

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


Инженерно-физический факультет
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
«_____» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

Исполнитель
студент группы 618 об



(подпись, дата)

В.А. Пастухова


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

Благовещенск 2020

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

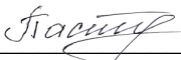
УТВЕРЖДАЮ
 Зав. кафедрой
 _____ Ю.А. Гужель
 « ____ » _____ 20__ г.




З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Пастуховой Валерии Алексеевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: «Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ» утверждена Приказом от 30.04.2020 г № 810-уч.
 2. Срок сдачи студентом законченной работы 04.07.2020 г.
 3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Расход сырой нефти в теплообменнике 64116,5 кг/ч; рабочее давление в аппарате 2,3 МПа. Литературные данные
 4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Литературный обзор по проблемам первичной переработки нефти. Характеристика сырья и готовой продукции установки ЭЛОУ-АВТ-2. Описание технологической схемы ЭЛОУ-АВТ-2 ООО «РН-Комсомольский НПЗ». Обоснование технологического решения проблемы увеличения отбора светлых нефтепродуктов. Технологический расчет теплового оборудования – кожухотрубчатого теплообменника, спирального теплообменника. Конструктивный расчет кожухотрубчатого теплообменника.
 5. Перечень материалов приложения: Комбинированная схема подогрева нефти на АВТ. Технологическая схема установки ЭЛОУ-АВТ-2
 6. Консультанты по выпускной квалификационной работе Козырь А. В., канд. техн. наук, доцент; раздел «Безопасность и экологичность производства»
 7. Дата выдачи задания 13.05.2020 г.
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Охотникова Галина Генриховна, доцент, канд. техн. наук, доцент

Задание принял к исполнению 13.05.2020 г.



					ВКР.180301.161866.ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Пастухова В.А.			Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Охотникова Г.Г.				у	2	77
<i>Н. Контр.</i>		Родина Т.А.			АмГУ ИФФ гр. 618-од			
<i>Чтв.</i>		Гужель Ю.А.						

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 77 с., 5 рисунков, 15 таблиц, 25 источников, 3 приложения.

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

Целью работы является увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ. В работе изложены основные процессы первичной переработки нефти, проанализированы параметры, влияющие на выход и чёткость разделения нефтепродуктов; изучен отечественный и зарубежный опыт усовершенствования процессов первичной переработки; проанализированы способы увеличения выхода светлых нефтепродуктов 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-2. Выполнен расчет и обоснование выбора теплообменного оборудования.

					<i>ВКР.180301.161866.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>Пастухова В.А.</i>	<i>Пастух</i>				<i>У</i>	<i>3</i>	<i>77</i>
<i>Провер.</i>	<i>Охотникова Г.Г.</i>	<i>о.т.</i>				<i>АмГУ ИФФ гр. 618-0б</i>		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Родина Т.А.</i>	<i>т.р.р. - 04.06.2020</i>						
<i>Утв.</i>	<i>Гужель Ю.А.</i>							

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Литературный обзор	8
1.1 Направления переработки нефти	8
1.2 Атмосферно-вакуумная трубчатка	10
1.3 Параметры, влияющие на четкость разделения	13
1.4 Способы увеличения выхода светлых нефтепродуктов	15
2 Технологическая часть	21
2.1 Описание технологической схемы	21
2.1.1 Блок ЭЛОУ	21
2.1.2 Блок атмосферной перегонки нефти	25
2.1.3 Блок вакуумной перегонки мазута	29
2.2 Характеристика сырья и готовой продукции	33
2.3 Выбор и обоснование технологического решения	41
2.4 Технологический расчет теплообменного оборудования	44
2.4.1 Расчёт кожухотрубчатого теплообменника	44
2.4.2 Расчёт спирального теплообменника	52
3 Механическая часть	56
4 Безопасность и экологичность производства	63
4.1 Основные требования безопасности при эксплуатации установки ЭЛОУ-АВТ-2	63
4.2 Средства и системы защиты при осуществлении технологического процесса	66

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосфер- ных колоннах ЭЛОУ-АВТ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Пастухова В.А.</i>	<i>Пастух</i>			У	4	77
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>	<i>о.т.</i>					
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>	<i>тс-фс - 21.06.2020</i>			<i>АМГУ ИФФ гр. 618-об</i>		
<i>Утв.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

Заключение	69
Библиографический список	70
Приложение А	73
Приложение Б	74
Приложение В	75

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей бакалаврской работе применяются следующие сокращения с соответствующими определениями:

АВТ – атмосферно-вакуумная трубчатка

АТ – атмосферная трубчатка

ВГЦ агрегат – вакуумно-гидроциркуляционный агрегат

ВКР – выпускная квалификационная работа

ВКХ – воздушный конденсатор холодильника

ВСС – вакуум создающая система

ВТ – вакуумная трубчатка

КПД – коэффициент полезного действия

ЛВГ – легкий вакуумный газойль

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

ОЗХ – общезаводское хозяйство

СИЗ – средства индивидуальной защиты

ТВГ – тяжелый вакуумный газойль

ЦО – циркуляционное орошение

ЭДГ – электродегидратор

ЭЛОУ – электрообессоливающая установка

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Пастухова В.А.</i>	<i>Пастухова</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>Охотникова</i>			<i>У</i>	<i>6</i>	<i>77</i>
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>	<i>Родина</i>	<i>21.06.2018</i>		<i>АМГУ ИФФ гр. 618-08</i>		
<i>Учв.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

ВВЕДЕНИЕ

Значительная часть добываемых природных материалов при последующей переработке попадает в отходы производства. Особенностью современной нефтеперерабатывающей промышленности является тенденция к углублению переработки нефти, что объясняется ограниченностью ее запасов, а также ужесточением экологических требований к нефтепродуктам и самим процессом нефтепереработки.

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 и значительно сокращать 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 фактического и 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-2;
4. Выполнение расчета и обоснование выбора основных аппаратов и оборудования.

					<i>ВКР.180301.161866.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>Пастухова В.А.</i>	<i>Пастухова</i>			<i>У</i>	<i>7</i>	<i>77</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>	<i>о.т.</i>					
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>	<i>Т.А. Родина</i>	<i>20.06.2010</i>				
<i>Утв.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>					<i>АМГУ ИФФ гр. 618-08</i>	

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Направления переработки нефти

Нефтеперерабатывающая промышленность – это отрасль тяжёлой промышленности, охватывающая переработку нефти, газового конденсата и производство нефтехимического сырья, товарных нефтепродуктов и товаров народного потребления.

Согласно источнику [1] выбор направления переработки нефти и ассортимента получаемых нефтепродуктов определяется уровнем развития техники нефтепереработки, физико-химическими свойствами нефти, и потребностями в товарных нефтепродуктах. Различают три основных варианта переработки нефти: топливный, топливно-масляный, нефтехимический (комплексный), данные по которым представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика вариантов переработки

	Топливный		Топливо- масляный	Нефтехимический (комплексный)
	Глубокий	Неглубокий		
Продукты	Максимально достижимое количество моторных топлив из мазута и гудрона.	Моторные (55 % – 60 %), котельные топлива (30 % – 35%) (бензин, керосин, мазут и т.д.)	Моторные топлива, масла	Сырьё нефтехимии, моторные топлива, масла
Процессы	Каталитические			
Аппаратурное оформление	Наименьшее число технологических установок		минимальное число технологических установок	Большое число установок

Известно, что добываемая смесь нефти с растворенным в ней газом, пластовой водой с минеральными солями в виде эмульсии и механических примесей, состоит из частичек пластовой породы, кристаллов солей, окалины. Перед переработкой нефть подготавливается в два этапа – на нефтепромысле и на не-

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Пастухова В.А.	<i>Пастухова</i>			У	8	77
Провер.		Охотникова Г.Г.	<i>Охотникова</i>			АМГУ ИФФ гр. 618-0б		
Н. Контр.		Родина Т.А.	<i>Родина</i>	21.06.2020				
Утв.		Гужель Ю.А.						

фтеперерабатывающем предприятии. Промысловая подготовка заключается в доведении качества нефти до требований ГОСТ к товарной нефти.

Нефть – смесь парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов, различных по молекулярному весу и температуре кипения [2]. Более того, в нефти содержатся кислородные, сернистые и азотистые органические соединения. Различают первичные и вторичные методы переработки нефти.

Первичные методы – это процессы разделения нефти на фракции, не приводящие к каким-либо химическим превращениям углеводородов. Вторичные методы – это методы деструктивной переработки нефти путём термического и каталитического воздействия, т.е. процессы, приводящие к изменению химического состава продуктов переработки, также к вторичным методам относятся процессы очистки нефтепродуктов.

Все процессы переработки нефти и газа делятся на: физические, химические, гидрогенизационные, окислительные, деструктивные.

Общеизвестно [3], что самым первым технологическим процессом на НПЗ является разделение нефти на фракции – перегонка (дистилляция). В зависимости от числа ступеней конденсации паров различают три варианта дистилляции нефти в соответствии с рисунком 1: простая дистилляция; дистилляция с дефлегмацией; ректификация.

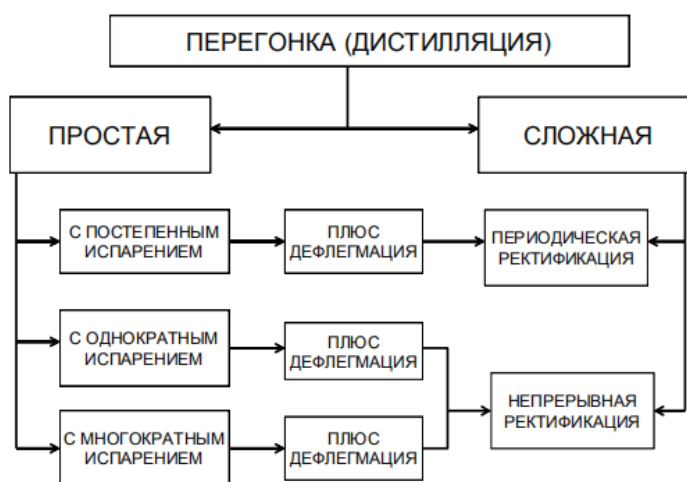


Рисунок 1 – Виды перегонки

Основное правило перегонки – конец кипения фракции является началом кипения следующей, более тяжёлой фракции [2]. Фракционный состав нефти и

нефтепродуктов показывает содержание (в объемных или массовых процентах) различных фракций. По фракционному составу нефти можно понять, какие нефтепродукты и в каких количествах можно из нее выделить, а фракционный состав бензинов и других моторных топлив характеризует их полноту испарения, испаряемость и др.

При первичной переработке нефти могут получать следующие фракции, пределы выкипания которых, указаны в скобках: углеводородный газ; бензиновая фракция (50 °С – 180 °С); керосиновая фракция (140 °С – 220 °С, 180 °С – 240 °С). На некоторых заводах получают фракцию 140 °С – 200 °С «уайт-спирит» – растворитель для лаков и красок. Дизельная фракция (лёгкий или атмосферный газойль, соляровый дистиллят) (180 °С – 350 °С, 220 °С – 350 °С, 240 °С – 350 °С); мазут (> 350 °С, > 330 °С, > 360 °С). Вакуумные дистилляты (вакуумные газойли) (350 °С – 500 °С); фракция гудрона (> 490 °С или > 500 °С) [2].

1.2 Атмосферно-вакуумная трубчатка

Назначение – разделение нефти на фракции для последующей переработки или использования в качестве товарной продукции.

Атмосферная трубчатка

Перегонка нефти на атмосферных секциях комбинированных установок и атмосферных установках осуществляется различными способами:

- 1) Установка АТ с однократным испарением нефти.

Автор [3] указывает на следующие недостатки установки: из-за вероятного колебания фракционного состава нефти давление и температурный режим в колонне нестабильны; схема работает только для стабильных малосернистых нефтей с содержанием бензиновых фракций – не более 12 % – 15%, углеводородных газов не более 1,2 %, светлых фракций – не более 45 %;

- 2) Установка АТ с предварительным испарителем. Снижение нагрузки печи по парам и уменьшения давления на питательном насосе до печи достигается применением испарителя;

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

3) Установка АТ с двукратным испарением нефти. Наиболее распространенная в нашей стране установка. При перегонке нефти по этой технологии достигается наибольший отбор светлых фракций. К недостаткам схемы можно отнести: большой энергии и дополнительного оборудования требует необходимость поддержания температуры низа первой колонны горячей струей; более высокая температура нагрева полуотбензиненной нефти в печи перед атмосферной колонной; поддержка повышенного давления в отбензинивающей колонне для конденсации паров дистиллята воздухом и водой; схема дорогая и металлоёмкая;

4) Существуют также установки АТ с трёхкратным испарением нефти [2]. Схема применяется для высокопроизводительных установок, которые перерабатывают до 12 млн т нефти в год. Данная схема имеет технологическую гибкость по ассортименту продуктов и качеству сырья, но требует высоких капитальных и эксплуатационных затрат.

Вакуумная трубчатка

Вакуум обеспечивается конденсацией паров, уходящих с верха вакуумной колонны и эжектированием неконденсирующихся газов. С верха вакуумной колонны уходят: водяной пар, пары вакуумного газойля, инертные газы, газы разложения (термического распада) (CO_2 , H_2 , H_2S , $\text{CH}_4 - \text{C}_6\text{H}_{14}$ и др).

От параметров процесса перегонки и от химического состава нефти зависит содержание газов разложения. Количество водяного пара зависит от его расхода в низ колонны и в стриппинги. Пары вакуумного газойля составляют 0,005 % – 0,42 % массовых на мазут. Инертные газы – это воздух (0,001 % – 0,14 % массовых на мазут) и азот.

В качестве вакуумных насосов применяют струйные насосы – одно- (до 0,01 – 0,013 МПа), двух- или трёхступенчатые эжекторы, работающие на водяном паре с промежуточной его конденсацией.

В настоящее время на многих НПЗ внедрена новая высокоэффективная экологически чистая система создания вакуума с использованием жидкостного струйного устройства – ВГЦ-агрегата. В ВГЦ-агрегате охлаждение газов и кон-

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

денсация паров осуществляется охлаждающей рабочей жидкостью, а не водой (газойлевой фракцией, отводимой из вакуумной колонны).

Перегонка мазута

На рисунке 2 из источника [3] представлена схема направлений переработки мазута на нефтеперерабатывающих заводах, от которых зависит схема установки, конструкция вакуумной колонны.



Рисунок 2 – Направления переработки мазута

Перегонка мазута осуществляется по следующим направлениям: по топливному и по масляному.

Вакуумные трубчатки можно разделить по следующим видам:

1) Установка ВТ по масляному направлению с однократным испарением мазута. Количество тарелок в ВТ – 12 – 14 штук, из них половина – в боговых погонах. Пары из отпарной колонны подаются на одну тарелку выше точки отвода флегмы в отгонную секцию.

Для обеспечения достаточной величины вакуума в секции питания необходимо, чтобы гидравлическое сопротивление одной тарелки было не более 260 Па, а коэффициент полезного действия тарелки – не ниже 70 % – 80 % [4].

2) Установка ВТ по масляному направлению с двукратным испарением мазута по широкой масляной фракции. Так как применяются две вакуумные колонны, эта схема самая дорогая и энергоёмкая. В этой колонне можно установить небольшое число тарелок и обеспечить наиболее глубокий вакуум в зоне питания и наиболее полно извлечь эту фракцию из гудрона, потому что отбирается только одна масляная фракция.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

3) Из источника [5] известно, что используют установки ВТ по масляному направлению с двукратным испарением мазута по остатку. Создание глубокого вакуума требует более высокого расхода водяного пара в эжекторах, которые входят в систему создания вакуума. За счет снижения объёмного расхода паров и, соответственно, повышения качества узких масляных фракций эта схема позволяет увеличить флегмовые числа в колоннах.

1.3 Параметры, влияющие на выход и четкость разделения

Качество отбираемых фракций регулируют: холодным орошением (для верхнего продукта); выходом боковых фракций через отпарные секции; циркуляционным орошением.

Процент отбора от потенциала регулируется показателями:

1) температурой нагрева в зоне питания, то есть в сырьевом потоке доля отгона должна быть на 2 % – 5 % по массе больше выхода продуктов, отбираемых в колонне;

2) подачей в низ колонны водяного пара (2 % – 3 % по массе на сырье). Прирост «светлых» за счет водяного пара более выгоден, чем увеличение нагрева сырья. В вакуумном блоке лучше увеличить температуру нагрева мазута;

3) циркуляцией легкой флегмы в сырье (циркуляция 10 % – 15 % по массе на нефть самой легкой фракции позволяет дополнительно испарить 1,5 % – 2,3 % по массе исходного сырья и снизить на 0,3 % – 0,4 % потери «светлых» с мазутом; но данный вариант связан с большими энергозатратами);

4) эффективностью работы тарелок в концентрационной секции колонны. Если КПД низкий, то возрастают потери легких с мазутом до 1,3 % по массе от сырья.

Качество отбираемых дистиллятов определяется налеганием фракций, то есть разностью между температурой конца кипения легкой фракции и температурой начала кипения следующей. Эти показатели регламентируются цеховыми нормами. Как правило, налегание фракций не должно превышать 10 °С – 25 °С.

Качество отбираемых фракций регулируют: холодным орошением (для верхнего продукта); выходом боковых фракций через отпарные секции; цирку-

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

ляционным орошением.

Как пишет автор [6] на четкость разделения фракций влияют: число и тип тарелок в ректификационной колонне; правильный подбор технологического режима колонны (температурный режим, давление, число отбираемых фракций, температура нагрева сырья). В большинстве случаев давление поддерживается выше или ниже атмосферного, если необходимо соответственно повысить или понизить температуры отбираемых из колонны продуктов.

Выбирают значения температуры и давления исходя из следующих потребностей: 1) использование дешевых и доступных хладагентов для конденсации паров ректификата (воздух, вода) и теплоносителя, для нагрева и испарения кубовой жидкости (водяной пар высокого давления), а также уменьшение требуемых поверхностей холодильников, конденсаторов, теплообменников; 2) обеспечение большего значения коэффициента относительной летучести; 3) обеспечение нормальной работы колонны, связанной с материальными и тепловыми потоками; 4) обеспечение нормального уровня по удельной производительности, эксплуатационным и капитальным затратам; 5) исключение возможности термодеструктивного разложения продуктов перегонки и сырья.

