

**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 техноло-  
гия природных энергоносителей и углеродных материалов

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Ю.А. Гужель  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

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

Исполнитель  
студент группы 818-об

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Б.О. Михайлов

Руководитель  
доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Г.Г. Охотникова

Консультант по безопасности  
жизнедеятельности  
доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.В. Козырь

Нормоконтроль  
профессор, 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.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Михайлова Богдана Олеговича

1. Тема выпускной квалификационной работы: «Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ» утверждена Приказом от 04.04.2022 г № 115-ОД
2. Срок сдачи студентом законченной работы 23.06.2022 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: расход сырой нефти 286 768,636 кг/ч. Литературные данные, рабочая документация, нормативная документация, технологические схемы
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Литературный обзор по процессам первичной переработки нефти и способам увеличения отбора светлых фракций. Характеристика сырья и готовой продукции установки ЭЛОУ-АВТ. Описание технологической схемы установки. Обоснование модернизации. Технологический расчет оборудования. Расчёт теплообменного оборудования. Основные требования безопасности при эксплуатации установки
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе Козырь Аркадий Валентинович, канд. техн. наук, доцент; раздел «Безопасность и экологичность производства»
7. Дата выдачи задания 25.05.2022 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Охотникова Галина Генриховна, доцент, канд. техн. наук, доцент

Задание принял к исполнению 25.05.2022 г. \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 62 с., 8 рисунков, 11 таблиц, 26 источников.

ПЕРВИЧНАЯ ПЕРЕРАБОТКА, НЕФТЬ, СВЕТЛЫЕ НЕФТЕПРОДУКТЫ, КОНТАКТНЫЕ УСТРОЙСТВА, РЕКТИФИКАЦИОННАЯ КОЛОННА, УВЕЛИЧЕНИЕ ВЫХОДА, БОКОВОЙ ПОГОН, ТЕПЛООБМЕННИКИ, ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОР, АТМОСФЕРНО-ВАКУУМНАЯ ТРУБЧАТКА

Целью работы является увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ. В работе рассмотрен технологический процесс первичной переработки нефти. Произведён анализ способов, направленных на повышение отбора светлых фракций и обосновано технологическое решение проблемы.

На основе регламента ООО «РН-Комсомольский НПЗ» представлены характеристики исходного сырья, продуктов и полупродуктов установки ЭЛОУ-АВТ-2, требований предъявляемых к ним.

Произведен выбор и обоснование технологического решения модернизации установки ЭЛОУ-АВТ. Выполнен расчет и обоснование выбора теплообменного оборудования.

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Михайлов Б.О.</i>				<i>У</i>	<i>3</i>	<i>62</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>						
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						
						<i>АМГУ ИФФ гр. 818-об</i>		

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение		6
1 Литературный обзор		7
1.1 Основные направления переработки нефти		7
1.2 Установка ЭЛОУ-АВТ		10
1.2.1 Общая характеристика процессов		11
1.3 Краткая характеристика и области применения светлых фракций		14
1.4 Способы увеличения выхода светлых нефтепродуктов		17
1.4.1 Ввод нагретого потока		18
1.4.2 Оптимизация конструкционного (аппаратурного) оформления		19
1.4.3 Воздействие на фазовые переходы в нефтяных дисперсных системах		20
1.4.4 Использование бокового погона		21
1.4.5 Применение добавок различной природы		21
1.4.6 Рациональная и эффективная обвязка теплообменников		21
1.4.7 Использование комбинированных контактных устройств		22
2 Технологическая часть		24
2.1 Обоснование технологического решения и описание модернизированной схемы атмосферного блока		24
2.2 Сырьё и продукция атмосферной трубчатки		28
2.3 Материальный баланс атмосферного блока ЭЛОУ-АВТ		30
2.4 Расчет основной атмосферной колонны		32
2.4.1 Расчет теплового баланса колонны		32

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Михайлов Б.О.</i>			<i>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				У	4	62
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>			<i>АМГУ ИФФ гр. 818-об</i>			
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

2.4.2	Определение основных размеров колонны	35
2.4.3	Гидравлический расчет тарелок	40
2.5	Технологический расчёт теплообменного оборудования	41
2.5.1	Тепловой расчет	42
2.5.2	Гидравлический расчет	46
2.6	Экономическое обоснование	49
3	Безопасность и экологичность производства	51
3.1	Основные требования безопасности при эксплуатации установки ЭЛОУ-АВТ	51
3.2	Средства и системы защиты при осуществлении технологического процесса	56
	Заключение	59
	Библиографический список	60

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

## ВВЕДЕНИЕ

Особенностью современной нефтеперерабатывающей промышленности является тенденция к углублению переработки нефти, что объясняется ограниченностью ее запасов. Актуальность увеличения отбора светлых дистиллятов заключается в их высокой ценности, и извлечение их должно быть осуществлено в полной мере.

Недостаточная глубина переработки нефтяного сырья ведет к тому, что в нашей стране выпускаются нефтепродукты неудовлетворительного качества, значительная часть которых, являясь основным объемом продукции первичной перегонки, уходит на экспорт в качестве полуфабрикатов по сниженным ценам. Рост глубины переработки нефти даже на несколько процентов позволит России ежегодно экономить десятки миллионов тонн нефти, что сократит объемы остаточных нефтепродуктов.

Основная цель работы – предложить и обосновать способ увеличения отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ.

Из поставленной цели были выделены следующие задачи:

1. Подбор и изучение литературного материала по вопросу увеличения отбора светлых нефтепродуктов с атмосферных колонн установки АВТ;
2. Проведение анализа существующих методов увеличения выхода светлых фракций с колонн АВТ;
3. Выбор и обоснование способа увеличения отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установки ЭЛОУ-АВТ;
4. Выполнение расчета усовершенствованной атмосферной колонны и теплообменного оборудования.

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Михайлов Б.О.</i>			<i>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосфер- ных колоннах ЭЛОУ-АВТ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				У	6	62
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>			<i>АМГУ ИФФ гр. 818-об</i>			
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

# 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

## 1.1 Основные направления переработки нефти

Нефтеперерабатывающая промышленность – это отрасль тяжелой промышленности, занимающаяся переработкой нефти и газового конденсата в товарные нефтепродукты.

Выбор варианта переработки нефти и ассортимента получаемых нефтепродуктов зависит от уровня развития нефтепереработки, физико-химических свойств нефти и потребности в товарных нефтепродуктах. Различают три основных направления переработки нефти: топливное (глубокое и неглубокое), топливно-масляное, нефтехимическое (топливно-нефтехимическое или топливно-масляно-нефтехимическое) [1].

Топливное направление может быть глубоким и неглубоким, используется для получения котельных и моторных топлив. При неглубокой переработке высокий выход котельного топлива, а глубина переработки нефти составляет от 45 % до 50 %. Основное отличие технологической схемы НПЗ с глубокой переработкой в большем числе технологических процессов и более широком ассортименте нефтепродуктов. Используются методы переработки тяжелых остатков нефти, которые позволяют увеличить выход моторных топлив и получить сырье для нефтехимии. Глубина переработки нефти увеличивается до 90 %.

По топливно-масляному направлению переработку производят на установке АВТ масляного варианта, где получают моторное топливо и различные масляные фракции: 350 °С – 400 °С, 400 °С – 450 °С, 450 °С – 500 °С, которые применяются для производства смазочных масел.

Переработка по нефтехимическому направлению предусматривает получение моторного топлива, масел и сырья для нефтехимии. Производство большого

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Михайлов Б.О.</i>			<i>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				<i>У</i>	<i>7</i>	<i>62</i>
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>			<i>АМГУ ИФФ гр. 818-об</i>			
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

ассортимента нефтехимических продуктов требует наличия определенных технологических установок, что увеличивает капитальные затраты.

Выбор варианта переработки нефти, а следовательно, и технологической схемы НПЗ обусловлен качеством исходной нефти. Добываемая нефть требует предварительной подготовки, так как содержит механические примеси, растворенные в ней газ и воду с минеральными солями. Подготовка осуществляется в два этапа – сначала на нефтепромысле, а затем на нефтеперерабатывающем заводе. Промысловая подготовка осуществляется согласно требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» [2], далее проводится оценка потенциальных возможностей нефтяного сырья. Характеристика товарной нефти представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика товарной нефти

Показатели, обязательные для проверки	Регламентируемые показатели		
1. Массовая доля серы, %:	0,60, не более		
класс 1 – малосернистая			
класс 2 – сернистая	0,61 – 1,80		
класс 3 – высокосернистая	1,81 – 3,50		
класс 4 – особо высокосернистая	3,50, не менее		
2. Плотность при 20 °С, кг/см <sup>3</sup> :	830,0, не более		
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	895,0, не менее		
	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, мг/дм <sup>3</sup> , не более	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		
	Норма для нефти вида		
	1 вид	2 вид	
8. Массовая доля сероводорода, ppm, не более	20	100	
9. Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, ppm, не более	40	100	



Нефть, представляющая собой смесь парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов с содержанием гетероатомных соединений, разделяют на фракции и изменяют ее химический состав, используя первичные и вторичные методы переработки, для получения многочисленных продуктов различного назначения. Первичные процессы подразумевают разделение нефти на фракции, а вторичные деструктивную переработку и очистку нефтепродуктов.

Перегонка является основным первичным процессом, которая происходит за счет физического разделения нефти на фракции, различающихся друг от друга по температурам кипения. В зависимости от проведения процесса различают простую и сложную перегонку. На рисунке 1 из источника [1] показаны виды перегонки. Простая перегонка происходит с постепенным, однократным, многократным испарением. К сложной перегонке относят перегонку с дефлегмацией и перегонку с ректификацией.

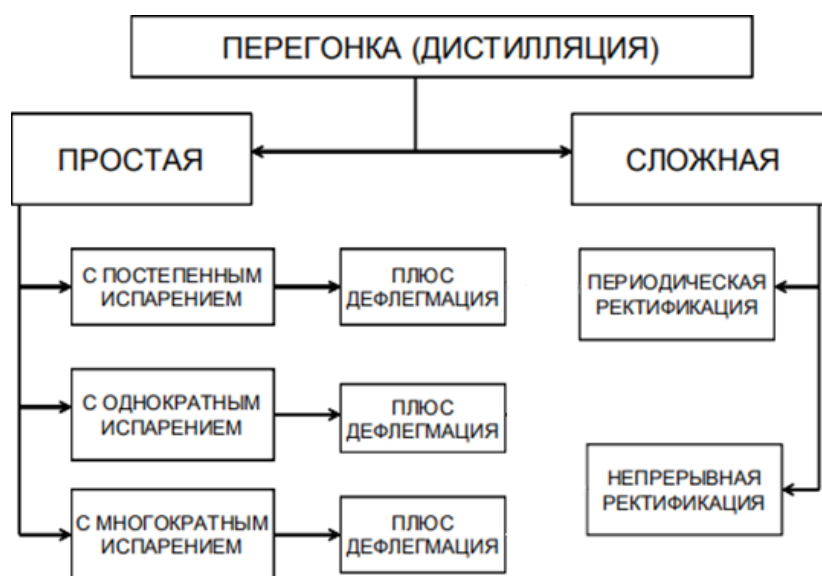


Рисунок 1 – Виды перегонки

Перегонка с ректификацией производится в ректификационной колонне, которая является центральным аппаратом технологической установки по первичной переработки нефти, осуществляется за счет многократного контактирования потоков паров и жидкости на специальных контактных устройствах – та-

релках. В результате получают следующие фракции: бензиновая (50 °С – 180 °С); керосиновая (140 °С – 220 °С); дизельная (220 °С – 350 °С); вакуумные газойль (350 °С – 500 °С); гудрон (> 500 °С) [1].

## 1.2 Установка ЭЛОУ-АВТ

ЭЛОУ-АВТ – электорообессоливающая установка, атмосферно-вакуумная трубчатка. В состав установки входят следующие блоки:

1. блок теплообменников ЭЛОУ;
2. блок ЭЛОУ;
3. блок теплообменников АВТ;
4. блок отбензинивания нефти;
5. блок ректификации;
6. блок стабилизации бензина;
7. вакуумный блок;
8. блок печей;
9. блок сбора пароконденсата;
10. блок щелочной очистки компонентов бензина и компонентов дизельного топлива, сжиженного газа;
11. факельный блок;
12. реагентное хозяйство.

Нефть представляет собой чрезвычайно сложную смесь взаимно растворимых углеводородов. В промышленной практике нефть разделяют на фракции, различающиеся температурными пределами перегонки.

Подлежащая разделению бинарная смесь начального состава вводится на некоторую промежуточную по высоте колонны тарелку. Часть ректификационной колонны, которая расположена выше ввода сырья, называется концентрационной, а расположенная ниже ввода – отгонной. В обеих частях колонны происходит один и тот же процесс ректификации. Смесь подается при температуре ее кипения (или близкой к ней). В кубе-испарителе из кипящей в нем кубовой жидкости непрерывно образуется пар. Чтобы поддержать энергоемкий процесс парообразования, в куб необходимо подавать греющий водяной пар.

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

Образующиеся в кубе-испарителе пары движутся вверх, вступают в контакт с жидкой фазой, обогащаются летучим компонентом [3]. Отводимый с верха колонны целевой продукт – пар поступает в дефлегматор, где конденсируется и делится на два потока (флегму и дистиллят). При помощи подаваемого на верх колонны холодного (острого) орошения регулируется температура верха колонны. Тем самым определяется качество ректификата по температуре конца кипения, по содержанию в нем высококипящих компонентов [4]. Флегма возвращается в колонну чтобы паровому потоку было из чего извлекать летучий компонент, обедняется более летучим компонентом и приходит в куб-испаритель.

Таким образом, в ректификационной колонне осуществляется непрерывный процесс разделения подаваемой в колонну исходной смеси на дистиллят и кубовый остаток [5].

#### 1.2.1 Общая характеристика процессов

Установка АВТ представляет собой комбинацию из блоков АТ и ВТ:

АТ – атмосферная трубчатка (первичная переработка поступающей на НПЗ сырой нефти).

ВТ – вакуумная трубчатка (переработка мазута, поступающего с блока АТ). Блоки ЭЛОУ, АТ, ВТ и АВТ могут представлять собой отдельные установки или сочетаться в комбинации с другими блоками для повышения эффективности работы установки в целом.

Задачей ЭЛОУ является отделение воды и солей от сырой нефти для дальнейшего ее разделения на фракции в атмосферно-вакуумном блоке посредством ректификации в атмосферной и вакуумной колоннах. Нефть подается в насосную и поступает в виде смеси вместе с промывочной водой в специальные устройства – электродегидраторы, где происходит обессоливание и обезвоживание под действием электрического тока.

