

**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  
технология природных энергоносителей и углеродных материалов

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ


Зав. кафедрой

 Ю.А. Гужель  
«28» июня 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**


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

Исполнитель  
студент группы 718 об

 18.06.2021  
(подпись, дата)

В.А. Хомюк

Руководитель  
доцент, канд. техн. наук

19.06.2021   
(подпись, дата)

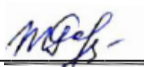
Г.Г. Охотникова

Консультант по безопасности  
жизнедеятельности  
доцент, канд. техн. наук

 18.06.21  
(подпись, дата)

А.В. Козырь

Нормоконтроль  
проф., док. хим. наук

 23.06.21  
(подпись, дата)

Т. А. Родина


Благовещенск 2021

**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  
«28» июня 2021 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Хомюк Виктории Алексеевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: «Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ» утверждена Приказом от 23.04.2021 г № 812-уч
2. Срок сдачи студентом законченной работы 29.06.2021 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: расход сырой нефти 647 500 кг/ч. Литературные данные, рабочая документация, нормативная документация, технологические схемы
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Литературный обзор по процессам первичной переработки нефти и способам увеличения отбора светлых фракций. Характеристика сырья и готовой продукции установки ЭЛОУ-АВТ. Описание технологической схемы установки. Технологический расчет насадочной атмосферной колонны. Обоснование модернизации. Расчёт теплообменного оборудования. Основные требования безопасности при эксплуатации установки
5. Перечень материалов приложения: Технологическая схема установки
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе Козырь А. В., канд. техн. наук, доцент; раздел «Безопасность и экологичность производства»
7. Дата выдачи задания 14.05.2021 г.

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

Задание принял к исполнению 14.05.2021 г.

  
\_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 71 с., 7 рисунков, 13 таблиц, 28 источников.

СВЕТЛЫЕ ФРАКЦИИ, ПЕРВИЧНАЯ ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ, НПЗ, АТМОСФЕРНО-ВАКУУМНАЯ ТРУБЧАТКА, АТМОСФЕРНЫЙ БЛОК, ВОЛНОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ТЕПЛООБМЕННИКИ, КОНТАКТНЫЕ УСТРОЙСТВА, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью выпускной квалификационной работы является увеличения количества и качества отбираемых светлых фракций на атмосферном блоке ЭЛОУ-АВТ. Получаемые нефтепродукты имеют высокую ценность и широкое применение. В работе рассмотрен технологический процесс первичной переработки нефти, и изложены его технологические параметры и основы ведения. Произведён анализ способов, направленных на повышение отбора светлых дистиллятов, и обоснована эффективность выбранного технологического решения. Представлено основное и вспомогательное оборудование процесса.

Произведён расчёт и выбор теплообменного оборудования. Рассчитана технологическая эффективность и окупаемость предложенной модернизации.

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Хомюк В.А.</i>			<i>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				<i>У</i>	<i>2</i>	<i>71</i>
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ, гр. 718-об</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Литературный обзор	5
1.1 Краткие сведения о светлых фракциях и НПЗ	5
1.2 Технологический процесс на установке ЭЛОУ – АВТ	9
1.3 Способы интенсификации первичной перегонки нефти	13
1.3.1 Резонансное воздействие на нефть	13
1.3.2 Увеличение отбора керосиновой фракции	14
1.4 Использование эффективных контактных устройств «Инжехим»	15
2 Технологическая часть	24
2.1 Сырьё и продукция атмосферной трубчатки	24
2.2 Описание усовершенствованной технологической схемы атмосферного блока установки ЭЛОУ-АВТ	26
2.3 Расчёт насадочной атмосферной колонны	29
2.4 Технологический расчёт теплообменного оборудования	42
2.4.1 Тепловой расчёт теплообменника для нагрева нефти	43
2.4.2 Механический расчёт теплообменника для нагрева нефти	53
2.4.3 Выбор теплообменника для нагрева бензиновой фракции	59
2.5 Экономическое обоснование	60
3 Безопасность и экологичность производства	63
3.1 Воздействие ЭМП на персонал, обслуживающий установку	63
3.2 Средства и системы защиты от ЭМП при эксплуатации установки	64
Заключение	67
Библиографический список	68

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Хомюк В.А.</i>			<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>			У	3	71
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>			<i>АмГУ, ИФФ, гр. 718-об</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>					

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность увеличения отбора светлых дистиллятов заключается в их высокой ценности, и извлечение их должно быть осуществлено в полной мере, потому как от 8 % до 18 % светлых дистиллятов остаётся в мазуте при первичной перегонке. Перегонка нефти на атмосферном блоке позволяет получить светлые фракции, которые направляют на вторичную переработку для повышения качества.

Другая проблема состоит в неразумном использовании сырья и дефиците нефти: повышенный уровень переработки сэкономит почти десятки миллионов тонн нефти в год, что сократит объёмы остаточных нефтепродуктов, таких как мазут и гудрон.

Поскольку целью бакалаврской работы является выбор и обоснование модернизационного решения, направленного на увеличение отбора и повышения качества светлых дистиллятов, необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать отечественный и зарубежный опыт по представленной тематике (на основании имеющихся в доступе материалов);
2. Изучить способы и технологии, повышающие отбор светлых нефтепродуктов на атмосферном блоке;
3. Выбрать вариант модернизации атмосферного блока;
4. Обосновать предложенное модернизационное решение с технологической и экономической сторон;
5. Разработать технологическую схему модернизированного атмосферного блока;
6. Выполнить расчёт усовершенствованной атмосферной колонны и теплообменного оборудования;
7. Выявить влияние внедрённого метода на окружающую среду и обслуживающий персонал.

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Хомюк В.А.</i>			<i>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				<i>У</i>	<i>4</i>	<i>71</i>
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ, гр. 718-об</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

# 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Нефтеперерабатывающие заводы России активно проводят реконструкцию и ввод новых технологических мощностей с целью получения высокооктановых бензинов и ведения «безмазутного» производства. Статистика гласит, что глубина переработки нефти выросла почти на 15 % и в 2019 году составила 82,8 %. В период с 2014 года по 2019 год наблюдался спад производства мазута, при этом выпуск автомобильного бензина и дизельного топлива возрос на 42 %. В настоящее время в России насчитывается 37 крупных НПЗ, суммарная мощность которых составляет 348 млн тонн в год [1].

Разделение нефти на фракции называется фракционированием (ректификацией), которое начинается в атмосферных колоннах с целью выделения светлых фракций и заканчивается в вакуумной колонне для получения тяжелых темных нефтепродуктов.

Атмосферная перегонка позволяет получить лёгкие дистилляты, выкипающие до 350 °С. Высокая ценность светлых фракций объясняется их широким использованием. Основное их применение – получение моторных топлив, на которых работают карбюраторные, дизельные и реактивные двигатели. Другое направление использования, в котором преимущественно задействованы бензиновая и керосиновая фракции – нефтехимия. Так, на основе этих дистиллятов получают индивидуальные вещества, растворители и лакокрасочную продукцию.

## 1.1 Краткие сведения о светлых фракциях и НПЗ

Бензиновая фракция, кипящая при температуре от 28 °С до 180 °С с выходом 20 %, не используется в качестве товарного бензина в виду низкого качества и октанового числа не более 50; является компонентом автомобильного бензина и сырьём установок каталитического риформинга и пиролиза.

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Хомюк В.А.</i>			<i>Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				<i>У</i>	<i>5</i>	<i>71</i>
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>				<i>АмГУ, ИФФ, гр. 718-об</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

Состоит из смеси углеводородов различного строения до C<sub>11</sub>. Наибольшее содержание метилциклопентана, циклогексана, метилциклогексана, толуола. Плотность в среднем составляет 710 кг/м<sup>3</sup> [2].

Главной характеристикой бензина является его октановое число, показывающее соотношение н-гептана и изооктана, процентное содержание последнего соответствует октановому числу и принято за 100. Изооктан с трудом подвергается самовоспламенению даже при высоких степенях сжатия. Но второй компонент смеси – н-гептан детонирует даже при малом сжатии и имеет октановое число, равное нулю. К примеру, если октановое число бензина равно 82, это означает, что он детонирует, как смесь 82 % изооктана и 18 % н-гептана.

Негативным воздействующим фактором на окружающую среду является не только само производство нефтепродуктов, но их низкое качество. Многие российские НПЗ сохранили тенденцию производить низкосортную продукцию, что делает её неконкурентоспособной, дешёвой. Российские нефтепродукты подвергают вторичной переработке за рубежом, улучшая их качество. Это исключает возможность у российских производителей использовать добавленную стоимость продуктов.

Производство некачественных нефтепродуктов заключается в различии действующих стандартов на продукцию. Проведя лабораторные исследования российского бензина и опираясь на требования технического регламента REACH, введённого в ЕС, выявили опасность и токсичность бензина. Согласно техническому регламенту, используемому в нашей стране, выпускаемый бензин считается малотоксичным.

Опасность бензина такого качества заключается в повышенном содержании ароматических углеводородов и соединений серы. Около 42 % выбросов, загрязняющих атмосферу, приходится на автомобильный транспорт.

Использованием низкосортного бензина внутри страны объясняется высокой стоимостью на бензин лучших сортов и устаревшими автомобилями, которые составляют весомую долю на российском автопарке [3].

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						6
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

Керосиновая фракция, выкипающая от 180 °С до 240 °С после облагораживания, используется как реактивное топливо, а фракция с интервалом кипения от 150 °С до 300 °С выступает в качестве осветительного керосина и добавки к дизельному топливу. Помимо этого, является сырьём нефтехимического синтеза и растворителем в лакокрасочной промышленности. Имеет следующий состав: от 20 % до 60 % алканов, от 20 % до 50 % циклоалканов, от 5 % до 25 % бициклических ароматических соединений, 2 % непредельных углеводородов [2].

Дизельный дистиллят кипит от 240 °С до 350 °С и состоит из более тяжелых углеводородов, более вязкий с желтоватым или коричневатым оттенком. Основная составляющая автопарка работает на дизельном топливе, так как благодаря экономичности и надёжности дизельных моторов, на нём работают тяжёлая техника и железнодорожный, водный транспорт, изготавливается котельное топливо [4].

В свою очередь, для дизельного топлива нежелательным фактором – высокая детонационная стойкость, но важнейшим критерием его качества является воспламеняемость, выражаемая цетановым числом. Определение этой характеристики основывается на сравнении со смесью  $\alpha$ -метилнафталина и цетана, процентное содержание которого и равняется цетановому числу. Высокое значение этого параметра и хорошая воспламеняемость дизельного топлива снижают время запуска двигателя, сокращают уровень выбросов и шум. Важной эксплуатационной характеристикой дизельного топлива – температура застывания. Нефтепродукт не должен замерзать при низких температурах, поэтому различают зимнее с температурой кипения от 140 °С до 320 °С и летнее от 180 °С до 360 °С дизельное топливо.

В зависимости от направления переработки установки первичной переработки нефти бывают атмосферные, вакуумные и комбинированные. Комбинированные установки ЭЛОУ-АВТ представляют собой комплекс атмосферной и вакуумной трубчаток с использованием электрообессоливающей установки.

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						7
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		



Существуют ЭЛОУ-АВТ, работающие в комплексе с установкой вторичной перегонки бензина.

При выборе направления нефтепереработки следует учитывать химический и фракционный состав поступающей нефти, а также рынок сбыта, то есть потребность региона в выпускаемой продукции.

Основные направления переработки нефти:

- топливное (глубокое и неглубокое);
- топливно-масляное;
- топливно-нефтехимическое (топливно-масляно-нефтехимическое).

Топливное глубокое направление, осуществляемое на установке АВТ, позволяет максимально извлечь из нефти моторные дистилляты с минимальным выходом котельного топлива, благодаря переработке мазута в вакуумных колоннах. Основным продуктом вакуумной колонны, является вакуумной газойль, а кубовым остатком выступает гудрон.

Топливная неглубокая переработка проводится на установке атмосферной трубчатки и направлена на получение минимального количества нефтепродуктов. Выход светлых дистиллятов составляет до 60 %, а мазута не менее 30 %. Так, к примеру, по топливному направлению выделяют лишь две фракции с пределами кипения от 28 °С до 85 °С и от 85 °С до 180 °С.

Переработка по топливно-масляному направлению осуществляется на установке АВТ масляного варианта, где на атмосферном блоке получают светлые нефтепродукты, а на вакуумной трубчатке выделяют широкую с температурой кипения от 350 °С до 500 °С или узкие масляные фракции от 350 °С до 400 °С, от 400 °С до 450 °С, от 450 °С до 500 °С, которые являются сырьём для получения компонентов смазочных масел.

Топливо-нефтехимическое направление способствует получению из нефти топливных дистиллятов, масляных фракций и особых компонентов, являющихся сырьём нефтехимии: арены, алкены, ацетилен, синтез-газ и, главным образом, парафиновые углеводороды от газообразных до твердых C<sub>16+</sub>.

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		8

По данному направлению из прямогонного бензина выделяют бензольную с температурой кипения от 62 °С до 85 °С, толуольную от 85 °С до 105 °С и ксилольную от 105 °С до 140 °С фракции, являющиеся основой для получения индивидуальных ароматических углеводородов. Составляющей автобензина выступает фракция, выкипающая от 28 °С до 62 °С, которая также является сырьём процесса изомеризации с целью извлечения изопентана и изогексана [5].

Выходы светлых фракций на некоторых заводах России представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Выход светлых фракций на российский НПЗ

Наименование предприятия	Выход светлых, %
по России	62,2
АО «ТАНЕКО»	86,1
ООО «РН – Комсомольский НПЗ»	64,0
АО «Газпромнефть – Омский НПЗ»	72,6
ООО «ЛУКОЙЛ – Волгограднефтепереработка»	74,5
АО «Сызранский НПЗ»	55,8

Первичная переработка нефти стремительно набирает мощность. К примеру, ещё в 2005 году мощность составляла 265,9 млн тонн, а к 2017 выросла до 314,4 млн тонн [6].

## 1.2 Технологический процесс на установке ЭЛОУ-АВТ

Технологическая схема процесса первичной переработки нефти на установке ЭЛОУ-АВТ представлена на рисунке 1.

Для начала нефть нагревают в нескольких теплообменниках за счёт тепла отходящих с установки нефтепродуктов. Нефть, протекая по трубному пространству теплообменников, нагревается до 130 °С. Этой температуры достаточно для удаления из сырья минеральных солей и воды. Перегонка более тяжёлых, вязких нефтей, образующих устойчивые эмульсии, требует подогрева до более высоких температур от 130 °С до 150 °С. Нагрев сырья перед блоком обессоливания и обезвоживания снижает вязкость нефти.

