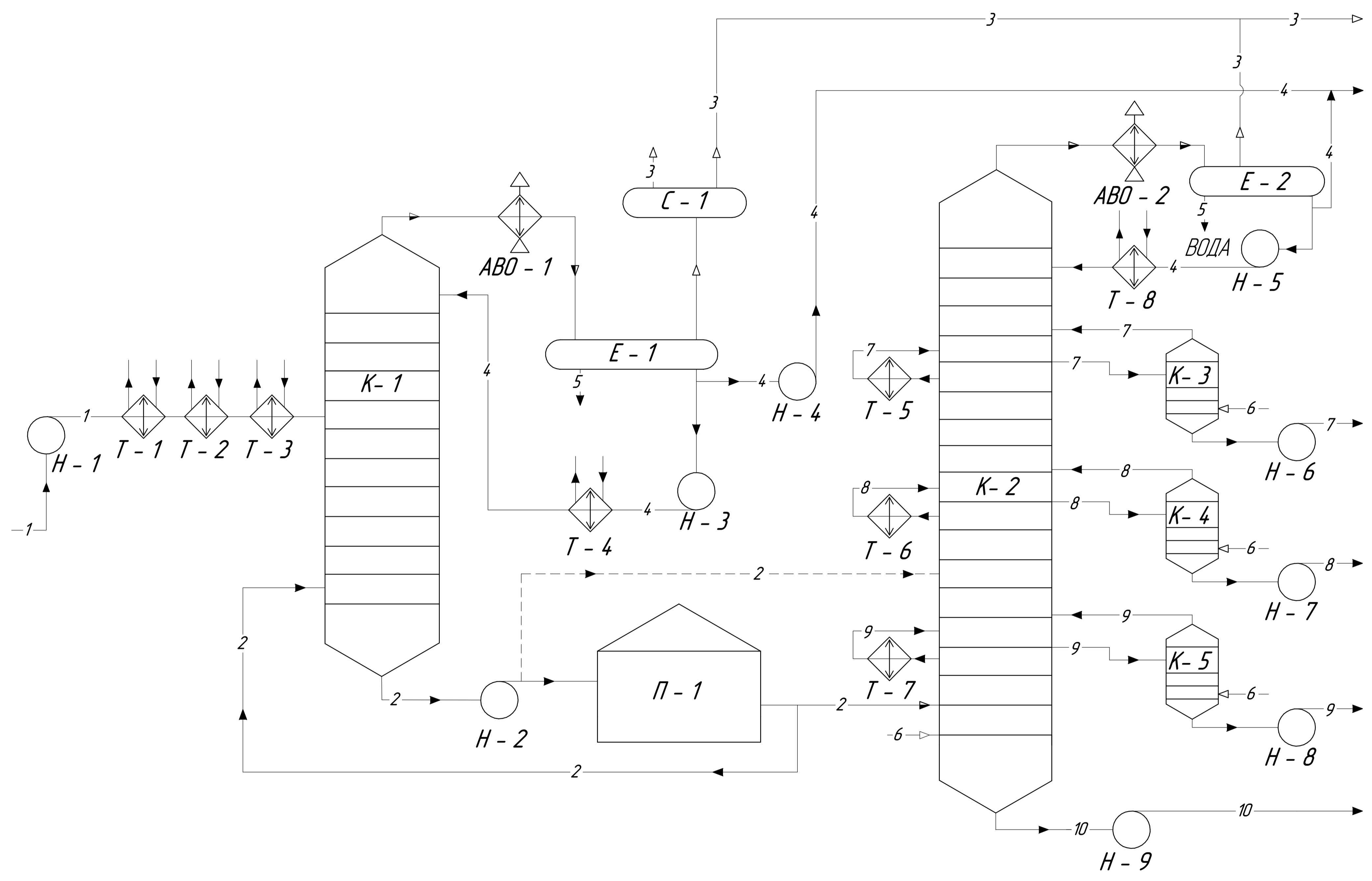
34 Стоимость светлых нефтепродуктов [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://www.trader-oil.ru/catalog/dizelnaya-tehnologicheskaya-frakciya/>

35 KVIP.SU: Сравнение пластинчатых и кожухотрубчатых теплообменников [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://kvip.su/blog/sovety-rokupatelyam/sravnenie-plastinchatykh-i-kozhuhotrubchatykh-teploobmennikov/>

36 Лебедева, М. И. Повышение уровня пожаровзрывобезопасности нефтеперерабатывающих технологических процессов путем анализа и управления рисками / М. И. Лебедева, А. В. Федоров // Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращения, ликвидация. – 2013. – № 13. – С. 34-37.

37 ФНиП. Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением. – Введ. 25.03.2014. – Москва : Министерство юстиции Российской Федерации, 2014. – 98 с.

Обозначение	Наименование	Кол.
T-1-7	Теплообменник	7
H-1-9	Насос	9
П-1	Печь	1
С-1	Сепаратор	1
E-1-2	Рефлюксная емкость	2
ABO-1-2	Аппарат воздушного охлаждения	2
K-1	Отбензинивающая колонна	1
K-2	Атмосферная колонна	1
K-3-5	Отпарная колонна	3



Обозначение	Наименование среды
-1-1-	Подготовленная нефть
-2-2-	Отбензиненная нефть
-3-3-	Сухой газ
-4-4-	Прямогонный бензин
-5-5-	Вода
-6-6-	Пар
-7-7-	Керосиновая фракция
-8-8-	Легкое дизельное топливо
-9-9-	Тяжелое дизельное топливо
-10-10-	Мазут

ВКР.191275.180301.ТС

Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ	Лит	Масса	Масштаб	
Разраб.	Антонова Н.Е.					у	-	1:1	
Проб.	Лескова С.А.					Лист	1	Листов	1
Т.контр.						Технологическая схема			
Исполн.	Радина Т.А.				АМГУ ИФФ				
Утв.	Гужель Ю.А.				918-ад				

Копирайтер  
Формат А1

КОРМАС-ЭНЕРД © 2021 ООО "КОРМАС-Энерджи" Россия Все права защищены  
 Лист № 1 из 1  
 Дата: 10.08.2021  
 Проект: 191275.180301.ТС