Важнейшими точками регулирования в атмосферных колоннах перегонки нефти являются температуры поступающего сырья и выводимые из колонны продукты ректификации. Перегонка при атмосферном давлении осуществляется при температуре в зоне питания колонны, а вакуумная – при температуре на выходе из печи. При подборе температуры ввода сырья в колонну учитывают требуемую глубину отбора дистиллятов, фракционный состав сырья, качество получаемых нефтепродуктов. Чем богаче сырье низкокипящими компонентами, тем ниже при прочих равных условиях температура нагрева.

Если легкокипящие фракции из остатка испаряются за счет тепла подводящей рециркулирующей флегмы, то температура в нижней части колонны должна соответствовать температуре начала однократного испарения остатка при давлении низа колонны.

Отгон легкокипящих фракций за счет ввода в низ колонны водяного пара или тепла нагретой жидкости, то температура в нижней части колонны обычно бывает на 10 °С – 30 °С ниже температуры входа сырья в колонну, а фракций, уходящих из отпарных колонн, на 10 °С – 15 °С ниже по сравнению с температурой, поступающей на отпаривание жидкости. Выбором температуры верха ректификационной колонны задают желаемый фракционный состав ректификата.

В вакуумной колонне применяют ограниченное количество тарелок (так как увеличение числа тарелок приводит к повышению давления в питательной секции и к снижению глубины отбора) с низким гидравлическим сопротивлением или насадку; используют вакуум создающую систему (ВСС), обеспечивающую достаточно глубокий вакуум.

Оптимальность работы вакуумного блока определяется следующими факторами: качеством мазута по содержанию светлых нефтепродуктов, выкипающих до 350 °С; технологическим режимом работы узлов подсистемы (температура нагрева сырья в печи); конструкцией устройств ввода сырья и зоны испарения вакуумной колонны; соответствием показателей (водяной пар, охлаждающая вода) технологическому проекту (их параметры); конструкцией контактных устройств; остаточным давлением в верхней части колонны (чем оно меньше, тем меньше нагрев сырья в печи, то есть меньше затрат); перепадом давления в колонне и трансферной линии, соединяющей колонну с нагревательной печью [2].

1.4 Способы увеличения выхода светлых нефтепродуктов

Из источника [5] следует, что в нефтеперерабатывающей отрасли выпуск разнообразной продукции зависит от качества нефти, потребности в ассортименте нефтепродуктов в каждом конкретном регионе. А качество получаемых продуктов зависит от контроля проведения каждого процесса, и технологических процессов переработки.

Как известно, на сегодняшний день в развитии нефтеперерабатывающей промышленности имеются множество инновационных решений и модерниза-

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

ций технологии и оборудования [3]. В настоящее время 60 % добываемой нефти характеризуется высоким содержанием серы, из которой получается меньше дорогостоящих светлых нефтепродуктов (солярки, авиационного топлива, бензина) и больше мазута и битума, цена которых невелика.

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.

Отмечается [7], что в настоящее время главная цель установок АВТ – улучшение отбора светлых дистиллятов от их потенциального содержания, а также более глубокая переработка кубовых остатков. С мазутом уходит до 5 % дизельных фракций, а с гудроном – до 10 % масляных фракций.

Анализ информации, представленный на официальном сайте Роснефти [8] показывает, что существуют несколько перспективных решений по модернизации ЭЛОУ-АВТ предприятия ООО «Комсомольский НПЗ». Интенсификация прямой перегонки нефти направлена, прежде всего, на повышение отбора дистиллятных фракций, а также на обеспечение четкости ректификации, то есть уменьшение наложения температур конца кипения предыдущей и начала кипения последующей фракции.

Автор [9] указывая на то, что за рубежом и в нашей стране с расширением автомобильного парка непрерывно растет объем производства моторных топлив, подчеркивает 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.

Как описано в источнике [10], первым вариантом рассматривается разделение нефти в двух колоннах, ввод нагретого потока первой колонны в зону питания второй колонны, подачу водяного пара в низ второй колонны. С целью увеличения отбора «светлых» нефтепродуктов из середины первой колонны

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

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). Такой эффект достигается за счет того, что подаваемые углеводороды во вторую колонну способствуют отпарке легких фракции.

Первые попытки повышения выхода дистиллятных фракций при первичной переработке нефти связаны с перераспределением отбора светлых и вакуумных дистиллятных фракций за счет использования новых конструктивных решений (аппаратов) или технологических задумок (модернизация или усовершенствование технологических схем обвязки аппаратов, конструкция контактных устройств и т.п.).

Данным вариантом повышения выхода светлых нефтепродуктов является способ переработки жидкого нефтяного сырья путем его измельчения на капли при помощи непрерывного гидравлического распыления (размер капель не превышает 0,30 мм) с последующим термическим фракционированием (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, возникающие 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.

Авторы [11] предлагают распыление жидких углеводородов, осуществляемое в нагретую газовую среду. Процесс переработки сырья реализуется в устройстве, которое содержит корпус с подающими и отводящими трубопроводами.

ми, нагреватели, форсунки и снабжено источником газодинамических колебаний.

Одними из наиболее современных способов повышения выхода дистиллятов являются способы воздействия на коллоидно-дисперсное состояние нефти, в частности кавитационное воздействие [12]. Имеется другой метод, который заключается в физическом воздействии ультразвуковых волн на нефтяную эмульсию [13]. Установка представляет собой участок трубопровода с фланцами, с наружной стороны которого установлены ультразвуковые излучатели. Такая установка не вносит дополнительного сопротивления в систему, надежно функционирует при любой скорости течения жидкости и степени ее агрессивности, проста в обслуживании и обладает возможностью тонкой электронной регулировки интенсивности кавитационной обработки. Результаты работы установки предполагают снижение на 10 % температуры начала кипения нефтяных фракций и увеличения выхода фракций при одинаковой температуре отгона.

Еще один вариант предполагает подачу верхнего бокового погона вакуумной колонны на орошение этой же колонны с целью увеличения выхода «светлых» и повышения их качества. Данный способ заключается в уменьшении тепловой нагрузки. Снижается суммарная тепловая нагрузка конденсаторов-холодильников на 15,6 %, и повышается температура нагрева сырья атмосферной колонны на 10 °С. Появляется возможность снижения тепловой нагрузки печи для нагрева мазута перед вакуумной колонной. Такие условия позволяют увеличить отбор керосиновой фракции на 0,3 % на нефть, фракции дизельного топлива на 0,5 % на нефть [14].

Как предлагает автор статьи Волосов И. В. [15], введение в сырьевой поток после колонны стабилизации нефти поверхностно-активного вещества – (соли никеля синтетических жирных кислот $Ni(RCOO)_2$, где $R = C_9 - C_{15}$, что приведет к увеличению выхода светлых нефтепродуктов. Осуществление способа происходит следующим образом: в сырьевой поток ректификационной колонны вводится поверхностно-активное вещество (ПАВ) $Ni(RCOO)_2$ в количе-

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

стве 30 ppm – 45 ppm, что приводит к ускорению испарения и кипения кубового продукта.

Вследствие увеличения поверхности на границе раздела жидкой и паровой фаз, получения развитой поверхности происходит уменьшение временного промежутка, необходимого для приближения к состоянию термодинамического равновесия, и увеличивается отбор отгоняемых фракций от потенциала. При этом снижаются потери отгоняемых фракций с кубовым продуктом.

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.

Например, автор [11] отмечает из модернизированных клапанных тарелок эжекционные тарелки (рисунок 3), которые представляют собой полотно с отверстиями и переливными устройствами. В отверстия полотна тарелок устанавливаются клапаны, представляющие собой вогнутый диск с просечными отверстиями для эжекции жидкости. Клапан имеет четыре ограничительные ножки и двенадцать эжекционных каналов.

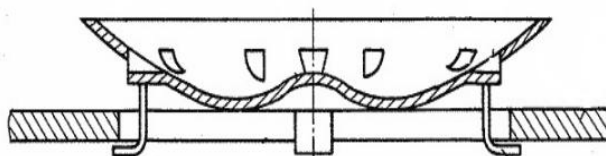


Рисунок 3 – Эжекционная тарелка

Помимо перечисленных способов предлагается рациональная и эффективная обвязка теплообменников.

Анализ поставленной в ВКР задачи приводит к выводу, что рациональная и эффективная обвязка теплообменников является лучшим способом решения проблемы. Это обусловлено тем фактом, что на установках АВТ и АТ имеются большие резервы по использованию вторичных ресурсов и увеличению

температуры подогрева нефти в теплообменниках.

Но, однако, увеличивать температуру подогрева перед К-1 возможно лишь до определенного предела, так как:

1. Повышается доля испарения светлых фракций, в результате чего увеличивается давление в системе. Это неизбежно приведет к частой замене арматуры и трубопроводов;

2. Увеличение температуры нефти на входе в печь может привести к повышению температуры уходящих дымовых газов, и КПД печи будет снижаться.

Авторы работы [16] предлагают рациональную и эффективную обвязку теплообменников, которая без добавления дополнительной поверхности позволит нагревать нефть до 240 °С – 250 °С с одновременной заменой теплового оборудования на спиральные теплообменники.

Рассмотренные выше рассмотренные варианты предполагают модернизацию АТ, но не стоит забывать про ВТ, в которой также возможны изменения. Например, авторы статьи [17] предлагают способ создания в ректификационной колонне глубокого вакуума при сокращении потерь дизельного топлива.

Авторы статьи Тараканов и Попадин [17] предлагают способ создания вакуума в ректификационной колонне с отводом верхнего парогазового потока, боковых погонных, остатка и циркуляционных орошений путем откачки верхнего парогазового потока струйным аппаратом.

Метод заключается в струйном аппарате используют часть охлажденного потока нижнего циркуляционного орошения. Кроме того, способ включает конденсацию в конденсаторе-холодильнике парогазового потока, выходящего с верхней части ректификационной колонны.

Достоинства метода, предложенного в работе [17] заключаются в том, что такой способ создания вакуума в ректификационной колонне позволяет уменьшить потери дизельного топлива примерно на 6,3 т/ч или на 25 % по массе.

Недостатком рассматриваемого способа является направленность на повышение выхода исключительно дизельного топлива.

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Описание технологической схемы

Технологическая схема ЭЛОУ-АВТ-2 ООО «РН-Комсомольский НПЗ» представлена в приложении Б.

2.1.1 Блок ЭЛОУ

Схема обессоливания нефти принята двухступенчатая, с рециркуляцией промывной воды, позволяющая снизить содержание солей (хлоридов) до 2 мг/л, воды – до 0,2 % об [19].

Сырая нефть поступает на установку из резервуарного парка по трубопроводу на прием сырьевого насоса Н-1/1,2. На всосе насоса установлены два отключающихся, параллельно работающих фильтра Ф-1/1,2. Предусмотрен контроль перепада давления, с сигнализацией максимального перепада ($\Delta P = 0,02$ МПа). По минимальному перепаду давления на насосах Н-1/1,2 схемой предусмотрена сигнализация ($\Delta P = 1,6$ МПа) и блокировка ($\Delta P = 1,5$ МПа) на остановку насоса.

Для разрушения водно-нефтяной эмульсии, образующейся при смешении нефти с промывной водой на прием насоса Н-1/1,2 подается деэмульгатор насосом Н-32 из емкости Е-9 отделения реагентного хозяйства.

От насоса Н-1/1,2 часть потока сырой нефти отводится в качестве охлаждающего агента в концевые холодильники сжиженного бытового газа Т-10/1,2 и бутановой фракции Т-17 (параллельно), и далее, общим потоком подается в конденсаторы вакуумсоздающих систем ВСС №1 Т-21 ÷ Т-23 и ВСС №2 Т-24 ÷ Т-26 при работающем вакуумном блоке или по байпасу вакуумного блока сразу направляется в блок теплообменников.

Предварительно подогретая до температуры 30 °С нефть, разделяется на три параллельных потока и прокачивается по трубному пространству через

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Пастухова В.А.	<i>Пастухова</i>			У	21	77
Провер.		Охотникова Г.Г.	<i>Охотникова</i>					
Н. Контр.		Родина Т.А.	<i>Родина</i>	24.06.2020				
Утв.		Гужель Ю.А.						АМГУ ИФФ гр. 618-об

теплообменники, где нагревается за счет тепла горячих потоков выводимых из атмосферной и вакуумной колонны:

- **1 поток** – нефть нагревается до температуры не более 140 °С и контролируется за счет утилизации тепла тяжелого бензина (фракция 70 °С – 170 °С), выводимого из атмосферной колонны К-1 1-го циркуляционного орошения (ЦО) вакуумной колонны К-3 или мазутом из куба колонны К-1 при остановке вакуумного блока;
- **2 поток** – нефть нагревается до температуры не более 140 °С и контролируется за счет утилизации тепла компонента дизельного топлива летнего (фракция 200 °С – 400 °С), выводимого из атмосферной колонны К-1 и 1-го ЦО колонны К-1;
- **3 поток** – нагревается до температуры не более 140 °С и контролируется за счет утилизации тепла керосиновой фракции (фракция 120 °С – 240 °С), компонента дизельного топлива зимнего и 2-го ЦО колонны К-1.

В целях выравнивания температуры сырая нефть после теплообменников объединяется в один общий поток и поступает в электродегидратор первой ступени Э-1.

Для лучшего перемешивания нефти с промывочной водой на потоке нефти перед электродегидраторами установлены смесители СМ-1/1,2, оборудованные распылительными устройствами типа форсунок для ввода промывной воды в нефть и смесительные клапаны, которыми регулируется качество смешения нефти с водой за счет создания определенного перепада давления.

В электродегидратор первой ступени Э-1 через смеситель СМ-1/1:

- подается свежая промывная вода из емкости Е-3, в качестве которой используется обратная вода I системы. Насосом Н-20/1,2 обратная вода из емкости Е-3 прокачивается через теплообменники Т-13/1,2, где нагревается за счет тепла отходящих соледержащих стоков из емкости Е-4 и подается в СМ-1/1;
- в этот же смеситель подается промывная вода из второй ступени электрообессоливания Э-2 насосами Н-21/1,2. В электродегидратор Э-1 водонефтяная

эмульсия подается через маточники распределители, обеспечивающие равномерное распределение восходящего потока нефти.

В нижней части электродегидратора между распределителем и электродом в присутствии деэмульгатора, происходит термохимическая обработка эмульсии и отделение наиболее крупных капель воды. В зоне между зеркалом воды и нижним электродом нефтяная эмульсия подвергается воздействию слабого электрического поля.

В зоне между электродами воздействует электрическое поле высокого напряжения, здесь при температуре не менее 80 °С и не более 140 °С, при давлении не менее 1,2 МПа и не более 1,75 МПа, происходит разрушение эмульсии и отделение воды от нефти.

Частично обессоленная и обезвоженная нефть из верхней части электродегидратора первой ступени направляется в электродегидратор второй ступени обессоливания Э-2. В электродегидратор второй ступени Э-2 через смеситель СМ-1/2 подается свежая промывная вода из емкости Е-3 насосом Н-20/1,2.

Давление в блоке электродегидраторов в пределах 1,0 ÷ 1,75.

При необходимости срочного опорожнения электродегидраторов предусмотрена аварийная откачка до минимального уровня по схеме: Э-1 (Э-2) → Н-1/1,2 → ВХ-17 → на ОЗХ. В емкости-отстойнике Е-4 происходит отстой солевого раствора и частично уловленной нефти. С низа емкости Е-4 избыток соленой воды через клапан выводится в Т-13/1,2, где отдает тепло оборотной воде из Е-3 и выводится с установки расходом 8000 ÷ 10500 кг/ч на очистные сооружения завода.

В верхней части емкости-отстойника имеется ловушка нефти, откуда нефть через клапан сбрасывается на прием сырьевых насосов Н-1/1,2.

Работа электродегидратора 2-ой ступени Э-2 аналогична работе электродегидратора 1-ой ступени Э-1. При неисправности Э-1 предусмотрена возможность подачи сырой нефти сразу в Э-2 (по байпасу Э-1) и работа блока ЭЛОУ на одном электродегидраторе. На входе нефти в Э-1 и Э-2 предусмотрены отсе-

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

катели, которые можно дистанционно закрыть (при необходимости) из операторской станции управления.

Обессоленная и обезвоженная нефть после электродегидратора Э-2 с остаточным содержанием хлоридов не более 2 мг/л и воды не более 0,2 % (об.), контроль которой постоянно осуществляется поточным анализатором, поступает в теплообменники Т-5/1,9, Т-6/1,9, Т-7/1,9. Для защиты оборудования и трубопроводов от коррозии на общем потоке нефти перед теплообменниками установлен смеситель СМ-2 для подачи в нефть 2 % щелочного раствора, насосом Н-33/2,3 из емкости Е-10/2,3 отделения щелочи.

Обессоленная и обезвоженная нефть тремя параллельными потоками поступает в теплообменники:

• **1-й поток** – после теплообменника Т-5/2 нефть делится на два потока: 1-й поток в Т-5/3÷6 и 2-й поток в Т-5/7÷9. Нефть нагревается до температуры не менее 200 °С, за счет утилизации тепла: гудрона, выводимого из колонны К-3, или мазута, выводимого из колонны К-1 при неработающем вакуумном блоке (Т-5/1, Т-5/2); вакуумного газойля, выводимого из колонны К-3, или мазута выводимого из колонны К-1 (Т-5/3÷9).

• **2-й поток** – нефть нагревается до температуры не менее 200 °С за счет утилизации тепла: 1-го ЦО колонны К-1 (Т-6/1); вакуумного газойля, выводимого из колонны К-3 или мазута, выводимого из колонны К-1 (Т-6/2); легкого дизельного топлива, выводимого из К-2/2 (Т-6/3, Т-6/5); керосина, выводимого из Т-11 (Т-6/4); 3-го ЦО выводимого из колонны К-1 (Т-6/6, Т-6/8, Т-6/9); тяжелого дизельного топлива, выводимого из колонны К-1 (Т-6/7).