					<b>ВКР.180301.171056.ПЗ</b>	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Это обеспечивает лучшую седиментацию капель воды на дно аппарата, а также способствует растворению абсорбционных плёнок, снижая их механическую прочность.

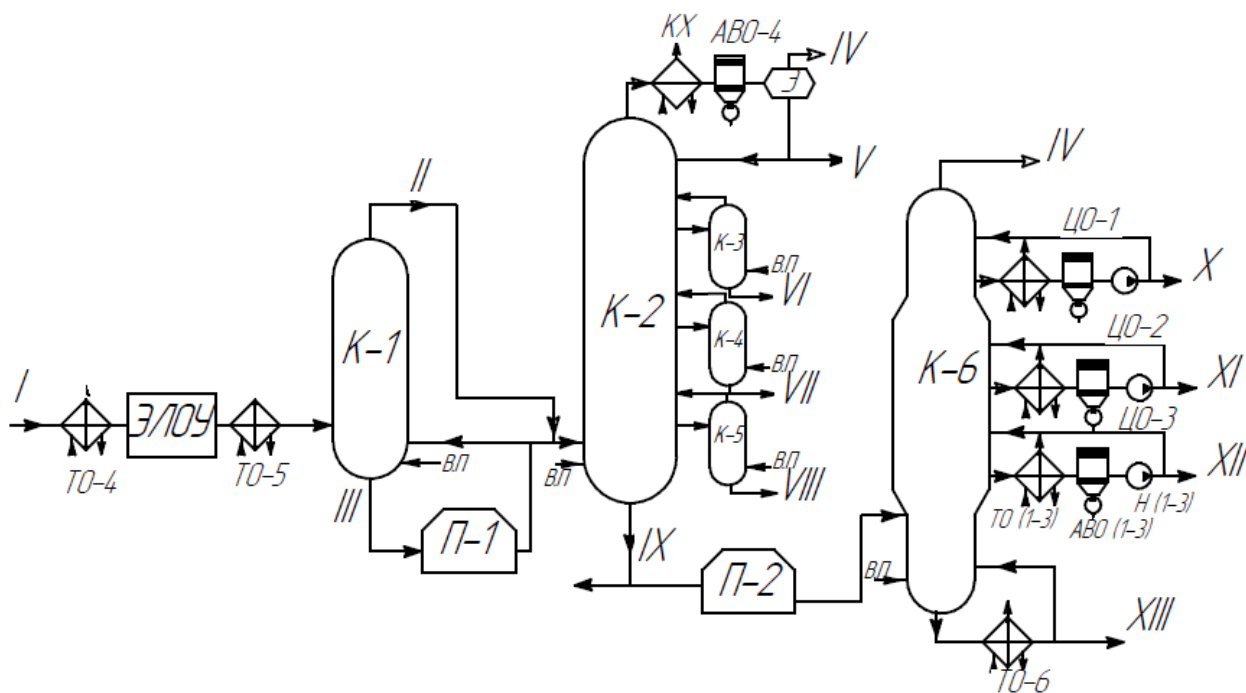


Рисунок 1 – Технологическая схема установка ЭЛОУ – АВТ:

ТО (1 – 6)– теплообменники; АВО (1 – 4)– аппараты воздушного охлаждения; КХ– конденсатор-холодильник; Н (1 – 3)– насосы; П (1 – 2)– трубчатые печи; К (3 – 5)– стриппинги; К-1 – эвапоратор, К-2 – атмосферная колонна, К-6 – вакуумная колонна; Э – экспанзер; ЭЛОУ – электрообессоливающая установка; ЦО (1 – 3) – циркуляционные орошения. I – нефть; II фракция, выкипающая до 120 °С; III – отбензиненная нефть; IV – несконденсировавшиеся газы и пары; V – лёгкий бензин; VI – тяжёлый бензин; VII – керосин; VIII – дизельная фракция; IX – мазут; X – лёгкий вакуумный газойль; XI – тяжёлый вакуумный газойль; XII – затемненная фракция; XIII – гудрон

Обезвоживание нефти до 0,1 % воды и очистка от хлористых солей до 5 мг/л ведётся на электрообессоливающей установке. Удаление этих компонентов делается для предотвращения коррозии оборудования и отравлении катализаторов; увеличения межремонтного пробега атмосферно-вакуумных установок, повышения качества нефтепродуктов.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						10

ВКР.180301.171056.ПЗ

Процесс осуществляется в электродегидраторах за счет создания электрического поля между электродами. Ввод деэмульгаторов разрушает водонефтяную эмульсию и приводит к высвобождению воды. Промывка пресной водой обеспечивает вымывание солей. Двухступенчатое электродегидрирование даёт экономный расход воды и способствует высокому уровню обезвоживания и очистки.

Обезвоженная и обессоленная нефть поступает в колонну предварительного испарения (эвапоратор). Параметры эвапоратора: давление до 0,7 МПа, температура верха от 150 °С до 170 °С, низа от 240 °С до 250 °С. Перед подачей в колонну нефть нагревают до 250 °С отходящим с установки гудрона.

С верха колонны отводятся газы и пары лёгкой бензиновой фракции, выкипающей до 120 °С. Парогазовая смесь, минуя трубчатую печь, сразу поступает в атмосферную колонну. Остаток эвапоратора разделяется на два потока: первый прокачивается насосом через змеевик трубчатой печи и вводится в нижнюю часть эвапоратора в парожидкостном состоянии в качестве «горячей струи», второй поток направляется с помощью насоса в трубчатую печь, предназначенную для нагрева отбензиненной нефти перед её атмосферной перегонкой.

Частично отбензиненная нефть перед подачей в ректификационную колонну предварительно нагревается до 380 °С. Параметры атмосферной колонны: температура верха от 170 °С до 190 °С, низа от 330 °С до 350 °С, давление 0,2 МПа.

С верха атмосферной колонны отбирается парогазовая смесь, состав которой: вода, лёгкая бензиновая фракция с температурой кипения до 140 °С, газы. Смесь охлаждается сначала в конденсаторе-холодильнике, а затем в аппарате воздушного охлаждения, откуда полуконденсат поступает в экспанзер, где жидкая фаза отделяется от газовой. Основная часть бензиновой фракции выводится с установки, как целевой продукт, а малая её часть используется как верхнее циркуляционное орошение.

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						11
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

Атмосферная ректификационная колонна имеет три отпарные стриппинг-секции, с низа которых отбираются тяжёлый бензин, керосиновая и дизельная фракции. В низ стриппингов и колонны осуществлена подача водяного пара. Остатком атмосферной перегонки является мазут с температурой кипения более 350 °С, который направляется на вакуумный блок. Но иногда небольшую часть мазута отводят как продукт, используя его как котельное топливо.

Разделение мазута идёт в вакуумной колонне, температура на верху которой от 180 °С до 200 °С, низа от 360 °С до 380 °С. Давление в верхней части составляет 8 кПа.

Перед подачей в вакуумную колонну мазут прокачивается насосом через змеевик трубчатой печи, где нагревается до 400 °С. Максимально допустимое значение температуры составляет 420 °С, перегрев приведёт к термическому разложению мазута, к газообразованию, что усилит нагрузку на змеевик печи, закоксовыванию труб и их прогару; осмолению отбираемых фракций [7].

Нагретый мазут поступает под нижнюю тарелку концентрационной части вакуумной колонны. Вакуумная колонна оснащена тремя циркуляционными орошениями. С верха вакуумной колонны отбираются нефтяные пары, водяной пар, воздух, газы разложения углеводородов, идущие в систему создания вакуума.

Верхним продуктом выступают пары лёгкого вакуумного газойля, выкипающего 360 °С. Парожидкостная смесь конденсируется в водяном холодильнике и аппарате воздушного охлаждения.

Аналогичным образом происходит отвод и конденсация паров тяжёлого вакуумного газойля, имеющего температуру кипения от 350 °С до 500 °С. Часть лёгкого и тяжёлого газойля возвращаются в колонну как промежуточные циркуляционные орошения. Для снижения в газойле металлоорганических соединений с нижней тарелки концентрационной части отводится затемненная фракция, часть которой возвращается в колонну как нижнее циркуляционное орошение. В низ колонны подаётся водяной пар. Остатком колонны является гудрон

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						12
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

с температурой кипения более 500 °С, который выходя с установки тоже охлаждается в теплообменниках.

### **1.3 Способы интенсификации первичной перегонки нефти**

Увеличение отбора светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ можно достичь с использованием дополнительного оборудования и усовершенствованием старого, с изменением технологических параметров процесса.

#### **1.3.1 Резонансное воздействие на нефть**

Атмосферная перегонка нефти позволяет извлечь в среднем до 85 % лёгких углеводородных фракций, но 15 % остаются в мазуте недоизвлеченными, что создаёт дисперсную углеводородную среду из углеводородов с числом атомов углерода  $C_{14} - C_{16}$  и выше, и ассоциатов. Ассоциаты – это конгломераты тяжёлых и лёгких углеводородов, которые адсорбционно связаны между собой под действием сил Ван-дер-Ваальса. Адсорбционная связь между лёгкими и тяжёлыми молекулами имеет индивидуальную частотную характеристику и амплитуду колебаний, которая возрастает с увеличением температуры. Максимальное значение температуры для таких колебаний сопровождается разрывом связи между углеводородами, находящимися в паре. Стоит заметить, что такие температуры выше 360 °С, а нагрев нефти перед атмосферной колонной до таких температур недопустим.

В начале текущего века стал набирать известность способ извлечения остатков светлых фракций из мазута. Суть заключается в облучении сырья, находящегося в процессе ректификации, слабыми электромагнитными колебаниями, усиленными в резонаторе [8].

Через десять лет после появления первых разработок появляется новый более усовершенствованный вариант волнового воздействия на нефть, что говорит о перспективности данного способа, так как для его осуществления требуются малые энергозатраты и срок окупаемости. В усовершенствованном варианте внедрено автоматическое ведение процесса, производится регулярное

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

отслеживание текущих резонансных частот, а также в схему включен вибратор для создания резонансной волны [9].

Резонансное воздействие на нефть увеличивает амплитуду колебаний адсорбционной связи между тяжёлыми и легкими углеводородами, что ведет к её разрыву и высвобождению легких углеводородов. В процессе ректификации за счёт нагрева образуются слабые электромагнитные колебания нефти и связанных пар легких и тяжелых углеводородов в этой нефти. Весь спектр этих колебаний снимается и направляется в резонатор с целью их концентрирования и усиления собственных электромагнитных колебаний.

Резонатор – аппарат, представляющий собой замкнутую торообразную камеру. По внутреннему периметру камеры присоединены последовательно друг за другом тонкостенные ленты Мебиуса, длины которых находятся в пропорциях, соответствующих музыкальному ряду – данная особенность позволяет эффективно воздействовать на объекты, что приводит к гармонизации электромагнитного излучения. Многократное прохождение по замкнутому пространству камеры даёт нарастание силы слабым электромагнитным колебаниям. Усиленные волны возвращаются в колонну для создания резонанса и снова снимаются, и возвращаются в резонатор. Ленты изготавливаются из парамагнитного или диамагнитного материала.

Резонансное воздействие способствует перераспределению углеводородов между фазами и фракциями, то есть переход из высококипящих в низкокипящие, что объясняется деструкцией смолисто-асфальтовых веществ, содержание которых снижается на 5 % по сравнению с содержанием в исходном сырье. Выход легких дистиллятов увеличивается почти на 7 %.

Следует также отметить, что снижается общее содержание серы, за счёт распада серосодержащих соединений на метил- и этил меркаптаны и сероводород.

### 1.3.2 Увеличение отбора керосиновой фракции

В качестве варианта увеличения отбора керосиновой фракции выступает

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

атмосферный блок, состоящий из атмосферной и отбензинивающей колонн, где для достижения поставленной задачи, пары бензиновой фракции, выходящие из К-1, подают на нижележащую тарелку, между отводами керосиновой и дизельной фракций [10].

Конкретика точки ввода объясняется близостью температур парожидкостных потоков в колонне и подаваемой парогазовой смеси, температура которой составляет 200 °С. Если подавать смесь паров и газов на тарелки в нижней части колонны, это приведёт к уменьшению температуры потоков и повысит выход мазута.

Выход керосиновой фракции можно повысить до 18,3 %, используя данный способ. Следует помнить, что на величину выхода керосиновой фракции влияет расход и температура промежуточного циркуляционного орошения, а именно при повышении этих параметров паровая фаза обогащается более высококипящими компонентами, при этом отбор мазута сокращается. Но следует обратить внимание на то, чтобы температура выкипания керосинового дистиллята не превышала 250 °С.

#### **1.4 Использование эффективных контактных устройств «Инжехим»**

Расход энергии в процессах ректификации зависит от эффективности контактных устройств, применяемых в атмосферной колонне: чем хуже контактное устройство, тем больше расход флегмы и водяного пара в кубе колонны. Соответственно, требуется большое количество воды, используемой для охлаждения в дефлегматорах и конденсаторах, а также применяемой для создания водяного пара, как теплоносителя в кубе колонны.

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

Эффективные контактные устройства благотворно влияют на ресурсосбережение, так как сокращается потребление теплоносителей, в качестве которых

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		



используется вода, а это приводит к уменьшению выбросов загрязнённой воды и расходов, необходимых для её очистки [11].

Минимальная реконструкция контактных устройств может снизить энергозатраты от 5 до 10 %. Минимальная реконструкция может быть проведена во время планового капитального ремонта установки, так как сопровождается не большими капитальными затратами и временем [12].

Замена контактных устройств на новые, по сравнению с реконструкцией, является дорогостоящим, но производительным и действенным решением, которое не только увеличит количество отбираемых светлых фракций, но улучшит их качество в связи с улучшенной разделяющей способностью, а также сократит энергоресурсы в некоторых случаях до 50 % [13].

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

В крупнотоннажных производствах, особенно за рубежом, широко применяются современные насадочные контактные устройства, которые стремительно вытесняют тарельчатые. Насадки бывают регулярные и нерегулярные (насыпные). Регулярные насадки обладают значительными достоинствами в отличие от нерегулярных, так как обладают низким гидравлическим сопротивлением в пределах от 130 Па до 260 Па на одну теоретическую тарелку и благоприятствуют однородному распределению жидкой и газожидкостной фаз по всей ректификационной колонне [14].

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

В противном случае, когда сопротивление массопередаче сосредоточено в жидкой фазе, то рекомендуется создать на контактных устройствах

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						16
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

шероховатую поверхность, что приведёт к турбулентному пленочному течению по элементам насадки.