Атмосферная трубчатка (АТ) необходима для получения светлых нефтепродуктов и мазута с температурой кипения выше 350 °С. Существует несколько

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

способов перегонки [6]:

- с однократным испарением;
- с двукратным испарением;
- с трехкратным испарением.

Выбор способа зависит от состава нефти, поступающей на переработку. Установка АТ с однократным испарением используется для стабильной, мало-сернистой нефти с содержанием газов не более 1,2 % и светлых фракций не более 45 %, а с трехкратным испарением требует высоких затрат на строительство и обслуживание, но является более гибкой и позволяет перерабатывать нефть различного состава с высокой производительностью. Схема атмосферной перегонки с двукратным испарением представлена на рисунке 2. Данный способ наиболее распространен в нефтепереработке и позволяет увеличивать отбор светлых фракций и уменьшить нагрузку на атмосферную ректификационную колонну.

Схема атмосферного блока включает в себя отбензинивающую колонну К-1, печи П-1, основную атмосферную колонну К-2 с тремя стриппинг-колоннами, с помощью которых будут получаться следующие четыре фракции:

- 1) н.к. – 180 °С;
- 2) 180 °С – 220 °С;
- 3) 220 °С – 280 °С;
- 4) 280 °С – 350 °С.

Обезвоженная и обессоленная нефть после ЭЛОУ направляется в теплообменники для нагрева до 210 °С. Из теплообменных аппаратов обработанная нефть направляется в атмосферный блок для разделения на фракции в процессе ректификации. Сначала нефть направляется в отбензинивающую колонну К-1. На вершине колонны отбирается смесь углеводородных газов и выделяется в сепараторе смесь бутанов. Внизу колонны – отбензиненная нефть.

После нефть нагревают в трубчатой печи П-1 до заданной температуры порядка 350 °С. Затем на атмосферную колонну К-2. Сверху атмосферной колонны

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

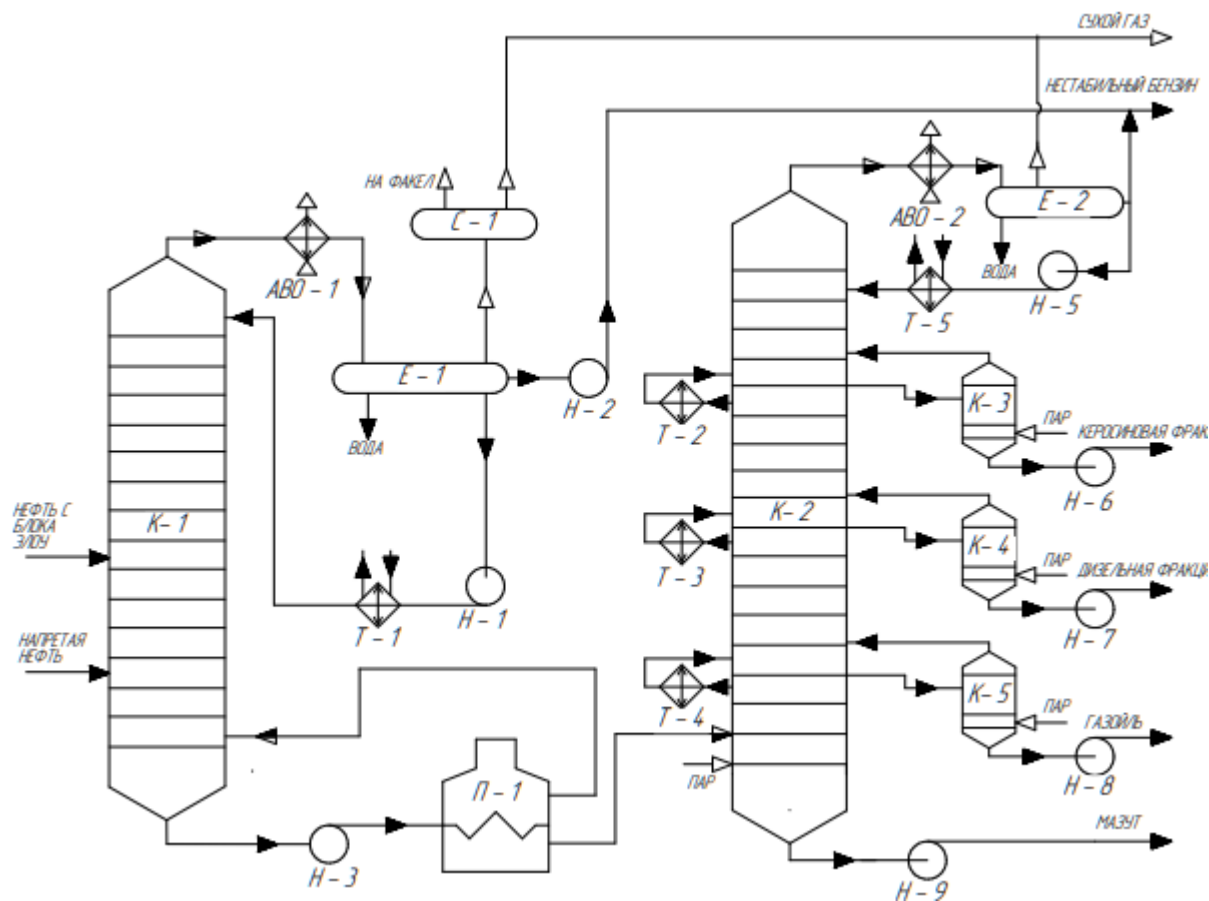


Рисунок 2 – Технологическая схема АТ с двукратным испарением:

Т (1 – 4) – теплообменники; АВО (1 – 2) – аппараты воздушного охлаждения; Н (1 – 9) – насосы; С-1 – сепаратор; П-1 – печь; Е (1 – 2) – емкости; К-1 – отбензинивающая колонна; К-2 – атмосферная колонна; К (3 – 5) – стрипинги

отбирают смесь бензина и углеводородных газов. Ниже отбирают керосиновую фракцию и еще ниже – дизельную.

Вакуумная трубчатка (ВТ) предназначена для перегонки мазута. Снижение давления с помощью вакуумсоздающих систем необходимо, для разведения тяжелых остатков нефтяного сырья. Понижение давления позволяет уменьшить температуру кипения и избежать деструктивных процессов.

В вакуумном блоке мазут разделяется до гудрона с получением или широкой дистиллятной фракции 350 °С – 500 °С, являющейся сырьем установок каталитиче-

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ВКР.18114.2.180301.ПЗ

Лист

13

ского крекинга, гидрокрекинга, термокрекинга или с получением узких масляных фракций (веретенное, трансформаторное, машинное, цилиндрическое) и остаточных масел (авиационное, дизельное) при работе по масляному варианту.

### 1.3 Краткая характеристика и области применения светлых фракций

Первичная переработка подразумевает разделение нефти на фракции. Нефть является сложной смесью различных соединений и методики для получения конечных продуктов из сырой нефти пока не существует, поэтому необходимо разделение на фракции, которые являются менее сложной смесью соединений. Это возможно за счет различной температуры кипения компонентов нефти. На рисунке 3 из источника [1] представлены фракции, получаемые в результате ректификации. Процентное содержание той или иной фракции зависит от химического состава нефти.



Рисунок 3 – Фракции получаемые в результате первичной переработки

Согласно стандартам, принятым в нефтеперерабатывающей промышленности в результате атмосферной перегонки получают легкие (бензиновые) фракции, которые выкипают до 200 °С, средние (керосиновые и дизельные) с

пределами кипения от 200 °С до 300 °С и тяжелые (масляные) выкипающие при температуре выше 300 °С. Легкие и средние относятся к светлым нефтяным фракциям.

1) *Бензиновая фракция* – представляет собой смесь углеводородов до C<sub>11</sub> различного строения с пределами кипения от 28 °С до 180 °С. Основное применение – как компонент товарного автомобильного бензина, сырье установок каталитического риформинга и пиролиза; подвергается вторичной перегонке для получения узких фракций. Точный состав определяется составом исходной нефти в основе фракции изомерные и нормальные парафиновые углеводороды [7].

Данная фракция является широкой и подвергается вторичной переработке на более узкие в зависимости от направления. По топливному варианту разделение происходит на фракции 28 °С – 85 °С как компонента товарных бензинов и 85 °С – 180 °С в качестве сырья для получения высокооктановых добавок бензина. По топливно-нефтехимическому на фракции: 28 °С – 62 °С, 62 °С – 85 °С, 85 °С – 105 °С, 105 °С – 140 °С, 140 °С – 180 °С. Эти фракции используют для получения ароматических углеводородов, высокооктановых компонентов бензина, как сырье процесса изомеризации, риформинга и в качестве компонента реактивного топлива.

Главное характеристикой бензина является его октановое число, показывающее соотношение н-гептана и изооктана. Этот показатель характеризует детонационную стойкость топлива. Октановое число н-гептана равно нулю, так как он детонирует при малом сжатии, изооктана принято за 100 и означает, что он может выдержать большее сжатие до наступления детонации. Если октановое число бензина равно 92, это означает, что он детонирует, как смесь 92 % изооктана и 8 % н-гептана.

Октановое число прямогонного бензина не превышает 60, поэтому товарные бензины готовят смешением различных компонентов: узких фракций бензинов прямой перегонки, бензинов процессов термического и каталитического крекинга, гидрокрекинга, полимеризации, продуктов процессов риформинга, алкилирования, изомеризации, специально синтезированных высокооктановых компонентов.

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

Количество легкокипящих углеводородов в бензинах ограничивается температурой начала кипения, которая для автомобильных бензинов всех марок должна быть не ниже 35 °С. При таком условии уменьшаются потери легкокипящих углеводородов бензина от испарения при хранении.

2) *Керосиновая – фракция* представляет собой смесь углеводорода C<sub>9</sub> – C<sub>16</sub> с границами кипения от 180 °С до 240 °С. В состав входят парафины, моноциклические нафтены, углеводороды ряда бензола, бициклические нафтеновые и ароматические углеводороды. Точный углеводородный состав зависит от свойств нефти. Относительно низкое содержание ароматики [8].

Данная фракция подвергается гидроочистки и используется как реактивное топливо. Температура кристаллизации должна быть минус 60 °С. В зависимости от марки реактивного топлива и сферы применения температура начала и конца кипения могут изменять:

- от 140 °С до 200 °С – производство лакокрасочной продукции;
- от 150 °С до 315 °С – осветительный керосин;
- от 150 °С до 280 °С – получение алкилсульфонатов;
- от 200 °С до 300 °С – производство поверхностно-активных веществ;
- от 135 °С до 280 °С – производство реактивного топлива марки РТ;
- от 150 °С до 250 °С – производство реактивного топлива марки ТС-1.

В виду большого содержания изопарафинов и малого содержания ароматики данная фракция пользуется спросом и должна соответствовать строгим требованиям ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава» [9].

3) *Дизельная фракция* – обладает высокой химической стабильностью, теплотворной способностью, выкипает в пределах от 240 °С до 350 °С, имеет светло-желтый цвет с маслянистой структурой. Содержит небольшое количество ароматики, а нафтены преобладают над парафинами.

Используется в качестве автомобильного и судового топлива, как горючее на промышленных установках и в системах отопления. Для получения топ-

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16



лива с низкой температурой застывания данную фракцию подвергают депарафинизации из-за содержания большого количества алканов нормального строения. Для производства зимнего дизельного топлива используют фракцию от 140 °С до 320 °С, а для летнего фракцию от 180 °С до 360 °С.

Основной характеристикой дизельного топлива, которая показывает воспламеняемость, является – цетановое число. Цетановое число равно объемной доли цетана в смеси с  $\alpha$ -метилнафталином, оптимальное значение составляет 48 – 51. Низкое значение этого параметра приводит к падению мощности, а высокое к повышенному расходу и увеличению дымности выхлопов [7].

#### **1.4 Способы увеличения выхода светлых нефтепродуктов**

Светлые нефтепродукты – это компоненты нефти, выкипающие при атмосферном давлении. По-другому их еще называют нефтяные дистилляты. Такие жидкие углеводороды – либо прозрачны, либо имеют небольшую светлую окраску.

Существуют несколько перспективных решений по модернизации ЭЛОУ АВТ предприятия ООО «РН-Комсомольский НПЗ». К ним относится интенсификация прямой перегонки нефти, которая направлена, прежде всего, на повышение отбора дистиллятных фракций, а также на обеспечение четкости ректификации, то есть на уменьшение наложения температур конца кипения предыдущей и начала кипения последующей фракции [10].

На протяжении нескольких последних десятилетий вплоть до сегодняшнего дня не снижается научно-практический интерес к осуществлению процессов первичной атмосферно-вакуумной перегонки нефтяного сырья с помощью волновых технологий.

Подобные технологии становятся особенно привлекательными, если они сопровождаются интенсификацией и повышением эффективности технологических процессов, направленных на углубление переработки нефти и увеличение отбора светлых дистиллятов, а также снижением энергетических затрат и повышением селективности по выходу целевых продуктов с улучшением физи-

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

ко-химических свойств и эксплуатационными характеристиками.

Увеличение отбора бензиновой или дизельной фракции сверх потенциального содержания их в нефти, при одновременном улучшении некоторых качественных показателей физико-химических свойств получаемых продуктов, может быть достигнуто при активации исходного нефтяного сырья (перед блоком первичной атмосферной перегонки нефти).

С расширением автомобильного парка непрерывно растет объем производства моторных топлив, что вызывает необходимость совершенствования технологических процессов их получения и выдвигает актуальные задачи в области применения волновых технологий и разработки новых антидетонационных добавок с целью увеличения производства и улучшения качества топлив для бензиновых двигателей [11].

В настоящее время в нефтеперерабатывающей промышленности широко используется способ первичной переработки нефти, состоящий в разделении нефти на углеводородные фракции путем испарения легкокипящих фракций из нефти, вводимой внутрь ректификационной колонны, и последующей конденсации углеводородных фракций на тарелках, расположенных на различных высотах колонны.

Такой способ позволяет выделить и разделить на бензиновую, керосиновую и дизельную фракции до 94 % – 98 % находящихся в несвязанном состоянии легких углеводородных фракций из нефти. Оставшиеся 2 % – 6 % свободных, несвязанных легких фракций остаются в мазуте, представляющем дисперсную, так же как и нефть, среду, состоящую в основном из углеводородов, температура кипения которых выше 340 °С – 360 °С.

Пути увеличения выхода светлых нефтяных фракций представлены на рисунке 4.

#### 1.4.1 Ввод нагретого потока

Одним из способов при разделении нефти в двух колоннах является ввод нагретого потока первой колонны в зону питания второй колонны, подачу во-

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

дяного пара в низ второй колонны. С целью увеличения отбора «светлых» нефтепродуктов из середины первой колонны выводят 5 % – 15 % на нефть паровой фазы и вводят ее в середину отгонной секции второй колонны (паровую фазу перед вводом во вторую колонну можно подогреть до 400 °С) [12].