• **3-й поток** – нефть нагревается до температуры не менее 200 °С, за счет утилизации тепла: керосина, выводимого из Т-11 (Т-7/1, Т-7/6); 2-го ЦО, выводимого из колонны К-1 (Т-7/2,5); 3-го ЦО, выводимого из колонны К-1 (Т-7/7); гудрона, выводимого из колонны К-3, или мазута, выводимого из колонны К-1 (Т-7/8, Т-7/9).

В целях выравнивания температуры сырая нефть после теплообменников объединяется в один общий поток и направляется в эвапоратор нефти С-1.

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

2.1.2 Блок атмосферной перегонки нефти

Основная атмосферная колонна К-1 служит для разделения отбензиненной нефти на целевые фракции и мазут, направляемый на дальнейшую переработку в вакуумный блок установки. Режим работы основной атмосферной колонны К-1: температура верха 120 °С; температура куба 341 °С; давление верха 0,17 МПа (1,7 кгс/см²); давление куба колонны 0,22 МПа (2,2 кгс/см²); сырье подается на тарелки 6 и 26.

В эвaporаторе С-1, представляющем из себя пустотелый аппарат, за счет однократного испарения при давлении в диапазоне (0,3 ÷ 0,6) МПа и температуре от 220 °С до 240 °С, происходит отделение паровой фазы основной массы бензина от предварительно нагретой нефти на блоке теплообмена 1 и 2, которая направляется непосредственно в колонну К-1 на 26-ю тарелку. Также имеется возможность подачи паров в зону эвaporационного пространства под нижнюю «глухую» тарелку колонны К-1 (6-я тарелка).

Отбензиненная нефть из эвaporатора С-1 насосами Н-2/1,2 четырьмя потоками (с расходами 33,55 м³/ч на каждом из потоков) направляется в печь П-1.

В печи П-1 происходит нагрев частично отбензиненной нефти. После печи П-1 четыре потока нефти объединяются в два потока и регулирование температуры нефти на выходе из печи ведется усредненным значением температур двух выходящих потоков по приборам, с сигнализацией максимального значения 380 °С. Из печи П-1 частично отбензиненная нефть в парожидкостном состоянии, с температурой не менее 350 °С поступает в атмосферную колонну К-1 на 6-ю тарелку.

Для снижения парциального давления нефтяных паров и отпарки легкокипящих фракций, в куб колонны К-1 подается перегретый водяной пар с расходом до 1000 кг/ч. Подача перегретого водяного пара прекращается при превышении давления верха колонны К-1 более 0,5 МПа.

С верха колонны К-1 пары бензина прямогонного (фракция НК-130 °С) и углеводородные газы вместе с водяным паром поступают в конденсаторы-холодильники воздушного охлаждения ВКХ-1/1÷20, где происходит конденса-

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

ция основной части паров. Конденсат и несконденсированные пары и газы с температурой не более 110 °С поступают в холодильники Т-1/1,2, где они доохлаждаются оборотной водой, далее поступают в рефлюксную емкость Е-1.

Нестабильный прямогонный бензин (фракция НК-130 °С) из емкости Е-1 с температурой не более 80 °С поступает на прием насоса Н-3/1,2, который подает его в виде острого орошения в верхнюю часть колонны К-1 (не более 120 °С). Балансовый избыток нестабильного прямогонного бензина (фракция НК-130 °С) откачивается из Е-1 насосом Н-3/1,2 через пластинчатый теплообменник Т-8, где он нагревается до температуры не менее 120 °С за счет утилизации тепла стабильного бензина выводимого с низа колонны К-4, и подается в стабилизационную колонну К-4 на 8-ю тарелку.

Из атмосферной колонны К-1 осуществляется вывод шести компонентов: бензин прямогонный (фракция НК-130 °С); бензин прямогонный (фракция от 70 °С до 170 °С); фракция керосиновая (фракция от 120 °С до 240 °С) – возможен вывод данной фракции в качестве компонента топлива для реактивных двигателей марки ТС-1; компонент дизельного топлива зимнего (фракция от 180 °С до 360 °С); компонент судового топлива (фракция от 200 °С до 400 °С);

- компонент мазута (фракция выше 350 °С).

В атмосферной колонне К-1 предусмотрено три ЦО.

I ЦО отбирается из кармана верхней «глухой» тарелки колонны К-1. Насосом Н-5/1,2 прокачивается последовательно через теплообменники Т-6/1, Т-3/3, Т-3/1, где отдает свое тепло обессоленной и сырой нефти, доохлаждается в воздушном холодильнике ВХ-2 до температуры не более 100 °С и возвращается на 43-ю тарелку колонны К-1.

II ЦО отбирается из кармана средней «глухой» тарелки колонны К-1. Насосом Н-6/1,2 прокачивается последовательно через теплообменники Т-7/5, Т-7/4, Т-7/3, Т-7/2, Т-4/3, Т-15, где отдает свое тепло обессоленной и сырой нефти, а в теплообменнике Т-15 служит в качестве теплоносителя для колонны К-5, доохлаждается в воздушных холодильниках ВХ-22 и ВХ-5 до температуры не более 150 °С и возвращается на 32-ю тарелку К-1.

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

III ЦО отбирается из кармана нижней «глухой» тарелки колонны К-1. Насосом Н-11/1,2 прокачивается через рибойлер Т-11, теплообменники подогрева нефти Т-6/9, Т-6/8, Т-7/7, Т-6/6, где отдает тепло обессоленной и сырой нефти. Далее доохлаждается в воздушных холодильниках ВХ-14 и ВХ-23 до температуры не более 200 °С и возвращается на 21-ю тарелку колонны К-1.

С верха колонны К-1 выводится нестабильный прямогонный бензин (фракция НК-130 °С) в рефлюксную емкость Е-1.

Бензин прямогонный (фракция от 70 °С до 170 °С), фракция керосиновая (фракция от 120 °С до 240 °С) и компонент дизельного топлива зимнего (фракция от 180 °С до 360 °С) выводятся из колонны К-1 в виде боковых погонов и поступают, соответственно, в стриппинги К-2/3, К-2/1, К-2/2. Компонент судового топлива (фракция от 200 °С до 400 °С) выводится из колонны К-1 в емкость тяжелого дизельного топлива Е-13. Из куба колонны К-1 отбирается компонент мазута (фракция выше 360 °С).

Из кармана 45-й тарелки бензин прямогонный (фракция от 70 °С до 170 °С) перетекает в емкость-приемник тяжелого бензина К-2/3, уровень в котором контролируется и регулируется прибором, с сигнализацией по минимальному (20 %) и максимальному значению (80 %), при помощи регулирующего клапана, установленного на линии перетока из колонны К-1 в К-2/3.

Емкость-приемник тяжелого бензина К-2/3 соединена с колонной К-1 газоуравнительным трубопроводом, что обеспечивает «дыхание» емкости, откуда более легкие фракции возвращаются под 46-ю тарелку колонны К-1.

Из колонны К-2/3, бензин прямогонный (фракция от 70 °С до 170 °С) откачивается насосом Н-7/1,2. Далее бензин прямогонный прокачивается через межтрубное пространство теплообменника Т-2/1, где отдает тепло сырой нефти, затем доохлаждается в воздушном холодильнике ВХ-1 и с температурой не более 90 °С выводится с установки.

Из кармана 33-й тарелки, фракция керосиновая (фракция от 120 °С до 240 °С) перетекает на верхнюю тарелку стриппинга керосина К-2/1. Далее фракция с низа стриппинга К-2/1 поступает в рибойлер с паровым пространством

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

вом Т-11, для отпарки легких фракций. По линии возврата паров, легкие фракции возвращаются первоначально в К-2/1, а оттуда уже в колонну К-1 на 34-ю тарелку. В качестве теплоносителя в трубный пучок рибойлера Т-11 подается III ЦО колонны К-1. При этом III ЦО также параллельно проходит и через байпасный клапан.

Керосиновая фракция (фракция от 120 °С до 240 °С) с низа рибойлера Т-11 откачивается насосом Н-8/1,2 с температурой не более 250 °С. Далее фракция прокачивается последовательно через теплообменники Т-7/6, Т-6/4, Т-7/1 и Т-4/1, где отдает свое тепло обессоленной и сырой нефти, доохлаждается в воздушных холодильниках ВХ-3, ВХ-20 и выводится с установки.

Из кармана 22-й тарелки колонны К-1, компонент дизельного топлива зимнего (фракция от 180 °С до 360 °С) перетекает на верхнюю тарелку стриппинга легкого дизельного топлива К-2/2. Легкие углеводороды из К-2/2 возвращаются под 24-ю тарелку колонны К-1. С низа стриппинга К-2/2 компонент дизельного топлива зимнего поступает на прием насоса Н-9/1,2.

Для регулирования температуры вспышки компонента дизельного топлива зимнего, в нижнюю часть стриппинга К-2/2 подается перегретый водяной пар из пароперегревателя печи П-1. Установленный на этой же линии клапан-отсекатель блокирует подачу водяного пара при температуре куба К-2/1 выше 290 °С.

Компонент судового топлива (фракция от 200 °С до 400 °С) отбирается из кармана 11-й тарелки колонны К-1 и перетекает в емкость тяжелого дизельного топлива Е-13. Емкость Е-13 соединена с паровым пространством колонны К-1 газоуравнительной линией под 13-ю тарелку, что обеспечивает безопасное «дыхание» емкости при ее заполнении и откачке. С низа емкости Е-13 компонент судового топлива забирается насосом Н-10/1,2. Часть компонента судового топлива возвращается в колонну К-1 на 10-ю тарелку в качестве промывного агента для возможности контроля и регулирования цвета компонента судового топлива. Остальная часть прокачивается последовательно через теплообменни-

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

ки Т-6/7, Т-3/2, доохлаждается в воздушном холодильнике ВХ-12 и с температурой не более 90 °С выводится с установки.

С куба колонны К-1 компонент мазута с температурой не более 370 °С откачивается насосом Н-12/1,2 в вакуумный блок.

2.1.3 Блок вакуумной перегонки мазута

Мазут с низа колонны К-1 с температурой не более 370 °С, насосом Н-12/1,2 прокачивается четырьмя параллельными потоками с заданным стабилизированным расходом не менее 12,5 м³/ч через змеевик конвекционной зоны печи П-2. Пройдя конвекционный и радиантный ряд змеевиков, на выходе из печи, четыре потока объединяются в два потока и по двум трансферным линиям в парожидкостном состоянии с температурой не более 400 °С поступает в кубовую (отгонную) часть вакуумной колонны К-3.

Температура мазута на выходе из печи П-2 в двух выходных потоках измеряется и регулируется, посредством коррекции по средней температуре этих потоков, клапан которого установлен на линии подачи газообразного топлива к форсункам печи П-2.

В вакуумной колонне при абсолютном давлении (1,3 ÷ 3,7) кПа верха колонны К-3 происходит "сухая", без подачи в колонну водяного пара, перегонка мазута.

Параметры работы вакуумной колонны К-3: температура верха – 90 °С – 115 °С; остаточное давление – 1,3 – 3,7 кПа; температура куба – не более 375 °С.

Для снижения крекинга в нижнюю часть колонны К-3 от теплообменника Т-7/8 вводится охлажденный гудрон в виде квенчинга.

Необходимое остаточное давление верха К-3 поддерживается с помощью двух ВСС № 1, ВСС № 2 каждая из которых состоит: трех парэжекторных насосов – 1, 2, 3 ступеней; трех конденсаторов, соответственно – 1, 2, 3 ступеней; барометрических емкостей Е-16, Е-17; гидрозатворной емкости Е-18.

Рабочим агентом в эжекторных насосах является водяной пар с давлением не более 1,0 МПа.

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Выводимые с верха колонны К-3 газы разложения и незначительное количество паров дизельной фракции отсасываются пароежекторным насосом 1-й ступени (ЭН-1) и поступают в конденсатор 1-й ступени Т-21, откуда сконденсированные пары отводятся в барометрическую емкость Е-17. Далее, несконденсированные пары отсасываются эжектором 2-й ступени ЭН-2, и поступают в конденсатор 2-й ступени Т-22, где конденсация паров происходит при более высоком вакууме, после чего, сконденсированные пары также отводятся в барометрическую емкость Е-17.

После эжектора 3-й ступени ЭН-3 и конденсатора Т-23, сконденсированные пары отводятся в барометрическую емкость Е-17, а несконденсированные газы выводятся в емкость Е-18. Гидрозатворная емкость Е-18 предназначена для отделения газов от жидкости и создания гидравлического затвора на случай прекращения подачи водяного пара к пароежекторным насосам ЭН-1, ЭН-6. Несконденсированные газы из Е-18 направляются на сжигание к форсунке № 12 печи П-1.

При невозможности достижения рабочего вакуума в колонне К-3 за счет ВСС-1, необходимо ввести в работу ВСС-2 в той же последовательности, что и для ВСС-1. При работе второй нитки ВСС-2, сконденсированные пары отводятся в барометрическую емкость Е-16.

В качестве охлаждающего агента в конденсаторах Т-21, Т-26 используется поток сырой нефти от насоса Н-1/1,2.

Барометрические емкости Е-16, Е-17 служат для приема сконденсированного в Т-21, Т-26 конденсата и создания гидравлического затвора для вакуум-создающей системы, что обеспечивается высотой барометрических труб (не менее 15 м), которые погружены в слой жидкости, выполняющие также функции отстойника, где от нефтепродукта отстаивается вода, которая по уровню раздела фаз сбрасывается в заглубленную емкость Е-21 через отсекатели.

Уровень раздела фаз в емкостях Е-16, Е-17 контролируется с сигнализацией максимального (90 % – 80 %) и минимального (10 % – 20 %) значений, соответственно. Также схемой предусмотрена откачка воды с Е-16 и Е-17 в ем-

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>30</i>

кость Е-3 при помощи Н-25/1,2,3 и контуров регулирования с сигнализацией максимального (77 % – 65 %) и минимального (12 % – 20 %) значений уровня, соответственно, клапана-регуляторы установлены на линии откачки воды с Е-16 и Е-17 в емкость Е-3.

Накопленный в зоне за перегородкой нефтепродукт в емкости Е-18 по блокировке уровня сбрасывается через клапан-отсекатель в дренажную емкость Е-5 (при максимальном (50 %) и минимальном (12 %) блокировочным значениям уровня раздела фаз происходит автоматическое открытие и закрытие клапана-отсекателя). Гидрозатвор в емкости Е-18 поддерживается подкачкой оборотной воды 1-й системы, избыток которой по блокировке уровня, через клапан-отсекатель сбрасывается в заглубленную емкость Е-21, т.е. при уровне воды в емкости 37,5 % происходит открытие КО-713 и закрытие КО-713-1, а при уровне воды в емкости 50 % происходит закрытие КО-713 и открытие КО-713-1.

Для обеспечения минимальных гидравлических потерь при прохождении паров по высоте колонна К-3 оборудована 4-мя секциями насадки Вакупак.

Вывод боковых погонів и циркуляционных орошений осуществляется с трех "глухих" тарелок, конструкция которых обеспечивает только проход углеводородных паров. В нижней, отгонной, части расположены две клапанные двухпоточные тарелки.

Выше отгонной части находится концентрационная часть, состоящая из четырех секций: секция легкого вакуумного газойля; секция ректификации; секция тяжелого вакуумного газойля; секция промывки.

Секция легкого вакуумного газойля находится в верхней части колонны и состоит из первого пакета насадки. Под первым пакетом расположена верхняя "глухая" тарелка для сбора флегмы (фракция до 360 °С), уровень легкого вакуумного газойля (ЛВГ) на тарелке контролируется и регулируется при помощи клапана установленного на линии откачки ЛВГ с установки, с сигнализацией минимального (30 %) значения уровня. При достижении минимального блокировочного значения (16 %) уровня на тарелке предусмотрена блокировка на остановку насоса Н-13/1,2. В зоне первого пакета колонны К-3 осуществляется

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

первое циркуляционное орошение. Флегма с верхней "глухой" тарелки, температура на которой контролируется забирается насосом Н-13/1,2, и разделяется на два потока.

Первый поток жидкости возвращается в колонну на нижележащую вторую секцию насадки через фильтр Ф-4/1,2 в виде горячего орошения. Расход горячей флегмы поддерживается в пределах не более 50 м³/ч.

Второй поток, прокачивается через межтрубное пространство теплообменника Т-2/2, где отдает свое тепло сырой нефти, воздушный холодильник ВХ-6/1,2 и через фильтр очистки Ф-5/1,2 возвращается в верхнюю часть колонны К-3 в виде первого циркуляционного орошения с температурой не более 90 °С.

Балансовый избыток фракции ЛВГ выводится с установки. Температура балансового избытка фракции ЛВГ контролируется с сигнализацией максимального значения (90 °С) и минимального значения (50 °С).

Секция ректификации расположена под секцией легкого вакуумного газойля и состоит из второго пакета насадки Вакупак.

Секция ТВГ расположена под секцией ректификации и состоит из третьего пакета насадки. Под третьим пакетом расположена средняя "глухая" тарелка для сбора жидкости, представляющая собой фракцию 360 °С – 550 °С тяжелого вакуумного газойля. Тяжелый вакуумный газойль забирается из кармана "средней" глухой тарелки, насосом Н-14/1,2 и прокачивается через межтрубное пространство теплообменников Т-5/3, Т-5/9, Т-6/2, Т-2/3, где отдает свое тепло потоку обессоленной и сырой нефти и поступает на доохлаждение в воздушный холодильник ВХ-8.

После доохлаждения в воздушном холодильнике ВХ-8 до температуры не более 100 °С. Балансовое количество фракции ТВГ выводится с установки. Часть тяжелого вакуумного газойля проходит воздушный холодильник ВХ-7 и с температурой не более 160 °С, контролируемой и регулируемой с сигнализацией максимального (160 °С) и минимального (130 °С) значения, возвращается на третью секцию колонны К-3 в виде второго циркуляционного орошения.

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

Расход второго циркуляционного орошения регулируется с сигнализацией максимального (255 °С) и минимального (210 °С) значения.

Откачка балансового количества тяжелого вакуумного газойля контролируется и регулируется по уровню в кармане средней "глухой" тарелки.