В 2021 году Инженерно-Внедренческому Центру «Инжехим» исполнится 30 лет. За это время реконструировано и модернизировано более четырехсот объектов на нефтеперерабатывающих, нефтехимических и нефтегазодобывающих предприятиях России и стран СНГ. Организация разрабатывает внутренние устройства, применяемые для оснащения оборудования. Основные партнеры и заказчики: ОАО «Лукойл», ОАО «Казаньоргсинтез», ОАО «Газпром», ОАО «Нижекамскнефтехим».

Ниже представлены различные контактные устройства ИВЦ «Инжехим», позволяющие увеличить отбор светлых фракций высокого качества [15].

Всем этим насадкам присущи лучшие эксплуатационные свойства, повышающие производительность ректификационной колонны:

- развитая поверхность контакта фаз;
- равномерное распределение фаз внутри пакета;
- способность работы в широком интервале нагрузок;
- малое гидравлическое сопротивление;
- высокая разделяющая способность;
- равномерное распределение насадочных элементов;
- повышенная стойкость к механическим повреждениям и коррозии;
- простота изготовления и монтажа.

Блочная регулярная насадка, представленная на рисунке 2, используется в ректификационных колоннах диаметром до 8 метров. Это блок, состоящий из вертикальных гофрированных пластин, скрепленных между собой под углом. Пластины изготавливают из нержавеющей стали толщиной от 0,15 мм до 1 мм. Высота, эквивалентная теоретической тарелке, составляет от 0,2 метра. Гофрированная поверхность насадки обладает регулярными выступами и просечными каналами. Последние служат для потока паровой фазы и образуются за счет перекрестного расположения смежных листов гофры.

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						17
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

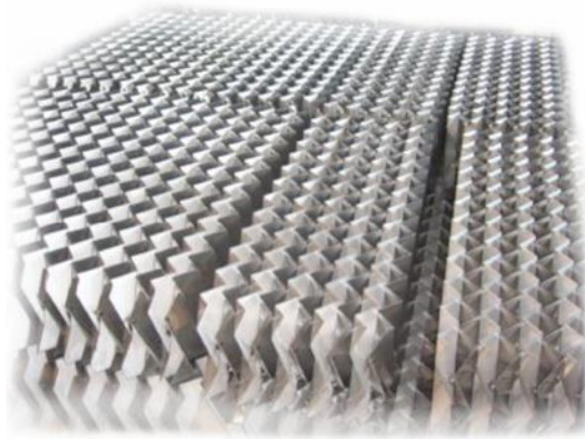


Рисунок 2 – Внешний вид блочной регулярной насадки

Сегментная регулярная насадка используется в практически во всех массообменных процессах, и в отличие от предыдущей блочной регулярной насадки, сегментная обладает плотной укладкой, так как форма насадки соответствует круглому сечению колонны. Вид насадки представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Внешний вид сегментной регулярной насадки

Представляет собой набор кольцевых блоков, образованных пакетами из двойных лент. Одна из лент гофрированная, причем форма гофры треугольная, на боковой поверхности которой имеются лепестки в виде круговых сегментов. Хорды сегментов располагаются по отношению друг к другу под определенным углом. В смежных листах гофры расположены перекрестно [16]. Исключение пустот и зазоров благоприятствуют равномерному распределению

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						18
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

фаз, которое наблюдается даже при большой высоте насадочного слоя (от 12 метров).

Насадка может использоваться в диапазоне температур от минус 250 °С до 250 °С и при любых значениях давления. Обладает низким перепадом давления до 300 Па на каждый метр. Изготавливается из коррозионностойкой стали.

Отличительной особенностью регулярной гофрированной рулонной насадки «Инжехим», представленной на рисунке 4, является то, что её конструкция направлена на увеличение турбулентности как паровой, так и жидкой фаз.

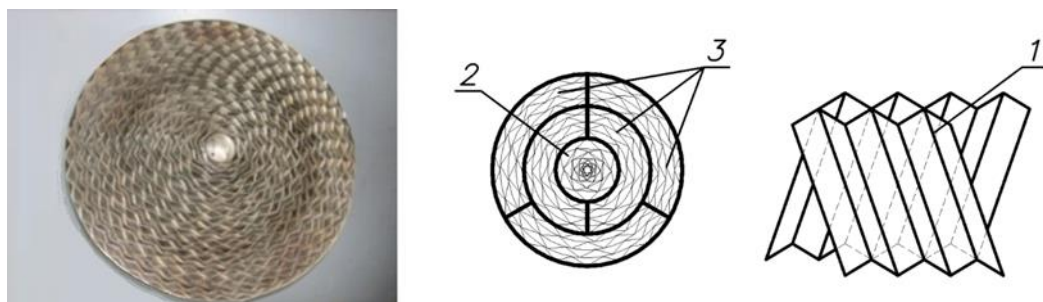


Рисунок 4 – Внешний вид и устройство регулярной рулонной гофрированной насадки:

1 – ребро гофры; 2 – центральный цилиндр; 3 – коаксиальный цилиндр

Шероховатая поверхность контактных устройств повышает коэффициент массоотдачи в жидкой фазе. А для интенсификации турбулентности парового потока выступают, главным образом, каналы, образованные за счёт перекрестного расположения смежных листов гофры [17].

Насадка выполнена в виде пакетов, состоящих из гофрированных листов, смотанных в рулоны и представляющих собой слои, расположенные друг над другом. Пакеты представляют собой центральный и коаксиальные цилиндры. Рулоны разрезают на равные доли. Гофры листов расположены под углом горизонту и выполнены перекрестно в смежных местах. Основные характеристики рулонной регулярной насадки представлены в таблице 2.

Принцип действия насадки: с помощью распределительного устройства

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		19

осуществляется равномерная подача жидкой фазы на верхний торец насадки. Плёнка жидкости стекает по поверхности гофрированных листов, на которых, непосредственно, происходит контакт с газами и парами, поднимающимися вверх. Благодаря, отсутствию обмена фазами в одном слое между коаксиальным и центральным цилиндрами, исключается перемещение жидкости от центра насадки к её периферии.

Таблица 2 – Технические характеристики регулярной рулонной насадки «Инже-хим»

Наименование параметра	Численное значение
Удельная поверхность, м <sup>2</sup> /м <sup>3</sup>	240,000
Свободный объём, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0,904
Эквивалентный диаметр, м	0,015
Гидравлическое сопротивление, Па/м	120,000
Высота, эквивалентная одной теоретической тарелке, м	0,600 – 0,800

Насадка применяется для колонн любого диаметра и большой высоты и обладает повышенной механической прочностью, что позволяет эксплуатировать её без дополнительного секционирования. Важным преимуществом данной насадки – это её равномерное распределение по всему поперечному сечению колонны, отсутствие пустот и зазоров.

Инженерно-Внедренческий Центр «Инжехим» ведёт активное изучение и разработку эффективной конструкции контактных элементов насыпной насадки. Изготовитель в ходе исследований и модернизаций добился следующих результатов:

- достижение оптимальной формы конструкции, при которой контактный элемент оснащен просечками, а отогнутые части имеют плавные изгибы, чтобы исключить выступающих и острых деталей, которые, в свою очередь, являются центром каплеобразования и струй;
- равномерное распределение насадочных контактных элементов за счет

					<b>ВКР.180301.171056.ПЗ</b>	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

их оптимальной формы при загрузке в колонну в навал, что создаёт практически однородную плотность в любой области насадочного слоя и одинаковое давление в различных точках опорной решетки. Однородность слоя характеризуется равномерным смачиванием жидкости;

- использование контактной точечной сварки с нанесением на контактные элементы перемычек, позволяет повысить механическую прочность;

- увеличение механической прочности благоприятствует изготовлению элементов из тонкого листового материала, что сокращает его расход на изготовление контактных устройств;

- облегчение массы и целенаправленное создание шероховатой поверхности улучшает массообмен;

- малое гидравлическое сопротивление и повышенная пропускная способность позволяют загружать нерегулярную насадку в колонны диаметром до 4,5 метра;

- благодаря, повышенной механической прочности можно увеличить высоту насадочного слоя, так как верхние слои не в силах оказывать повреждения на нижние.

Нерегулярная насадка «Инжехим-2000», изображённая на рисунке 5, может использоваться как самостоятельно, так и в комбинации с регулярными насадками. Материалами для её изготовления служат нержавеющая, либо углеродистая стали. Параметры насадочного устройства приведены в таблице 3.

Эксплуатация насадки осуществляется в пределах температур от минус 250 °С до 250 °С и при давлении от избыточного до вакуума. Допускается её использование для разделения загрязнённых смесей. По сравнению с кольцами Палля и Рашига при одинаковой толщине насыпного слоя, насадка «Инжехим – 2000» имеет производительность почти в 1,5 раза больше и меньшее в 3 раза удельное гидравлическое сопротивление.

В качестве способа повышения отбора светлых фракций можно использовать комбинацию регулярной и нерегулярной насадок «Инжехим».

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		



Рисунок 5 – Внешний вид нерегулярной насадки «Инжехим – 2000» с шероховатой поверхностью

Таблица 3 – Технические параметры нерегулярной насадки «Инжехим – 2000»

Параметр	Значение									
	Размер элемента, мм	12,00	16,00		24,00		35,00		60,00	
Толщина материала, мм	0,30	0,40	0,50	0,40	0,50	0,40	0,50	0,80	1,00	
Количество элементов в м <sup>3</sup> , шт	558000	184000		65000		18750		4450		
Удельная поверхность, м <sup>2</sup> /м <sup>3</sup>	415,92	266,90	270,90	165,80	167,90	106,30	107,40	68,60	69,20	
Свободный объём, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0,90	0,95	0,94	0,97	0,96	0,98	0,97	0,97	0,97	
Эквивалентный диаметр, мм	9,06	14,20	13,90	23,40	22,90	36,90	36,30	56,80	55,90	

Установлено, что около 30 % светлых фракций остаются недоизвлеченными из нефти и теряются в мазуте. Основную задачу по увеличению количества отгоняемых светлых фракций берёт на себя именно регулярная насадка, которую следует располагать именно в нижней части колонны так, чтобы добиться четкого разделения дизельной фракции и мазута.

Если колонна была до этого оснащена тарельчатыми контактными устройствами, то достаточно заменять 3 – 4 тарелки на слой насадки, что обеспечит в данной области не менее 2 теоретических тарелок. В качестве применяемой насадки будет выступать рулонная гофрированная регулярная насадка. Приблизительная высота насадки не менее 1,5 метра [18]. Основную же часть колонны требуется разбить на секции и заполнить слоями нерегулярной насадки «Инже-хим-2000».

Применение эффективной насадки, способствует сокращению потребления водяного пара. Использование водяного пара, подводимого в куб колонны способствует потерям до 15 % дизельной фракции в мазуте. Насадочные контактные устройства раскрывают свой потенциал при пониженном давлении. Повышенное давление ухудшает качество отбора светлых нефтепродуктов. Умеренный вакуум позволяет получить светлые нефтепродукты повышенного качества в большом количестве [19].

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						23
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		



## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Сырьё и продукция атмосферной трубчатки

Данные о используемом сырье, материалах и продукции атмосферного блока представлены в таблицах 4 и 5.

В качестве примера сырья, используется смесь западно-сибирской и сахалинской нефтей. Исходное сырьё подвергают обезвоживанию и обессоливанию в блоке ЭЛОУ с добавлением деэмульгаторов с целью разрушения водонефтяной эмульсии и нейтрализаторов для предотвращения сероводородной коррозии.

Таблица 4 – Характеристика сырья

Наименование сырья, материалов	Показатели, обязательные для проверки	Норма
Сырая нефть	Массовая доля воды, % не более	0,500
Обессоленная нефть	Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	2,000
	Массовая доля воды, %, не более	0,200
Технический чешуированный едкий натр марки ТР	Массовая доля гидропероксида натрия, %, не менее Внешний вид	98,500 белый цвет
Нейтрализатор «Геркулес 54505»	Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup> , не более Температура застывания, °С, не выше	0,890 минус 40
Ингибитор коррозии «Геркулес 30617»	Плотность при 15 °С, г/см <sup>3</sup> , не более Температура застывания, °С, не выше	0,953 минус 40
Деэмульгатор «Геркулес 1017»	Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup> Температура застывания, °С, не выше Вязкость кинематическая при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с, не более	0,920 минус 50 20,000

					<b>ВКР.180301.171056.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Хомяк В. А.			Увеличение отбора светлых нефте- продуктов на атмосферных колоннах установок ЭЛОУ-АВТ	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Охотникова Г.Г.				У	24	71
<i>Н. контр.</i>		Родина Т.А.			АмГУ, ИФФ, гр. 718-об			
<i>Зав. каф.</i>		Гужель Ю. А.						

Таблица 5 – Характеристика получаемой продукции

Наименование продукта	Свойства и качество получаемых продуктов		
	Показатель	Единица измерения	Норма
Прямогонный бензин (продукт колонны К-1)	Температура начала перегонки, не ниже	°С	28
	Конец кипения компонента, не выше		180
	Плотность при 20 °С, не более	кг/м <sup>3</sup>	730
Прямогонный бензин (продукт колонны К-2; компонент нефти)	Фракционный состав:		
	температура начала перегонки, не ниже		28
	10 % перегоняется при температуре, не выше	°С	100
	50 % перегоняется при температуре, не выше		130
	90 % перегоняется при температуре, не выше		175
	конец кипения компонента, не выше		180
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	-		отсутствие
Плотность при 20 °С, не более	кг/м <sup>3</sup>		735
Лёгкая бензиновая фракция («головной» продукт колонны К-2)	Температура начала перегонки, не ниже	°С	28
	Конец кипения компонента, не выше		140
	Плотность при 20 °С, не более	кг/м <sup>3</sup>	712
Тяжелая бензиновая фракция (продукт отпарной колонны К-3)	Температура начала перегонки, не ниже	°С	140
	Конец кипения компонента, не выше		180
	Плотность при 20 °С, не более	кг/м <sup>3</sup>	769
Керосиновая фракция (продукт отпарной колонны К-4)	Температура начала перегонки, не ниже	°С	180
	Конец кипения компонента, не выше		240
	Плотность при 20 °С, не более	кг/м <sup>3</sup>	829
Дизельная фракция (продукт отпарной колонны К-5)	Температура начала перегонки, не ниже	°С	240
	Конец кипения компонента, не выше		350
	Плотность при 20 °С, не более	кг/м <sup>3</sup>	855
Компонент мазута (кубовый остаток колонны К-2)	Температура вспышки, не ниже	°С	90
	Плотность при 20 °С, не более	кг/м <sup>3</sup>	930
	Содержание светлых фракций, перегоняемых до 350 °С	% по массе	

					<b>ВКР.180301.171056.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		25

## 2.2 Описание усовершенствованной технологической схемы атмосферного блока установки ЭЛОУ-АВТ

Технологическая усовершенствованная схема перегонки нефти на атмосферной трубчатке представлена на рисунке 6.