Рисунок 4 – Пути увеличения выхода светлых фракций из нефти

#### 1.4.2 Оптимизация конструкционного (аппаратурного) оформления

Данный способ переработки жидкого нефтяного сырья путем измельчения на капли при помощи непрерывного гидравлического распыления (размер капель не превышает 0,30 мм) и последующего термического фракционирования (время между распылением и фракционированием не превышает 5 минут).

Увеличение выхода светлых фракций с температурным пределом кипения н.к. – 200 °С достигается путем воздействия на мельчайшие капли аэрозольной жидкости при распылении нефти напряжения сдвига, возникающего в результате интенсивной турбулентности. В случае увеличения выхода фракций, имеющих температурный интервал 200 °С – 350 °С, исходное сырье подвергают распылению за счет проявления напряжений сжатия, возникающих при ударе жидкости, на пути которой возникает преграда.

В первом случае для распыления нефтепродуктов применяют щелевую

форсунку, а в другом случае используют дефлекторную, которая содержит цилиндрический канал и наклонную преграду. Форсунки обладают специальными конструктивными особенностями.

Как предложено в патенте [13], в котором распыление жидких углеводородов осуществляется в нагретую газовую среду, где возбуждаются газодинамические колебания. При переработке тяжелого углеводородного сырья, в газовую среду подают водород или вещества, его выделяющие.

Процесс переработки сырья осуществляется в устройстве, которое содержит корпус с подающими и отводящими потрубками, нагреватели, форсунки и снабжено источником газодинамических колебаний.

Для получения повышенного выхода высококачественного топлива подачу исходного сырья в объем для перегонки осуществляется формирование направленного сырьевого потока, и перегонку ведут с отбором целевых фракций. При этом формирование потока осуществляют с обеспечением распределения плотности потока сырья и момента импульса в соответствии с волновой функцией.

#### 1.4.3 Воздействие на фазовые переходы в нефтяных дисперсных системах

Данный способ является наиболее перспективным направлением увеличения выхода фракций. Физическое воздействие переводит нефть в активное состояние за счет изменения дисперсного состава и разрушения ассоциатов. Разрушение ассоциатов, представляющих собой конгломераты тяжелых и легких углеводородов, связанных между собой силами Ван-дер-Ваальса, возможно при нагреве до температуры 370 °С. Нагрев до такой температуры перед атмосферным блоком нецелесообразен, поэтому используют физическое воздействие. Оно может быть механическим, электрическим, магнитным или ультразвуковым.

Так, известен способ увеличения выхода светлых фракций, заключающийся в съеме спектра электромагнитных колебаний адсорбционно-связанных

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

углеводородов нефти в резонатор для усиления собственных слабых электромагнитных колебаний, что приводит к разрыву связей и возрастанию концентрации свободных легких углеводородов [14].

#### 1.4.4 Использование бокового погона

Предлагаемый вариант из патента [15] заключается в модификация существующей схемы перегонки последовательно в двух ректификационных колоннах за счет отбора бензиновой фракции с верхнего бокового погона второй колонны и возвратом 5 % от исходного сырья в концентрационную секцию первой. Данный способ позволяет получить целевой продукт лучшего качества за счет повышения четкости разделения.

#### 1.4.5 Применение добавок различной природы

Как предлагается в статье [16], введение в сырьевой поток после колонны стабилизации нефти 5 % в расчете на сырье поверхностно-активного вещества на основе оксидов этилена и пропилена, приведет к увеличению выход фракций 180 °С – 240 °С и снижению количество остатка перегонки.

Вследствие увеличения поверхности на границе раздела жидкой и паровой фаз, а также получение развитой поверхности способствует уменьшению временного промежутка, необходимого для приближения к состоянию термодинамического равновесия, и увеличивает отбор отгоняемых фракций от потенциала, снижая потери отгоняемых фракций с кубовым продуктом.

#### 1.4.6 Рациональная и эффективная обвязка теплообменников

Повышение температуры в колонне К-1 до 240 °С позволяют лучше отобрать фракцию легкого бензина, что позволит снизить давление и энергозатраты в основной атмосферной колонне К-2. Повышение температуры можно за счет рациональной обвязки теплообменников и использования спиральных теплообменников с незагрязняющейся поверхностью теплообмена.

Спиральные теплообменники привлекают большое внимание в качестве хорошей альтернативы кожухотрубным теплообменникам и обладают рядом достоинств:

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

- коэффициент теплопередачи вдвое выше, чем у кожухотрубных;
- большая поверхность теплообмена в расчете на единицу объема при небольшой занимаемой площади, благодаря чему уменьшается их масса;
- такие теплообменники могут самоочищаться;
- удлиняется срок безостановочной работы.

Отрицательные стороны спиральных теплообменников:

- аппараты сложны в изготовлении;
- работают при ограниченных давлениях (не более 1 МПа), так как намотка спиралей затрудняется с увеличением толщины листов;
- могут возникнуть трудности при создании плотного соединения между спиральями и крышками;
- спиральные теплообменники обычно дороже кожухотрубчатых, но затраты на установку окупаются за один год.

#### 1.4.7 Использование комбинированных контактных устройств

Контактные устройства – это устройства, на которых реализуется процесс тепло-массообмена, поэтому они являются важной составляющей аппаратуры.

Использование новейших контактных устройств позволяет увеличить отбор светлых фракций с малыми капитальными затратами. Их замена возможна во время капитального ремонта установки.

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.

Из модернизированных клапанных тарелок необходимо отметить эжекционные тарелки – рисунок 5, которые представляют собой полотно с отверстиями и переливными устройствами. В отверстия полотна тарелок устанавливаются клапаны, представляющие собой вогнутый диск с просечными отвер-

стями для эжекции жидкости. Клапан имеет четыре ограничительные ножки и двенадцать эжекционных каналов.

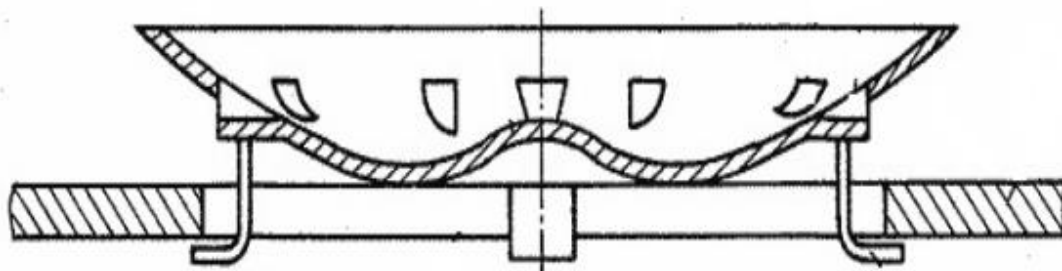


Рисунок 5 – Эжекционная тарелка

Так же существует современные высокопроизводительные тарелки Shell HiFi, которые представлены на рисунке 6. Основное преимущество этих тарелок состоит в организации перелива через коробчатые переливные камеры, благодаря чему периметр слива жидкости становится в 2 раза больше. Это снижает нагрузку на сливную планку на 50 % – 70 %, в результате чего уменьшается высота слоя жидкости над сливной планкой и, соответственно, гидравлическое сопротивление самой тарелки. Эти показатели в значительной степени влияют на увеличение производительности тарелок Shell HiFi по сравнению с традиционными тарелками.

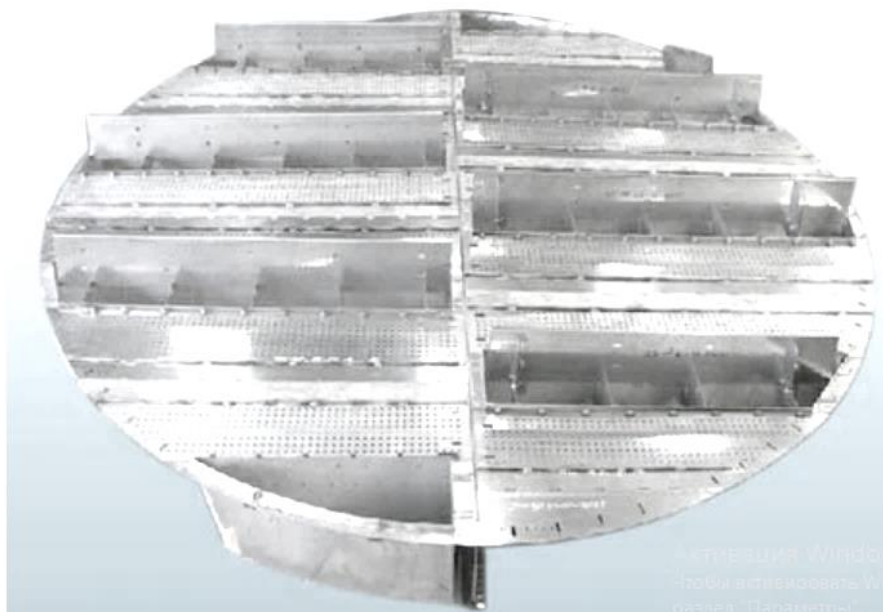


Рисунок 6 – Высокопроизводительная тарелка Shell HiFi

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ВКР.18114.2.180301.ПЗ

Лист

23

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Обоснование технологического решения и описание модернизированной схемы атмосферного блока

Несмотря на многочисленные инновационные решения в нефтеперерабатывающей промышленности ни один завод не может обойтись без установки АВТ – головного процесса нефтепереработки. Блок АВТ скомбинирован с установкой ЭЛОУ для предварительной подготовки нефти и реализован по схеме двукратного испарения с применением частичного отбензинивания в колонне К-1.

В виду многочисленных модернизаций установки ЭЛОУ-АВТ предприятия ООО «РН-Комсомольский НПЗ», довольно сложно выявить какие-либо недостатки, так как на данной установке реализованы многочисленные инновационные технологические решения, но существуют несколько перспективных способов с помощью которых возможно увеличить отбор светлых фракций.

Из модернизации клапанных тарелок необходимо отметить эжекционные тарелки, которые представляют собой полотно с отверстиями и переливными устройствами. В отверстия полотна тарелок устанавливаются клапаны, представляющие собой вогнутый диск с просеченными отверстиями для эжекции жидкости, имеющий распределительный выступ для равномерного стока жидкости в эжекционный канал. Клапаны имеют четыре ограничительные ножки и 12 эжекционных каналов. Изготавливаются штамповкой из стали [17].

Опытно-промышленные испытания показали высокие эксплуатационные достоинства данных тарелок. При минимальных нагрузках по парам клапаны работают в динамическом режиме. При увеличении нагрузки по газу клапаны приподнимаются до упора ограничителей и начинается эжекция жидкости над

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Михайлов Б.О.</i>			<i>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосфер- ных колоннах ЭЛОУ-АВТ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				у	24	62
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>			<i>АМГУ ИФФ гр. 818-об</i>			
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						



клапанами, что способствует более интенсивному перемешиванию жидкости в надклапанном пространстве [18].

Такие достоинства как: высокий КПД (80 % – 100 %), устойчивость и равномерность работы в широком диапазоне нагрузок без уноса жидкости позволяют уменьшить содержание светлых фракций в мазуте с 10 % – 15 % до 3 % – 7 % и сократить расход водяного пара в 2 раза.

Так же в связи с тем, что колонна К-1 работает с неполной нагрузкой и не всегда обеспечивает четкий отбор бензина необходимо увеличение температуры подогрева нефти на входе в колонну. Однако увеличить температуру возможно лишь до определённого предела, так как это приведет к сильному увеличению давления в системе трубопроводов и арматуры. Ввод вместо горячей струи части нагретой нефти в печи способствует повышению температуры низа колонны. Данный способ позволяет исключить горячую струю, уменьшить энергозатраты и увеличить отбор бензина на 10 % – 15 %. В горячей струе отбензиненной нефти меньше легких фракций, которые являются отпаривающим агентом, поэтому использование такой струи менее эффективно по сравнению с увеличением температуры нефти на входе в К-1 [19].

Технологическая усовершенствованная схема перегонки нефти атмосферной трубчатке установки ЭЛОУ-АВТ-2 представлена на рисунке 7.

В качестве сырья перегонки используется смесь западно-сибирской и сахалинской нефтей, прошедшая подготовку на блоке электрообессоливания и обезвоживания. В результате прохождения блока ЭЛОУ нефть нагревается до температуры 120 °С за счет тепла дренажных вод из электродегидраторов. Далее половина потока направляется в трубы конвекции, где нагревается за счет тепла уходящих газов, а вторая половина с помощью насоса Н-1 поступает на нагрев в кожухотрубчатый теплообменник Т-1, Т-2, Т-3 где протекает по межтрубному пространству. После теплообменников нефть нагретая до 240 °С поступает в секцию питания колонны К-1. Температура низа колонны поддерживается за счет части нагретой нефти в печи.