Секция промывки расположена под секцией тяжелого вакуумного газойля и состоит из четвертого пакета насадки. Под четвертым пакетом колонны К-3 расположена нижняя "глухая" тарелка для сбора жидкости (затемненный продукт).

Затемненный продукт из кармана нижней "глухой" тарелки, забирается насосом Н-15/1,2. Часть флегмы с расходом возвращается в виде горячего орошения на четвертую секцию насадки. Другая часть затемненного продукта возвращается в нижнюю часть колонны К-3 и используется как рецикл.

Расход орошения четвертого пакета регулируется регулятором, клапан которого установлен на линии ввода орошения. Предусмотрен вывод избытка затемненного продукта насосом Н-15/1,2 через воздушный холодильник ВХ-11/1,2, где он охлаждается до температуры не более 100 °С, выводится с установки.

Расход затемненного продукта регулируется автоматически по уровню на нижней "глухой" тарелки клапаном-регулятором, установленным на линии откачки затемненного продукта с установки после насоса Н-15/1,2.

С низа колонны К-3 гудрон (фракция более 500 °С) забирается насосом Н-16/1,2 и прокачивается через межтрубное пространство теплообменников Т-7/9, Т-7/8, Т-5/2, Т-5/1, где отдает свое тепло потоку обессоленной нефти, далее доохлаждается в водяном холодильнике Х-9/1,2, в воздушном холодильнике ВХ-24/1,2 и с температурой не более 100 °С.

2.2 Характеристика сырья и готовой продукции

Данные, характеризующие исходное сырье, материалы, полупродукты и энергоресурсы приведены в таблице 2.

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

Таблица 2 – Сырьё, материалы, полупродукты и энергоресурсы

Наименование сырья, материалов, полупродуктов, энергоресурсов	Показатели, обязательные для проверки, единица измерения	Регламентируемые показатели	
Сырьё			
Нефть сырая		Нефть западно-сибирская	Нефть сахалинская
	Плотность при 20 °С, кг/м ³	833,0 – 837,0	893,0 – 900,0
	Кинематическая вязкость мм ² /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		
Содержание хлористых солей, мг/дм ³	не более 40		
Содержание воды, % масс.	не более 0,5		
Подготовленное сырьё			
Нефть сырая	Массовая доля воды, %, не более	0,5	
Нефть обессоленная	Содержание хлористых солей, мг/дм ³ , не более	2,0	
	Массовая доля воды, %, не более	0,2	
Продукт ловушечный	Массовая доля воды, %, не более	1,0	
	Массовая доля механических примесей, % не более	1,0	
Газовая «головка»	Массовая доля суммы углеводородов C ₅ и выше, %, не более	2,0	
Материалы			
Натр едкий технический чешуированный марки ТР	Массовая доля гидроксида натрия, %, не менее	98,5	
	Внешний вид	Чешуированная масса белого цвета, допускается слабая окраска	

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

ВКР.180301.161866.ПЗ

Лист

34

Продолжение таблицы 2

Наименование сырья, материалов, полупродуктов, энергоресурсов	Показатели, обязательные для проверки, единица измерения	Регламентируемые показатели
Нейтрализатор "Геркулес 54505" марка "А"	Плотность при 20 °С, кг/м ³ , в пределах	850 ÷ 890
	Температура застывания, °С, не выше	минус 40
	Нейтрализующая способность л/г-экв HCl, не выше	0,300
	Внешний вид	Однородная прозрачная жидкость от бесцветного до янтарного цвета
Ингибитор коррозии "Геркулес 30617" марка "А"	Плотность при 15 °С, кг/м ³ , в пределах	883,4 ÷ 953,3
	Температура застывания, °С, не выше	минус 40
	Внешний вид	Однородная жидкость от светло-коричневого до коричневого цвета
Деэмульгатор "Геркулес 1017"	Плотность при 20 °С, кг/м ³	920 ± 1500
	Температура застывания, °С, не выше	минус 50
	Внешний вид	Жидкость светло-коричневого цвета
	Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с, не более	20
Деэмульгатор "Геркулес 1603"	Внешний вид	Однородная прозрачная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета
	Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с, не более	100
	Массовая доля сухого остатка, %, не менее	24
	Температура застывания, °С, не выше	минус 40

Характеристика производимой продукции в соответствии с нормативно-технической документацией приведена в таблице 3.

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Таблица 3 – Производимая продукция

Наименование продукта	Основные свойства и качество выпускаемой продукции			Область применения
	Показатель	Единица измерения	Норма	
Прямогонный бензин	Фракционный состав (ГОСТ 2177, ГОСТ Р ЕН ИСО 3405):			Используется в качестве сырья БПФПБ УКР
	<ul style="list-style-type: none"> • Температура начала перегонки, ниже • 10 % перегоняется при температуре, не выше • 50 % перегоняется при температуре, не выше • 90 % перегоняется при температуре, не выше • Конец кипения компонента, не выше 	°С	30	
		°С	-	
		°С	-	
		°С	-	
	Испытание на медной пластине (ГОСТ 6321)	-	-	
	Содержание водорастворимых кислот и щелочек (ГОСТ 6307)	-	-	
	Плотность при 20 °С, не более (ГОСТ 39000)	кг/м ³	750	
	Фракционный состав (ГОСТ 2177, ГОСТ Р ЕН ИСО 3405):			Используется как компонент бензина прямой перегонки (Нафта)
	<ul style="list-style-type: none"> • температура начала перегонки, не ниже • 10% перегоняется при температуре, не выше • 50 % перегоняется при температуре, не выше; • 90% перегоняется при температуре, не выше • конец кипения компонента, не выше 	°С	30	
		°С	100	
		°С	130	
		°С	175	
		°С	200	
	Испытание на медной пластине (ГОСТ 6321)	-	Выдерживает	
	Содержание водорастворимых кислот и щелочей (ГОСТ 6307)	-	Отсутствие	
	Плотности при 20 °С, не более (ГОСТ 3900)	кг/м ³	Не нормируется	

Наименование продукта	Основные свойства и качество выпускаемой продукции			Область применения
	Показатель	Единица измерения	Норма	
Компонент топлива для реактивных двигателей марки ТС-1	Плотность при 20 °С, не менее (ГОСТ 3900) Фракционный состав (ГОСТ 2177): • температура начала перегонки, не выше • 10 % перегоняется при температуре, не выше • 50 % перегоняется при температуре не выше • 90 % перегоняется при температуре, не выше • 98 % перегоняется при температуре, не выше	кг/м ³	780	Используется для приготовления топлива для реактивных двигателей марки ТС-1 по ГОСТ 10227
		°С	150	
		°С	165	
		°С	195	
		°С	230	
	°С	250		
	Вязкость кинематическая при 20 °С, не менее (ГОСТ 33)	сСт	1,3	
	Температура вспышки в закрытом тигле, не ниже (ГОСТ 6356)	°С	28	
	Кислотность, не более (ГОСТ 5985)	мг КОН на 100 см ³	0,7	
Компонент дизельного топлива летнего	Плотность при 20 °С, не более (ГОСТ 3900): • при содержании в сырье более 15 % сахалинской нефти • при содержании в сырье менее 15 % сахалинской нефти	кг/м ³	875	Используется для приготовления большого ассортимента дизельных и судовых топлив, а также в качестве сырья установки гидроочистки дистиллятов
		кг/м ³	860	
	Фракционный состав (ГОСТ 2177): • 50 % перегоняется при температуре, не выше • 90 % перегоняется при температуре, не выше	°С	280	
		°С	360	
	Температура вспышки в закрытом тигле, не ниже (ГОСТ 6356)	°С	62	

Наименование продукта	Основные свойства и качество выпускаемой продукции			Область применения
	Показатель	Единица измерения	Норма	
	Содержание механических примесей (ГОСТ 6370)	-	Отсутствие	
	Содержание водорастворимых кислот и щелочей (при защелачивании) (ГОСТ 6307)	-	Отсутствие	
	Содержание воды (ГОСТ 2477)*	-	Отсутствие	
	Кислотность, не более (ГОСТ 5985)	мг КОН на 100 см ³	5	
Компонент дизельного топлива зимнего	Плотность при 20 °С, не более (ГОСТ 3900)	кг/м ³	875	Используется как компонент для приготовления дизельного топлива зимнего по ГОСТ 305
	Температура вспышки в закрытом тигле, не ниже (ГОСТ 6356)	°С	35	
	Температура помутнения, не выше (ГОСТ 5066 метод 2)	°С	- 25	
	Цетановое число, не менее (ГОСТ 3122)	-	не нормируется	
	Содержание механических примесей и воды (визуально)	-	отсутствие	
	Фракционный состав (ГОСТ 2177): • 95 % перегоняется при температуре, не выше	°С	360	
	Кинематическая вязкость при 20°С (ГОСТ 33)	мм ² /с	1,8 – 5,0	
Компонент судового топлива (атмосферный газойль)	Плотность при 20 °С, не более (ГОСТ 3900)	кг/м ³	890	Используется для приготовления топлива маловязкого судового по ТУ 38.101567-05 и мазута флотского марки Ф5 по ГОСТ 10585-99
	Фракционный состав (ГОСТ 2177): • 95 % перегоняется при температуре, не выше	°С	Не нормируется	
	Температура вспышки в закрытом тигле, не ниже (ГОСТ 6356)	°С	62	
	Температура застывания, не выше (ГОСТ 20287)	°С	Не нормируется	

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

Наименование продукта	Основные свойства и качество выпускаемой продукции			Область применения
	Показатель	Единица измерения	Норма	
	Кинематическая вязкость при 20 °С (ГОСТ 33)	мм ² /с	Не нормируется	
Вакуумный газойль	Плотность при 20 °С, не более (ГОСТ 3900)	кг/м ³	Не нормируется	Используется в качестве компонента топливного мазута по ГОСТ 10585, компонента топлива нефтяного тяжелого экспортного по СТО № 74558829-0500-2015, компонент топлива судового
	Температура вспышки в закрытом тигле, не ниже (ГОСТ 6356)	°С	61	
	Содержание коксового остатка, не более (ЕН ИСО 10370): • как компонент товарного топлива • при режиме работы вакуумного блока, для получения гудрона в качестве сырья УЗК	% масс.	0,4 0,5	
Компонент мазута	Температура вспышки в открытом тигле, не ниже (ГОСТ 4333)	°С	90	Используется как сырье вакуумного блока ЭЛОУ-АВТ-2 и ЭЛОУ-АВТ-3, компонент топливного мазута по ГОСТ 10585-2013, компонент топлива судового остаточного по СТО 85778267-001-2014
	Плотность при 20 °С, не менее (ГОСТ 3900)	кг/м ³	930	
	Содержание светлых нефтепродуктов, до 360С перегоняется, не более (АСТМ Д 1160): • для сырья вакуумного блока • для компонента товарного мазута	% об.	Не нормируется 15	

Наименование продукта	Основные свойства и качество выпускаемой продукции			Область применения
	Показатель	Единица измерения	Норма	
Фракция пропановая	Массовая доля компонентов, не менее (ГОСТ 10679): • сумма метана, этана и этилена • сумма пропана и пропилена • сумма бутанов и бутиленов	%	Не нормируется 75 Не нормируется	Используется в качестве газа углеводородного сжиженного топливного для коммунально-бытового назначения по ГОСТ 20448 и в качестве газа углеводородного сжиженного топливного по ГОСТ Р 52087
	Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, не более (ГОСТ 22985) • в т.ч. сероводорода	%	0,013 0,003	
	Содержание свободной воды и щелочи (ГОСТ 20448 (п. 3.2))	%	Отсутствие	
Фракция бутановая	Массовая доля компонентов, не менее (ГОСТ 10679): • сумма бутанов и бутиленов	%	Не нормируется	Используется в качестве компонента товарных автомобильных бензинов, газа углеводородного сжиженного топливного для коммунально-бытового назначения
	Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, не более (ГОСТ 22985, ГОСТ Р 50802-95) • в т.ч. сероводорода	%	0,013 0,003	
Фракция пропан-бутановая	Массовая доля компонентов, не менее (ГОСТ 10679): • сумма бутанов и бутиленов	%	60	Используется в качестве газа углеводородного сжиженного топливного для коммунально-бытового назначения по ГОСТ 20448 и в качестве газа углеводородного сжиженного топливного по ГОСТ Р 52087
	Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, не более (ГОСТ 22985) • в т.ч. сероводорода	%	0,013 0,003	
	Плотность, не более (расчетный метод)	кг/м ³	540	

Фракция керосинова	Плотность при 20 °С, не более (ГОСТ 3900)	кг/м ³	Не нормируется	Используется в качестве компонента товарных дизельных топлив
	Температура вспышки в закрытом тигле, не ниже (ГОСТ 6356)	-	Не нормируется	
Гудрон	Плотность при 20 °С, не менее (ГОСТ 3900)	кг/м ³	1000	Используется как сырье установки замедленного коксования
	Фракционный состав (АСМ Д 1160): • при температуре 500 °С	% об.	5 – 10	
	Плотность при 20 °С, не менее (ГОСТ 3900)	кг/м ³	Не нормируется	Используется как компонент товарного мазута
	Фракционный состав (АСМ Д 1160): • при температуре 500 °С	% об.	5 – 10	
Углеводородный газ	Содержание сероводорода, не более (методика №М62 АГЖ1)	% об.	0,3	Используется в качестве топливного газа
	Углеводородный состав, не более (ГОСТ 14920) сумма бутанов и выше	% масс.	50,0	

2.3 Выбор и обоснование технологического решения

В приложении А представлена схема обвязки теплообменников, которая без добавления дополнительной поверхности позволяет нагревать нефть до 240 °С – 250 °С. Такое решение существует и успешно применяется на Уфимском НПЗ [23].

Сырая нефть (40 °С – 50 °С) поступает на блок ЭЛОУ двумя равными параллельными потоками нагретая за счет тепла дренажных вод из электродегидраторов и повторного использования тепла мазута и верхнего циркуляционного орошения колонны К-2. После ЭДГ нефть нагревается двумя потоками: первый поток – за счет тепла легкой дизельной фракции и верхнего циркуляционного орошения колоны К-2, второй – благодаря теплу тяжелого дизельного топлива и мазута. Далее нефть одним потоком нагревается до температуры 250 °С за счет тепла тяжелого дизельного топлива, промежуточного орошения К-2 и мазута.

Из источника [16] после электродегидраторов и первой пары теплообменников половина потока нефти с температурой 110 °С подается в нижние трубы конвекции, где нагревается за счет тепла уходящих дымовых газов до

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

250 °С. Потоки нефти после теплообменников и печи объединяются и поступают с температурой 250 °С в колонну К-1. Это позволит исключить горячую струю, снизить энергозатраты, повысить отбор бензина.

Как упоминалось ранее, 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.

Кроме того очевиден вывод о необходимости замены теплообменников на более эффективные и современные. Подогреватели сырой нефти должны взаимодействовать с двумя сильно загрязняющими технологическими потоками: сырой нефтью в трубах; кубовым остатком или циркулирующим орошением в межтрубной зоне теплообменника.

Главной экономической проблемой является загрязнение линии для подогрева сырой нефти. Если бы она была оборудована теплообменниками, не допускающими загрязнения, то ежегодная экономия могла бы достичь 9,5 млрд долларов [24]. Такие теплообменники – спиральные - были разработаны в Швеции и представлены в [18].

Данные теплообменник являются альтернативой кожухотрубным теплообменникам при работе в «грязных» средах.

Спиральный теплообменник состоит из двух длинных металлических листов, навитых спиралью вокруг общей оси. Между витками приваривают шпильки для сохранения расстояния, после чего два соседних витка сваривают, создавая каналы для двух потоков. Спираль устанавливают в цилиндрическом корпусе, выдерживающем избыточное давление (рисунок 4). Корпус с торцов закрывают крышками, которые уплотняются прокладками. Уплотнение закрывает открытый спиральный канал и заставляет поток проходить весь путь по длине спирали.

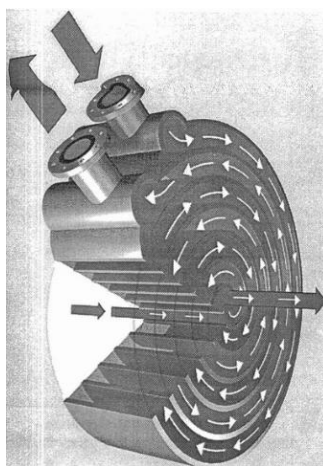


Рисунок 4 – Спиральный теплообменник

При работе в системе жидкость-жидкость один поток подается в центр спирального теплообменника, идет по спирали к периферии и выходит из штуцера на обечайке. Второй поток, наоборот, идет по другому спиральному каналу от периферии к центру.

Таким образом, в спиральном теплообменнике осуществляется 100 % противоток. Движение потоков в спиральных теплообменниках происходит по криволинейным каналам, близким по форме к концентрическим окружностям. Направления векторов скоростей движения потоков постоянно претерпевают изменения. Шпильки в каналах и их кривизна создают сильную турбулентность, что интенсифицирует теплопередачу, уменьшают загрязнение.

Достоинствами предлагаемого теплообменника являются: 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.

Анализируя работу теплообменников автор [18] приходит к выводу, что в отличие от кожухотрубных, где загрязнение какой-либо трубки приводит к уменьшению потока через нее, и загрязнение начинает расти как снежный ком, в спиральных теплообменниках, если в каком-либо месте появляются отложения, то поперечное сечение уменьшается, а скорость потока возрастает, что способствует удалению отложения; обладают малым гидравлическим сопро-

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

тивлением (ширина канала обычно превышает 10 мм; более узкие каналы трудно чистить); удлиняется срок безостановочной работы (такие теплообменники чаще всего промывают водой высокого давления).

Отрицательные стороны спиральных теплообменников: аппараты сложны в изготовлении; работают при ограниченных давлениях (не более 10 атм), так как намотка спиралей затрудняется с увеличением толщины листов; могут возникнуть трудности при создании плотного соединения между спиралью и крышками; спиральные теплообменники обычно дороже кожухотрубных, но затраты на установку окупаются за один год.