В качестве сырья блока атмосферной перегонки выступает подготовленная нефть, прошедшая блок электрообессоливания и обезвоживания. С массовым содержанием воды 0,2 % и температурой 140 °С, приобретённой в процессе электродегидрирования, нефть потоком 1 с помощью насоса Н-1 поступает на нагрев в группу кожухотрубчатых теплообменников Т1/11, где протекает по межтрубному пространству. В качестве теплоносителя используется кубовый остаток 2 колонны К-1 – отбензиненная нефть, которая с температурой 300 °С насосом Н-3 поступает в трубное пространство.

Обессоленная нефть, нагретая до 240 °С, насосом Н-2 подаётся в низ отбензинивающей колонны К-1. Технологические параметры колонны: температуры верха и низа равны 195 °С и 310 °С, соответственно; давление 0,45 МПа. Основная задача колонны К-1 – извлечение из нефти бензиновой фракции, остаточного содержания воды, углеводородных газов и сероводорода.

Благодаря использованию отбензинивающей колонны, исключается нагрузка в трубчатой печи П-1, так как пары бензиновой фракции не оказывают давления на стенки змеевиков.

Отбензинивающая колонна непосредственно связана с резонатором Р. В процессе ректификации происходит съём электромагнитных колебаний между молекулами нефти и усиление их в торообразной камере при помощи лент Мебиуса. Пройдя резонатор, электромагнитные колебания возвращаются в колонну К-1 и оказывают резонансное воздействие на перегоняемое сырьё, тем самым высвобождая молекулы лёгких фракций. Благодаря волновому воздействию высвобождается дополнительное количество сероводорода, что исключает сероводородную коррозию основной атмосферной колонны К-2.

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

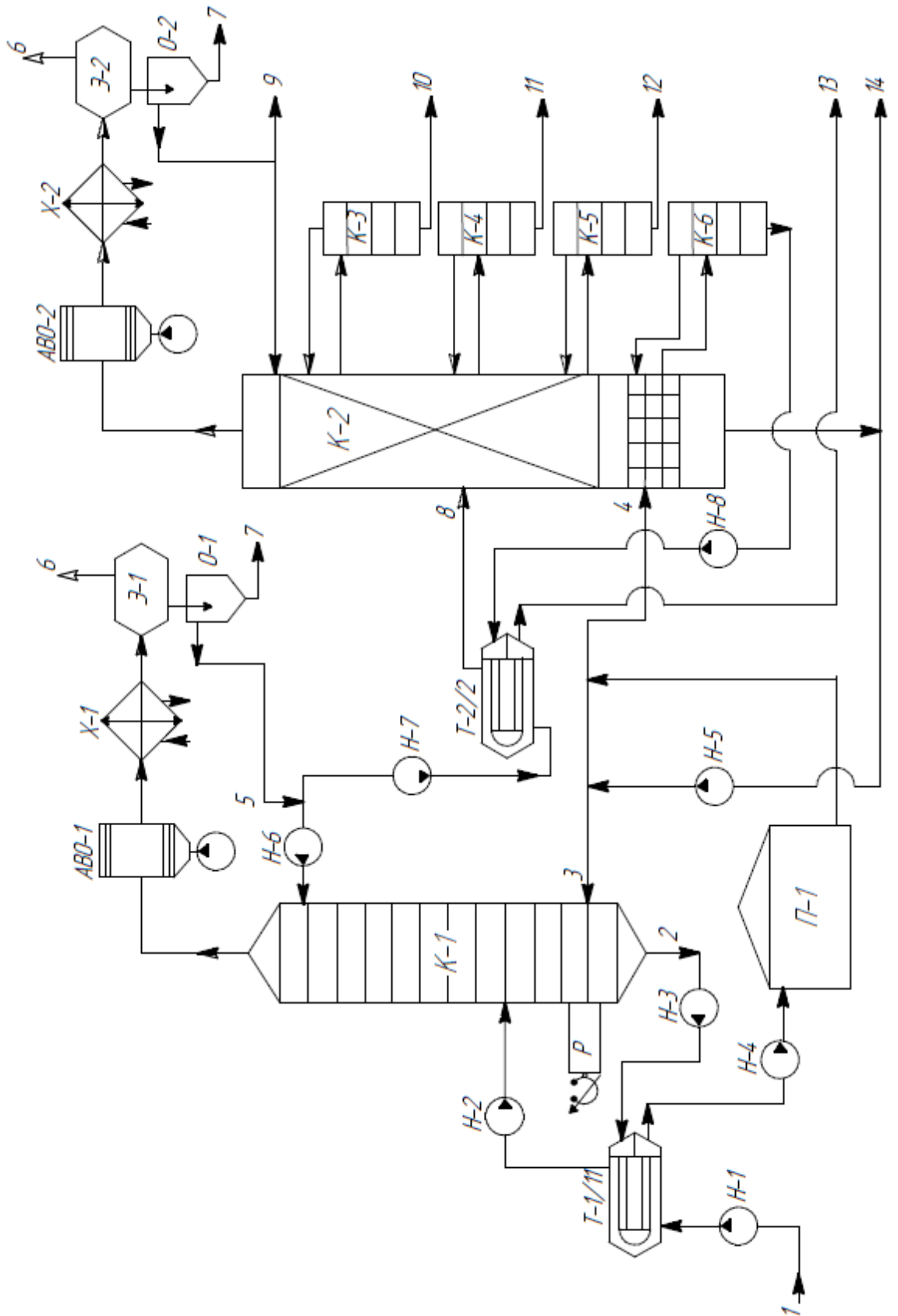


Рисунок 6 – Усовершенствованный вариант атмосферного блока

С верха колонны К-1 уходят пары бензиновой фракции и воды, углеводородные газы и сероводород. Парообразная смесь поступает на охлаждение и дальнейшую конденсацию в аппарат воздушного охлаждения АВО-1 и водяной холодильник Х-1.

Смесь конденсата с температурой 27 °С и газов поступает в экспанзер Э-1, где от жидкой фазы отделяется газообразный поток 6 углеводородов и сероводорода. Далее конденсат направляется в отстойник О-1, где происходит разделение бензиновой фракции и воды, последняя покидает аппарат потоком 7. Для орошения колонны К-1 используется 30 % от полученного количества прямогонного бензина 5 и подаётся насосом Н-6.

С низа отбензинивающей колонны отводится кубовый остаток – отбензиненная нефть, которая, отдав своё тепло обессоленной нефти в теплообменниках Т1/11, направляется насосом Н-4 в трубчатую печь П-1.

Для поддержания температуры низа колонны К-1 используется «горячая струя» 3: 7 % мазута, выходящего из К-2, и 11 % отбензиненной нефти от потока, выходящего из П-1. Данное решение имеет следующее объяснение: использование резонатора, связанного с К-1 позволяет доизвлечь дополнительные 2 % светлых фракций из мазута и рециркулирующей отбензиненной нефти.

Утяжелённая нефть 4 нагревается в печи П-1 до 360 °С и поступает в низ основной атмосферной колонны К-2.

Для увеличения отбора керосиновой фракции пары прямогонного бензина 8 следует подавать с температурой 200 °С на нижележащую точку между отводами керосиновой и дизельной фракций. Для этого конденсат бензиновой фракции подают Н-7 и нагревают в двух кожухотрубчатых теплообменниках Т2/2. Бензиновая фракция с температурой 27 °С поступает в межтрубное пространство и нагревается за счёт тепла тяжёлой дизельной фракции, циркулирующей по трубному пространству, до требуемой температуры 200 °С.

Основная атмосферная колонна К-2 представляет собой насадочную ректификационную колонну, в которой предложена комбинация регулярной и

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						28
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

нерегулярной насадок «Инжехим». Использование нерегулярной насадки «Инжехим – 2000» по высоте колонны позволяет качественно и чётко разделять светлые фракции. Слой регулярной рулонной гофрированной насадки, располагающийся в нижней части колонны, позволяет извлечь до 30 % дизельной фракции из мазута.

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

Колонна оснащена отпарными стриппинг-секциями К-3, К-4, К-5, К-6, из которых отбираются фракции тяжёлого бензина 10, керосина 11, лёгкого и тяжёлого дизельного топлива, соответственно 12.и 13. Количество циркуляционных орошений соответствует количеству отпарных колонн.

Колонна К-2 имеет верхнее остроиспаряющее орошение: в процессе ректификации поднимающиеся пары лёгкой бензиновой фракции с остаточным содержанием воды и углеводородных газов пройдя АВО-2, Х-2,Э-2, О-2 возвращаются в колонну в виде конденсата с температурой 27 °С потоком, составляющим 20 % от общего 9.

Все продукты первичной перегонки нефти, кроме тяжёлой дизельной фракции, покидают атмосферную колонну К-2. Тяжёлая дизельная фракция с температурой 330 °С подаётся насосом Н-8 в трубное пространство теплообменников Т2/2, где охлаждается до 245 °С и покидает атмосферный блок, как целевой продукт.

Кубовым остатком колонны К-2 выступает мазут 14, 93 % которого направляется на вакуумный блок. Мазут выкипания от 350 °С до 500 °С.

### **2.3 Расчёт насадочной атмосферной колонны**

Для упрощения расчёта насадочной колонны принимаем нефть, как бинарную смесь, поступающую на ректификацию в колонну с массовым расходом 627 427,5 кг/ч.

Двухкомпонентная смесь состоит из циклогексана и тетракозан.

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

Циклогексан содержится в отбираемом с верха колонны дистилляте (лёгкой бензиновой фракции), а тетракозан – компонент мазута, уходящий с низа колонны в качестве кубового остатка. Молярные массы циклогексана и тетракозана равны 84,16 г/моль и 338,66 г/моль, соответственно.

Произведём расчёт с помощью методики [20].

Для дальнейшего расчёта определяем коэффициенты уравнения Антуана и вносим их в таблицу 6.

Таблица 6 – Коэффициенты уравнения Антуана

Компоненты	Коэффициенты		
	A	B	C
Циклогексан	5,96991	1203,52600	222,86300
Тетракозан	7,59873	2385,41450	82,13240

Состав куба и дистиллята определяем на основании средних температур кипения фракции:

$$x_i = \frac{P_{\text{атм}} - P_{\text{вк}}}{P_{\text{нк}} - P_{\text{вк}}}, \quad (1)$$

где  $P_{\text{атм}}$  – атмосферная давление, Па;

$P_{\text{вк}}$  – давление насыщенных паров тетракозана, Па;

$P_{\text{нк}}$  – давление насыщенных паров циклогексана, Па.

Для определения давления паров низкокипящего и высококипящего компонента воспользуемся уравнением Антуана:

$$P = 10^{A - \frac{B}{C+t}} \cdot 132,89, \quad (2)$$

где A, B, C – коэффициенты, взятые из справочных данных;

t – температура кипения компонентов, °С.

Так как тетракозан имеет температуру кипения 394 °С, он не отводится с верха колонны в качестве дистиллята, его содержание в дистилляте составляет 0 %. Содержание циклогексана в дистилляте 44 %.

Рассчитаем состав дистиллята, при этом находим  $P_{\text{нк}}$  и  $P_{\text{вк}}$  при температуре кипения низкокипящего компонента, равной 80,75 °С:

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$P_{\text{НК}}^{80,75} = 10^{5,96991 - \left(\frac{1203,52600}{222,86300 + 80,75}\right)} \cdot 132,89 = 133\,470,66 \text{ Па}$$

$$P_{\text{БК}}^{80,75} = 10^{7,59873 - \left(\frac{2385,41450}{82,13240 + 80,75}\right)} \cdot 132,89 = 0,00 \text{ Па}$$

Состав дистиллята при температуре кипения низкокипящего компонента, мольные доли:

$$x_D = \frac{10^5 - 0,00}{133\,470,66 - 0,00} = 0,745$$

Рассчитаем  $P_{\text{НК}}$  и  $P_{\text{БК}}$  при температуре кипения высококипящего компонента, равной 394 °С:

$$P_{\text{НК}}^{394} = 10^{5,96991 - \left(\frac{1203,52600}{222,86300 + 394}\right)} \cdot 132,89 = 1\,387\,905,82 \text{ Па}$$

$$P_{\text{БК}}^{394} = 10^{7,59873 - \left(\frac{2385,41450}{82,13240 + 394}\right)} \cdot 132,89 = 515\,551,44 \text{ Па}$$

Состав куба при температуре кипения высококипящего компонента, мольные доли:

$$x_W = \frac{10^5 - 515\,551,44}{1\,387\,905,82 - 515\,551,44} = 0,047$$

Определим температуры на выходе куба и дистиллята, применяя метод последовательного приближения:

$$P_{\text{НК}} \cdot t_W \cdot x_W + P_{\text{БК}} \cdot t_W \cdot (1 - x_W) = P_K, \quad (3)$$

где  $t_W$  – температура на выходе из куба, °С;

$P_K$  – давление в колонне К-2, равное 60 300 Па.

При подстановке температура потока на выходе из куба равна 381 °С.

Определим температуры дистиллята на выходе, применяя метод последовательного приближения:

$$P_{\text{НК}} \cdot t_D \cdot x_D + P_{\text{БК}} \cdot t_D \cdot (1 - x_D) = P_K, \quad (4)$$

где  $t_D$  – температура дистиллята на выходе, °С.

Дистиллят имеет температуру 78,56 °С.

Рассчитаем относительную летучесть компонента при  $t_D = 78,56$  °С

$$\alpha = \frac{P_{\text{НК}}}{P_{\text{БК}}} \quad (5)$$

$$P_{\text{НК}}^{78,56} = 10^{5,96991 - \left(\frac{1203,52600}{222,86300 + 78,56}\right)} \cdot 132,89 = 12\,606,32 \text{ Па}$$

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



$$P_{BK}^{78,56} = 10^{7,59873 - \left(\frac{2385,41450}{82,13240 + 78,56}\right)} \cdot 132,89 = 453,31 \text{ Па}$$

При 78,56 °С относительная летучесть компонентов  $\alpha = 27,81$ .

Рассчитаем относительную летучесть компонента при  $t_W = 381$  °С.

$$\alpha = \frac{P_{HK}}{P_{BK}} \quad (6)$$

$$P_{HK}^{381} = 10^{5,96991 - \left(\frac{1203,52600}{222,86300 + 381}\right)} \cdot 132,89 = 1\,259\,962,21 \text{ Па}$$

$$P_{BK}^{381} = 10^{7,59873 - \left(\frac{2385,41450}{82,13240 + 381}\right)} \cdot 132,89 = 328\,803,16 \text{ Па}$$

При 381 °С относительная летучесть компонентов  $\alpha = 3,83$ .