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

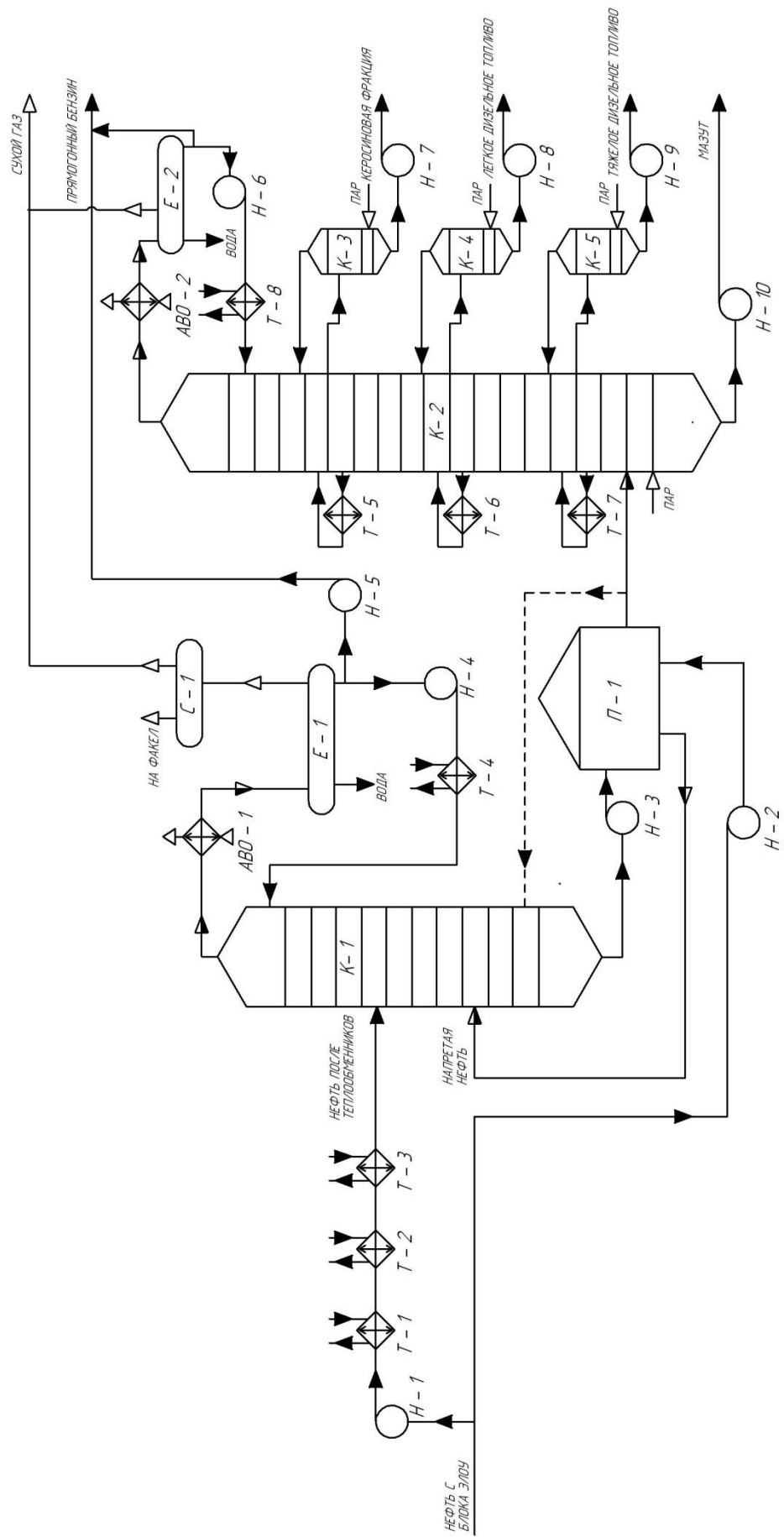


Рисунок 7 – Усовершенствованный вариант атмосферного блока

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Технологические параметры колонны: температуры верха – 180 °С; температура низа – 310 °С, соответственно; давление 0,45 МПа. Основная задача колонны К-1 – извлечение из нефти бензиновой фракции, остаточного содержания воды, углеводородных газов и сероводорода.

С верха колонны смесь углеводородных газов и бензина проходят через аппарат воздушного охлаждения, охлаждаются до 80 °С, частично конденсируются и самотёком поступают в рефлюксную ёмкость. В отстойнике емкости собирается вода и отводится снизу. Несконденсированные газы направляются в сепаратор С-1, откуда поступают на сжигание в печь установки ЭЛОУ-АВТ. В случае превышения давления в колонне и сепараторе, технологической схемой предусмотрена возможность отвода части газообразных углеводородов на факел. Часть полученного прямогонного бензина подается насосом Н-3 для орошения колонны.

Давление в колонне К-1 поддерживается за счет частичной конденсации газообразных углеводородов, поступающих с верха колонны, в аппаратах воздушного охлаждения АВО-1 и отводом несконденсировавшихся углеводородов с емкости Е-1 в сепаратор топливного газа С-1.

С куба колонны К-1 отбензиненная нефть подается насосами в печь П-1, нагревается до 350 °С и поступает на дальнейшую переработку в колонну К-2.

Основная атмосферная колонна К-2 представляет собой тарельчатую колонну с эжекционными клапанными тарелками. Использование данных тарелок позволяет улучшить четкость разделения и глубину отбор светлых фракций.

Технологические параметры колонны К-2: температура верха 160 °С, температура низа 350 °С. Давление в колонне ниже атмосферного и составляет 60 кПа – это позволяет усилить выход светлых фракций.

С верха колонны К-1 фракции 85 °С – 180 °С с водяными парами в паровой фазе проходят через аппарат воздушного охлаждения АВО-2, охлаждаются, частично конденсируются и самотёком поступают в рефлюксную ёмкость Е-2. Несконденсированные газы и прямогонный бензин объединяются с аналогичными потоком с колонны К-1. Часть нестабильного бензина подается на орошение

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

колонны К-2 насосом Н-6. Сконденсированная вода отводится снизу емкости.

Избыточное тепло колонны К-2 снимается тремя циркуляционными орошениями, которые пройдя через теплообменники Т-5, Т-6 и Т-7 отдают свое тепло сырой нефти, охлаждаются и возвращаются в колонну.

Колонна оснащена отпарными стриппинг-секциями К-3, К-4, К-5 из которых отбираются фракции керосина, легко и тяжелого дизельного топлива насосами Н-7, Н-8, Н-9 соответственно. Они предназначены для более четкого разделения фракций. Поддержание температуры низа стриппингов осуществляется за счет ввода водяного пара.

Все продукты первичной перегонки нефти выводятся с атмосферной колонны и направляются на дальнейшую переработки или в товарный парк. Мазут с куба колонны насосом Н-10 направляется на вакуумный блок.

## 2.2 Сырьё и продукция атмосферной трубчатки

Данные о используемом сырье, материалах и продукции атмосферного блока установки ЭЛОУ-АВТ представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Характеристика сырья

Наименование сырья, материалов, полупродуктов, энергоресурсов	Показатели, обязательные для проверки, единица измерения	Регламентируемые показатели	
1	2	3	
<b>Сырьё</b>			
Нефть сырая		Нефть западно-сибирская	Нефть сахалинская
	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	833,0 – 837,0	893,0 – 900,0
	Кинематическая вязкость мм <sup>2</sup> /с, при 50 °С	2,0 – 3,7	5,0 – 11,0
	Температура застывания, °С	минус 15	минус 5
	Содержание, % масс.		
	• парафинов	2,2	2,11
	• серы общей	0,63	0,29
	• асфальтенов	2,0 – 6,0	0,52
• смол силикагелевых	7,5 – 10,0	11,0	
Коксуемость, % масс.	2,0	2,37	
Кислотное число, мг КОН/г	0,1	0,54	
Содержание механических примесей, % масс.		0,006	

Продолжение таблицы 2

1	2	3
	Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	не более 40
	Содержание воды, % масс.	не более 0,5
<b>Материалы</b>		
Нейтрализатор «Геркулес 54505»	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , в пределах	850 ÷ 890
	Температура застывания, °С, не выше	минус 40
	Нейтрализующая способность л/г-экв HCl, не выше	0,300
Натр едкий технический чешуированный марки ТР	Массовая доля гидроксида натрия, %, не менее	98,5
	Внешний вид	Чешуированная масса белого цвета, допускается слабая окраска
Ингибитор коррозии «Геркулес 30617»	Плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup> , в пределах	883,4 ÷ 953,3
	Температура застывания, °С, не выше	минус 40
Дезэмульгатор "Геркулес 1017"	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	920 ± 1500
	Температура застывания, °С, не выше	минус 50
	Вязкость кинематическая при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с, не более	20
	Вязкость кинематическая при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с, не более	100
	Массовая доля сухого остатка, %, не менее	24
	Температура застывания, °С, не выше	минус 40

Таблица 3 – Характеристика получаемой продукции

Наименование продукта	Свойства и качество получаемых продуктов		
	Показатель	Единица измерения	Норма
1	2	3	4
Лёгкая бензиновая фракция	Температура начала перегонки, не ниже	°С	28
	Конец кипения компонента, не выше	°С	140

1	2	3	4
	Плотность при 20 °С, не более	кг/м <sup>3</sup>	712
Тяжелая бензиновая фракция)	Температура начала перегонки, не ниже	°С	140
	Конец кипения компонента, не выше	°С	180
	Плотность при 20 °С, не более	кг/м <sup>3</sup>	769
Керосиновая фракция	Температура начала перегонки, не ниже	°С	180
	Конец кипения компонента, не выше	°С	240
	Плотность при 20 °С, не более	кг/м <sup>3</sup>	829
Дизельная фракция	Температура начала перегонки, не ниже	°С	240
	Конец кипения компонента, не выше	°С	350
	Плотность при 20 °С, не более	кг/м <sup>3</sup>	855
Мазут	Температура вспышки, не ниже	°С	90
	Плотность при 20 °С, не более	кг/м <sup>3</sup>	930
	Содержание светлых фракций, перегоняемых до 350 °С	% по массе	отсутствие

### 2.3 Материальный баланс атмосферного блока ЭЛОУ-АВТ

На ООО «РН-Комсомольский НПЗ» подготовленная нефть с блока ЭЛОУ поступает для дальнейшей переработки на атмосферный блок, где получают фракции со следующими годовыми производительностями:

- углеводородный газ;
- прямогонный бензин (417292,72 т/год);
- керосиновая фракций (108283,84 т/год);
- легкое дизельное топливо (804312,64 т/год);
- тяжелое дизельное топливо (34412,24 т/год);
- мазут (926606,8 т/год).

Из таблица материальных потоков установки ЭЛОУ-АВТ определяем, что на прием сырьевых насосов перед отбензинивающей колонной поступает 51,04 % сахалинской и 48,96 % западно-сибирской нефти. Общий массовый расход составляет  $G_H = 286768,636$  кг/ч.

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Исходя из 8000 часов в год работы установки пересчитаем часовую производительность установки по получаемым фракциям:

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

где  $G_x$  – массовый расход  $x$ , кг/ч;

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

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

$$G_{\text{пб}} = \frac{417292,72 \cdot 1000}{8000} = 52161,59 \text{ кг/ч};$$

$$G_{\text{кф}} = \frac{108283,84 \cdot 1000}{8000} = 13535,48 \text{ кг/ч};$$

$$G_{\text{лдт}} = \frac{804312,64 \cdot 1000}{8000} = 100539,08 \text{ кг/ч};$$

$$G_{\text{тдт}} = \frac{34412,24 \cdot 1000}{8000} = 4301,53 \text{ кг/ч};$$

$$G_{\text{мазут}} = \frac{926606,8 \cdot 1000}{8000} = 115825,85 \text{ кг/ч}.$$

Найдем массовый расход углеводородных газов с учетом потерь:

$$G_{\text{уг}} = G_{\text{н}} - G_{\text{пб}} - G_{\text{кф}} - G_{\text{лдт}} - G_{\text{тдт}} - G_{\text{мазута}}, \quad (2)$$

$$G_{\text{уг}} = 286768,63 - 52161,59 - 13535,48 - 100539,08 - 4301,53 - 115825,85 = 1405,17 \text{ кг/ч}.$$

Зная массовый расход всех компонентов, составим материальный баланс атмосферного блока, который представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Материальный баланс процесса первичной перегонки без газового и вакуумного блока

Приход			Расход		
Наименование	% масс. на сырье	кг/ч	Наименование	% масс. на сырье	кг/ч
Сырье в т.ч.:	100	286768,63	углеводородный газ;	0,49	1405,17
– сахалинская нефть	51,04	146366,71	– прямогонный бензин	18,19	52161,59
– западно-сибирская нефть	48,96	140401,92	– керосиновая фракций	4,72	13535,48
			– легкое дизельное топливо	35,06	100539,08
			–тяжелое дизельное топливо	1,15	4301,53
			– мазут	40,39	115825,85
Итого:	100	286768,63		100	286768,63

## 2.4 Расчет основной атмосферной колонны

### 2.4.1 Расчет теплового баланса колонны

Цель расчета теплового баланса – определение тепловых нагрузок вакуумной ректификационной колонны для поддержания оптимального теплового режима в колонне.

Тепловой баланс колонны учитывает все количество тепла, вносимого в колонну и выносимого из нее. Согласно закона сохранения энергии:

$$\sum Q_{\text{вх}} = \sum Q_{\text{вых}}, \quad (3)$$

где  $\sum Q_{\text{вх}}$  – суммарное количество тепла, входящего в колонну;

$\sum Q_{\text{вых}}$  – суммарное количество тепла, выходящего из колонны.

Тепло вводится в колонну:

1) с сырьем, так как идет частичное испарение и доля отгона равна  $e$ , то количество тепла вносимого в колонну будет равно:

$$Q_c = G_c \cdot I_{t_{\text{вх}}}^{\text{п}} \cdot e + I_{t_{\text{вх}}}^{\text{ж}} \cdot (1 - e), \quad (4)$$

где  $I_{t_{\text{вх}}}^{\text{п}}$  – энтальпия паровой фазы нефти при температуреввода в колонну, кДж/кг;

$I_{t_{\text{вх}}}^{\text{ж}}$  – энтальпия жидкой фазы нефти при температуре ввода в колонну, кДж/кг;

$G_c$  – массовый расход сырья, кг/ч;

Температура низа колонны или отбора мазута принимается на 20 °С ниже температуры ввода сырья в колонну в данном случае 330 °С.

Плотность отбензиненной нефти представлена в таблице 1.

При расчете парожидкостного состояния отбензиненной нефти предварительно рассчитаем долю отгона по формуле:

$$e = \frac{(w_{\text{б}} + w_{\text{к}} + w_{\text{дт}})}{100}, \quad (5)$$

где  $w_{\text{б}}$  – процентный расход бензина в расчете на исходную нефть;

$w_{\text{к}}$  – процентный расход керосина в расчете на исходную нефть;

$w_{\text{дт}}$  – процентный расход дизельных топлив в расчете на исходную нефть.

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32



$$e = \frac{(21,52+12,90+8,60+12,9)}{100} = 0,44.$$

Энтальпия отбензиненной нефти:

$$I_{\text{H}}^{\text{п-ж}} = 1091,08 \cdot 0,44 + 872,89 \cdot (1 - 0,44) = 968,89 \text{ кДж/кг.}$$

В результате прохождения сырой нефти отбензинивающей колонной отгоняется от 10 % до 15 % по массе светлых фракций. Примем в 12,5 %. Следовательно в основную атмосферную колонну поступает отбензиненная нефть с массовым расходом:

$$G_c = G_{\text{H}} \cdot (1 - 0,125), \quad (6)$$

$$G_c = 286768,63 \cdot (1 - 0,125) = 250922,55 \text{ кг/ч.}$$

Рассчитаем количество тепла вносимого в колонну с сырьем по формуле (4):

$$Q_c = 968,89 \cdot 250922,55 = 243116349,47 \text{ кДж/ч.}$$

2) с водяным паром, подаваемым на отпарку фракций:

$$Q_{\text{ВП}} = G_{\text{ВП}} \cdot I_{\text{ВП}}, \quad (7)$$

где  $I_{\text{ВП}}$  – энтальпия водяного пара, кДж/кг;

$G_{\text{ВП}}$  – количество водяного пара, кг/ч.

Для отпарки легких фракций вниз основной колонны и в отпарные колонны подается перегретый водяной пар в количестве 2,0 % (масс.) на мазут и на боковые погоны.