2.4 Технологический расчет теплообменного оборудования

2.4.1 Расчет кожухотрубчатого теплообменника

Цель теплового расчета теплообменника – определить требуемую поверхность теплообмена и подобрать стандартизованный аппарат в соответствии с ГОСТ 9929-82 [20]. Для достижения цели выполняют: предварительный (ориентировочный) тепловой расчет, в рамках которого определяют ориентировочную поверхность теплообмена и предварительно принимают аппарат; уточненный тепловой расчет; проводится с целью уточнения требуемой поверхности теплообмена путем расчета коэффициентов теплоотдачи и теплопередачи с учетом режимов движения потоков в предварительно выбранном аппарате.

2.4.1.1 Тепловой расчет

1. Примем для расчета кожухотрубчатый теплообменник с неподвижными трубными решетками и проведем тепловой расчет аппарата при подаче сырой нефти в трубное пространство при прямоточном движении рабочей среды и теплоносителя – дизельное топливо. Сырая нефть с температурами $t_n = 47 \text{ }^\circ\text{C}$ и $t_k = 99 \text{ }^\circ\text{C}$, дизельное топливо – $t_n = 170 \text{ }^\circ\text{C}$, $t_k = 101 \text{ }^\circ\text{C}$.

Определим теплофизические свойства сырой нефти при средней температуре. Учитывая, что $\frac{t_2}{t_1} = \frac{99}{47} > 2$, среднюю температуру рабочей среды найдем по формуле (1):

$$t_{\text{ср}} = \theta_{\text{ср}} \pm \Delta t_{\text{ср}} \quad (1)$$

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Для определение температур определения напора составим схему распределения температур, при этом получим:

$$\frac{47}{170} \rightarrow \frac{99}{101}$$

$$\Delta t_6 = |123| \quad \Delta t_m = |2|$$

Поскольку разность температур $\frac{\Delta t_6}{\Delta t_m} > 2$ средний температурный напор, найдем по формуле (2):

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_6}{\Delta t_m}} \quad (2)$$

$$\Delta t_{cp} = \frac{123 - 2}{\ln \frac{123}{2}} = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Среднюю температура сырой нефти в соответствии с формулой (3):

$$\theta_{cp} = \frac{\theta_1 + \theta_2}{2} \quad (3)$$

$$\theta_{cp} = \frac{47 + 99}{2} = 73 \text{ } ^\circ\text{C}$$

По формуле (1) найдем среднюю температуру рабочей среды:

$$t_{cp} = 73 - 30 = 43 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Проведя предварительный расчет, определим свойства температуры сырой нефти при найденной температуре сырой нефти (таблица 4).

Таблица 4 – Свойства западно-сибирской нефти при 43 °С

Величина	Значение
теплоемкость c_p , Дж/(кг·К)	2190
теплопроводность λ_p , Вт/(м·К)	0,125
вязкость μ_p , Па·с	$0,27 \cdot 10^{-2}$
плотность ρ_p , кг/м ³	818

Произведем пересчет удельной теплоёмкости нефти и нефтепродуктов по формуле Крэга:

$$c_{cp} = \frac{0,762 + 0,0034 \cdot T}{\rho_{15}^{15}}, \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К}) \quad (4)$$

где T – средняя температура, К.

Из регламента установки ЭЛОУ-АВТ-2 [19] известно:

$$\rho_4^{20} = 835 \text{ кг}/\text{м}^3$$

Тогда ρ_{15}^{15} рассчитываем по формуле (5):

$$\rho_{15}^{15} = \rho_4^{20} + \frac{0,0035}{\rho_4^{20}} \quad (5)$$

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

$$c_p = \frac{0,762 + 0,0034 \cdot 316}{0,839} = 2,19 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}) = 2190 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$$

Используя справочные данные и метод интерполяции [21], определим теплопроводность нефти при 43 °С:

Получим $\lambda_p = 0,1077 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч} \cdot \text{°С})$ или $\lambda_p = 0,125 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$.

Определим плотность при средней температуре по формуле (6):

$$\rho(t) = \rho^{20} - \alpha \cdot (t - 20) \quad (6)$$

где α – средняя температурная поправка плотности нефти и нефтепродуктов.

$$\rho(43) = 0,835 - 0,000725 \cdot (43 - 20) = 0,818$$

$$\rho_p = 818/\text{м}^3$$

Переведём кинематическую вязкость в динамическую по формуле (7):

$$\mu = \frac{\eta}{\rho}, \text{ Па} \cdot \text{с} \quad (7)$$

$$\eta = 2,21 \text{ мм}^2/\text{с}$$

$$\rho_p = 818 \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$\mu = \frac{2,21}{818} = 0,0027 \text{ Па} \cdot \text{с} = 0,27 \cdot 10^{-2} \text{ Па} \cdot \text{с}$$

Проведем предварительный тепловой расчет в следующей последовательности:

Примем ориентировочно коэффициент теплопередачи K_{op} , $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ по таблице 1 в приложении В, выбрав вид теплообмена – от конденсирующегося пара к вязкой жидкости; для расчета примем $K = 500 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$;

Найдем тепловой поток по формуле (8):

$$Q = G \cdot c \cdot (t_2 - t_1) \quad (8)$$

где G – производительность теплообменника, $\text{кг}/\text{с}$.

Из регламента установки ЭЛОУ-АВТ-2 [19] известно, что расход сырой нефти в теплообменнике $G_p = 64116,5 \text{ кг}/\text{ч}$.

$$Q = \frac{64116,5}{3600} \cdot 2190 \cdot (99 - 47) = 2028219 \text{ Вт}$$

Определим ориентировочную поверхность теплообмена по формуле (9):

$$F = \frac{Q}{K_{\text{оп}} \cdot \Delta t_{\text{ср}}}, \text{ м}^2 \quad (9)$$

$$F = \frac{2028219}{500 \cdot 30} = 135,2 \text{ м}^2$$

По результатам предварительного расчета, используя ГОСТ 9929-82 [20] выберем теплообменник со следующими характеристиками:

$$F = 138 \text{ м}^2; D = 800 \text{ мм}; d_{\text{н}} = 20 \text{ мм}; z = 1; l = 3000 \text{ мм}; n = 717; f_{\text{тр}} = 14,8 \cdot 10^{-2}; f_{\text{п}} = 7,8 \cdot 10^{-2}; f_{\text{м}} = 7,7 \cdot 10^{-2}.$$

Проведем уточненный расчет поверхности теплообмена при различных вариантах подачи среды:

Найдем объемный расход сырой нефти по формуле (10):

$$V = \frac{G}{\rho}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (10)$$

$$V = \frac{64116,5}{3600 \cdot 818} = 0,02 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определим скорость движения теплоносителя в трубах по формуле (11):

$$\omega_{\text{р}} = \frac{V}{f_{\text{тр}}}, \text{ м/с} \quad (11)$$

$$\omega_{\text{р}} = \frac{0,02}{14,8 \cdot 10^{-2}} = 0,13 \text{ м/с}$$

Рассчитаем критерий Рейнольдса по формуле (12):

$$Re = \frac{\omega \cdot d_{\text{в}} \cdot \rho}{\mu} \quad (12)$$

$$Re = \frac{0,13 \cdot 0,016 \cdot 818}{0,27 \cdot 10^{-2}} = 630 < 2320$$

Найдём критерий Прандтля по формуле (13):

$$Pr = \frac{c \cdot \mu}{\lambda} \quad (13)$$

$$Pr = \frac{2190 \cdot 0,27 \cdot 10^{-2}}{12,5 \cdot 10^{-2}} = 47,3$$

Найдем критерий Нуссельта (учитывая ламинарный режим движения) по формуле (14):

$$Nu = 0,024 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \quad (14)$$

$$Nu = 0,024 \cdot 630^{0,8} \cdot 47,3^{0,43} = 21$$

Рассчитаем коэффициент теплоотдачи для сырой нефти, используя (15):

$$\alpha_1 = \frac{Nu \cdot \lambda}{d_B}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) \quad (15)$$

$$\alpha_1 = \frac{21 \cdot 12,5 \cdot 10^{-2}}{0,016} = 164,06 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Коэффициент теплоотдачи для теплоносителя выбираем по таблице 2 в приложении В; кипение органических жидкостей $\alpha_2 = 3500 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$.

Рассчитаем уточненный коэффициент теплопередачи. Предварительно определим значения термических сопротивлений загрязнений (таблица 3 приложение В):

- со стороны органических теплоносителей $r_{31} = 2 \cdot 10^{-4} \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$;
- со стороны конденсата $r_{32} = 2 \cdot 10^{-4} \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$.

Коэффициент теплопроводности материала стенки трубы примем по таблице 4 приложения В; для нержавеющей стали значение параметра составляет: $\lambda_{ст} = 17 \text{ Вт}/\text{м} \cdot \text{К}$. Толщина стенки трубы составляет: $\delta_{ст} = 2 \text{ мм}$; тогда коэффициент теплопередачи составит (16):

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + r_{31} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + r_{32} + \frac{1}{\alpha_2}}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) \quad (16)$$

$$K = \frac{1}{\frac{1}{164,06} + 2 \cdot 10^{-4} + \frac{0,002}{17} + 2 \cdot 10^{-4} + \frac{1}{400}} = 145 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Найдем уточненную поверхность теплообмена, используя формулу (9) и расчетное значение коэффициента теплопередачи:

$$F = \frac{2028219}{145 \cdot 30} = 466 \text{ м}^2$$

В этом случае выбираем другой теплообменник:

$$F = 476 \text{ м}^2; D = 1200 \text{ мм}; d_n = 25 \text{ мм}; z = 6; n = 958; l = 6000 \text{ мм}.$$

2.4.1.2 Гидравлический расчет

Расчет гидравлических сопротивлений, возникающих при движении потока в теплообменниках, проводят при подаче рабочей среды в трубное пространство.

Гидравлические сопротивления в этом случае найдем по формуле (17):

$$\Delta P = \Delta P_1 + z \cdot (\Delta P_2 + \Delta P_{тр} + \Delta P_3) + \Delta P_4, \text{ Па} \quad (17)$$

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

где ΔP_1 – потеря давления при входе потока в распределительную камеру, Па;

ΔP_2 – потеря давления при движении из камеры в трубы, Па;

ΔP_3 – потеря давления на выходе потока из труб, Па;

ΔP_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.

Для расчета потерь давления на преодоление местных сопротивлений на соответствующих участках теплообменника по формуле вида (18) найдем коэффициенты местных сопротивлений и скорости движения потока на этих участках.

$$\Delta P_i = \frac{\xi \cdot \rho \cdot \omega_i^2}{2}, \text{ Па} \quad (18)$$

где ξ_i – коэффициенты местных сопротивлений на соответствующем участке (таблица 5 в приложении В);

ω_i – скорость движения теплоносителя на соответствующем участке.

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

Скорости ω_1 , ω_4 найдем по формуле (19). Рассчитаем диаметр штуцера согласно (20), получим:

$$\omega_1 = \omega_4 = \frac{V}{0,785 \cdot d_{\text{шт}}^2}, \text{ м/с} \quad (19)$$

где $d_{\text{шт}}$ – диаметр штуцера, м.

$$d_{\text{шт}} = 0,3 \cdot D^{0,86}, \text{ м} \quad (20)$$

где D – диаметр кожуха аппарата, м.

$$d_{\text{шт}} = 0,3 \cdot 1,2^{0,86} = 0,4 \text{ м}$$

$$\omega_1 = \omega_4 = \frac{0,02}{0,785 \cdot 0,4^2} = 0,16 \text{ м/с}$$

Значения скоростей на участках 2 и 3 соответствуют скорости движения рабочей среды в трубах, определенной в ходе теплового расчета, и составляют: $\omega_2 = \omega_3 = \omega_{\text{тр}} = 0,13 \text{ м/с}$.

Потери давления на трение найдем, используя формулу (21), предварительно определив коэффициент трения ($\lambda_{тр}$). Учитывая турбулентный режим движения, воспользуемся формулой (22). Для этого примем в соответствии с рекомендациями шероховатость стенки труб; примем $\Delta = 0,1$ мм, тогда коэффициент трения $\lambda_{тр}$ с учетом критерия Рейнольдса, вычисленного в ходе теплового расчета, составит:

$$\Delta P_{тр} = \frac{\lambda_{тр} \cdot l \cdot \rho \cdot \omega_{тр}^2}{2 \cdot d_B}, \text{ Па} \quad (21)$$

где $\lambda_{тр}$ – коэффициент трения; l – длина труб теплообменника, м.

$$\lambda_{тр} = 0,11 \cdot \left(\frac{10}{Re} + \frac{1,16 \cdot \Delta}{d_B} \right)^{0,25}, \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)} \quad (22)$$

где Δ – абсолютная шероховатость стенки трубы: $\Delta = 0,1$ мм – для новых труб; $\Delta = 0,2 - 0,3$ мм – для труб после длительной эксплуатации без загрязнений и внутренней коррозии; $\Delta = 0,5 - 0,8$ мм – для загрязненных и корродированных труб.

$$\lambda_{тр} = 0,11 \cdot \left(\frac{10}{630} + \frac{1,16 \cdot 0,0001}{0,021} \right)^{0,25} = 0,04 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$$

С учетом проведенных расчетов определим потери давления на соответствующих участках по формулам (18) и (21):

$$\Delta P_1 = \frac{1 \cdot 818 \cdot 0,16^2}{2} = 10,5 \text{ Па}$$

$$\Delta P_2 = \frac{1 \cdot 818 \cdot 0,13^2}{2} = 6,9 \text{ Па}$$

$$\Delta P_3 = \frac{1,5 \cdot 818 \cdot 0,13^2}{2} = 10,4 \text{ Па}$$

$$\Delta P_4 = \frac{0,5 \cdot 818 \cdot 0,16^2}{2} = 5,2 \text{ Па}$$

$$\Delta P_{тр} = \frac{0,04 \cdot 6 \cdot 818 \cdot 0,13^2}{2 \cdot 0,021} = 79 \text{ Па}$$

Тогда гидравлическое сопротивление трубного пространства составит (17):

$$\Delta P = 10,5 + 6 \cdot (6,9 + 10,4 + 5,2) + 79 = 224,5 \text{ Па}$$

2.5.1.3 Расчет температур кожуха и труб аппарата

Для проверки возможности использования теплообменников проведем расчет необходимый для определения температуры кожуха и труб аппарата,

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

или возникающие в них напряжения, сравнивая их с допускаемыми значениями.

1. Проведем расчет разности температур кожуха и труб при различных вариантах подачи рабочей среды и сравнение полученной разности с допустимым значением. Если расчетная разность температур меньше допустимых значений, то можно рекомендовать к использованию теплообменник с неподвижными трубными решетками, в противном случае – с компенсатором на кожухе.

Температуру труб найдем из уравнения (23), а температуру кожуха – из уравнения (24):

$$\alpha_1 \cdot (t_{\text{ср}} - t_{\text{Т}}) = \alpha_2 \cdot (\theta_{\text{ср}} - t_{\text{Т}}) \quad (23)$$

где $\theta_{\text{ср}}$, $t_{\text{ср}}$ – средние температуры теплоносителя и рабочей среды, °С;

α_1 , α_2 – коэффициенты теплоотдачи для рабочей среды и теплоносителя, Вт / м² · К;

$$\alpha_2 \cdot (\theta_{\text{ср}} - t_{\text{к}}) = \alpha_{\text{лк}} \cdot (t_{\text{к}} - \theta_{\text{в}}) \quad (24)$$

где $\theta_{\text{в}}$ – температура воздуха, значения параметра принимаются с учетом места установки аппарата, °С, примем её 20 °С;

$\alpha_{\text{лк}}$ – коэффициент теплоотдачи от стенки кожуха в окружающую среду, $\alpha_{\text{лк}} = 9,3 + 0,06 \cdot t_{\text{к}}$.

Для труб на основании формулы (23) получим:

$$164,06 \cdot (43 - t_{\text{Т}}) = 3500 \cdot (73 - t_{\text{Т}}); \text{ отсюда } t_{\text{Т}} = 65 \text{ °С}$$

Для кожуха (24):

$$3500 \cdot (73 - t_{\text{к}}) = \alpha_{\text{лк}} \cdot (t_{\text{к}} - 20)$$

$$3500 \cdot (73 - t_{\text{к}}) = 9,3 + 0,06 \cdot t_{\text{к}} \cdot (t_{\text{к}} - 20); \text{ отсюда } t_{\text{к}} = 73 \text{ °С}$$

В этом случае разность температур между кожухом и трубами составит $(t_{\text{к}} - t_{\text{Т}})$, °С; $73 - 65 = 8 \text{ °С}$

Поскольку расчетная разность температур меньше допустимого значения (40 °С) [21], данный теплообменник можно рекомендовать к использованию, поэтому на основании тепловых, гидравлических и проверочных расчетов окончательно принимаем теплообменник по [21] с неподвижными трубными

решетками и с подачей рабочей среды в трубное пространство. Принимаем теплообменник с условным обозначением:

$$\frac{1200\text{-ТНГ-1-1,6-Б9}}{25\text{-Г-6-6}}$$

2.4.2 Расчет спирального теплообменника

2.4.2.1 Тепловой расчет

Тепловой расчет выполняется для выбора стандартизованного теплообменника в соответствии с [22]. Для этого требуется рассчитать нагреватель спирального типа для подогрева западно-сибирской нефти. Начальная температура рабочей среды 47 °С, конечная – 99 °С. В качестве агента, отдающего тепло, принимаем дизельное топливо.

Находим среднюю температуру среды и её теплофизические свойства (плотность ρ_c , вязкость μ_c , удельная теплоемкость λ_c , теплопроводность C_c) при этой температуре. Средняя температура среды определяется по формулам (25) – (26):

$$t_{cp} = \frac{t_2 - t_1}{\ln\left(\frac{t_2}{t_1}\right)}, \text{ если } \frac{t_2}{t_1} > 2 \quad (25)$$

$$t_{cp} = \frac{t_2 + t_1}{2}, \text{ если } \frac{t_2}{t_1} < 2 \quad (26)$$

где t_1 и t_2 – начальная и конечная температуры рабочей среды, соответственно, °С.

Так как $\frac{t_2}{t_1} = \frac{99}{47} = 2,11 > 2$, рассчитываем по формуле (25):

$$t_{cp} = \frac{99 - 47}{\ln\left(\frac{99}{47}\right)} = 70 \text{ °С}$$

Свойства рабочей среды при средней температуре указаны в таблице 5.