Находим среднюю относительную летучесть:

$$\alpha' = \frac{27,81 + 3,83}{2} = 15,82$$

Строим кривую равновесия, используя рисунок 7:

$$y = \frac{\alpha \cdot x}{1 + (\alpha - 1) \cdot x} \quad (7)$$

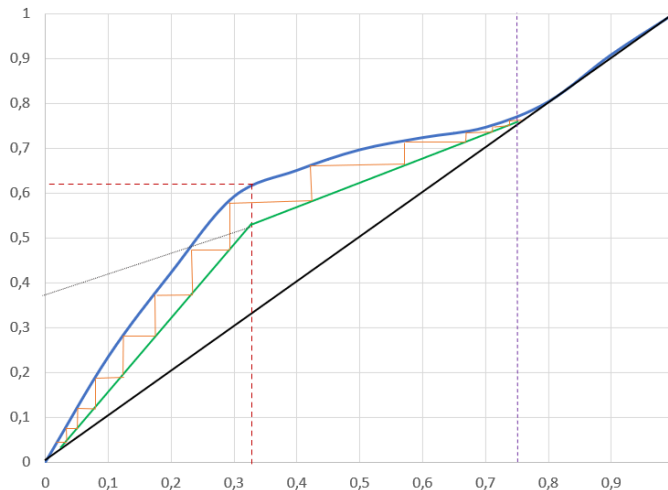


Рисунок 7 – График равновесной кривой

Общее уравнение материального баланса ректификационной колонны:

$$G'_F = G'_D + G'_W, \quad (8)$$

где  $G'_F$ ,  $G'_D$ ,  $G'_W$  – массовые расходы исходной смеси, дистиллята и кубового остатка, соответственно,  $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$ .

Массовый расход исходной смеси, поступающей в насадочную ректификационную колонну известен, и составляет 627 427,5 кг/ч или 174,29 кг/с.

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Массовый расход дистиллята:

$$G'_D = G'_F - G'_W \quad (9)$$

Найдём производительность по дистилляту с учётом содержания легколетучего компонента:

$$G'_W = \frac{G'_F \cdot (x'_F - x'_D)}{x'_W - x'_D}, \quad (10)$$

где  $x'_F$ ,  $x'_D$ ,  $x'_W$  – содержание легколетучего компонента в исходной смеси, дистилляте и кубовом остатке, соответственно, массовые доли.

$$G'_W = \frac{174,29 \cdot (0,11 - 0,44)}{0,00 - 0,44} = 130,72 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$G'_D = 174,290 - 130,720 = 43,573 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Выразим концентрации в мольные доли:

$$x_i = \frac{\frac{x'_i}{M_{\text{цикл.гек.}}}}{\frac{x'_i}{M_{\text{цикл.гек.}}} + \frac{(100 - x'_i)}{M_{\text{тетракозан}}}}, \quad (11)$$

где  $x_i$  – мольная концентрация легколетучего компонента в потоке, мольные доли;

$x'_i$  – массовая концентрация легколетучего компонента в потоке, % по массе;

$M_{\text{цикл.гек.}}$  – молекулярная масса циклогексана,  $\frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$ ;

$M_{\text{трикозана}}$  – молекулярная масса трикозана,  $\frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$ .

Концентрация легколетучего компонента в дистилляте и исходной смеси, мольные доли:

$$x_D = \frac{\frac{44}{84,16}}{\frac{44}{84,16} + \frac{(100 - 44)}{338,66}} = 0,745$$

$$x_F = \frac{\frac{11}{84,16}}{\frac{11}{84,16} + \frac{(100 - 11)}{338,66}} = 0,332$$

Рассчитаем средние молярные массы питания, дистиллята и кубового остатка:

$$M_F = x_F \cdot M_{\text{цикл.гек.}} + (1 - x_F) \cdot M_{\text{тетракозан}} \quad (12)$$

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$M_F = 0,332 \cdot 84,16 + (1 - 0,332) \cdot 338,66 = 254,179 \frac{\text{КГ}}{\text{КМОЛЬ}}$$

$$M_D = x_D \cdot M_{\text{цик.гек.}} + (1 - x_D) \cdot M_{\text{тетракозан}} \quad (13)$$

$$M_D = 0,745 \cdot 84,16 + (1 - 0,745) \cdot 338,66 = 149,06 \frac{\text{КГ}}{\text{КМОЛЬ}}$$

$$M_W = x_W \cdot M_{\text{цик.гек.}} + (1 - x_W) \cdot M_{\text{тетракозан}} \quad (14)$$

$$M_W = 0,000 \cdot 84,16 + (1 - 0,000) \cdot 338,66 = 338,66 \frac{\text{КГ}}{\text{КМОЛЬ}}$$

Молярный расход нефти,  $\frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{с}}$ :

$$G_F = \frac{G'_F}{M_F} \quad (15)$$

$$G_F = \frac{174,29}{254,79} = 0,68 \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{с}}$$

Молярный расход лёгкой бензиновой фракции,  $\frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{с}}$ :

$$G_D = \frac{G'_D}{M_D} \quad (16)$$

$$G_D = \frac{43,573}{149,06} = 0,292 \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{с}}$$

Молярный расход мазута,  $\frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{с}}$ :

$$G_W = \frac{G'_W}{M_W} \quad (17)$$

$$G_W = \frac{130,720}{338,66} = 0,386 \frac{\text{КМОЛЬ}}{\text{с}}$$

Полученные мольные и массовые потоки и составы вносим в таблицу 7.

Состав пара, поднимающегося с питательной тарелки, соответствует мольной концентрации легколетучего компонента и равен 0,332.

По значению  $x_F = 0,332$  определяем  $y_F$  по равновесной кривой, изображенной на рисунке 7. Принимаем  $y_F = 0,629$ .

Найдём минимальное флегмовое число.

$$R_{\min} = \frac{x_D - y_F}{y_F - x_F} \quad (18)$$

$$R_{\min} = \frac{0,745 - 0,629}{0,629 - 0,332} = 0,39$$

Флегмовое число:

$$R = 2 \cdot R_{\min} \quad (19)$$

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$R = 2 \cdot 0,39 = 0,78$$

$$F = \frac{x_D - x_W}{x_F - x_W} \quad (20)$$

Таблица 7 – Состав потоков сырья и продуктов

Поток	Средняя молярная масса $M_i, \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$	Состав		Производительность по потоку	
		Мольные доли $x_i$	Массовые доли $x'_i$	$\frac{\text{кмоль}}{\text{с}}$	$\frac{\text{кг}}{\text{с}}$
Исходная смесь	254,179	0,332	0,110	0,684	174,290
Дистиллят	149,060	0,745	0,440	0,292	43,573
Кубовый остаток	338,660	0,047	0,000	0,386	130,720

$$F = \frac{0,745 - 0,047}{0,332 - 0,047} = 2,45$$

Уравнение рабочей линии для верха колонны:

$$y = \frac{R}{R+1} \cdot x + \frac{x_D}{R+1} \quad (21)$$

$$y = \frac{0,78}{0,78+1} \cdot x + \frac{0,745}{0,78+1}$$

Итоговое уравнение рабочей линии для верха колонны имеет вид:

$$y = 0,44 \cdot x + 0,38$$

Уравнение рабочей линии для низа колонны:

$$y = \frac{R+F}{R+1} \cdot x - \frac{F-1}{R+1} \cdot x_W \quad (22)$$

$$y = \frac{0,78+2,45}{0,78+1} \cdot x - \frac{2,45-1}{0,78+1} \cdot 0,047$$

Итоговое уравнение рабочей линии для низа колонны имеет вид:

$$y = 1,815 \cdot x - 0,038$$

Рассчитаем средние массовые расходы по жидкости для верхней и нижней частей колонны.

Для начала определим средние мольные составы жидкости для верхней  $x_{\text{ср.в}}$  и нижней  $x_{\text{ср.н}}$  частях колонны:

$$x_{\text{ср.в}} = \frac{x_F + x_D}{2} \quad (23)$$

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$x_{\text{ср.в}} = \frac{0,332+0,745}{2} = 0,539$$

$$x_{\text{ср.н}} = \frac{x_F+x_W}{2} \quad (24)$$

$$x_{\text{ср.н}} = \frac{0,332+0,047}{2} = 0,189$$

Найдём средние молярные массы жидкости в верхней  $M_B$  и нижней  $M_H$  частях колонны.

$$M_B = M_{\text{цик.гек.}} \cdot x_{\text{ср.в}} + M_{\text{тетракозан}} \cdot (1 - x_{\text{ср.в}}) \quad (25)$$

$$M_B = 84,16 \cdot 0,539 + 338,66 \cdot (1 - 0,539) = 201,48 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$$

$$M_H = M_{\text{цик.гек.}} \cdot x_{\text{ср.н}} + M_{\text{тетракозан}} \cdot (1 - x_{\text{ср.н}}) \quad (26)$$

$$M_H = 84,16 \cdot 0,189 + 338,66 \cdot (1 - 0,189) = 290,56 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$$

Средний массовый расход по жидкости для верхней части колонны:

$$L_B = G_D \cdot R \cdot \frac{M_B}{M_D} \quad (27)$$

$$L_B = 0,292 \cdot 0,78 \cdot \frac{201,48}{149,06} = 0,308 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Средний массовый расход по жидкости для нижней части колонны:

$$L_H = G_D \cdot R \cdot \frac{M_H}{M_D} + G_F \cdot \frac{M_H}{M_F} \quad (28)$$

$$L_H = 0,292 \cdot 0,78 \cdot \frac{290,56}{149,06} + 0,68 \cdot \frac{290,56}{254,179} = 1,22 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Прежде чем определить средние массовые расходы по пару для верхней  $G_B$  и нижней  $G_H$  частям насадочной колонны, найдём средние молярные составы пара в соответствующих частях колонны:

$$y_{\text{ср.в}} = \frac{y_F+y_D}{2} \quad (29)$$

$$y_{\text{ср.в}} = \frac{0,629+0,763}{2} = 0,696$$

$$y_{\text{ср.н}} = \frac{0,629+0,032}{2} = 0,331$$

Полученные значения подставляем в формулы для нахождения средних молярных масс паров в верхней и нижней части колонны:

$$M'_B = M_{\text{цик.гек.}} \cdot y_{\text{ср.в}} + M_{\text{тетракозан}} \cdot (1 - y_{\text{ср.в}}) \quad (30)$$

$$M'_B = 84,16 \cdot 0,696 + 338,66 \cdot (1 - 0,696) = 161,528 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$$

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$M'_H = M_{\text{цикл.гек.}} \cdot U_{\text{ср.н}} + M_{\text{тетракозан}} \cdot (1 - U_{\text{ср.н}}) \quad (31)$$

$$M'_H = 84,16 \cdot 0,331 + 338,66 \cdot (1 - 0,331) = 254,421 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$$

$$G_B = G_D \cdot (R + 1) \cdot \frac{M'_B}{M_D} \quad (32)$$

$$G_B = 0,292 \cdot (0,78 + 1) \cdot \frac{161,528}{149,06} = 0,563 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$G_H = G_D \cdot (R + 1) \cdot \frac{M'_H}{M_D} \quad (33)$$

$$G_H = 0,292 \cdot (0,78 + 1) \cdot \frac{254,421}{149,06} = 0,887 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Предельная фиктивная скорость пара  $\omega_{\text{п}}$ , при которой происходит захлёбывание насадочной колонны:

$$\frac{\omega_{\text{п}}^2 \cdot \alpha \cdot \rho_{\text{п}} \cdot \mu_{\text{ж}}^{0,16}}{g \cdot \varepsilon^3 \cdot \rho_{\text{ж}}} = 1,2 \cdot \left(4 \cdot \left(\frac{L}{G}\right)^{0,25} \cdot \left(\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{ж}}}\right)^{0,125}\right), \quad (34)$$

где  $\rho_{\text{ж}}$  – средняя плотность жидкости,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;

$\rho_{\text{п}}$  – средняя плотность пара,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;

$\mu_{\text{ж}}$  – вязкость жидких смесей, мПа · с;

$\frac{L}{G}$  – отношение фаз в верхней и нижней частях колонны.

Найдём среднюю плотность жидкости в верхней и нижней частях колонны при температурах  $t_{\text{жв}} = 79 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $t_{\text{жн}} = 389 \text{ }^\circ\text{C}$ .

$$\rho_{\text{вцикл.гек.}} = 732,310 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \quad \rho_{\text{нцикл.гек.}} = 481,955 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_{\text{вттракозан}} = 753,976 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \quad \rho_{\text{нттракозан}} = 512,018 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

Средняя плотность жидкости в верхней части колонны:

$$\rho_{\text{жв}} = \rho_{\text{вцикл.гек.}} \cdot x_{\text{ср.в}} + \rho_{\text{вттракозан}} \cdot (1 - x_{\text{ср.в}}) \quad (35)$$

$$\rho_{\text{жв}} = 732,31 \cdot 0,539 + 753,976 \cdot (1 - 0,539) = 742,298 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Средняя плотность жидкости в нижней части колонны:

$$\rho_{\text{жн}} = \rho_{\text{нцикл.гек.}} \cdot x_{\text{ср.н}} + \rho_{\text{нттракозан}} \cdot (1 - x_{\text{ср.н}})$$

$$\rho_{\text{жн}} = 481,955 \cdot 0,189 + 512,018 \cdot (1 - 0,189) = 506,336 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (36)$$

Определим среднюю плотность пара при  $t_{\text{пв}} = 81,2 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $t_{\text{пн}} = 396 \text{ }^\circ\text{C}$ .