Произведем расчет водяного пара, необходимого для отпарки фракций:

$$G_{\text{ВП}} = (G_{\text{к}} + G_{\text{лДТ}} + G_{\text{тДТ}} + G_{\text{мазут}}) \cdot 0,02, \quad (8)$$

$$G_{\text{ВП}} = (417306,18 + 108283,9 + 804329,56 + 26382,7 + 847918,4) \cdot 0,02 = 5703,83 \text{ кг/ч.}$$

$$Q_{\text{ВП}} = 5703,83 \cdot 3120 = 17795949,6 \text{ кДж/ч.}$$

Общее количество тепла, вводимого в колонну, рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{вх}} = Q_c + Q_{\text{ВП}}, \quad (9)$$

$$Q_{\text{вх}} = 17795949,6 + 243116349,47 = 260912389,07 \text{ кДж/ч.}$$

Рассчитаем тепло, выводимое из колонны:

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

Тепло выводится из колонны с парами тяжелого бензина, керосина, легкого и тяжелого дизельных топлив, мазутом, водяного пара, а так же сострым и циркуляционными орошениями и рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{вых}} = Q_{\text{пб}} + Q_{\text{к}} + Q_{\text{лдт}} + Q_{\text{тдт}} + Q_{\text{мазут}} + Q_{\text{вп}} + Q_{\text{о.о.}} + Q_{1\text{ц.о.}} + Q_{2\text{ц.о.}} + Q_{3\text{ц.о.}} \quad (10)$$

Количество тепла для вышеперечисленных потоков определяется по формуле:

$$Q = G \cdot I, \quad (11)$$

где  $I$  – энтальпия потоков, кДж/ кг;

$G$  – массовые расход потоков, кг/ч.

$$Q_{\text{пб}} = 52161,59 \cdot 627,18 = 32714706,02 \text{ кДж/ч};$$

$$Q_{\text{к}} = 13535,48 \cdot 355,07 = 4806042,88 \text{ кДж/ч};$$

$$Q_{\text{лдт}} = 100539,08 \cdot 390,17 = 39227332,84 \text{ кДж/ч};$$

$$Q_{\text{тдт}} = 4301,53 \cdot 490,13 = 2108049,13 \text{ кДж/ч};$$

$$Q_{\text{мазут}} = 115825,85 \cdot 791,53 = 91679635,05 \text{ кДж/ч};$$

$$Q_{\text{вп}} = 5703,83 \cdot 2765 = 15\,782\,149,95 \text{ кДж/ч}.$$

Общее количество тепла, выводимого из колонны рассчитываем по формуле (10):

$$Q_{\text{вых}} = 32714706,02 + 4806042,88 + 39227332,84 + 2108049,13 + 91679635,05 + 15\,782\,149,95 = 186317915,9 \text{ кДж/ч}.$$

Разность между теплом, входящим в колонну и выходящим из нее, необходимо снимать циркуляционным орошением:

$$\Delta Q = Q_{\text{вх}} - Q_{\text{вых}}, \quad (12)$$

$$\Delta Q = 260912389,07 - 186317915,9 = 74594473,17 \text{ кДж/ч}.$$

Для установок производительностью до 4 млн.т/год, распределение орошений следующее:

$$Q_{\text{о.о.}} = 30 \%;$$

$$Q_{1\text{ц.о.}} = 20 \%;$$

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

$$Q_{2ц.о.} = 20 \%;$$

$$Q_{3ц.о.} = 20 \%.$$

Распределяем количество снятого тепла между орошениями в соответствии с их долей:

$$Q_{о.о.} = 74594473,17 \cdot 0,3 = 22378341,95 \text{ кДж/ч};$$

$$Q_{1ц.о.} = 74594473,17 \cdot 0,2 = 14918894,63 \text{ кДж/ч};$$

$$Q_{2ц.о.} = 74594473,17 \cdot 0,2 = 14918894,63 \text{ кДж/ч};$$

$$Q_{3ц.о.} = 74594473,17 \cdot 0,2 = 14918894,63 \text{ кДж/ч}.$$

Количество острого орошения:

$$G_{о.о.} = \frac{Q_{о.о.}}{I_{t_{\text{ВЫХ}}} - I_{t_{\text{ВХ}}}}, \quad (13)$$

где  $I_{t_{\text{ВЫХ}}}$  – энтальпия паров при температуре верха колонны;

$I_{t_{\text{ВХ}}}$  – энтальпия жидкой фракции при температуре ввода острого орошения в колонну.

$$G_{о.о.} = \frac{22378341,95}{627,18 - 80,56} = 40\,939,49 \text{ кг/ч}.$$

Необходимое количество циркуляционных потоков керосиновой фракции, легкого и тяжелого дизельного топлива рассчитывается по формуле:

$$G_{ц.о.} = \frac{Q_{ц.о.}}{I_{t_{\text{ВЫХ}}} - I_{t_{\text{ВХ}}}}, \quad (14)$$

$$G_{1ц.о.} = \frac{14918894,63}{355,07 - 118,49} = 63060,68 \text{ кг/ч};$$

$$G_{2ц.о.} = \frac{14918894,63}{390,17 - 200,43} = 78\,628,09 \text{ кг/ч};$$

$$G_{3ц.о.} = \frac{14918894,63}{440,32 - 264,41} = 84809,81 \text{ кг/ч}.$$

Оформим тепловой баланс в виде таблицы 5.

#### 2.4.2 Определение основных размеров колонны

В качестве основных размеров колонны необходимо определить диаметр и высоту основной атмосферной колонны.

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

Таблица 5 – Тепловой баланс основной атмосферной колонны

Статьи баланса	Температура		Массовый поток, кг/ч	Тепловой поток, кДж/ч
	°С	К		
Приход:				
Отбензиненная нефть	350	623	250922,55	243116349,47
Водяной пар	350	623	5703,83	1779549,60
Итого:				260912389,07
Расход:				
Прямогонный бензин	147	420	52161,59	32714706,02
Керосин	165	438	13535,48	4806042,88
Легкое Д.Т.	185	458	100539,08	39227332,84
Тяжелое Д.Т.	220	493	4301,53	2108049,13
Мазут	330	603	115825,85	91679635,05
Водяной пар	147	420	5703,83	15 782 149,95
Острое орошение	40	313	40 939,49	22378341,95
1 ц.о.	90	363	63060,68	14918894,63
2ц.о.	147	421	78 628,09	14918894,63
3 ц.о.	255	528	84809,81	14918894,63
Итого:				260912389,07

Диаметр колонны:

$$d = \sqrt{\frac{V_{\text{сек}}}{U_{\text{доп}}}}, \quad (15)$$

где  $V_{\text{сек}}$  – секундный объём паров в сечении колонны, м<sup>3</sup>/с;

$U_{\text{доп}}$  – допустимая линейная скорость движения паров, м/с.

Секундный объём паров в сечении колонны:

$$V_{\text{сек}} = \frac{22,4 \cdot (t+273)}{P \cdot 273} \cdot \sum \frac{G_j}{M_j}, \quad (16)$$

где  $\frac{G_j}{M_j}$  – количество молей нефтепродуктов, которые проходят через дан-

ное сечение колонны, кмоль/кг;

$t$  – температура системы, °С;

$P$  – давление системы, атм.

Так как расчет атмосферных колонн ведется по самому нагруженному сечению колонны, а это зона эвопарации, то через него проходят пары бензина, керосина, легкого и тяжелого дизельного топлива и водяные пары которые вводились на отпарку мазута.

$$V_{\text{сек}} = \frac{22,4 \cdot (350 + 273)}{1,5 \cdot 273} \cdot (0,29 + 0,12 + 0,06 + 0,082 + 0,08) = 21,54 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Допустимая линейная скорость движения паров:

$$U_{\text{д}} = \frac{0,305}{3600} \cdot K \cdot \sqrt{\frac{(\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{п}})}{\rho_{\text{п}}}}, \quad (17)$$

где  $\rho_{\text{ж}}$  – абсолютная плотности жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{п}}$  – абсолютная плотности пара, кг/м<sup>3</sup>;

$K$  – коэффициент, зависящий от расстояния между тарелками. Для атмосферных колонн он определяется по кривой 3 на рисунке 8 и равен 550.

Плотность паровой фазы рассчитываем по формуле:

$$\rho_{\text{п}} = (G_{\text{пб}} + G_{\text{к}} + G_{\text{л,дт}} + G_{\text{т,дт}} + G_{\text{вп}}) / V_{\text{сек}} \quad (18)$$

где  $G_{\text{к}}$  – количество паровой фазы керосина в зоне эвопарации, кг/с;

$G_{\text{пб}}$  – количество паровой фазы прямогонного бензина в зоне эвопарации, кг/с;

$G_{\text{л,дт}}$  – количество паровой фазы легкого дизельного топлива в зоне эвопарации, кг/с;

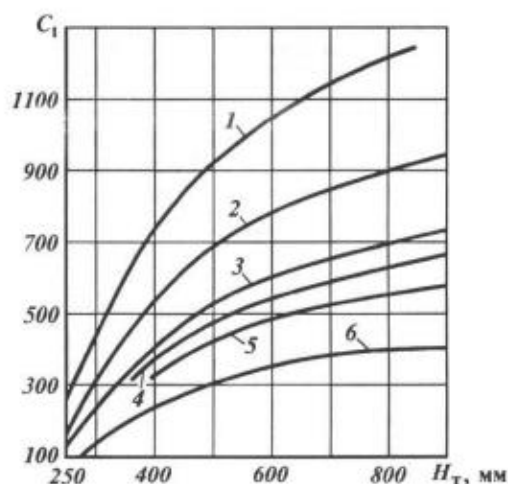


Рисунок 8 – Значение коэффициента  $K$  в зависимости от расстояния между тарелками и условий работы.

$G_{т,дт}$  – количество паровой фазы тяжелого дизельного топлива в зоне эвопарации, кг/с;

$G_{вп}$  – количество паровой фазы водяного пара в зоне эвопарации, кг/с.

$$\rho_{п} = \frac{(12,7+7,65+5,06+7,65+1,42)}{21,54} = 1,6 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность жидкой фазы при температуре системы рассчитывается по формуле:

$$p_4^{350} = p_4^{20} - \alpha(t - 20), \quad (19)$$

где  $\alpha$  – температурная поправка плотности [20].

$$\rho_4^{350} = 0,830 - 0,000725 \cdot (350 - 20) = 0,591.$$

$$\rho_{абс}^ж = 0,591 \cdot 1000 = 591 \text{ кг/м}^3.$$

Рассчитываем допустимую линейную скорость движения паров по формуле (17):

$$U_{д} = \frac{0,305}{3600} \cdot 550 \cdot \sqrt{\frac{591-4,26}{4,26}} = 0,54 \text{ м/с.}$$

В атмосферных колоннах допустимая скорость движения паров должна лежать в пределах 0,46 м/с – 0,84 м/с. Полученная скорость укладывается в эти пределы.

Диаметр колонны рассчитываем по формуле (15):

$$d = 1,128 \cdot \sqrt{\frac{21,54}{0,54}} = 7,12 \text{ м.}$$

По каталогу-справочника «Колонные аппараты» принимаем диаметр колонны  $D = 8000$  мм (8 м).

Общая высота колонны рассчитывается по формуле:

$$H = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6 \quad (20)$$

где  $h_1$  – высота от верхнего днища до первой ректификационной тарелки, м;

$h_2$  – высота тарельчатой части колонны, м;

$h_3$  – высота зоны эвопарации, м;

$h_4$  – высота от уровня жидкости внизу колонны до последней тарелки, м;

$h_5$  – высота низа колонны, м;

$h_6$  – высота юбки колонны, м.

Высота от верхнего днища до первой ректификационной тарелки принимается конструктивно и рассчитывается по формуле:

$$h_1 = \frac{d}{2}, \quad (21)$$

$$h_1 = 8/2 = 4,0 \text{ м.}$$

Высота тарельчатой части колонны рассчитывается по формуле:

$$h_2 = a \cdot (n - 1), \quad (22)$$

где  $n$  - число тарелок, в данной колонне  $n = 42$ ;

$a$  - расстояние между тарелками, м,  $a = 0,5$  м.

$$h_2 = 0,5 \cdot (42 - 1) = 20,5 \text{ м.}$$

Высоту зоны эвапорации берут из расчета расстояния между четырьмя тарелками:

$$h_3 = a \cdot 3, \quad (23)$$

$$h_3 = 0,05 \cdot 3 = 1,5 \text{ м.}$$

Высота от уровня жидкости внизу колонны до последней тарелки принимается из практических данных:

$$h_4 = 2 \text{ м.}$$

Высота низа колонны рассчитывается исходя из 10 минутного запаса продукта внизу колонны, необходимого для нормальной работы насоса:

$$h_5 = \frac{V_M}{F}, \quad (24)$$

где  $V_M$  – объём мазута внизу колонны, м<sup>3</sup>;

$F$  – площадь поперечного сечения колонны, м<sup>2</sup>.

Объём мазута внизу колонны:

$$V_M = \frac{G_M \cdot 10}{\rho_M \cdot 60}, \quad (25)$$

где  $\rho_M = \rho_4^{345}$  – плотность мазута внизу;

Плотность мазута внизу колонны при температуре 345 °С:

$$\rho_M = \rho_4^{330} = 0,890 - 0,000647 \cdot (330 - 20) = 0,689,$$

$$\rho_{\text{абс}}^{\text{ж}} = \rho_4^{330} \cdot 1000 = 0,689 \cdot 1000 = 689 \text{ кг/м}^3,$$

$$V_M = (71,23 \cdot 3600 \cdot 10) / (651 \cdot 60) = 62,02 \text{ м}^3.$$

Площадь поперечного сечения колонны:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (26)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 8,02^2}{4} = 50,24 \text{ м}^2.$$

Рассчитаем высоту низа колонны по формуле (24):

$$h_5 = \frac{62,02}{50,24} = 1,23 \text{ м}.$$

Высота юбки колонны принимается равной от 2 до 4 метров. Принимаем 4 м.

Общая высота колонны:

$$H = 4,0 + 20,5 + 1,5 + 2,0 + 1,23 + 4,0 = 33,23 \text{ м}.$$

Принимаем высоту колонны 33,23 метра.

#### 2.4.3 Гидравлический расчет тарелок

Условия нормальной работы тарелки и размеры сливного стакана

Рабочая площадь тарелки, по которой поднимаются пары:

$$S_1 = \frac{G_{\text{п}}}{U_{\text{доп.п}}}, \quad (27)$$

где  $G_{\text{п}}$  – объёмный расход паров,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$U_{\text{доп.п}}$  – допустимая линейная скорость паров,  $\text{м}/\text{с}$ .

$$S_1 = \frac{21,54}{0,54} = 39,89 \text{ м}^2.$$

Допустимая скорость жидкости:

$$U_{\text{доп.ж}} = 0,008 \cdot K_c \cdot \sqrt{H_T (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{п}})}, \quad (28)$$

где  $H_T$  – расстояние между тарелками,  $\text{м}$ ;

$K_c$  – коэффициент учитывающий склонность системы к пенообразованию.