Таблица 5 – Свойства западно-сибирской нефти при 70 °С

Величина	Значение
теплоемкость c_p , Дж/(кг·К)	2300
теплопроводность λ_p , Вт/(м·К)	$12,2 \cdot 10^{-2}$
вязкость μ_p , Па·с	$0,22 \cdot 10^{-2}$
плотность ρ_p , кг/м ³	799

Пересчет удельной теплоёмкости нефти и нефтепродуктов по формуле Крэга (4):

Из выше рассчитанного известно, что $\rho_{15}^{15} = 839 \text{ кг/м}^3$

$$c_p = \frac{0,762 + 0,0034 \cdot 343}{0,839} = 2,3 \text{ кДж / кг} \cdot \text{К} = 2300 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$$

Из источника [21], находим теплопроводность нефти при $70 \text{ }^\circ\text{C}$ методом интерполяции:

$$\lambda_p = 0,1045 \text{ ккал/(м} \cdot \text{ч} \cdot \text{}^\circ\text{C)} \text{ или } \lambda_p = 12,2 \cdot 10^{-2} \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$$

Рассчитаем плотность при средней температуре по формуле (6):

$$\rho_p = 799 \text{ кг/м}^3$$

Переведём кинематическую вязкость в динамическую по формуле (7):

$$\eta = 1,8 \text{ мм}^2/\text{с}$$

$$\mu = \frac{1,8}{799} = 0,0023 \text{ Па} \cdot \text{с} = 0,22 \cdot 10^{-2} \text{ Па} \cdot \text{с}$$

Критерий Прандтля для рабочей среды определяем по формуле (13):

$$Pr_p = \frac{2300 \cdot 0,22 \cdot 10^{-2}}{12,2 \cdot 10^{-2}} = 41,48$$

2. В качестве теплоносителя применяется дизельное топливо с начальной температурой – $170 \text{ }^\circ\text{C}$ и конечной – $101 \text{ }^\circ\text{C}$. Находим среднюю температуру теплоносителя и определяем его теплофизические свойства (ρ_m , μ_m , λ_m , c_m).

Средняя температура теплоносителя по формуле (27):

$$\theta_{\text{ср}} = \frac{\theta_1 + \theta_2}{2} \quad (27)$$

$$\theta_{\text{ср}} = \frac{170 + 101}{2} = 136 \text{ }^\circ\text{C}$$

Свойства дизельного топлива при средней температуре представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Свойства дизельного топлива при $136 \text{ }^\circ\text{C}$

Величина	Значение
теплоемкость c_m , Дж/(кг·К)	2400
теплопроводность λ_m , Вт/(м·К)	$10,2 \cdot 10^{-2}$
вязкость μ_m , Па·с	$0,25 \cdot 10^{-2}$
плотность ρ_m , кг/м ³	797

Пересчет теплоёмкости дизельного топлива осуществляем по формуле Крэга (4):

Из регламента установки ЭЛОУ-АВТ-2 [19] известно:

$$\rho_4^{20} = 875 \text{ кг/м}^3$$

Тогда ρ_{15}^{15} рассчитываем по формуле (5):

$$\rho_{15}^{15} = 0,875 + \frac{0,0035}{0,875} = 0,879$$

$$c_{дт} = \frac{0,762 + 0,0034 \cdot 409}{0,879} = 2,4 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}) = 2400 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$$

Интерполируя данные [21], определим теплопроводность дизельного топлива при 136 °С:

$$\text{Получаем } \lambda_{дт} = 0,0876 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч} \cdot \text{°С}) \text{ или } \lambda_{дт} = 10,2 \cdot 10^{-2} \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}).$$

Рассчитаем плотность при средней температуре по формуле (6):

$$\rho_{дт} = 797 \text{ кг}/\text{м}^3$$

Переведём кинематическую вязкость в динамическую по формуле (7):

$$\eta = 2 \text{ мм}^2/\text{с}$$

$$\mu_{дт} = \frac{2}{797} = 0,25 \cdot 10^{-2} \text{ Па} \cdot \text{с}$$

Критерий Прандтля для дизельного топлива по формуле (13) составит:

$$Pr_{дт} = \frac{2400 \cdot 0,25 \cdot 10^{-2}}{10,2 \cdot 10^{-2}} = 58,82$$

3. Проводим предварительный тепловой расчёт.

Объёмный расход рабочей среды находим, используя формулу (10):

Из регламента установки ЭЛОУ-АВТ-2 [19] известно, что расход сырой нефти в теплообменнике $G_p = 64116,5 \text{ кг}/\text{ч}$.

$$V_p = \frac{64116,5}{3600 \cdot 799} = 0,02 \text{ м}^3/\text{с}$$

Находим тепловой поток в аппарате по формуле (8):

$$Q = \frac{64116,5}{3600} \cdot 2300 \cdot (99 - 47) = 2130093 \text{ Вт}$$

Массовый и объёмный расход дизельного топлива, необходимый для нагрева рабочей среды определяем с использованием формул (28), (29):

$$G_{дт} = \frac{Q}{c_{дт} \cdot (\theta_1 - \theta_2)}, \text{ кг}/\text{с} \quad (28)$$

$$G_{дт} = \frac{2130093}{2400 \cdot (170 - 101)} = 13 \text{ кг}/\text{с}$$

$$V_{дт} = \frac{G_{дт}}{\rho_{дт}}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (29)$$

$$V_{\text{дт}} = \frac{13}{797} = 0,016 \text{ м}^3/\text{с}$$

При составлении схемы распределения температур получаем $\Delta t_6 = 123$, $\Delta t_M = 2$. Из условия $\frac{\Delta t_6}{\Delta t_M} >$, по формуле (30) определим средний температурный напор

Найдём среднюю разность температур между теплоносителем и рабочей средой (средний температурный напор) по формуле, предварительно составив схему распределения температур формулы (30), (31):

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_M}{\ln \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M}} \text{ при } \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M} > 2 \quad (30)$$

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{\Delta t_6 + \Delta t_M}{2} \text{ при } \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M} < 2 \quad (31)$$

Из ранее составленной схемы распределения температур получаем $\Delta t_{\text{ср}} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$

Принимаем предварительно значение коэффициента теплопередачи (таблица 1 приложение В), учитывая, что эффективность спиральных теплообменников достаточно высока; примем $K_{\text{оп}} = 500 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$.

Определяем ориентировочную поверхность теплообмена по формуле (9):

$$F_{\text{оп}} = \frac{2130093}{500 \cdot 30} = 142 \text{ м}^2$$

Согласно [22] стандартные спиральные теплообменные аппараты с рассчитанной поверхностью теплообмена 142 м^2 отсутствуют, поэтому возможно два варианта выхода из этой проблемы: изготовление теплообменника по специальному проекту, либо установка двух теплообменников на один поток.

3 МЕХАНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Для выполнения механического расчета необходимо:

1) Выбрать материал для изготовления элементов аппарата и определить основные характеристики на основании таблицы 6 в приложении В. Для корпуса кожухотрубчатых теплообменников примем сталь 08Х18Н10Т – коррозионностойкая сталь. На основании свойств (приложение В таблица 7), определяем основные характеристики этой стали: предел прочности $\sigma_B = 509$ МПа и предел текучести $\sigma_T = 206$ МПа.

2) Провести расчет толщины стенки цилиндрической части аппарата. Цилиндрическая часть теплообменника представляет собой тонкостенный цилиндр, исполнительную толщину стенки которого определяют по формуле (32):

$$S_{ст} = S_p + C, \text{ м} \quad (32)$$

где $S_{ст}$ и S_p – исполнительная и расчетная толщина стенки цилиндрической обечайки, соответственно, м.

Расчетная толщина определяется по формуле (33):

$$S_p = \frac{P_p \cdot D_B}{2[\sigma] \cdot \varphi - P_p}, \text{ м} \quad (33)$$

где P_p – расчетное избыточное давление, Па;

D_B – внутренний диаметр обечайки аппарата, м (принят по результатам теплового расчета), $D_B = 1,2$ м;

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение на растяжение для материала аппарата, Па;

φ – коэффициент прочности продольного сварного шва, принимаем за 1 (таблица 8 в приложении В);

C – прибавка на коррозию, величину которой принимают в зависимости от коррозионных свойств в пределах 1 – 6 мм, примем $C = 0,003$ м.

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Пастухова В.А.	<i>Пастух</i>		Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Охотникова Г.Г.	<i>о.т.</i>			у	56	77
Н. Контр.		Родина Т.А.	<i>т.р.ф.</i>	24.06.2024	АМГУ ИФФ гр. 618-об			
Утв.		Гужель Ю.А.						

Расчетное давление в формуле (33) принимают на 10 % (но не менее, чем на 0,2 МПа) больше технологического, используя избыточное давление, по формуле (34):

$$P_{и} = P - 0,1, \text{ МПа} \quad (34)$$

где P – рабочее давление в аппарате, МПа;

$P_{и}$ – избыточное давление в аппарате, МПа.

Рабочее давление в аппарате принимаем по [19]:

$$P = 2,3 \text{ МПа}$$

В качестве расчетного давления используют большее из значений, полученных при расчете по формулам (35) и (36):

$$P_p = P_{и} + 0,2, \text{ МПа} \quad (35)$$

$$P_p = P_{и} + 0,1 \cdot P_{и}, \text{ МПа} \quad (36)$$

Следовательно, избыточное давление по формуле (34) будет равно:

$$P_{и} = 2,3 - 0,1 = 2,2 \text{ МПа}$$

Найдем расчетное избыточное давление по формулам (35) и (36):

$$P_p = 2,2 + 0,2 = 2,4 \text{ МПа}$$

$$P_p = 2,2 + 0,1 \cdot 2,2 = 2,42 \text{ МПа}$$

Принимаем $P_p = 2,42 \text{ МПа}$.

Допускаемое напряжение для расчета толщины стенки определяем по формуле (37):

$$[\sigma] = \eta \cdot [\sigma^*] \quad (37)$$

где η – поправочный коэффициент (принимают с учетом типа среды:

$\eta = 0,9$ – для взрыво-пожароопасных и токсичных сред; в других случаях $\eta = 1$);

$[\sigma^*]$ – нормативное допускаемое напряжение для материала корпуса при расчетной температуре, МПа.

За нормативное допускаемое напряжение для материала корпуса при расчете примем меньшее из значений, полученных по формулам (38) и (39):

$$[\sigma^*] = \frac{\sigma_B}{2,4 \div 3,2}, \text{ МПа} \quad (38)$$

$$[\sigma^*] = \frac{\sigma_T}{1,5 \div 1,7}, \text{ МПа} \quad (39)$$

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

Получаем:

$$[\sigma^*] = \frac{509}{2,8} = 181,8 \text{ МПа} \quad [\sigma^*] = \frac{206}{1,6} = 128,8 \text{ МПа}$$

Принимаем $[\sigma^*] = 128,8 \text{ МПа}$

Подставим найденные данные в формулу (37) для расчёта допускаемого напряжения:

$$[\sigma] = 0,9 \cdot 128,8 = 115,9 \text{ МПа}$$

Совместим формулы (32), (33) и получим формулу (40):

$$S_{\text{ст}} = \frac{P_p \cdot D_B}{2[\sigma] \cdot \varphi - P_p} + C, \text{ м} \quad (40)$$

$$S_{\text{ст}} = \frac{2,42 \cdot 1,2}{2 \cdot 115,9 \cdot 1 - 2,42} + 0,003 = 0,016 \text{ м}$$

Принимаем $S_{\text{ст}} = 0,02 \text{ м}$

3. Расчет толщины стенки эллиптического днища. Для цилиндрических аппаратов, диаметр которых меньше 4 м, применяют эллиптические днища и крышки (рисунок 5).

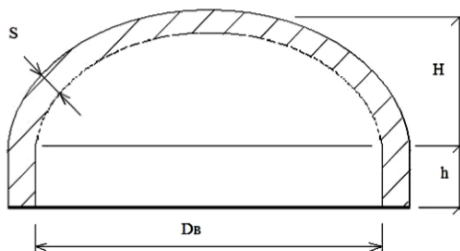


Рисунок 5 – Эллиптическое днище

Толщину стенки эллиптического днища определяют в его вершине, где поверхность имеет небольшой радиус кривизны по формуле (41):

$$S = \frac{P_p \cdot R}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - 0,5 \cdot P_p}, \text{ м} \quad (41)$$

Для стандартных днищ: $R = D_B [23]$.

Толщина стенки стандартных днищ близка к толщине стенки цилиндрической обечайки.

$$S = \frac{2,42 \cdot 1,2}{2 \cdot 128,8 \cdot 1 - 0,5 \cdot 2,42} = 0,015 \text{ м}$$

Принимаем толщину стенки эллиптического днища $S = 0,02 \text{ м}$.

4. Рассчитаем вес аппарата.

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

При расчете опор теплообменника учитывают максимальный вес аппарата (Н), определяемый по формулам вида (42), (43):

$$G_{\max} = G_{\text{мет}} + G_{\text{вод}}, \text{ Н} \quad (42)$$

$$G_{\text{мет}} = G_{\text{цил}} + G_{\text{шт}} + G_{\text{тр}} + G_{\text{дн}} \quad (43)$$

где $G_{\text{мет}}$ – вес металла аппарата (корпуса, штуцеров, днища, цилиндрической части и люков);

$G_{\text{вод}}$ – вес воды при гидроиспытаниях.

Вес элементов конструкции аппарата находят следующим образом. Для расчета веса цилиндрической части аппарата используют формулу (44):

$$G_{\text{цил}} = 0,785 \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{в}}^2) \cdot H \cdot \rho \cdot g, \text{ Н} \quad (44)$$

где ρ – плотность материала стенки корпуса (для стали 7850 кг/м³);

$D_{\text{н}}$ и $D_{\text{в}}$ – наружный и внутренний диаметр соответственно, м;

H – высота или длина обечайки, м.

$$G_{\text{цил}} = 0,785 \cdot (1,208^2 - 1,2^2) \cdot 5,38 \cdot 7850 \cdot 9,81 = 6265,2 \text{ Н}$$

Вес днища определяют по формуле (45):

$$G_{\text{дн}} = 2 \cdot m \cdot g, \text{ Н} \quad (45)$$

где m – масса днища, кг. Выбирается по таблице 9 приложение Д, исходя из диаметра аппарата (D) и толщины стенки днища ($\delta_{\text{ст}}$).

$$G_{\text{дн}} = 2 \cdot 78,9 \cdot 9,81 = 1548,02 \text{ Н}$$

Вес воды в аппарате во время гидравлических испытаний (46):

$$G_{\text{вод}} = V_{\text{общ}} \cdot \rho_{\text{в}}, \text{ Н} \quad (46)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды (1000 кг/м³);

$V_{\text{общ}}$ – общий внутренний объем аппарата, м³:

$$V_{\text{общ}} = V_{\text{цил}} + 2 \cdot V_{\text{дн}}, \text{ м}^3 \quad (47)$$

где $V_{\text{дн}}$ – внутренняя емкость выпуклой части эллиптического днища, м³;

$V_{\text{цил}}$ – внутренний объем цилиндрической части, м³.

Объемы цилиндрической части и днища (для стандартного эллиптического днища) находим по формулам (48) и (49):

$$V_{\text{цил}} = 0,785 \cdot H \cdot D_{\text{в}}^2, \text{ м}^3 \quad (48)$$

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

$$V_{\text{цил}} = 0,785 \cdot 5 \cdot 1,2^2 = 0,92 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{дн}} = \left(\frac{\pi}{6}\right) \cdot D_{\text{н}}^3, \text{ м}^3 \quad (49)$$

$$V_{\text{дн}} = \left(\frac{3,14}{6}\right) \cdot 1,208^3 = 0,54 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{общ}} = 0,92 + 2 \cdot 0,54 = 2 \text{ м}^3$$

$$G_{\text{вод}} = 2 \cdot 1000 = 2000 \text{ Н}$$

Вес труб рассчитываем по формуле (50):

$$G_{\text{тр}} = 0,785 \cdot (d_{\text{н}}^2 - d_{\text{в}}^2) \cdot l \cdot \rho \cdot g \cdot n, \text{ Н} \quad (50)$$

$$G_{\text{тр}} = 0,785 \cdot (0,025^2 - 0,021^2) \cdot 6 \cdot 7850 \cdot 9,81 \cdot 958 = 63935,6 \text{ Н}$$

Вес штуцеров принимаем равным 10 % от веса теплообменника (51):

$$G_{\text{шт}} = 0,1 \cdot (G_{\text{цил}} + 2 \cdot G_{\text{дн}}), \text{ Н} \quad (51)$$

$$G_{\text{шт}} = 0,1 \cdot (6265,2 + 2 \cdot 1548,02) = 936,1 \text{ Н}$$

Соединив формулы (42) и (43), получим (52):

$$G_{\text{max}} = G_{\text{цил}} + G_{\text{вод}} + G_{\text{шт}} + G_{\text{дн}} + G_{\text{тр}}, \text{ Н} \quad (52)$$

$$G_{\text{max}} = 6265,2 + 2000 + 936,1 + 1548,02 + 63935,6 = 74684,92 \text{ Н}$$

5. Расчет опор. При установке горизонтального цилиндрического аппарата на опоры расчетом проверяется прочность и устойчивость корпуса аппарата при действии силы тяжести самого аппарата и его содержимого с учетом возможных дополнительных внешних нагрузок. Расчет корпуса аппарата на изгиб от всех указанных нагрузок производится как у неразрезной балки кольцевого сечения постоянной жесткости, лежащей на соответствующем количестве опор.

Наиболее частым в практике являются случаи установки горизонтальных цилиндрических аппаратов на двух или трех седловых опорах (для теплообменников – на двух опорах).