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\rho_{ПВ} = \frac{T_0 \cdot M'_{В}}{(t_{ПВ} + T_0) \cdot 22,4} \quad (37)$$

$$\rho_{ПВ} = \frac{273 \cdot 161,528}{(81,2 + 273) \cdot 22,4} = 5,558 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$\rho_{ПН} = \frac{T_0 \cdot M'_{Н}}{(t_{ПН} + T_0) \cdot 22,4} \quad (38)$$

$$\rho_{ПН} = \frac{273 \cdot 254,421}{(396 + 273) \cdot 22,4} = 4,126 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Определим вязкость жидких смесей:

$$\log \mu_{Ж} = x_{ср.В} \cdot \log \mu_{цик.гек.} + (1 - x_{ср.В}) \cdot \log \mu_{трикозан} \quad (39)$$

$$\mu_{Вцик.гек.} = 0,404 \text{ мПа} \cdot \text{с}, \quad \mu_{Втетракозан} = 0,793 \text{ мПа} \cdot \text{с};$$

$$\mu_{Нцик.гек.} = 0,135 \text{ мПа} \cdot \text{с}, \quad \mu_{Нтетракозан} = 0,482 \text{ мПа} \cdot \text{с};$$

$$\log \mu_{ЖВ} = 0,539 \cdot \log 0,404 + (1 - 0,539) \cdot \log 0,793$$

$$\log \mu_{ЖВ} = -0,2586$$

$$\mu_{ЖВ} = 0,551 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

$$\log \mu_{ЖН} = x_{ср.Н} \cdot \log \mu_{Нцик.гек.} + (1 - x_{ср.Н}) \cdot \log \mu_{Нтетракозан} \quad (40)$$

$$\log \mu_{ЖН} = 0,189 \cdot \log 0,135 + (1 - 0,189) \cdot \log 0,482$$

$$\log \mu_{ЖН} = -0,4214$$

$$\mu_{ЖН} = 0,379 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

Предельная скорость паров в верхней части колонны:

$$\frac{\omega_{ПВ}^2 \cdot 266,9 \cdot 5,558 \cdot 0,551^{0,16}}{9,81 \cdot 0,95^3 \cdot 742,298} = 1,2 \cdot \left( -4 \cdot \left( \frac{0,308}{0,563} \right)^{0,25} \cdot \left( \frac{5,558}{742,298} \right)^{0,125} \right)$$

$$\omega_{ПВ} = 3,22 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Предельная скорость паров в нижней части колонны:

$$\frac{3,59^2 \cdot 266,9 \cdot 4,126 \cdot 0,379^{0,16}}{9,81 \cdot 0,95^3 \cdot 506,336} = 1,2 \cdot \left( 4 \cdot \left( \frac{1,22}{0,887} \right)^{0,25} \cdot \left( \frac{4,126}{506,336} \right)^{0,125} \right)$$

$$\omega_{ПН} = 3,59 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

В колоннах, работающих под вакуумом, рабочая скорость паров лежит в пределах от  $1,0 \frac{\text{м}}{\text{с}}$  до  $3,5 \frac{\text{м}}{\text{с}}$ .

Примем рабочую скорость паров на 10 % ниже предельной:

$$\omega_{ПВ} = 0,9 \cdot 3,22 = 2,89 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\omega_{\text{пн}} = 0,8 \cdot 3,59 = 3,23 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Диаметры ректификационной вакуумной колонны:

$$d_{\text{в}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G'_{\text{в}}}{\pi \cdot \omega_{\text{пв}} \cdot \rho_{\text{пв}}}} \quad (41)$$

$$d_{\text{в}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,563}{3,14 \cdot 2,89 \cdot 5,558}} = 2,11 \text{ м}$$

$$d_{\text{н}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G'_{\text{н}}}{\pi \cdot \omega_{\text{пн}} \cdot \rho_{\text{пн}}}} \quad (42)$$

$$d_{\text{н}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,887}{3,14 \cdot 3,23 \cdot 4,126}} = 2,91 \text{ м}$$

Принимаем стандартный диаметр обечайки для двух частей колонны, равный  $d = 3,0$  м. Действительные рабочие скорости находим по формулам:

$$\omega_{\text{д,в}} = \omega_{\text{пв}} \cdot \left(\frac{d_{\text{в}}}{d}\right)^2 \quad (43)$$

$$\omega_{\text{д,в}} = 1,43 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

$$\omega_{\text{д,н}} = \omega_{\text{пн}} \cdot \left(\frac{d_{\text{н}}}{d}\right)^2 \quad (44)$$

$$\omega_{\text{д,н}} = 3,04 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Число теоретических тарелок в верхней части колонны:

$$n_{\text{ТВ}} = 6$$

Число теоретических тарелок в нижней части колонны:

$$n_{\text{ТН}} = 6$$

По условию, в нижней части выделяем для рулонной насадки 2 теоретические тарелки. То есть 10 тарелок будет приходиться на нерегулярную насадку.

Определим высоту насадки, эквивалентную теоретической тарелке (ВЭТТ) для верхней части колонны определим по формуле:

$$h_{\text{эв}} = \left(\frac{\alpha}{\varepsilon}\right)^{1,2} \cdot \frac{1}{\omega_{\text{пв}}^{0,4}} \quad (45)$$

$$h_{\text{эв}} = \left(\frac{266,9}{0,95}\right)^{1,2} \cdot \frac{1}{1,43^{0,4}} = 0,752 \text{ м}$$

ВЭТТ для рулонной насадки составляет 0,8 м.

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



Произведём расчёт высоты слоя насадки методом, при котором число ступеней изменения концентрации и высоты эквивалентно теоретической тарелке:

$$N_H = h_э \cdot n_T \quad (46)$$

Высота насадочного слоя верхней части колонны:

$$N_{НВ} = h_{эВ} \cdot n_{ТВ} = 0,752 \cdot 10 = 7,52 \text{ м}$$

Высота насадочного слоя нижней части колонны:

$$N_{НН} = h_{эН} \cdot n_{ТН} = 0,800 \cdot 2 = 1,6 \text{ м}$$

Общая высота насадки для всей колонны:

$$N = N_{НВ} + N_{НН} = 7,52 + 1,6 = 9,12 \text{ м}$$

Принимаем высоту слоя насадки  $Z$ , равную 2 м. Из этого следует, что общее число секций  $n$  составляет 5, из которых 4 секции приходится в верхней части колонны и 1 в нижней).

Высота ректификационной колонны:

$$N_K = Z \cdot n + n \cdot h + Z_B + Z_H, \quad (47)$$

где  $h$  - расстояние между секциями насадки, м;

$Z_B$  - высота сепарационного пространства над насадкой, м;

$Z_H$  - расстояние между насадкой и днищем колонны, м.

Согласно рекомендациям, выбираем:

$$Z_B = 1400 \text{ мм}$$

$$Z_H = 2500 \text{ мм}$$

Таким образом, высота колонны:

$$N_K = 2 \cdot 5 + 5 \cdot 1,5 + 1,4 + 2,5 = 21,4 \text{ м}$$

Определим общее гидравлическое сопротивление орошаемой насадки:

$$\Delta P = \Delta P_B + \Delta P_H, \quad (48)$$

где  $\Delta P_B$  - гидравлическое сопротивление орошаемой насадки в верхней части колонны, Па;

$\Delta P_H$  - гидравлическое сопротивление орошаемой насадки в нижней части колонны, Па.

$$\Delta P_B = 10^{169 \cdot U_B} \cdot \Delta P_{св} \quad (49)$$

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

$$\Delta P_H = 10^{169 \cdot U_H} \cdot \Delta P_{CH} \quad (50)$$

Плотность орошения в верхней части колонны:

$$U_B = \frac{L_B}{\rho_{ЖВ} \cdot 0,785 \cdot d} \quad (51)$$

$$U_B = \frac{0,308}{742,298 \cdot 0,785 \cdot 3,0} = 0,0002 \frac{M^3}{M^2 \cdot c}$$

Плотность орошения в нижней части колонны:

$$U_H = \frac{L_H}{\rho_{ЖН} \cdot 0,785 \cdot d} \quad (52)$$

$$U_H = \frac{1,22}{0 \cdot 0,785 \cdot 3,0} = 0,0010 \frac{M^3}{M^2 \cdot c}$$

Гидравлическое сопротивление сухой насадки в верхней части колонны:

$$\Delta P_{CB} = \lambda_B \cdot \frac{H_{NB}}{d_3} \cdot \frac{\omega_{д.в}^2 \cdot \rho_{п.в}}{\varepsilon^2 \cdot 2} \quad (53)$$

$$\Delta P_{CB} = \lambda_H \cdot \frac{H_{HH}}{d_3} \cdot \frac{\omega_{д.н}^2 \cdot \rho_{п.н}}{\varepsilon^2 \cdot 2} \quad (54)$$

Критерий Рейнольдса для пара в верхней части колонны:

$$Re_{п.в.} = \frac{\omega_{д.в} \cdot d_3 \cdot \rho_{п.в.}}{\varepsilon \cdot \mu_{п.в.}} \quad (55)$$

$$Re_{п.н.} = \frac{\omega_{д.н} \cdot d_3 \cdot \rho_{п.н.}}{\varepsilon \cdot \mu_{п.н.}} \quad (56)$$

Вязкость пара для верхней и нижней частей колонны определяется по формулам:

$$\mu_{п.в.} = \frac{M'_B}{U_{ср.в} \cdot \frac{M_{цик.гек.}}{\mu_{в.цик.гек.}} + (1 - U_{ср.в}) \cdot \frac{M_{тетракозан}}{\mu_{в.тетракозан}}} \quad (57)$$

$$\mu_{п.в.} = \frac{161,528}{0,696 \cdot \frac{84,16}{0,404} + (1 - 0,696) \cdot \frac{338,66}{0,793}} = 0,588 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

$$\mu_{п.н.} = \frac{M'_H}{U_{ср.н} \cdot \frac{M_{цик.гек.}}{\mu_{н.цик.гек.}} + (1 - U_{ср.н}) \cdot \frac{M_{тетракозан}}{\mu_{н.тетракозан}}} \quad (58)$$

$$\mu_{п.н.} = \frac{254,421}{0,331 \cdot \frac{84,16}{0,135} + (1 - 0,331) \cdot \frac{338,66}{0,482}} = 0,376 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

Тогда:

$$Re_{п.в.} = \frac{1,43 \cdot 0,0142 \cdot 5,558}{0,95 \cdot 0,000588} = 202,042$$

$$Re_{п.н.} = \frac{3,04 \cdot 0,0150 \cdot 4,126}{0,95 \cdot 0,000376} = 526,723$$

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Так как полученное значение критерия Рейнольдса больше 40, следовательно, режим движения пара турбулентный. Определим для турбулентного режима коэффициент сопротивления сухой насадки в верхней и нижней частях колонны:

$$\lambda_B = \frac{16}{\text{Re}_{\text{п.в.}}^{0,2}} \quad (59)$$

$$\lambda_B = \frac{16}{202,042^{0,2}} = 5,534$$

$$\lambda_H = \frac{16}{\text{Re}_{\text{п.н.}}^{0,2}} \quad (60)$$

$$\lambda_H = \frac{16}{526,723^{0,2}} = 4,487$$

Подставим найденные величины в уравнения:

$$\Delta P_{\text{св}} = 5,534 \cdot \frac{7,52}{0,0142} \cdot \frac{1,43^2 \cdot 5,558}{0,95^2 \cdot 2} = 18\,453,64 \text{ Па}$$

$$\Delta P_{\text{сн}} = 4,487 \cdot \frac{1,6}{0,0150} \cdot \frac{3,04^2 \cdot 4,126}{0,95^2 \cdot 2} = 10\,110,764 \text{ Па}$$

Гидравлическое сопротивление орошаемой насадки:

$$\Delta P_B = 10^{169 \cdot 0,0002} \cdot 18\,453,64 = 19\,947,205 \text{ Па}$$

$$\Delta P_H = 10^{169 \cdot 0,001} \cdot 10\,110,764 = 14\,920,521 \text{ Па}$$

Общее гидравлическое сопротивление насадки:

$$\Delta P = 19\,947,205 + 14\,920,521 = 34\,867,726 \text{ Па}$$

## 2.4 Технологический расчёт теплообменного оборудования

Так как в ходе теплообмена между двумя средами имеет место большая разность температур, то теплообменник с неподвижными трубными решётками применять нельзя, а использование компенсаторов будет недостаточно.

Выбор ограничивается теплообменниками с «плавающей головкой» и с U – образными теплообменными трубами. Но главным условием использования теплообменника с U – образными трубами является неизменность агрегатного состояния теплоносителя в процессе теплообмена и его чистота, то есть исключение возможности образования отложений на поверхности труб. Значит данный теплообменник не подходит для нагрева обессоленной и обезвоженной нефти, которая является загрязнённой средой, а также не подходит для нагрева

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

бензиновой фракции, которая переходит в парообразное состояние. Следовательно, оптимальным вариантом является теплообменник с «плавающей головкой». Несмотря на высокую стоимость, только этот тип удовлетворяет представленным выше условиям.

#### 2.4.1. Тепловой расчёт теплообменника для нагрева нефти

Расчёт теплообменников, используемых на установке ЭЛОУ-АВТ, сводится на работе с потоками, имеющими большие массовые расходы.

Потоки исходного сырья с массовым расходом 647 500 кг/ч и отбензиненной нефти 476 844,94 кг/ч необходимо разбить на 11 малых потоков, которые будут направлены в 11 теплообменников.

Такое решение объясняется следующим: использование малого количества теплообменников с большой поверхностью теплообмена технологически нецелесообразно, так как при выходе из строя одного теплообменника возникнут существенные теплотери. Тепловой и механический расчёт теплообменников осуществлён по методикам [21] и [22].

Составим схему распределения температур:

$$300\text{ °C} \rightarrow 245\text{ °C}$$

$$240\text{ °C} \leftarrow 140\text{ °C}$$

Найдем разницу между температурами потоков:

$$\Delta t_m = 60\text{ °C} \text{ и } \Delta t_g = 105\text{ °C}$$

Для противотока должно соблюдаться условие:

$$\frac{\Delta t_g}{\Delta t_m} < 2 \tag{61}$$

$$\frac{105}{60} = 1,75$$

Средний температурный напор, °C:

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_g + \Delta t_m}{2} \tag{62}$$

$$\Delta t_{cp} = \frac{105 + 60}{2} = 82,5\text{ °C}$$

Теплофизические свойства при средних температурах двух теплоносителей определяются по представленной формуле и вносятся в таблицу 8.

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						43
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

$$t_{\text{ср.теп}} = \frac{t_{\text{н}} + t_{\text{к}}}{2} \quad (63)$$

$$t_{\text{ср.неф}} = \frac{140 + 240}{2} = 190 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{ср.куб}} = \frac{300 + 245}{2} = 272,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Плотность обессоленной нефти при 20 °С составляет 858,34 кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 8 – Входные данные

Параметры	Отбензиненная нефть	Обессоленная нефть
Начальная температура $t_{\text{н}}$ , °С	300	140
Конечная температура $t_{\text{к}}$ , °С	245	240
Массовый расход $G$ , кг/ч	43 349,54	58 863,64
Теплопроводность $\lambda$ , Вт/м·К	0,09939	0,09625
Теплоёмкость $c$ , Дж/кг·К	3203,965	2650,274
Плотность: $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	731,19	739,51
Кинематическая вязкость $\nu$ , сСт	0,5417	0,541
Динамическая вязкость: $\mu \cdot 10^3$ , Па · с	0,396	0,400

Определим плотность теплоносителя при средней температуре,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ :

$$\rho_{t_{\text{ср.}}} = \rho^{20} - \alpha \cdot (t_{\text{ср.}} - 20) \quad (64)$$

$$\rho_{190} = 0,85834 - 0,000699 \cdot (190 - 20)$$

$$\rho_{190} = 739,51 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Рассчитаем динамическую вязкость, Па · с:

$$\mu = \rho_{t_{\text{ср.}}} \cdot \nu \quad (65)$$

$$\mu = 739,51 \cdot 0,541 = 0,400 \cdot 10^3 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

Рассчитаем динамическую вязкость кубового остатка колонны К-1.