Система не склонна к вспениванию, коэффициент  $K_c = 1,0$ .

$$U_{\text{доп.ж}} = 0,008 \cdot 1 \cdot \sqrt{0,5 \cdot (676 - 4,26)} = 0,14 \text{ м}/\text{с}.$$

Допустимая скорость жидкости не должна превышать 21  $\text{см}/\text{с}$  или 0,21  $\text{м}/\text{с}$ .

					ВКР.181142.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40



$0,14 < 0,21$  – условие выполняется.

Тогда минимальная площадь одного сливного стакана:

$$S_2 = \frac{G_{\text{ж}}}{3600 \cdot U_{\text{доп.ж}}}, \quad (29)$$

Нагрузка по жидкости составит:

$$G_{\text{ж}} = \frac{G_{\text{м}}}{\rho_{\text{м}}}, \quad (30)$$

$$G_{\text{ж}} = \frac{71,23}{676} = 0,105 \text{ м}^3/\text{с} = 379 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\rho_4^{350} = 0,890 - 0,000647 \cdot (350 - 20) = 0,676;$$

$$\rho_{\text{абс}}^{\text{ж}} = \rho_4^{330} \cdot 1000 = 0,676 \cdot 1000 = 676 \text{ кг/м}^3;$$

$$S_2 = 0,105/0,14 = 0,75 \text{ м}^2.$$

Минимальная площадь, занятая сливом должна составлять

$$M = 2S_2, \quad (31)$$

$$M = 2 \cdot 0,75 = 1,5 \text{ м}^2.$$

минимальная общая площадь тарелки,  $\text{м}^2$

$$S = S_1 + M, \quad (32)$$

$$S = 39,89 + 1,5 = 41,39 \text{ м}^2.$$

Минимально допустимый диаметр тарелки, м

$$D_{\text{т}} = 1,128 \cdot \sqrt{S}, \quad (33)$$

$$D_{\text{т}} = 1,128 \cdot \sqrt{41,39} = 7,256 \text{ м}.$$

Принимаем диаметр тарелки 8 м, что соответствует диаметру колонны.

## 2.5 Технологический расчёт теплообменного оборудования

Тепловой расчета теплообменника необходим для определения требуемой поверхности теплообмена и выбора стандартизованного аппарат [21].

Выбор необходимого теплообменника зависит непосредственно от разности температур между двумя средами, агрегатного состояния и чистоты теплоносителя. Нагрев нефти перед отбензинивающей колонной осуществляется в нескольких теплообменниках за счет утилизации тепла: керосина, легкого и тяжелого дизельного топлива, мазута, первого, второго и третьего циркуляци-

					ВКР.181142.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

онных орошений.

### 2.5.1 Тепловой расчет

Обессоленная и обезвоженная нефть нагревается от 140 °С до 200 °С

за счет тепла дизельного топлива, которое охлаждается с 220 °С до 205 °С. Примем движение сред противотоком, так как при такой схеме разность температур больше (чем больше разность температур, тем эффективнее происходит теплообмен). Тепловой расчет теплообменника осуществлён по методике [22].

Составим схему распределения температур:

Дизельное топливо: 220 °С ←————— 210 °С

Нефть: 140 °С —————→ 170 °С

Большая и меньшая разности температур:

$$\Delta t_M = 210 - 170 = 40 \text{ °С},$$

$$\Delta t_G = 220 - 140 = 80 \text{ °С}.$$

Для противотока должно соблюдаться условие:

$$\frac{\Delta t_G}{\Delta t_M} \leq 2, \tag{34}$$

$$\frac{80}{40} \leq 2, \text{ следовательно среднюю разность температур теплоносителей для}$$

противотока находим по следующей формуле:

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{\Delta t_G + \Delta t_M}{2}, \tag{35}$$

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{40 + 80}{2} = 60.$$

Определим среднюю температуру нефти по формуле:

$$t_{\text{ср}} = \frac{t_H + t_K}{2}, \tag{36}$$

$$t_{\text{ср.н}} = \frac{140 + 170}{2} = 225 \text{ °С}.$$

Определим свойства нефти при этой температуре.

Свойства рабочей среды при средней температуре указаны в таблице 6.

Определим среднюю температуру дизельного топлива по формуле (36):

$$t_{\text{ср.дт}} = \frac{220 + 210}{2} = 215 \text{ °С}.$$

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Определим свойства дизельного топлива при этой температуре.

Свойства дизельного топлива при средней температуре указаны в таблице 7.

Таблица 6 – Свойства сахалинской нефти при 225 °С

Параметры	Значение
Теплоемкость $c_p$ , Дж/(кг·К)	2190
Теплопроводность $\lambda_p$ , Вт/(м·К)	$12,5 \cdot 10^{-2}$
Вязкость $\mu_p$ , Па·с	$0,32 \cdot 10^{-2}$
Плотность $\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>	686

Таблица 7 – Свойства дизельного топлива при 215 °С

Параметры	Значение
Теплоемкость $c_p$ , Дж/(кг·К)	2400
Теплопроводность $\lambda_p$ , Вт/(м·К)	$10,6 \cdot 10^{-2}$
Вязкость $\mu_p$ , Па·с	$0,25 \cdot 10^{-2}$
Плотность $\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>	798

Пересчет удельной теплоёмкости нефти и нефтепродуктов по формуле:

$$c_{cp} = \frac{0,762 + 0,0034 \cdot T}{\rho_{15}^{15}}, \quad (37)$$

где  $T$  – средняя температура, К.

Плотность нефти при 20 °С составляет 835 кг/м<sup>3</sup> [23].

Тогда  $\rho_{15}^{15}$  рассчитываем по формуле:

$$\rho_{15}^{15} = \rho_4^{20} + \frac{0,0035}{\rho_4^{20}}, \quad (38)$$

$$\rho_{15}^{15} = 0,835 + \frac{0,0035}{0,835} = 0,839.$$

$$c_p = \frac{0,762 + 0,0034 \cdot 498}{0,839} = 2,19 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)} = 2190 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

Плотность при средней температуре:

$$\rho_t = \rho_4^{20} - \alpha \cdot (t - 20), \quad (39)$$

где  $\alpha$  – средняя температурная поправка плотности нефти и нефтепродуктов.

$$\rho_{225} = 0,835 - 0,000725 \cdot (225 - 20) = 0,686.$$

$$\rho_{225} = 686 \text{ кг/м}^3.$$

Динамическая вязкость определим по формуле:

$$\mu = \frac{\eta}{\rho}, \quad (40)$$

$$\eta = 2,21 \text{ мм}^2/\text{с};$$

$$\rho_p = 686 \text{ кг/м}^3;$$

$$\mu = \frac{2,21}{686} = 0,0027 \text{ Па} \cdot \text{с} = 0,32 \cdot 10^{-2} \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Для теплообмена между двумя органическими жидкостями, значение ориентировочного коэффициента теплопередачи равно  $195 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2} \cdot \text{К}$ .

Рассчитаем тепловой поток:

$$Q = G \cdot c \cdot (t_2 - t_1) \quad (41)$$

где  $G$  – производительность теплообменника, кг/с;

$c$  – теплоёмкость, Дж/кг·К;

$t_1$  – начальная температура, °С;

$t_2$  –конечная температура, °С.

Из регламента установки ЭЛОУ-АВТ [4] известно, что расход сырой нефти в теплообменнике  $G_p = 64116,5$  кг/ч.

$$Q = \frac{64116,5}{3600} \cdot 2190 \cdot (170 - 140) = 1179,13 \text{ кВт}.$$

Ориентировочная поверхность теплообмена:

$$F = \frac{Q}{K_{op} \cdot \Delta t_{cp}}, \quad (42)$$

$$F = \frac{1179,13 \cdot 10^3}{195 \cdot 60} = 100 \text{ м}^2.$$

По результатам расчета, выберем теплообменник по [24]. При выборе теплообменника следует учитывать запас поверхности теплообмена 20 %. То есть минимальная поверхность теплообмена с учётом запаса должна составлять  $120 \text{ м}^2$ . Выберем теплообменник с «плавающей головкой» со следующими характеристиками, представленными в таблице 8:

Проведем уточненный расчет поверхности теплообмена при различных вариантах подачи среды:

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Таблица 8 – Характеристика выбранного теплообменника

D, мм	d <sub>н</sub> , мм	Число ходов, z	Поверхность теплообмена, F, м <sup>2</sup>	Площадь проходного сечения		Толщина стенок труб δ <sub>ст</sub> , мм	Длина труб, мм
				f <sub>тр</sub> , м <sup>2</sup>	f <sub>мт</sub> , м <sup>2</sup>		
700	25	2	129,0	42,1	115	2,5	6000

Объемный расход нефти:

$$V = \frac{G}{\rho}, \quad (43)$$

где  $\rho$  – плотность дизельного топлива,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ .

$$V = \frac{64116,5}{3600 \cdot 798} = 0,021 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Скорость движения теплоносителя в трубах:

$$\omega_{\text{тр}} = \frac{V}{f_{\text{тр}}}, \quad (44)$$

где  $f_{\text{тр}}$  – площадь проходного сечения трубного пространства, м<sup>2</sup>.

$$\omega_{\text{тр}} = \frac{0,021}{42,1 \cdot 10^{-3}} = 0,5 \text{ м/с}.$$

Рассчитаем критерий Рейнольдса:

$$Re = \frac{\omega \cdot d_{\text{в}} \cdot \rho}{\mu}, \quad (45)$$

$$Re = \frac{0,5 \cdot 0,020 \cdot 798}{0,32 \cdot 10^{-3}} = 15863,75. \text{ Движение теплоносителя в трубном про-}$$

странстве турбулентное, так как полученное значение  $Re > 10^4$ .

Найдём критерий Прандтля:

$$Pr = \frac{c \cdot \mu}{\lambda}, \quad (46)$$

$$Pr = \frac{2400 \cdot 0,32 \cdot 10^{-3}}{10,8 \cdot 10^{-2}} = 56,1.$$

Найдем критерий Нуссельта, учитывая турбулентный режим движения:

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43}, \quad (47)$$

$$Nu = 0,021 \cdot 15863,75^{0,8} \cdot 56,1^{0,43} = 172.$$

Рассчитаем коэффициент теплоотдачи нефти:

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$\alpha_1 = \frac{Nu \cdot \lambda}{d_B}, \quad (48)$$

$$\alpha_1 = \frac{172 \cdot 10,8 \cdot 10^{-2}}{0,020} = 1075 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Ориентировочное значение коэффициента теплоотдачи  $\alpha_2 = 400 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$ .

Рассчитаем уточненный коэффициент теплопередачи по формуле:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + r_{31} + \frac{\delta_{\text{ст}}}{\lambda_{\text{ст}}} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (49)$$

где  $r_{31}, r_{32}$  – термические сопротивления загрязнений со стороны потоков,  $\frac{\text{м}^2}{\text{Вт}}$ ;

$\alpha_1, \alpha_2$  – коэффициенты теплоотдачи,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$ ;

$\delta_{\text{ст}}$  – толщина стенок труб, равная 0,0025 м;

$\lambda_{\text{ст}}$  – коэффициент теплопроводности материала стенки, зависящий от выбора материала. Для конструкционной стали принимает значение  $75 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$ .

Значения термических сопротивлений загрязнений для каждого потока равно  $2 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^2}{\text{Вт}}$ .

$$K = \frac{1}{\frac{1}{1075} + 2 \cdot 10^{-4} + \frac{0,002}{75} + 2 \cdot 10^{-4} + \frac{1}{400}} = 159 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Тепловой поток дизельного топлива найдем по формуле (41):

$$Q = \frac{58586}{3600} \cdot 4187 \cdot 10 = 681387 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Найдем уточненную поверхность теплообмена по формуле (42):

$$F = \frac{681387}{159 \cdot 60} = 71 \text{ м}^2.$$

С учетом 20 % запаса поверхности теплообмена составляет  $85,7 \text{ м}^2$ . Полученная уточненная поверхность теплообмена меньше  $120 \text{ м}^2$ , так как теплопередающая способность дизельного топлива выше, чем у нефти. Следовательно оставляем предложенный ранее теплообменник.

## 2.5.2 Гидравлический расчет

Расчет гидравлических сопротивлений проводят при подаче рабочей сре-

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

ды в трубное пространство.

Гидравлические сопротивления складывается из всех местных потерь давления:

$$\Delta P = \Delta P_1 + z \cdot (\Delta P_2 + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_3) + \Delta P_4, \quad (50)$$

где  $\Delta P_1$  – потеря давления при входе потока в распределительную камеру, Па;

$\Delta P_2$  – потеря давления при движении из камеры в трубы, Па;

$\Delta P_3$  – потеря давления на выходе потока из труб, Па;

$\Delta P_4$  – потеря давления при входе потока в штуцер, Па;

$\Delta P_{\text{тр}}$  – потеря давления на трение в трубах, Па;

$z$  – число ходов в трубном пространстве.

Расчет потерь давления на преодоление местных сопротивлений на соответствующих участках теплообменника:

$$\Delta P_i = \frac{\xi \cdot \rho \cdot \omega_i^2}{2}, \quad (51)$$

где  $\xi_i$  – коэффициенты местных сопротивлений на соответствующем участке;

$\omega_i$  – скорость движения теплоносителя на соответствующем участке.

Коэффициенты местных сопротивлений на участках:  $\xi_1 = \xi_2 = 1$ ;  $\xi_3 = 1,5$ ;  $\xi_4 = 0,5$ .

Для расчета потерь давления на участках, необходимо найти диаметр штуцера  $d_{\text{шт}}$ , который для теплообменника составляет 250 мм.:

$$\omega_1 = \omega_4 = \frac{V}{0,785 \cdot d_{\text{шт}}^2}, \quad (52)$$

$$\omega_1 = \omega_4 = \frac{0,021}{0,785 \cdot 0,25^2} = 0,42 \text{ м/с.}$$

Значения скоростей на участках 2 и 3 соответствуют рассчитанной ранее скорости движения теплоносителя и составляют:  $\omega_2 = \omega_3 = \omega_{\text{тр}} = 0,5 \text{ м/с.}$

Найдем потери давления на трение:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{\lambda_{\text{тр}} \cdot l \cdot \rho \cdot \omega_{\text{тр}}^2}{2 \cdot d_{\text{в}}}, \quad (53)$$

где  $\lambda_{\text{тр}}$  – коэффициент трения;

$l$  – длина труб теплообменника, м.

Коэффициент трения для турбулентного режима:

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \cdot \left( \frac{10}{Re} + \frac{1,16 \cdot \Delta}{d_B} \right)^{0,25}, \quad (54)$$

где  $\Delta$  – абсолютная шероховатость стенки трубы составляющая для новых труб 0,1 мм.