Расчет опор горизонтального аппарата проводят в следующей последовательности. Определяем реакции опор по уравнению (53):

$$P = P_A = P_B = 0,5 \cdot G_{\text{max}}, \text{ Н} \quad (53)$$

$$P = P_A = P_B = 0,5 \cdot 74684,92 = 37342,5 \text{ Н}$$

Находим приведенную длину днища (54):

$$L_{\text{дн}} = \frac{G_{\text{дн}} + V_{\text{дн}} \cdot g \cdot \rho}{0,785 \cdot g \cdot ((D_{\text{н}}^2 - D_{\text{в}}^2) \cdot \rho + \rho_{\text{р}} \cdot D_{\text{в}}^2)}, \text{ м} \quad (54)$$

где ρ – плотность материала, кг/м³;

$\rho_{\text{р}}$ – плотность среды в аппарате, кг/м³, $\rho_{\text{р}} = 818$ кг/м³.

$$L_{\text{дн}} = \frac{720,1 + 0,54 \cdot 9,81 \cdot 7850}{0,785 \cdot 9,81 \cdot ((1,208^2 - 1,2^2) \cdot 7850 + 818 \cdot 1,2^2)} = 0,8 \text{ м}$$

Определяют приведенную длину аппарата по формуле (55):

$$L_{\text{пр}} = L_{\text{ц}} + 2 \cdot L_{\text{дн}}, \text{ м} \quad (55)$$

где $L_{\text{ц}} = 5$ м – длина цилиндрической части корпуса.

$$L_{\text{пр}} = 5 + 2 \cdot 0,8 = 6,6 \text{ м}$$

Вычислим расчетный изгибающий момент от силы тяжести (56):

$$\sigma = \frac{M_{\text{изг}}}{W}, \text{ МН/м}^2 \quad (56)$$

где W – момент сопротивления поперечного сечения аппарата, м³, определяемый по формуле (57):

$$W = 0,8 \cdot D_{\text{в}}^2 \cdot (S - C), \text{ м}^3 \quad (57)$$

$$W = 0,8 \cdot 1,2^2 \cdot (0,02 - 0,003) = 0,02 \text{ м}^3$$

где $M_{\text{изг}}$ – расчетный изгибающий момент, МН/м, находят по уравнению (58):

$$M_{\text{изг}} = 0,0105 \cdot G_{\text{max}} \cdot L_{\text{пр}}, \text{ МН/м} \quad (58)$$

$$M_{\text{изг}} = 0,0105 \cdot 0,07468492 \cdot 6,6 = 0,005 \text{ МН/м}$$

Находим расчетный изгибающий момент от силы тяжести (56):

$$\sigma = \frac{0,005}{0,02} = 0,25 \text{ МН/м}^2$$

Выбираем ширину опоры (59):

$$b = 0,2 \cdot D_{\text{в}}, \text{ м} \quad (59)$$

$$b = 0,2 \cdot 1,2 = 0,24 \text{ м}$$

Определяем момент сопротивления расчетного сечения стенки корпуса аппарата от действия реакции опоры по формуле (60):

$$W' = \frac{((b + 8 \cdot (S - C)) \cdot (S - C)^2)}{6}, \text{ м}^3 \quad (60)$$

$$W' = \frac{((0,24 + 8 \cdot (0,02 - 0,003)) \cdot (0,02 - 0,003))^2}{6} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$$

Находим напряжение на изгиб в стенке аппарата от действия реакции опоры по формуле (61):

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{0,02 \cdot P \cdot D_{\text{в}}}{W'}, \text{ МН/м}^2 \quad (61)$$

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{0,02 \cdot 0,0373425 \cdot 1,2}{2 \cdot 10^{-5}} = 44,8 \text{ МН/м}^2$$

Расчетные напряжения на изгиб в стенке корпуса от силы тяжести и от действия реакции опор сравниваем с допускаемыми напряжениями материала на изгиб – $[\sigma]_{\text{и}}$, равными (62):

$$[\sigma]_{\text{и}} = 0,8 \cdot [\sigma], \text{ МПа} \quad (62)$$

$$[\sigma]_{\text{и}} = 0,8 \cdot 115,9 = 92,72 \text{ МПа}$$

При этом значения $\sigma_{\text{и}}$ должны быть меньше значений $[\sigma]_{\text{и}}$, т.е. $\sigma_{\text{и}} < [\sigma]_{\text{и}}$.

Вывод: условие выполняется $44,8 < 92,72 \text{ МПа}$, следовательно, усиливать стенку над опорой накладкой нет необходимости.

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА

4.1 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.

С целью обеспечения безопасности при ведении процесса предусматриваются следующие мероприятия:

- технологический процесс ведется в герметичных аппаратах;
- производственный процесс полностью автоматизирован;
- все аппараты защищены от превышения давления системой предохранительных клапанов со сбросом на факел;
- предусматривается аварийная сигнализация при повышении концентрации взрывоопасных паров и газов на установке;
- трубопроводы и аппаратура, имеющие температуру стенки более 45 °С, теплоизолированы;
- на жидкостных и газовых линиях установлены обратные клапаны;
- сброс продуктов из аппаратов на факел при аварийных ситуациях возможен по байпасу предохранительных клапанов;
- 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;
- строгое соблюдение норм технологического режима;
- обязательное выполнение обслуживающим персоналом производствен-

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Пастухова В.А.</i>	<i>Пастухова</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>о.т.</i>			<i>У</i>	<i>63</i>	<i>77</i>
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>	<i>Т.А.Родина</i>	<i>21.06.2020</i>		<i>АМГУ ИФФ гр. 618-08</i>		
<i>Утв.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

ных инструкций, правил по производственной безопасности, пожарной и газовой безопасности;

- бесперебойное снабжение установки сырьем, паром, водой, электроэнергией, воздухом контрольно-измерительных приборов и азотом.

Технологический процесс на установке ЭЛОУ-АВТ-2 предусматривает отсутствие непосредственного контакта персонала с исходным сырьем, готовой продукцией, реагентами, оказывающими вредное воздействие на организм человека. Однако в процессе эксплуатации установки могут возникать различного рода неполадки, создающие аварийные ситуации. Поэтому обслуживающий персонал обязан четко знать свои обязанности и уметь правильно и быстро принимать необходимые решения, предотвращающие дальнейшее развитие аварии.

Неполадки и аварийные ситуации, возможные при ведении технологического процесса, выполнении производственных операций, эксплуатации оборудования и коммуникаций, которые могут стать причиной пожара, взрыва, травмирования или отравления работающих, загрязнения окружающей среды.

Для уменьшения количества выбрасываемых в окружающую среду горючих газов и жидких веществ при разгерметизации технологических систем и, как следствие, снижения тяжести возможных последствий взрывов и пожаров, сложные технологические потоки должны разделяться на технологические блоки.

Технологическая схема установки разбита на блоки, исходя из наличия отключающей арматуры (ручной, регулирующих клапанов, и отсекателей) для возможного отключения при внезапной разгерметизации оборудования.

Категория блоков и сооружений установки определена и разделена на 11 блоков в соответствии с требованиями ФНиП "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением" [25].

Для обеспечения минимального уровня взрывоопасности блоков предусмотрены следующие мероприятия:

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

- для технологических блоков I категории взрывоопасности предусмотрены автоматические быстродействующие запорные и (или) отсекающие устройства с временем срабатывания не более 12 секунд;
- для блоков II и III 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;
- в соответствии с ФНиП "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением" [25], все технологические системы оснащены средствами управления и контроля за параметрами, значения которых определяют взрывоопасность процесса, с регистрацией показаний и предварительной (предупредительной) сигнализацией их значений, а также средствами автоматического регулирования и противоаварийной защиты;
- управление технологическим процессом осуществляется с использованием автоматизированной системы управления АСУ ТП и ПАЗ. Обеспечивающее автоматическое управление процессом и безаварийную остановку процесса по специальным программам, определяющим последовательность и время выполнения операций при аварийных ситуациях, снижающей или исключающей возможность ошибочных действий производственного персонала при пуске, ведении процесса и остановке;
- все технологическое оборудование, размещено на открытой площадке, что обеспечивает безопасные условия его работы и обслуживания;
- при проектировании установки обеспечены противопожарные разрывы между блоками, корпусами, эстакадами;
- установка обеспечена надежной системой молниезащиты и защиты оборудования и трубопроводов от воздействия статического электричества;

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

- обеспечен постоянный автоматический контроль за загазованностью в помещениях и на территории установки;
- применено электрооборудование, средства контроля и управления во взрывозащищенном исполнении с учетом классификации объектов по пожаровзрывоопасности;
- для обеспечения взрывобезопасности объекта при перебоях в снабжении электроэнергией предусмотрено электроснабжение электроприемников особой группы 1-й категории от 3-х самостоятельных независимых источников, что обеспечивает нормальную остановку оборудования.

4.2 Средства и системы защиты при осуществлении технологического процесса

Технологический и дежурный персонал, обслуживающий установку первичной переработки нефти ЭЛОУ-АВТ-2: старший оператор технологических установок; оператор технологических установок; машинист технологических насосов; слесарь по ремонту технологического оборудования; электромонтер по обслуживанию и ремонту электрооборудования; приборист КИП.

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 специаль-

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

ной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты" (в ред. Приказа Минздравсоцразвития РФ от 27.01.2010 г. № 28н) [26]. Обслуживающий персонал обязан содержать в чистоте и исправности спецодежду и защитные приспособления, своевременно принимать меры по замене вышедших из строя или отбракованных средств защиты.

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.

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

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

низких температур, влаги, опасных факторов и тока. Помимо этого она должна быть комфортной, надежной 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.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>68</i>

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-2. 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.

Кроме этого, изучена структура и поточная схема ООО «РН-Комсомольский НПЗ», выполнен расчет и обоснован выбор теплообменного оборудования для реализации основного варианта увеличения выхода светлых нефтепродуктов. На основании теплового и гидравлического расчёта был подобран кожухотрубный теплообменник вида $\frac{1200-ТНГ-1-1,6-Б9}{25-Г-6-6}$. С рабочими средами в трубном пространстве – нефть, в межтрубном – дизельное топливо

В главе безопасность и экологичность производства рассмотрены основные требования безопасности при эксплуатации установки ЭЛОУ-АВТ-2, а также средства и системы защиты при осуществлении технологического процесса.

					ВКР.180301.161866.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Пастухова В.А.			Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Охотникова Г.Г.				У	69	77
Н. Контр.		Родина Т.А.		21.06.2020	АМГУ ИФФ гр. 618-об			
Утв.		Гужель Ю.А.						

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Наструдинова М. Р. Атмосфено-вакуумная перегонка нефти / М. Р. Наструдинова, Р. Хадеев, М. Р. Умарова // *Мировая наука* – 2020. – №1. – С. 381 – 383.

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

3 Скобло, А. И. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии / А. И. Скобло, Ю. К. Молоканов, А. И. Владимиров и др. / Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ООО "НедраБизнесцентр", 2000. – 677 с.

4 Рогачев, С. Г. Использование водяного пара в процессе первичной перегонки нефти / С. Г. Рогачев // *Нефтехимия и нефтепереработка*. – 1982. – № 4. – С. 4 – 6.

5 Дмитров А. В. Повышение эффективности установки АВТ / А. В. Дмитров, Г. Ю. Климентова. – *Вестник КНИТУ* № 11, 2012 – 194 с.

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

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

8 RNKNPZ.ROSNEFT.Ru [Электронный ресурс]: официальный сайт Роснефть – Режим доступа:
<https://rnknpz.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Pererabotka/rnknpz/> – 29.02.2020.

9 Никулин Р. М. Увеличение выхода и улучшение свойств светлых дистиллятов при первичной переработке нефтяного сырья : дис. канд. техн. на-

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Пастухова В.А.	<i>Пастухова</i>		<i>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ</i>	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Охотникова Г.Г.	<i>о.т.</i>			У	70	77
Н. Контр.		Родина Т.А.	<i>Т.А.Родина</i>	24.06.2020	<i>АМГУ ИФФ гр. 618-од</i>			
Утв.		Гужель Ю.А.						

ук : 2018 / Р. М. Никулин ; КНИТУ. – Казань, 2018. – 164 с.

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

11 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.

12 ENERGY-SANNG-TECHNOLOGY.COM [Электронный ресурс] : Кавитация, энергосохранение, водомазутные эмульсии, статьи и обзоры – Режим доступа : <http://www.energy-sanng-technology.com/page-ru/satij-kavitneft-ru.html> – 23.03.2020.

13 А.с. СССР №1525191, кл. С10G7/00. Способ переработки нефти/ В. Н. Деменков; заявитель и патентообладатель Уфим. нефтяной ин-т. - Заявл. 10.03.1988.

14 А. с. СССР № 1525191, кл. С10G7/00. Способ переработки нефти / В.Н. Деменков [и др.]; заявитель и патентообладатель Уфим. нефтяной институт. Заявл. 10.03.88; опубл. 30.11.89.

15 Волосов, И. В. Совершенствование установки первичной переработки нефти / И. В. Волосов, С. М. Леденев // Наука, техника и образование. – 2017. – № 35. – С. 6 – 8.

16 Загидуллин, Р. М. Комбинированная схема подогрева нефти на установке АТ / Р.М. Загидуллин // Нефтехимия и нефтепереработка. – 1984. – № 6. – 3 – 4 с.

17 FINDPATENT.Ru [Электронный ресурс] : Способ создания вакуума в ректификационной колонне / Тараканов Г. В. Попадин Н. В. – Режим доступа : <https://findpatent.ru/patent/215/2157825.html> 21.04.2020.

18 Вильгельмссон, Б. Применение спиральных теплообменников в «грязных» средах / Б. Вильгельмссон // Нефтегазовые технологии. – 2005. – № 11. – 74 – 75 с.

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

19 Технологический регламент установки ЭЛОУ-АВТ-2 ООО «РН-Комсомольский НПЗ», 2016. – 333 с.

20 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.

21 THERMALINFO.Ru [Электронный ресурс] : Свойства жидкостей – Режим доступа : <http://thermalinfo.ru/svoystva-zhidkostej/toplivo-i-masla/svoystva-topliva-i-masel> – 04.06.2020.

22 ГОСТ 12067-80. Теплообменники спиральные стальные. – Взамен ГОСТ 12067-72 ; введ. 1983 – 07 – 01. – Москва : Министерство химического и нефтяного машиностроения ; М. : Изд-во стандартов, 1983. – 16 с.

23 ENERGYBASE.Ru [Электронный ресурс] : Уфимский нефтеперерабатывающий завод – Режим доступа : <https://energybase.ru/processing-plant/ufa-refinery> - 04.06.2020

24 ГОСТ 6533-78. Днища эллиптические отбортованные стальные для сосудов, аппаратов и котлов. – Взамен ГОСТ 6533-68 ; введ. 1980-01-01. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам ; М. : Изд-во стандартов, 1980. – 73 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/ – 16.06.2020.

					<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Комбинированная схема подогрева нефти на АВТ

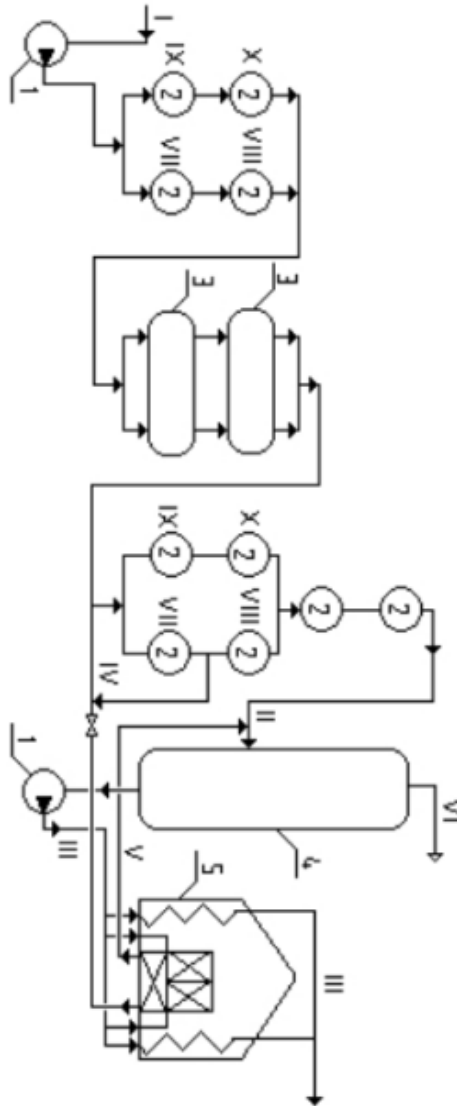


Рисунок А.1 – Комбинированная схема подогрева нефти

1 – насос; 2 – теплообменник; 3 – электродегидратор; 4 – ректификационная колонна К-1; 5 – трубчатая печь; I – сырая нефть; II – обессоленная нефть; III – отбензиненная нефть; IV – обессоленная нефть в нижнюю часть конвекции; V – обессоленная нефть из печи; VI – газ и пары бензина; VII – дренажная вода из электродегидраторов; VIII – мазут; IX – легкая дизельная фракция; X – циркуляционное орошение К-2.