Плотность отбензиненной нефти при 20 °С составляет 894,56 кг/м<sup>3</sup>, тогда:

$$\rho_{272,5} = 0,89456 - 0,000647 \cdot (272,5 - 20)$$

$$\rho_{272,5} = 731,19 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Динамическая вязкость определим по формуле (65):

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\mu = 0,5417 \cdot 731,19 = 0,396 \cdot 10^3 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

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

Тепловой поток, кВт:

$$Q = G \cdot c \cdot (t_2 - t_1), \quad (66)$$

где  $Q$  – тепловой поток в аппарате;

$G$  – массовый расход, кг/с;

$c$  – теплоёмкость, Дж/кг·К;

$t_1, t_2$  – начальная и конечная температура, °С.

$$Q = \frac{58\,863,64}{3600} \cdot 2650,274 \cdot (240 - 140) = 4\,333,466 \text{ кВт}$$

Ориентировочная поверхность теплообмена, м<sup>2</sup>:

$$F = \frac{Q}{K_{op} \cdot \Delta t_{cp}} \quad (67)$$

$$F = \frac{4\,333,466 \cdot 10^3}{195 \cdot 82,5} = 269,37 \text{ м}^2$$

При выборе теплообменника следует учитывать запас поверхности теплообмена (10 % – 15 % от рассчитанной площади). Принимаем 10 %, так как дороговизна аппарата накладывает ограничения на увеличение поверхности с каждым процентом. То есть минимальная поверхность теплообмена с учётом запаса должна составлять 297 м<sup>2</sup>. Зная значение  $F$ , выберем теплообменник по [23] со следующими параметрами, представленными в таблице 9:

Таблица 9 – Характеристика выбранного теплообменника ТП

D, мм	d <sub>н</sub> , мм	Число ходов, z	Поверхность теплообмена, F, м <sup>2</sup>	Площадь проходного сечения		Толщина стенок труб δ <sub>ст</sub> , мм	Длина труб, мм
				f <sub>тр</sub> , м <sup>2</sup>	f <sub>мт</sub> , м <sup>2</sup>		
900	25	4	315,1	30,8	169	2,5	6000

Более точный расчёт поверхности теплообмена можно произвести, учитывая рабочие зоны теплообмениваемых сред.

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		45

Произведём расчёт для случая, когда кубовый остаток движется по трубному пространству.

Объёмный расход теплоносителя,  $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ :

$$V = \frac{G}{\rho_{\text{тср}}}, \quad (68)$$

где  $\rho_{\text{тср}}$  – плотность отбензиненной нефти,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ .

$$V = \frac{43\,349,54}{731,19 \cdot 3600} = 16,47 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Скорость движения теплоносителя в трубах,  $\frac{\text{м}}{\text{с}}$ :

$$\omega_{\text{тр}} = \frac{V}{f_{\text{тр}}}, \quad (69)$$

где  $f_{\text{тр}}$  – площадь проходного сечения трубного пространства.

$$\omega_{\text{тр}} = \frac{16,47 \cdot 10^{-3}}{30,8 \cdot 10^{-3}} = 0,53 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Определение критерия Рейнольдса:

$$Re = \frac{\omega_{\text{тр}} \cdot d_{\text{в}} \cdot \rho_{\text{тср}}}{\mu}, \quad (70)$$

где  $d_{\text{в}}$  – внутренний диаметр труб, м;

$$Re = \frac{0,53 \cdot 0,020 \cdot 731,19}{0,396 \cdot 10^{-3}} = 19\,572,258$$

Теплоноситель движется по трубам в турбулентном режиме, то есть полученное значение  $Re$  больше  $10^4$ . Тогда для турбулентного режима критерий Нуссельта:

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43}, \quad (71)$$

где  $Pr$  – критерий Прандтля.

$$Pr = \frac{c \cdot \mu}{\lambda}, \quad (72)$$

где  $\lambda$  – теплопроводность затемненной фракции, Вт/м·К.

$$Pr = \frac{3203,965 \cdot 0,396 \cdot 10^{-3}}{0,09939} = 12,766$$

$$Nu = 0,021 \cdot 19\,572,258^{0,8} \cdot 12,766^{0,43} = 170,269$$

Коэффициент теплоотдачи отбензиненной нефти:

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\alpha_1 = \frac{Nu \cdot \lambda}{d_B} \quad (73)$$

$$\alpha_1 = \frac{170,269 \cdot 0,09939}{0,020} = 846,15 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

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

Коэффициент теплопередачи:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + r_{3.1} + \frac{\delta_{\text{ст}}}{\lambda_{\text{ст}}} + r_{3.2} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (74)$$

где  $r_{3.1}, r_{3.2}$  – термические сопротивления загрязнений со стороны потоков,  $\frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$ ;

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

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

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

В качестве теплообменивающихся потоков выступают нефтепродукты, и для каждого термическое сопротивление равно  $2 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$ .

$$K = \frac{1}{\frac{1}{846,15} + 2 \cdot 10^{-4} + \frac{0,0025}{75} + 2 \cdot 10^{-4} + \frac{1}{400}} = 243,398 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Тепловой поток отбензиненной нефти найдём по формуле (66):

$$Q = \frac{43 \ 349,54}{3600} \cdot 3203,965 \cdot 100 = 3 \ 858,066 \text{ кВт}$$

Уточнённая поверхность теплообмена,  $\text{м}^2$ :

$$F = \frac{Q}{K \cdot \Delta t_{\text{ср}}} \quad (75)$$

$$F = \frac{3 \ 858,066 \cdot 10^3}{243,398 \cdot 82,5} = 202,731 \text{ м}^2$$

С учётом запаса поверхность теплообмена должна минимум составлять  $223 \text{ м}^2$ . Этого достаточно, чтобы передать тепло обессоленной нефти.

Рассчитанная площадь поверхности не превышает  $405,8 \text{ м}^2$ , то есть предложенный в начале расчёта теплообменник оставляем. Малая площадь поверхности теплообмена при протекании теплоносителя по трубному пространству,

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



объясняется его меньшим расходом и большой теплопередающей способностью.

Произведём расчёт теплообменника, в межтрубном пространстве которого циркулирует обезвоженная и обессоленная нефть.

Объёмный расход нагреваемой среды вычисляем по формуле (68):

$$V = \frac{58\,863,64}{739,51 \cdot 3600} = 22,11 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Скорость течения нагреваемой среды по межтрубному пространству:

$$\omega_{\text{MT}} = \frac{V}{f_{\text{MT}}}, \quad (76)$$

где  $f_{\text{MT}}$  – площадь проходного сечения между перегородками,  $\text{м}^2$ .

$$\omega_{\text{MT}} = \frac{22,11 \cdot 10^{-3}}{169 \cdot 10^{-3}} = 0,13 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Критерий Рейнольдса для межтрубного пространства:

$$\text{Re} = \frac{\omega_{\text{MT}} \cdot d_{\text{H}} \cdot \rho_{\text{тср}}}{\mu}, \quad (77)$$

где  $d_{\text{H}}$  – наружный диаметр труб, м.

$$\text{Re} = \frac{0,13 \cdot 0,025 \cdot 739,51}{0,400 \cdot 10^{-3}} = 6\,008,519$$

Исходя из значения критерия Рейнольдса, которое больше  $10^3$ , рассчитываем критерий Нуссельта:

$$\text{Nu} = c \cdot \text{Re}^n \cdot \text{Pr}^{0,36} \cdot \varepsilon, \quad (78)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент угла атаки, равный 0,6 для стандартизированных теплообменников.

Так как теплоноситель, протекающий по трубам, представляет собой загрязненную среду, а в самом аппарате осуществляется теплообмен между средами с большой разницей температур, необходимо разместить трубы по вершинам квадрата.

При таком размещении в формулу расчёта критерия Нуссельта подставляют коэффициента со следующими значениями:

$$\text{Nu} = 0,38 \cdot 6\,008,519^{0,6} \cdot 11,27^{0,36} \cdot 0,6 = 100,87$$

Критерий Прандтля по формуле (72):

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$Pr = \frac{2650,274 \cdot 0,400 \cdot 10^{-3}}{0,09625} = 11,02$$

Коэффициент приёма тепла бензиновой фракции:

$$\alpha_1 = \frac{Nu \cdot \lambda}{d_H} \quad (79)$$

$$\alpha_1 = \frac{100,87 \cdot 0,09625}{0,025} = 388,35 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

Коэффициент теплопередачи по формуле (74):

$$K = \frac{1}{\frac{1}{383,028} + 2 \cdot 10^{-4} + \frac{0,002}{75} + 2 \cdot 10^{-4} + \frac{1}{400}} = 184,588 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

Уточненная поверхность теплообмена по формуле (75):

$$F = \frac{4 \cdot 333,466 \cdot 10^3}{184,588 \cdot 82,5} = 284,563 \text{ м}^2$$

При протекании обезвоженной нефти по межтрубному пространству и нагревании её до 245 °С требуется теплообменник с поверхностью теплообмена до 313 м<sup>2</sup> с учётом запаса.

Найдём гидравлическое сопротивление трубного пространства.

На разных участках труб возникают потери давления. Каждый участок характеризуется определённой скоростью потока теплоносителя. Гидравлическое сопротивление трубного пространства складывается из всех местных потерь давления, Па:

$$\Delta P = \Delta P_1 + z \cdot (\Delta P_2 + \Delta P_{тр} + \Delta P_3) + \Delta P_4 \quad (80)$$

$$\Delta P_i = \frac{\xi_i \cdot \rho_{т.ср.} \cdot \omega_i^2}{2}, \quad (81)$$

где  $\xi_i$  – коэффициенты местных сопротивлений на соответствующем участке, приведённые в таблице 10.

Таблица 10 – Коэффициенты местных сопротивлений

Вид местного сопротивления	$\xi_i$
Вход в распределительную камеру	1,0
Движение потока из камеры в трубы	1,0
Выход потока из трубы	0,5
Выход потока в штуцер	1,5

Прежде чем рассчитать потери давления на участках, необходимо найти диаметр штуцера  $d_{шт}$ , который для теплообменника составляет 250 мм.

Так как по трубному пространству протекает теплоноситель, не меняющий своего агрегатного состояния, то скорости на всех участках будут равны:

$$\omega_1 = \omega_4 = \frac{V}{0,785 \cdot d_{шт}^2} \quad (82)$$

$$\omega_1 = \omega_4 = \frac{16,47 \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot 0,25^2} = 0,36 \text{ м/с}$$

Скорости на участках  $\omega_2$ ,  $\omega_3$ ,  $\omega_{тр}$  соответствуют рассчитанной ранее скорости движения теплоносителя, равной 0,53 м/с.

Потери давления (пять составляющих полного гидравлического сопротивления), Па:

1. При входе потока в распределительную камеру:

$$\Delta P_1 = \frac{\xi_1 \cdot \rho_{т.ср.} \cdot \omega_1^2}{2} \quad (83)$$

$$\Delta P_1 = \frac{1 \cdot 731,19 \cdot 0,36^2}{2} = 47,381 \text{ Па}$$

2. При движении из камеры в трубы:

$$\Delta P_2 = \frac{\xi_2 \cdot \rho_{т.ср.} \cdot \omega_2^2}{2} \quad (84)$$

$$\Delta P_2 = \frac{1 \cdot 731,19 \cdot 0,53^2}{2} = 101,696 \text{ Па}$$

3. На выходе потока из труб:

$$\Delta P_3 = \frac{\xi_3 \cdot \rho_{т.ср.} \cdot \omega_3^2}{2} \quad (85)$$

$$\Delta P_3 = \frac{1,5 \cdot 731,19 \cdot 0,53^2}{2} = 154,043 \text{ Па}$$

4. При входе потока в штуцер:

$$\Delta P_4 = \frac{\xi_4 \cdot \rho_{т.ср.} \cdot \omega_4^2}{2} \quad (86)$$

$$\Delta P_4 = \frac{0,5 \cdot 731,19 \cdot 0,36^2}{2} = 23,691 \text{ Па}$$

Коэффициенты  $\xi_i$  определяются по справочным данным и соответствуют определённым участкам с гидравлическим сопротивлением [21].

5. На трение в трубах:

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{\lambda_{\text{тр}} \cdot l \cdot \rho_{\text{т.ср.}} \cdot \omega_{\text{тр}}^2}{2 \cdot d_{\text{в}}}, \quad (87)$$

где  $l$  – длина труб, м.

Коэффициент трения  $\lambda_{\text{тр}}$  для турбулентного режима:

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \cdot \left( \frac{10}{\text{Re}} + \frac{1,16 \cdot \Delta}{d_{\text{в}}} \right)^{0,25}, \quad (88)$$

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

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \cdot \left( \frac{10}{19\,572,258} + \frac{1,16 \cdot 0,0001}{0,020} \right)^{0,25} = 0,031$$

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{0,031 \cdot 9 \cdot 731,19 \cdot 0,53^2}{2 \cdot 0,020} = 1\,432,604 \text{ Па}$$

Таким образом, общее гидравлическое сопротивление в трубном пространстве составляет по формуле (20):

$$\Delta P = 47,381 + 4 \cdot (101,696 + 1\,432,604 + 154,043) + 23,691$$

$$\Delta P = 6\,824,444 \text{ Па}$$

Определим общее гидравлическое сопротивление межтрубного пространства:

$$\Delta P = \Delta P_5 + \frac{1}{l_n} \cdot \Delta P_{\text{мт}} + \frac{1}{l_n - 1} \cdot \Delta P_6 + \Delta P_7, \quad (89)$$

где  $\Delta P_i$  – местные потери давления, Па:

$\Delta P_5$  – при выходе потока в межтрубное пространство;

$\Delta P_6$  – при огибании потоком перегородки;

$\Delta P_7$  – при выходе потока из межтрубного пространства;

$\Delta P_{\text{мт}}$  – на трение в одном ходе межтрубного пространства;

$\frac{1}{l_n}$  – число ходов в межтрубном пространстве;

$l_n$  – расстояние между перегородками, м;

$l$  – длина труб, м.

Коэффициенты местных сопротивлений на соответствующих участках для межтрубного пространства равны между собой  $\xi_5 = \xi_6 = \xi_7 = 1,5$ .