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \cdot \left( \frac{10}{15863,75} + \frac{1,16 \cdot 0,0001}{0,020} \right)^{0,25} = 0,031.$$

Потери давления на трение рассчитаем по формуле (53):

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{0,031 \cdot 6 \cdot 686 \cdot 0,5^2}{2 \cdot 0,020} = 797,5 \text{ Па.}$$

С учетом проведенных расчетов определим потери давления на соответствующих участках по формуле (51):

$$\Delta P_1 = \frac{1 \cdot 686 \cdot 0,42^2}{2} = 60,5 \text{ Па;}$$

$$\Delta P_2 = \frac{1 \cdot 686 \cdot 0,5^2}{2} = 85,8 \text{ Па;}$$

$$\Delta P_3 = \frac{1,5 \cdot 686 \cdot 0,5^2}{2} = 128,6 \text{ Па;}$$

$$\Delta P_4 = \frac{0,5 \cdot 686 \cdot 0,42^2}{2} = 30,3 \text{ Па.}$$

Тогда общее гидравлическое сопротивление в трубном пространстве определим по формуле (50):

$$\Delta P = 60,5 + 2 \cdot (128,6 + 797,5 + 85,8) + 30,3 = 2114,4 \text{ Па.}$$

На основании тепловых, гидравлических и проверочных расчетов окончательно был подобран теплообменник с «плавающей головкой».

$$\frac{700\text{-ТПГ-1,6-Б1-С}}{25\text{-Г-6-2}},$$

где 700 – диаметр труб, мм;

ТПГ – теплообменник с плавающей головкой горизонтальный;

1,6 – рассчитан на условное давление 0,16 МПа;

Б1 – материал кожуха и труб;

25 – наружный диаметр труб, мм;

Г – трубы гладкие;

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48



б – длина труб, м;

2 – число ходов в трубном пространстве.

## 2.6 Экономическое обоснование

С целью увеличения отбора светлых фракций предлагается модернизировать колонну, а именно заменить трапециевидные тарелки на эжекционные без изменения габаритных размеров колонны и ввод вместо горячей струи части нагретой в печи нефти. Выход светлых фракций на атмосферном блоке составляет 58,6 %. Без модернизаций в год из 2,3 млн тонн перерабатываемой нефти получают 1,37 млн тонн светлых нефтепродуктов.

Согласно источнику [17], применение эжеционной тарелки позволит увеличить отбор бензиновой фракции на 6 %, керосиновой на 4 % и дизельного топлива на 3 %, а использование вместо горячей части нагретой нефти дополнительно повысит извлечение бензиновой фракции на 12 %.

Из материального баланса до модернизации, рассчитанного ранее, следует, что выход бензиновой фракции составляет 18,19 %, керосиновой 4,72 % и дизельной 36,21 %.

Рассчитаем материальный баланс с учетом модернизаций:

286768,63 кг/ч – массовый расход обезвоженной и обессоленной нефти;

115825,85 кг/ч – массовый расход мазута до модернизации.

Вычтем массовый расход образующихся углеводородных газов:

$286768,63 - 286768,63 \cdot 0,49 \% = 285\,363,46$  кг/ч.

Рассчитаем дополнительный выход светлых фракций из мазута с учетом замены клапанных тарелок:

$115825,85 - 115825,85 \cdot (100 - 13) \% = 15057,36$  кг/ч.

Массовый расход для каждой фракции:

Керосина:

$13535,48 + 115825,85 \cdot 4 \% = 18168,51$  кг/ч;

Дизельного топлива:

$104840,61 + 115825,85 \cdot 3 \% = 108315,39$  кг/ч;

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

Бензина:

$$52161,59 + 115825,85 \cdot 6 \% = 59111,14 \text{ кг/ч};$$

Дополнительно извлеченное количество бензиновой фракции за счет использования части нагретой нефти:

$$59111,14 + 59111,14 \cdot 12 \% = 66\,204,48 \text{ кг/ч};$$

Массовый расход светлых фракций:

$$66\,204,48 + 108315,39 + 18168,51 = 192688,38 \text{ кг/ч};$$

Массовый расход мазута:

$$285\,363,46 - 192688,38 = 92\,675,08 \text{ кг/ч}.$$

Зная массовый расход всех компонентов, составим материальный баланс модернизированного атмосферного блока, который представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Материальный баланс модернизированного атмосферного блока

Приход			Расход		
Наименование	% масс. на сырье	кг/ч	Наименование	% масс. на сырье	кг/ч
Сырье в т.ч.:	100	286768,63	углеводородный газ;	0,49	1405,17
– сахалинская нефть	51,04	146366,71	– прямогонный бензин	23,09	66 204,48
– западно-сибирская нефть	48,96	140401,92	– керосиновая фракций	6,33	18168,51
			– дизельное топливо	37,76	108315,39
			– мазут	32,32	92 675,08
Итого:	100	286768,63		100	286768,63

Процентный выход светлых фракций после проведения комплексного усовершенствования атмосферного блока:

$$\frac{192688,38 \cdot 100 \%}{286768,63} = 67,19 \%$$

Модернизация атмосферного блока позволила увеличить выход светлых фракций на 8,59 %.

### 3 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА

#### 3.1 Основные требования безопасности при эксплуатации установки ЭЛОУ-АВТ-2

Установка ЭЛОУ-АВТ-2 по характеру перерабатываемых веществ относится к взрывопожароопасным объектам, потому что обращающиеся на установке продукты являются легковоспламеняющимися или горючими жидкостями, горючими газами [25].

Лишь при четком исполнении всеми работающими правил и инструкций по технике безопасности, соблюдении жесткой производственной, а также трудовой дисциплины можно обеспечить безопасность условий труда на нефтеперерабатывающем заводе. Использование самой совершенной техники и технологии не гарантирует безопасность на установке. Основную роль выполняют непосредственные исполнители – рабочие. Кроме знаний о технологии производства необходимо соблюдать технику безопасности, чтобы минимизировать риск образования опасных ситуаций, а также обладать навыками устранения опасности, если таковая вдруг появится.

Наибольшая вероятность риска пожаров и взрывов исходит от таких нефтепродуктов, как газ и бензин. При ремонте и эксплуатации следует полностью удалять нефтепродукты иначе внутри аппаратов возможно образование взрывоопасной смеси углеводородов с воздухом. Эта смесь может образоваться также в насосном помещении при концентрации углеводородных газов, поэтому даже незначительное пропускание газа или нефтеразлив могут привести к аварии. В аппаратуре и оборудовании могут быть неплотности, поэтому, чтобы не допустить чрезмерно высокую концентрацию выделения вредных газов и паров используют вентиляцию. Классы опасности продуктов указаны в таблице 10.

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Михайлов Б.О.</i>			<i>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				<i>У</i>	<i>51</i>	<i>62</i>
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>			<i>АМГУ ИФФ гр. 818-об</i>			
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

Таблица 10 – Классы опасности продуктов атмосферного блока ЭЛОУ АВТ

Компонент	Класс опасности	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)
1	2	3
Бензин, бензиновая фракция, прямогонный бензин	4	Легковоспламеняющаяся жидкость (ЛВЖ) По степени воздействия на организм человека относится к 4 классу опасности. Обладает наркотическим действием, поражает центральную нервную систему. Вдыхание паров может привести к хроническим отравлениям и изменениям крови и кровеносных органов. Раздражает верхние дыхательные пути, слизистые оболочки глаз, кожу. Действие на кожу вызывает острые и хронические воспаления. Бензин загрязняет атмосферный воздух, почвы, водоемы. Медленно трансформируется в окружающей среде, трудно поддается биохимическому окислению. Вреден для обитателей водоемов, токсичен для флоры и фауны. При воспламенении пролива жидкой фазы – прямое огневое и тепловое воздействие на организм человека. При сгорании паровоздушной смеси – воздействие воздушной волны сжатия на организм человека.
Газ топливный, факельный	4	Воспламеняющийся газ. Воздействие на людей. 4 класс токсической опасности. Раздражает слизистую оболочку глаз, поражает центральную нервную систему. При вдыхании может привести к хроническим отравлениям и изменениям крови и кровеносных органов. При сгорании газовой смеси – воздействие воздушной волны сжатия на организм человека.
Дизельная фракция	4	Горючая жидкость. Воздействие на человека. 4 класс опасности. Вдыхание паров оказывает наркотическое действие, вызывает головокружение, головную боль, кашель, болезненность в области желудка, покраснение глаз. При попадании на кожу образует сальность, может вызвать воспаление. При воспламенении пролива жидкой фазы – прямое огневое и тепловое воздействие на организм человека

Продолжение таблицы 10

1	2	3
Керосин технический, керосиновая фракция	4	Легковоспламеняющаяся жидкость. Пары могут образовывать взрывоопасные концентрации с окислителями (кислород воздуха). Температура вспышки от $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+58\text{ }^{\circ}\text{C}$ , температура самовоспламенения $300\text{ }^{\circ}\text{C} - 420\text{ }^{\circ}\text{C}$ , ПДК – $300\text{ мг/м}^2$ . Воздействие на человека. 4 класс опасности. Обладает наркотическим действием. Очень сильно раздражает слизистые оболочки. При попадании на кожу вызывает кожные заболевания. При высоких концентрациях паров возможны быстрые отравления. Средства защиты. Спецодежда, спецобувь и предохранительные приспособления (респираторы РУ60М, перчатки, противогазы с коробками БКФ или марки А, защитные очки).
Мазут	4	Смесь углеводородов различных классов с температурой $350\text{ }^{\circ}\text{C} - 420\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Горючая жидкость 4 класс опасности. ПДК в воздухе рабочей зоны $300\text{ мг/м}^3$ . Раздражает слизистые оболочки и глаза человека. Продукт, попадая на кожу, обезжиривает и осушает её, а при длительном и частом контакте вызывает кожные заболевания (дерматиты, экземы). Средства защиты: Фильтрующие противогазы марок А, М, БКФ, респираторы, защитные очки. Непрерывная работа вентиляции. Для защиты тела – хлопчатобумажный костюм и рукавицы, кожаная обувь.
Сероводородсодержащий газ	4	Наркотическое и раздражающее вещество, действует на слизистые оболочки. При концентрации 500 ppm в течение 30 минут – головные боли, головокружение, бронхит, при больших – может привести к летальному исходу. Растворим в воде. В смеси с воздухом образует взрывоопасную смесь. Восстановитель. Соприкасаясь с влажной поверхностью слизистых оболочек, $\text{H}_2\text{S}$ образует $\text{H}_2\text{SO}_4$ .

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ВКР.18114.2.180301.ПЗ

Лист

53

В процессе эксплуатации установки возможно возникновение различных неполадок, которые могут привести к возгоранию, взрыву и образованию взрывоопасных смесей в помещениях, поэтому знание своих обязанностей персоналом необходимо для принятия решений, предотвращающих дальнейшее развитие аварии.

Аварийные ситуации, возможные при ведении технологического процесса, выполнении производственных операций, эксплуатации оборудования и коммуникаций. Возможные неполадки представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Возможные инциденты, аварийные ситуации в работе атмосферного блока и способы их ликвидации

Возможные производственные неполадки	Причины возникновения производственных неполадок	Действия персонала по предупреждению и устранению
Поднялось давление в колоннах К-1, К-2.	Отключились электродвигатели воздушных конденсаторов.	Поставить в известность диспетчера завода, вызвать дежурного электрика. В случае длительного отключения электроэнергии снизить производительность
	Попала вода с орошением из Е-1(Е-2)	Сдренировать воду из Е-1(Е-2) и уменьшить количество орошения до выпарки воды. Проверить регулятор уровня воды в Е-1(Е-2)
Повышение температуры перевалов печей, горение форсунок коптящим пламенем	Попадание газового конденсата на форсунки	Сдренировать конденсат из емкости. Продуть линию «топливный газ на форсунки печей» в линию на факел

Основными причинами, которые могут привести к аварии, являются следующие факторы:

- нарушение герметичности фланцев трубопроводов или аппаратов, содержащих нефтепродукты;
- неисправность средств блокировок и сигнализации;

– несоблюдение норм уставленного технологического режима эксплуатации;

– отступление от инструкций по промышленной безопасности и противопожарных правил.

Для обеспечения минимального уровня взрывоопасности блоков предусмотрены следующие мероприятия:

– для технологических блоков первой категории взрывоопасности предусмотрены автоматические быстродействующие запорные и (или) отсекающие устройства с временем срабатывания не более 12 секунд;

– для блоков второй и третьей категорий взрывоопасности устанавливаются запорные или отсекающие устройства с дистанционным управлением и временем срабатывания не более 120 секунд;

– аварийное освобождение аппаратов от газообразных углеводородов производится в факельную систему, а от жидких углеводородов путем их откачки насосами в парки общезаводского хозяйства;

– все технологическое оборудование, размещено на открытой площадке, что обеспечивает безопасные условия его работы и обслуживания;

– управление технологическим процессом осуществляется с использованием автоматизированной системы управления. Обеспечивающая безаварийную остановку процесса по специальным программам, определяющим последовательность и время выполнения операций при аварийных ситуациях, снижающей или исключаяющей возможность ошибочных действий производственного персонала при пуске, ведении процесса и остановке;

– при проектировании установки обеспечены противопожарные разрывы между блоками, корпусами, эстакадами;

– установка обеспечена надежной системой молниезащиты и защиты оборудования и трубопроводов от воздействия статического электричества;

– обеспечен постоянный автоматический контроль за загазованностью в помещениях и на территории установки;

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

С целью обеспечения безопасности при ведении процесса предусматриваются следующие мероприятия [26]:

- технологический процесс ведется в герметичных аппаратах;
- сброс продуктов из аппаратов на факел при аварийных ситуациях возможен по байпасу предохранительных клапанов;
- производственный процесс полностью автоматизирован;
- все аппараты защищены от превышения давления системой предохранительных клапанов со сбросом на факел;
- строгое соблюдение норм технологического режима;
- предусматривается аварийная сигнализация при повышении концентрации взрывоопасных паров и газов на установке;
- трубопроводы и аппаратура, имеющие температуру стенки более 45 °С, теплоизолированы;
- обязательное выполнение обслуживающим персоналом производственных инструкций, правил по производственной безопасности, пожарной и газовой безопасности;
- на жидкостных и газовых линиях установлены обратные клапаны;
- дренирование аппаратов и трубопроводов выполнено в заглубленные герметичные емкости, с последующей переработкой продуктов;
- наличие исправной системы заземления технологических аппаратов, колонн, трубопроводов, насосного оборудования и молниезащиты;
- бесперебойное снабжение установки сырьем, паром, водой, электроэнергией, воздухом контрольно-измерительных приборов и азотом.