<i>ВКР.180301.161866.ПЗ</i>								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Пастухова В.А.	<i>Пастухова</i>			У	73	77
Провер.		Охотникова Г.Г.	<i>Охотникова</i>					
Н. Контр.		Родина Т.А.	<i>Родина</i>	24.06.2020				
Утв.		Гужель Ю.А.			АмГУ ИФФ гр. 618-од			

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Принципиальная технологическая схема ЭЛОУ-АВТ-2

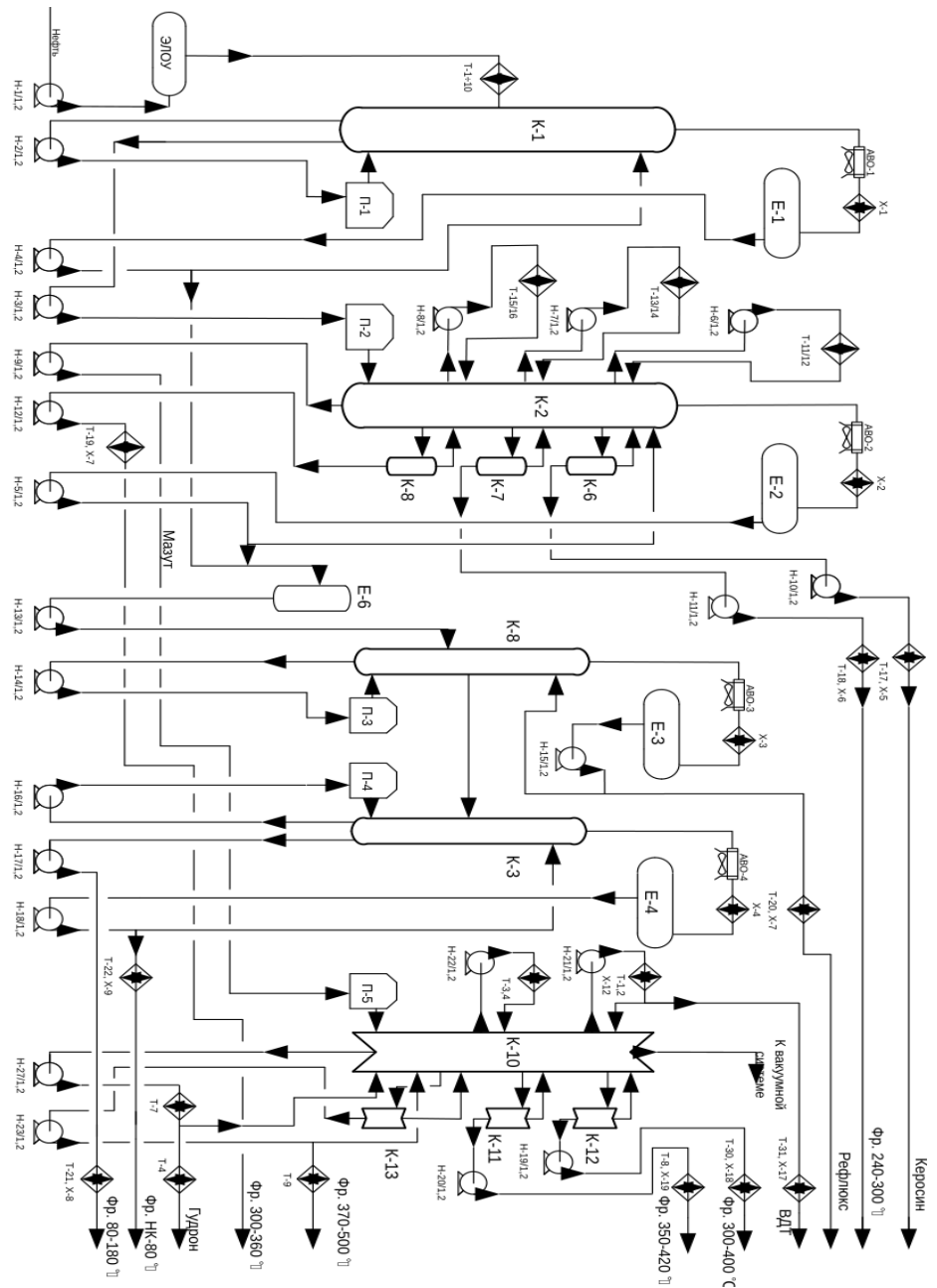


Рисунок Б.1 – Технологическая схема ЭЛОУ-АВТ-2

ВКР.180301.161866.ПЗ								
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						У	74	77
<i>Разраб.</i>		Пастухова В.А.	<i>[Signature]</i>			АмГУ ИФФ гр. 618-од		
<i>Провер.</i>		Охотникова Г.Г.	<i>[Signature]</i>					
<i>Н. Контр.</i>		Родина Т.А.	<i>[Signature]</i>	24.06.2020				
<i>Утв.</i>		Гужель Ю.А.						

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Критерии, коэффициенты, поправки

Таблица 1 – Ориентировочные значения коэффициентов теплопередачи

Вид теплообмена и среда	К, Вт/м ² , при движении среды	
	вынужденном	свободном
От газа к газу при обычных давлениях	12 – 35	3,5 – 12
От газа к жидкости	12 – 60	6 – 17
От конденсирующего пара к газу	12 – 120	6 – 12
От жидкости к жидкости (вода)	200 – 400	100 – 300
От жидкости к жидкости (органической)	120 – 300	30 – 60
От конденсирующего пара к воде	500 – 1000	300 – 800
От конденсирующего пара к органическим жидкостям	100 – 350	60 – 180
От конденсирующего пара органических веществ к воде	350 – 800	230 – 450
От конденсирующего пара к вязкой жидкости	–	300 – 500

Таблица 2 – Ориентировочные значения коэффициентов теплоотдачи

Условия теплоотдачи	α , Вт/м ² · К	Условия теплоотдачи	α , Вт/м ² · К
Турбулентное движение: воды вдоль оси труб	1000 – 5500	Свободное движение воды	350 – 900
воды поперек труб	3000 – 10000	Кипение воды	2000 – 2400
воздуха (газа) вдоль оси труб	50 – 150	Конденсация водяного пара	9000 – 15000
воздуха (газа) поперек труб	100 – 300	Нагрев и охлаждение органических жидкостей	140 – 400
Ламинарное движение вдоль оси труб:		Кипение органических жидкостей	300 – 3500
воды	300 – 430	Конденсация органических жидкостей	230 – 3000
воздуха	10 – 20		

Таблицы 3 – Термические сопротивления загрязнений r_z , (м²·К)/Вт

Теплоноситель	$r_z \cdot 10^4$	Теплоноситель	$r_z \cdot 10^4$
Вода оборотная	2,3	Нефтепродукты	2,0
Вода речная	1,7	Углеводороды низкокипящие	2,0
Вода очищенная	2,0	Ацетон (растворители)	1,0
Конденсат	0,4	Органические теплоносители	2,0
Водяной пар	1,1	Углеводороды ароматические	1,8
Нефть ниже 260 °С	2,0	Бензин, керосин	1,0
Воздух	2,8	Дымовые газы	6,0

Таблица 4 – Теплофизические свойства твердых материалов

Материал	ρ , кг/м ³	c , Дж/(кг·К)	λ , Вт/(м·К)
Металлы			
Медь	8940	385	105
Сталь конструкционная	7850	460	42 – 80
Сталь нержавеющая	7900	502	17
Чугун	7250	540	43 – 82

ВКР.180301.161866.ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Пастухова В.А.	<i>Пастухова</i>	
Провер.		Охотникова Г.Г.	<i>Охотникова</i>	
Н. Контр.		Родина Т.А.	<i>Родина</i>	24.06.2020
Утв.		Гужель Ю.А.		
Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ				
		Лит.	Лист	Листов
		У	75	77
АМГУ ИФФ гр. 618-об				

Таблица 5 – Значения коэффициентов местных сопротивлений в кожухотрубчатых теплообменниках

Виды местного сопротивления	ξ
Вход в распределительную камеру	1
Поворот потока и вход в трубы	1
Выход из труб и поворот потока	1,5
Выход из распределительной камеры	0,5
Поворот в трубах аппарата типа ТУ	0,5
Вход в межтрубное пространство	1,5
Огибание перегородки в межтрубном пространстве	1,5
Выход из межтрубного пространства	1,5

Таблица 6 – Рекомендуемые марки сталей

Марка стали	ГОСТ	Температура, °С	Давление, МПа	Примечание
ВСтЗсп	380, 14637	-20 ± 425	До 5	Углеродистая сталь обыкновенного качества
20К	5520	-20 ± 475	Не ограничено	Сталь углеродистая качественная
09Г2С, 10Г2С1, 16ГС	5520, 19281	-70 ± 200 (+475) в зависимости от категории	Не ограничено	Низколегированная сталь повышенной прочности
12ХМ, 15ХМ	5520	-40 ± 560	Не ограничено	Теплоустойчивая сталь
12Х18Н9Т, 12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т	5632	-253 ± 610	Не ограничено	Коррозионностойкая сталь; при повышенных давлениях и температурах

Таблица 7 – Основные механические свойства листовой стали

Марка стали	ГОСТ, ТУ	Толщина листа, мм	σ_B , МПа	σ_T , МПа	δ_B , %
			не менее		
12МХ	5520, 200072	-	412	236	21
15Х5М	7350	4 – 50	470	236	18
08Х18Н10Т	5632	4 – 50	509	206	43
08Х13	7350	4 – 50	422	294	23

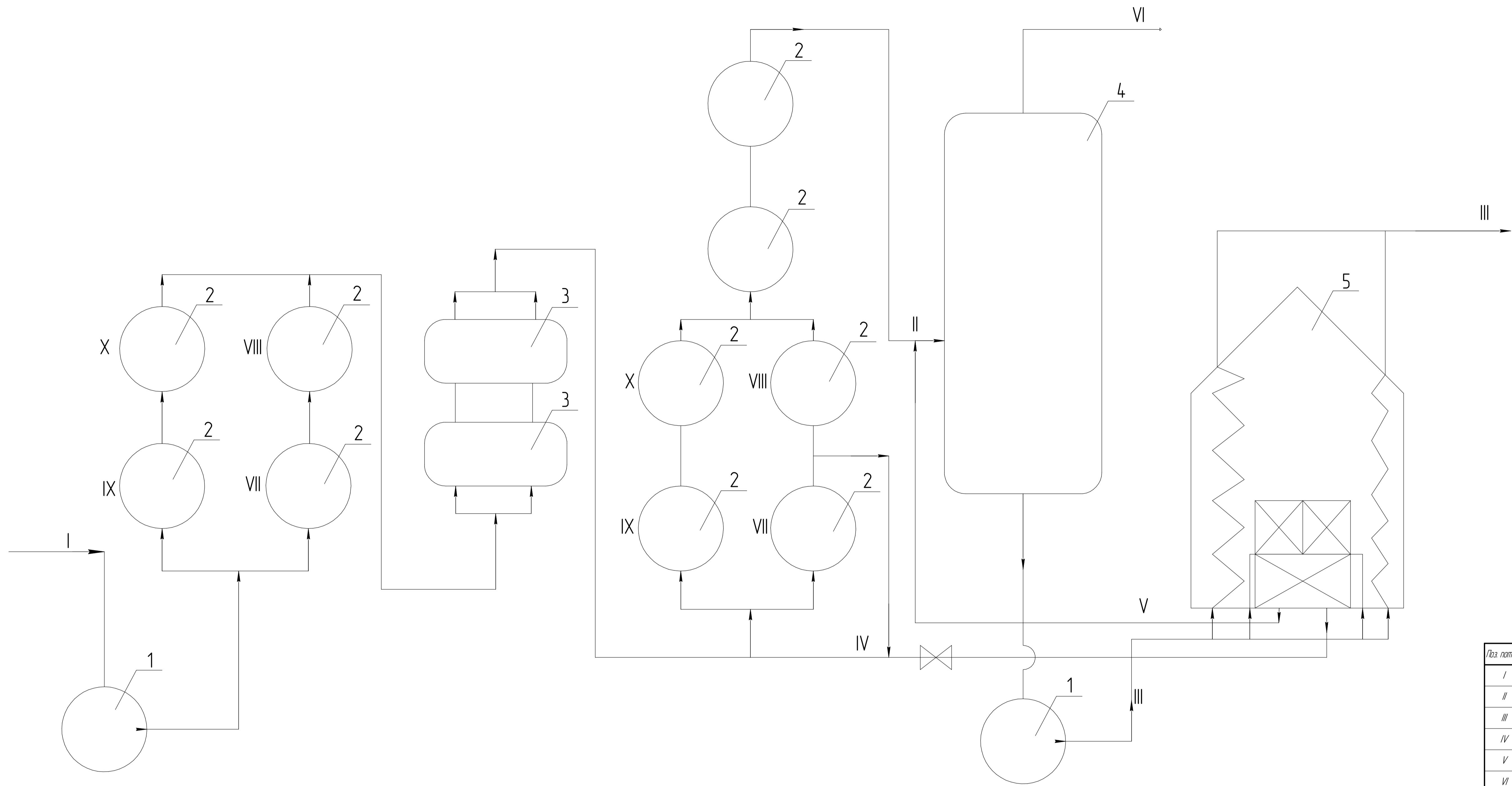
Таблица 8 – Значение коэффициентов прочности сварных швов

Вид сварных соединений и способ выполнения сварки	φ
Стыковые и тавровые соединения с двухсторонним проваром, выполняется автоматической сваркой	1
Стыковые соединения с подваркой корня шва и тавровые соединения с двухсторонним сплошным проваром, выполненные вручную	0,95
Стыковые соединения, доступные к сварке только с одной стороны и имеющие в процессе сварки прокладку со стороны корня шва, прилегающую по всей длине к основному металлу	0,90
Тавровые соединения, в которых не обеспечивается сплошное соединение деталей, а также соединение в нахлестку при наличии швов с двух сторон	0,80

Продолжение приложения В

Таблица 9 - Днища эллиптические отбортованные стальные с внутренними базовыми размерами (по ГОСТ 6533-98 [23])

D _в	Толщина стенки днищ, мм								
	4	6	8	10	12	14	16	18	20
	Масса днищ, кг								
400	6,6	9,9	13,5	17,0	24,2	28			
450	8,1	12,3	16,6	21,0	30	34	39		
500	9,9	15	20,1	25,5	36,2	42	47	53	
550	11,8	17,9	24	30,2	43,2	50	56	67	
600	13,9	21,0	28,2	35,5	50,7	58	70	78	87
650	16,2	24,4	32,8	41,2	58,8	67	81	90	100
700	18,6	28,1	37,7	47,4	67,5	82	92	103	114
800	24,0	36,2	48,5	60,9	90,3	105	118	132	146
900	30,0	45,3	68,7	76,2	112	129	147	164	181
1000	36,7	55,5	74,3	93,2	137	157	177	199	220
1100		66,7	89,2	116	164	188	212	236	263
1200		78,9	105	137	193	221	248	278	307



Поз. потока	Наименование потока
I	Сырая нефть
II	Обессоленная нефть
III	Отбензиненная нефть
IV	Обессоленная нефть в нижнюю часть конденсации
V	Обессоленная нефть из печи
VI	Газы и пары бензина
VII	Дренажная вода из электродегидраторов
VIII	Мазут
IX	Легкая дизельная фракция
X	Циркуляционное орошение К-2

Поз.	Наименование	Кол.
1	Насос	2
2	Теплообменник	10
3	Электродегидратор	2
4	Ректификационная колонна К-1	1
5	Трубочатая печь	1

						ВКР 161864 180301		
Изм.	Кол.	Лист	Проб.	Подп.	Дата	Увеличение выхода светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ	Стадия	Масштаб
Разраб.	Листикова В.А.						У	
Проб.	Воткина Г.Г.						Лист	Листов 1
Т.контр.						Технологическая схема обвязки теплообменников	АМГУ ИФФ 618-об	
Исполн.	Родина Т.А.							Формат А1

Лист № 1 из 1
Титул и дата
Всего листов 1

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

ОТЗЫВ

на бакалаврскую работу студента инженерно-физического факультета

Фамилия: Пастуховой

Имя: Валерии

Отчество: Алексеевны

Направление подготовки: 18.03.01 «Химическая технология»

Тема бакалаврской работы: Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах ЭЛОУ-АВТ

1. Объем работы:

- количество листов дипломной работы – 77 стр.;
- количество рисунков и таблиц – 5 рисунков, 15 таблиц;
- число приложений – 3.

2. Соответствия содержания работы заданию (полное или неполное):
содержание бакалаврской работы в полной мере соответствует заданию.

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе:

вопросы задания в бакалаврской работе отражены в полном объеме.

Материалы, представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью:

материалов, представленных в бакалаврской работе, непосредственно не связанных с темой, нет.

3. Достоинства бакалаврской работы:

предложено и обосновано технологическое решение модернизации установки ЭЛОУ-АВТ-2. Выполнен расчет и обоснование выбора теплообменного оборудования.

4. Недостатки бакалаврской работы:

серьезные недостатки в бакалаврской работе отсутствуют.

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления:

бакалаврская работа выполнена самостоятельно.

6. Масштабы и характер использования специальной литературы:

нормативные акты и специальная литература для решения поставленных задач использованы в достаточном объеме; проведен патентный поиск.

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала:

текстовая часть и графический материал оформлены в соответствии с правилами оформления бакалаврских работ, с незначительными стилистическими ошибками.

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускников:

при выполнении выпускной квалификационной работы В.А. Пастухова продемонстрировала высокий уровень профессиональной компетентности.

9. Практическая значимость (внедрение) результатов бакалаврской работы:

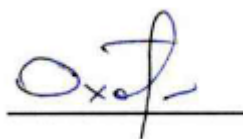
предложения, представленные в бакалаврской работе, могут быть внедрены и использованы в деятельности предприятия.

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы:

бакалаврская работа соответствует требованиям федерального государственного образовательного стандарта и заслуживает оценки «отлично», а Пастухова Валерия Алексеевна – присвоения квалификации бакалавр по направлению подготовки 18.03.01 «Химическая технология».

«30» июня 2020 г.

Руководитель



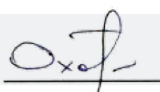
Г.Г. Охотникова



СПРАВКА

о результатах проверки текстового документа на наличие заимствований

Проверка выполнена в системе Антиплагиат.ВУЗ

Автор работы	Пастухова Валерия Алексеевна
Подразделение	группа 618-об
Тип работы	Выпускная квалификационная работа
Название работы	Пастухова_диплом.pdf
Название файла	Пастухова_диплом.pdf
Процент заимствования	40.26 %
Процент самоцитирования	0.00 %
Процент цитирования	6.62 %
Процент оригинальности	53.12 %
Дата проверки	17:54:23 23 июня 2020г.
Модули поиска	Модуль поиска ИПС "Адилет"; Модуль поиска "АмГУ"; Модуль выделения библиографических записей; Сводная коллекция ЭБС; Модуль поиска "Интернет Плюс"; Коллекция РГБ; Цитирование; Модуль поиска переводных заимствований; Модуль поиска переводных заимствований по eLibrary (EnRu); Модуль поиска переводных заимствований по интернет (EnRu); Коллекция eLIBRARY.RU; Коллекция ГАРАНТ; Коллекция Медицина; Диссертации и авторефераты НББ; Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU; Модуль поиска перефразирований Интернет; Коллекция Патенты; Модуль поиска общеупотребительных выражений; Кольцо вузов
Работу проверил	Охотникова Галина Генриховна ФИО проверяющего
Дата подписи	23.06.2020  Подпись проверяющего