### **3.2 Средства и системы защиты при осуществлении технологического процесса**

Технологический и дежурный персонал, обслуживающий установку первичной переработки нефти ЭЛОУ-АВТ:

- старший оператор технологических установок;
- оператор технологических установок; машинист технологических насосов;

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56



- слесарь по ремонту технологического оборудования;
- электромонтер по обслуживанию и ремонту электрооборудования;
- приборист контрольно-измерительных приборов.

Работники указанных специальностей обслуживают оборудование всех стадий установки.

Работа персонала связана с выполнением операций на наружных площадках, где расположено основное технологическое оборудование, поэтому индивидуальные средства защиты (спецодежда, спецобувь, защитная каска, защитные очки) одинаковые для данных категорий работников и включают летнюю и зимнюю спецодежду. Нормы бесплатной выдачи спецодежды и спецобуви приняты на основании «Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» (Приложение к Приказу Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 9 декабря 2009 г. № 970н) и «Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» (в ред. Приказа Минздравсоцразвития РФ от 27.01.2010 г. № 28н). Обслуживающий персонал обязан содержать в чистоте и исправности спецодежду и защитные приспособления, своевременно принимать меры по замене вышедших из строя или отбракованных средств защиты [26].

Средства индивидуальной защиты на предприятии, получаемые сотрудником, должны соответствовать его росту, размеру и, что немаловажно, виду выполняемого задания.

Приспособления для повышения безопасности на производстве делятся на: изолирующие костюмы; СИЗ органов дыхания; специальная защитная одежда; СИЗ ног и рук; СИЗ головы, глаз, лица, органов слуха; дерматологические СИЗ; комплексные СИЗ.

					<i>ВКР.18114.2.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

Пневмокостюмы, гидроизолирующие костюмы и скафандры относят к разделу защитных изолирующих костюмов. Пневмокостюмы служат для применения при стандартном атмосферном давлении, защищая человека от влияния внешних факторов. Гидроизолирующие костюмы и скафандры используются для работы при сверхнизких и сверхвысоких температурах, под водой.

Любые приспособления, носимые на лице человека для его безопасности, относят к СИЗ органов дыхания. К ним относят противогазы, маски, респираторы. Их подбор зависит от внешних причин, а при выборе полагается учитывать степень загрязнения помещения, природу опасности, состав химических средств, их характеристики.

Спецодежда (комбинезон, халат, костюм, бельё, фартуки) обеспечивает защиту от негативных факторов на предприятии. Чтобы одежда была комфортной и максимально защищала, ее в основном изготавливают из лёгких сорочечных тканей с полиэфирным составом волокна.

Защита ног и рук обеспечивается посредством ношения сапог, бот, ботинок, полусапог, галош, щитков, нарукавников, рукавиц, перчаток. Обувь должна способствовать защите от ударов, не быть скользкой, защищать от высоких и низких температур, влаги, опасных факторов и тока. Помимо этого она должна быть комфортной, надёжной и подходить по размеру стопы.

СИЗ головы делятся на каски, косынки, шлемы, шапки, которые защищают от повреждений. Очки являются методом защиты глаз, для защиты лица используют лицевые щитки, для органов слуха используют наушники или противошумные шлемы.

В качестве защиты кожи используют, как правило, крема и очистители. Они относятся к дерматологическим защитным средствам. Чтобы защитить человека сразу от ряда опасных факторов, существуют комплексные СИЗ. К таким относятся фартуки, они должны являться плотными и влагоустойчивыми, также быть стойкими к различным видам загрязнений.

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За время выполнения бакалаврской работы были изучены научная документация и научные периодические издания (журналы), отечественный и зарубежный опыт по вопросу увеличения отбора светлых нефтепродуктов с атмосферных колонн установки ЭЛОУ-АВТ. Проведен анализ и предложены девять способов увеличения выхода светлых дистиллятов. По данным регламента ООО «РН-Комсомольский НПЗ» представлена характеристика исходного сырья, продуктов и полупродуктов установки и требования предъявляемых к ним.

Разработана технологическая схема процесса первичной перегонки нефти на усовершенствованном атмосферном блоке, выполнен расчет и обоснован выбор теплообменного оборудования. На основании теплового и гидравлического расчёта был подобран кожухотрубный теплообменник с «плавающей головкой» вида  $\frac{700-ТПГ-1,6-Б1-С}{25-Г-6-2}$ . С рабочими средами в трубном пространстве – нефть, в межтрубном – дизельное топливо. Комплекс способов, направленный на модернизацию атмосферного блока, позволяет повысить отбор светлых фракций на 8,59 %.

В главе безопасность и экологичность производства рассмотрены основные требования безопасности при эксплуатации установки ЭЛОУ-АВТ, а также средства и системы защиты при осуществлении технологического процесса.

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Михайлов Б.О.</i>				<i>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Охотникова Г.Г.</i>					У	59	62
<i>Н. контр.</i>	<i>Родина Т.А.</i>				<i>АМГУ ИФФ гр. 818-об</i>			
<i>Зав. каф.</i>	<i>Гужель Ю.А.</i>							

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Савченков, А. Л. Первичная переработка нефти и газа : учебное пособие / А. Л. Савченков. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 128 с.

2 ГОСТ Р 51858-2002. Издания. Нефть. Общие технические условия (с изменениями № 1, 2). – введ. 2002–08–01. – Москва: Всероссийский научно-исследовательский институт по переработке нефти; М.: Изд-во стандартов, 2002. – 12 с.

3 Иванова, Л.В. Технология переработки нефти и газа / Л.В. Иванова, М.И. Корнеев. – М.: Химия , 2016. – 279 с.

4 Касаткин, А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии / А.Г Касаткин. – М.: Химия, 1971. – 784 с.

5 Рахманкулов, Д.Л. Товароведение нефтяных продуктов / Д.Л. Рахманкулов, Р.Л. Ольков, Л.В. Долматов. – М.: Интер, 2016. – 612 с.

6 Смидович, Е. В. Технология переработки нефти и газа / Е. В. Смидович. М.: Химия , 2016. – 525 с.

7 Светлые дистилляты [Электронный ресурс] – Режим доступа : <https://petrodigest.ru/info/neft/frakcionnyj-sostav-nefti> – 06.03.2022.

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

9 ГОСТ 2177-99. Издания. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. – Взамен ГОСТ 2177-82 ; введ. 2001–01–01. – Москва: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии; М.: Изд-во стандартов, 2001. – 26 с.

10 RNKNPZ.ROSNEFT.Ru [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://rnknpz.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Pererabotka/rnknpz/> – 29.03.2022.

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Михайлов Б.О.</i>			<i>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				У	60	62
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>			<i>АМГУ ИФФ гр. 818-об</i>			
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

11 Никулин, Р. М. Увеличение выхода и улучшение свойств светлых дистиллятов при первичной переработке нефтяного сырья : дис.... канд. техн. наук : 2018 / Р. М. Никулин ; КНИТУ. – Казань, 2018. – 164 с.

12 А.с. СССР №1414399, кл. В01D3/10. Способ ректификации нефти / Б. К. Маркушин; заявитель и патентообладатель Уфим. нефтяной ин-т. – Заявл. 15.04.1986. Оpubл. 07.08.88. – 8 с.

13 Заявка 94038000/26. Способ переработки жидкого углеводородного сырья и устройство для его осуществления / Юр. Г.С ; заявл. 10.10.1994 ; опубл. 27.07.1996. – 5 с.

14 Пат. 2253498 Российская Федерация, МПК В01D 3/14. Способ увеличения выхода светлых нефтепродуктов при первичной переработке нефти на ректификационных установках / А. М. Ильинец, В. Т. Нечаев; Закрытое акционерное общество «Технологии обменных резонансных взаимодействий». – № 2004109820/15 ; Заявл. 01.04.2004 ; Оpubл. 10.06.2005, Бюл. № 16.

15 Пат. 2063999 РФ, МПК6 С10G7/06. Способ перегонки нефти / В.Н. Деменков [и др.]; заявитель и патентообладатель В.Н. Деменков. – № 93047520/04 ; Заяв. 12.10.93 ; Оpubл. 20.07.96, Бюл. № 12.

16 Пат. 2359991 РФ, МПК С10G7/00. Способ деэмульгирования нефти бинарным деэмульгатором / М. С. Рогалев, Р. З. Магарил ; Тюм. гос. нефт. ун-т. – № 2008110440/04 ; Заяв. 18.03.2008 ; Оpubл. 27.06.2009, Бюл. № 18.

17 Левинтер, М. Е. Глубокая переработка нефти / М. Е. Левинтер, М. Е. Ахметова. – М.: Химия , 1992. – 224 с.

18 А. с. СССР № 3415919, кл. В01D3/30. Эжекционная клапанная тарелка/ М.Н. Миннулин [и др.]: Заяв. 31.03.82; Оpubл. 07.08.83. – 3 с.

19 Гречухина, А. А. Совершенствование работы установок перегонки нефти / А. А. Гречухина, А. А. Елпидинский, А. Е. Пантелеева. – Казань : КГТУ, 2008. – 120 с.

20 Сарданашвили, А. Г. Примеры и расчеты по технологии переработки нефти и газа / А. Г. Сарданашвили, А. И. Львова. – Новополюцк: Лань, 2016. – 256 с.

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

21 ГОСТ 9929-82. Аппараты теплообменные кожухотрубчатые стальные. – Взамен ГОСТ 9929-77 ; введ. 1983 – 07 – 01. – Москва : Министерство химического и нефтяного машиностроения ; М. : Изд-во стандартов, 1983. – 8 с.

22 Таранова, Л.В. Теплообменные аппараты и методы их расчета / Л. В. Таранова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 200 с.

23 Технологический регламент установки ЭЛОУ-АВТ-2 ООО «РН-Комсомольский НПЗ», 2022. – 333 с.

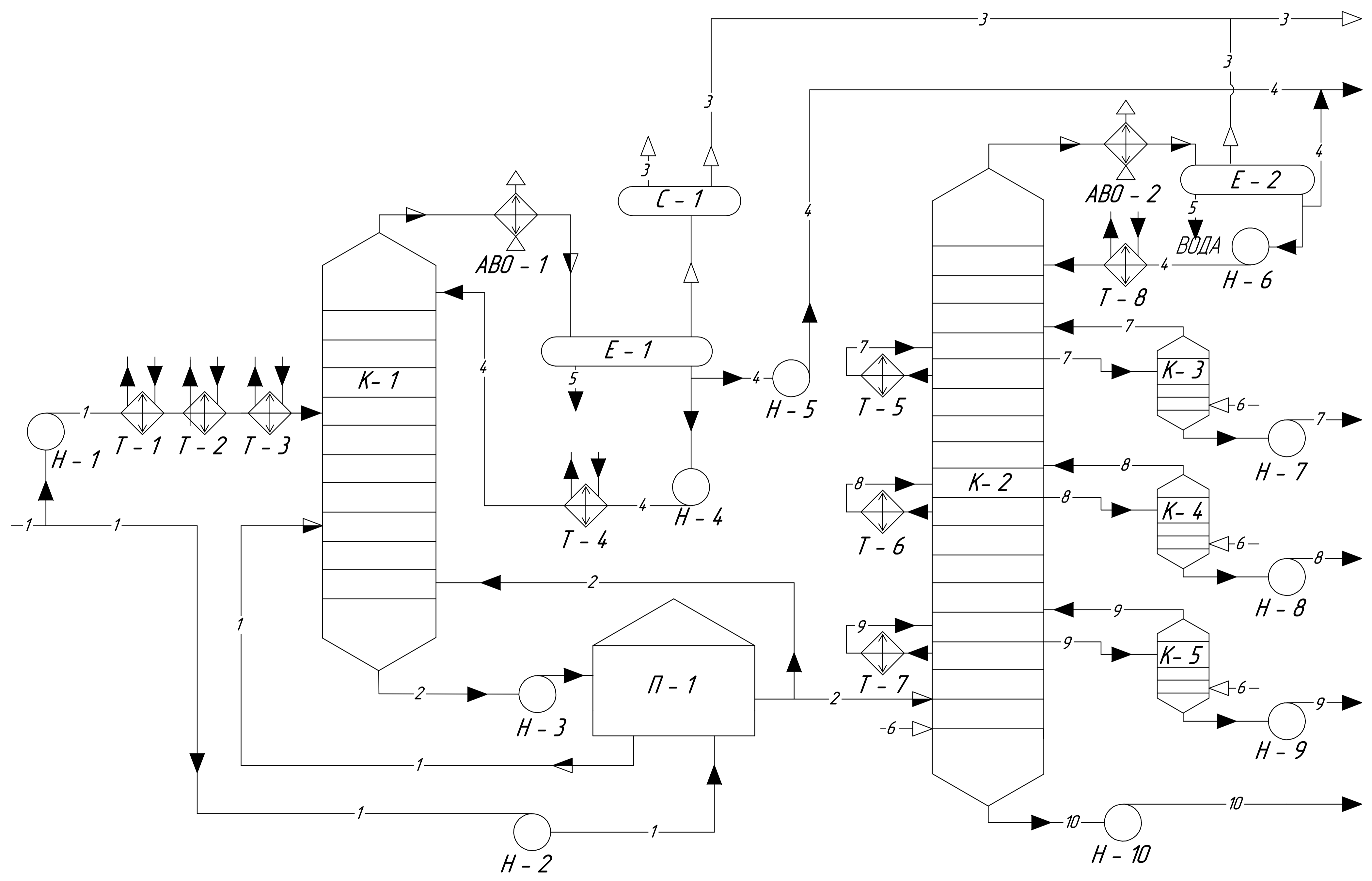
24 ТУ 3612-023-00220302-01 Аппараты теплообменные кожухотрубчатые с плавающей головкой, кожухотрубчатые с U-образными трубами и трубные пучки к ним. – Взамен ТУ26-02-1062-88 ; введ. 2001 – 07 – 01. – «ВНИИнефтемаш» : Всероссийский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт нефтяного машиностроения ; «ВНИИнефтемаш», 2001. – 147 с.

25 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.

26 CONSULTANT.Ru [Электронный ресурс] : Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_175841/c3104945924af0ab96bdb07d192572ff8492775f/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_175841/c3104945924af0ab96bdb07d192572ff8492775f/) – 05.06.2022.

					<i>ВКР.181142.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

Обозначение	Наименование	Кол.
T-1-7	Теплообменник	7
H-1-10	Насос	10
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.18114.2.180301.ТС

Изм. Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ	Лит	Масса	Масштаб	
Разраб.	Михайлов В.В.				у	-	1:1	
Проб.	Окатырева Г.Г.				Лист	1	Листов	1
Т.контр.					Технологическая схема			АМГУ ИФФ 818-08
Исполн.	Радина Т.А.			Копиравал			Формат А1	
Утв.	Гужель Ю.А.							

Лист 1 из 1  
 Справ. №  
 Подп. и дата  
 Взам. инв. №  
 Инв. № докум.  
 Подп. и дата  
 Лист 1 из 1