Местные потери давления для межтрубного пространства:

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						51
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

$$\Delta P_5 = \Delta P_7 = \frac{\xi_i \cdot \rho_{\text{т.ср.}} \cdot \omega_i^2}{2} \quad (90)$$

$$\Delta P_5 = \Delta P_7 = \frac{\xi_i \cdot \rho_{\text{т.ср.}} \cdot \omega_i^2}{2} = \frac{1,5 \cdot 739,51 \cdot 0,451^2}{2} = 112,813 \text{ Па}$$

Скорости потока при входе и выходе из межтрубного пространства, м/с:

$$\omega_5 = \omega_7 = \frac{V}{0,785 \cdot d_{\text{III}}^2} \quad (91)$$

$$\omega_5 = \omega_7 = \frac{22,11 \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot 0,25^2} = \frac{0,451 \text{ м}}{\text{с}}$$

Скорость для участка с местными сопротивлениями  $\Delta P_6$ :

$$\omega_6 = \frac{V}{f_{\text{II}}}, \quad (92)$$

где  $f_{\text{II}}$  – площадь сечения выреза в перегородке.

$$\omega_6 = \frac{22,11 \cdot 10^{-3}}{73 \cdot 10^{-3}} = 0,301 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Определение местных потерь сопротивления при огибании потоком перегородки:

$$\Delta P_6 = \frac{\xi_6 \cdot \rho_{\text{т.ср.}} \cdot \omega_6^2}{2} \quad (93)$$

$$\Delta P_6 = \frac{1,5 \cdot 739,51 \cdot 0,301^2}{2} = 50,250 \text{ Па}$$

Потери на трение в одном ходе межтрубного пространства:

$$\Delta P_{\text{MT}} = \frac{\lambda_{\text{MT}} \cdot \rho_{\text{т.ср.}} \cdot \omega_{\text{MT}}^2}{2}, \quad (94)$$

где коэффициент трения  $\lambda_{\text{тр}}$  в межтрубном пространстве определяется исходя из числа рядов труб и типа размещения труб. Коэффициент  $\lambda_{\text{тр}}$  при размещении труб по вершинам квадрата:

$$\lambda_{\text{MT}} = \frac{5,4 + 3,4 \cdot m}{\text{Re}_{\text{MT}}^{0,28}} \quad (95)$$

$$\lambda_{\text{MT}} = \frac{5,4 + 3,4 \cdot 12,6}{6000,519^{0,28}} = 4,22$$

Число рядов  $m$  труб:

$$m = 0,35 \cdot \frac{D}{d_{\text{H}}} \quad (96)$$

$$m = 0,35 \cdot \frac{900}{25} = 12,6$$

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\Delta P_{\text{MT}} = \frac{4,22 \cdot 739,51 \cdot 0,13^2}{2} = 26,382 \text{ Па}$$

Тогда, общее гидравлическое сопротивление межтрубного пространства, определяем по формуле (89):

$$\Delta P = 112,813 + \frac{9}{0,445} \cdot 26,382 + \frac{9}{0,445-1} \cdot 50,250 + 112,813$$

$$\Delta P = 1574,059 \text{ Па}$$

Так как в процессе теплообмена преобладают преимущественно температуры, лежащие в диапазоне от 200 °С до 300 °С, то исполнение по температурному пределу будет средним С.

Так как в обессоленная нефть содержит в своём составе гетероатомные соединения, сероводород и незначительное количество воды, то для защиты внутренней поверхности аппарата следует подобрать аппарат исполнения Б1.

В ходе расчёта теплообменного оборудования, был подобран теплообменник с «плавающей головкой» диаметром кожуха 900 мм на условное давление в трубах и кожухе 16 кгс/см<sup>2</sup>, исполнения по материалу Б1, среднего исполнения по температурному пределу, с гладкими теплообменными трубами диаметром 25 мм и длиной 9 м, расположенными в вершинах квадрата, четырёхходовой по трубному пространству:

$$\frac{900 - \text{ТПГ} - 1,6 - \text{Б1} - \text{С}}{25 - \Gamma - 9 - \text{К} - 4}$$

Масса выбранного теплообменника составляет не более 11 140 кг.

#### 2.4.2 Механический расчёт теплообменника для нагрева нефти

Выбранный теплообменник имеет исполнение по материалу Б1, поэтому материалом для покрытия внутренней поверхности корпуса, крышек, днищ и труб служит сталь 08Х13, для которой предел прочности и текучести равны 420 МПа и 295 МПа, соответственно.

Исполнительная толщина стенки обечайки, м:

$$S = S_p + C, \tag{97}$$

где  $S_p$  – расчётная толщина стенки цилиндрической обечайки, м;

$C$  – прибавка на коррозию, лежащая в пределах от 1 мм до 6 мм.

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						53
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

Принимаем 4 мм.

$$S_p = \frac{P_p \cdot D_B}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - P_p}, \quad (98)$$

где  $P_p$  – расчётное давление, МПа;

$D_B$  – внутренний диаметр кожуха, м;

$[\sigma]$  – допустимое напряжение при растяжении материала, МПа;

$\varphi$  – коэффициент прочности продольного сварного шва, равный 1.

$$P_p = P_u + 0,2, \quad (99)$$

где  $P_u$  – избыточное расчётное давление, МПа.

$$P_u = P - 0,1 \quad (100)$$

$$P_u = 1,5 - 0,1 = 1,4 \text{ МПа}$$

$$P_p = 1,4 + 0,2 = 1,6 \text{ МПа}$$

$$S_p = \frac{1,6 \cdot 0,9}{2 \cdot 135 \cdot 1 - 1,6} = 0,0053 \text{ м}$$

$$S = 0,0053 + 0,004 = 0,0093 \text{ м}$$

Принимаем исполнительную толщину, равную 0,01 м.

$$[\sigma] = \eta \cdot [\sigma^*], \quad (101)$$

где  $\eta$  – поправочный коэффициент, который для сред склонных к пожарам и взрывам составляет 0,9;

$[\sigma^*]$  – нормальное допустимое напряжение при расчётной температуре для материала кожуха, МПа. Принимаем наименьшее значение по следующим формулам:

$$[\sigma^*]_1 = \frac{\sigma_B}{2,8} \quad (102)$$

$$[\sigma^*]_1 = \frac{420}{2,8} = 150 \text{ МПа}$$

$$[\sigma^*]_2 = \frac{\sigma_T}{1,6} \quad (103)$$

$$[\sigma^*]_2 = \frac{295}{1,6} = 184,4 \text{ МПа}$$

$$[\sigma] = \eta \cdot [\sigma^*] = 0,9 \cdot 150 = 135 \text{ МПа}$$

С учётом толщины стенки обечайки, значение которой близкое к толщине стенки эллиптического днища, наружный диаметр теплообменника будет

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

составлять 920 мм. Согласно, ГОСТ 6533-78 «Днища эллиптические отбортованные стальные для сосудов, аппаратов и котлов» принимаем стандартный наружный диаметр аппарата  $D_H = 920$  мм.

Толщина стенки эллиптического днища:

$$S = \frac{P_p \cdot R}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - 0,5 \cdot P_p} + C \quad (104)$$

$$S = \frac{1,6 \cdot 0,9}{2 \cdot 135 \cdot 1 - 0,5 \cdot 1,6} + 0,004 = 0,0094 \text{ м}$$

Принимаем  $S = 0,01$  м.

Длина обечайки:

$$H_{ц} = L - 2 \cdot H_{элл}, \quad (105)$$

где  $L$  – длина теплообменника, м;

$H_{элл}$  – высота эллиптической части днища, м.

Длина теплообменника составляет 10 560 мм.

Высоту  $H_{элл}$  определяем по [24].

$$H_{ц} = 10,56 - 2 \cdot 0,230 = 10,1 \text{ м}$$

Вес цилиндрической части теплообменника,  $H$ :

$$G_{ц} = 0,785 \cdot (D_H^2 - D_B^2) \cdot H_{ц} \cdot \rho \cdot g, \quad (106)$$

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

$$G_{ц} = 0,785 \cdot (0,92^2 - 0,9^2) \cdot 10,1 \cdot 7760 \cdot 9,81 = 21\,752,129 \text{ Н}$$

Объём цилиндрической части теплообменника,  $\text{м}^3$ :

$$V_{ц} = 0,785 \cdot H_{ц} \cdot D_B^2 \quad (107)$$

$$V_{ц} = 0,785 \cdot 10 \cdot 0,9^2 = 6,359 \text{ м}^3$$

Объём днища,  $\text{м}^3$ :

$$V_{дн} = \frac{\pi}{6} \cdot D_B^3 \quad (108)$$

$$V_{дн} = \frac{3,14}{6} \cdot 0,9^3 = 0,382 \text{ м}^3$$

Общий объём аппарата,  $\text{м}^3$ :

$$V_{общ} = V_{ц} + 2 \cdot V_{дн} \quad (109)$$

$$V_{общ} = 6,359 + 2 \cdot 0,382 = 7,123 \text{ м}^3$$

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



Вес днища, Н:

$$G_{\text{дн}} = m \cdot g, \quad (110)$$

где  $m$  – масса днища, кг.

$$G_{\text{дн}} = 75,8 \cdot 9,81 = 743,598 \text{ Н}$$

Вес воды при гидравлическом испытании кожухотрубчатого теплообменника:

$$G_{\text{в}} = V_{\text{общ}} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g, \quad (111)$$

где  $\rho_{\text{в}}$  – плотность воды,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ .

$$G_{\text{в}} = 7,123 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 69\,876,63 \text{ Н}$$

Принимаем вес штуцеров, как 10 % от веса теплообменника и вычисляем по формуле:

$$G_{\text{шт}} = \frac{10 \% \cdot (G_{\text{ц}} + 2 \cdot G_{\text{дн}})}{100 \%} \quad (112)$$

$$G_{\text{шт}} = 0,1 \cdot (21\,752,129 + 2 \cdot 743,598) = 2\,323,933 \text{ Н}$$

Определим вес труб, если известно из [23], что масса стальных труб составляет 6 810 кг.

$$G_{\text{тр}} = 0,785 \cdot (d_{\text{н}}^2 - d_{\text{в}}^2) \cdot l \cdot \rho \cdot g \cdot n, \quad (113)$$

где  $n$  – число труб.

$$G_{\text{тр}} = 0,785 \cdot (0,025^2 - 0,020^2) \cdot 9 \cdot 7760 \cdot 9,81 \cdot 551 = 66\,677,148 \text{ Н}$$

Вес металлической конструкции аппарата, Н:

$$G_{\text{мет}} = G_{\text{ц}} + 2 \cdot G_{\text{дн}} + G_{\text{шт}} + G_{\text{тр}} \quad (114)$$

$$G_{\text{мет}} = 21\,752,129 + 2 \cdot 743,598 + 2\,323,933 + 66\,677,148$$

$$G_{\text{мет}} = 92\,240,406 \text{ Н}$$

Так как теплоноситель протекает по трубному пространству, то теплообменник нуждается в минимальной изоляции, так как теплотери в окружающую среду минимальны. Принимаем вес изоляции 5 % от минимального веса аппарата, Н:

$$G_{\text{из}} = \frac{5 \% \cdot (G_{\text{ц}} + 2 \cdot G_{\text{дн}} + G_{\text{шт}})}{100 \%} \quad (115)$$

					ВКР.180301.171056.ПЗ	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$G_{из} = 0,05 \cdot (21\,752,129 + 2 \cdot 743,598 + 2\,323,933) = 1\,278,163 \text{ Н}$$

Максимальный вес кожухотрубчатого теплообменника, Н:

$$G_{max} = G_{мет} + G_{из} + G_{в} \quad (116)$$

$$G_{max} = 92\,240,406 + 1\,278,163 + 69\,876,630 = 163\,395,199 \text{ Н}$$

Найдём приведённую длину днища, которая эквивалентна высоте днища по объёму и весу:

$$L_{пр} = \frac{(G_{дн} + V_{дн} \cdot g \cdot \rho_c)}{0,785 \cdot ((D_H^2 - D_B^2) \cdot \rho + \rho_c \cdot D_B^2) \cdot g}, \quad (117)$$

где  $\rho_c$  – плотность среды, протекающей по межтрубному пространству теплообменника,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$

$$L_{пр} = \frac{(0,000743598 + 0,382 \cdot 9,81 \cdot 739,51)}{0,785 \cdot ((0,92^2 - 0,9^2) \cdot 7850 + 739,51 \cdot 0,9^2) \cdot 9,81} = 0,59 \text{ м}$$

Расчётная длина аппарата, м:

$$l_p = H_{ц} + 2 \cdot L_{пр} \quad (118)$$

$$l_p = 10,1 + 2 \cdot 0,59 = 11,3 \text{ м}$$

Так как теплообменник имеет длину цилиндрической части более 10 м, то принимаем число опор, равное трём. Расстояние между опорами  $l = 3,75 \text{ м}$ .

Нагрузка, приходящаяся на единицу длины теплообменника:

$$q = \frac{G_{max}}{l_p} \quad (119)$$

$$q = \frac{163\,395,199}{11,3} = 14\,459,75 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Нагрузка на крайние опоры:

$$P_1 = P_3 = 0,323 \cdot G_{max} = 0,323 \cdot 163\,395,199 = 52\,776,649 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Нагрузка на среднюю опору:

$$P_2 = 0,354 \cdot G_{max} = 0,354 \cdot 163\,395,199 = 57\,841,900 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Прежде чем определить изгибающие моменты, находим расстояние  $b$ , м:

$$b = 207 \cdot l_p \quad (120)$$

$$b = 207 \cdot 11,3 = 2\,339,1 \text{ м}$$

Изгибающий момент в середине аппарата,  $\text{МН} \cdot \text{м}$ :

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$M_1 = \frac{q \cdot l_p \cdot (4 \cdot b - l_p)}{8} \quad (121)$$

$$M_1 = \frac{0,01445975 \cdot 11,3 \cdot (4 \cdot 2 \cdot 339,1 - 11,3)}{8} = 190,868 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Изгибающий момент под опорами, МН · м:

$$M_2 = \frac{q \cdot b^2}{2} \quad (122)$$

$$M_2 = \frac{0,01445975 \cdot 2 \cdot 339,1^2}{2} = 3 \, 955 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Так как  $M_1$  и  $M_2$  между собой не равны, то изгибающий момент действующий в середине теплообменника равен:

$$M_{\text{изг}} = 0,0105 \cdot G_{\text{max}} \cdot l_p \quad (123)$$

$$M_{\text{изг}} = 0,0105 \cdot 0,163395199 \cdot 11,3 = 0,0194 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Напряжение на изгиб материала,  $\frac{\text{МН}}{\text{м}^2}$ :

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{M_{\text{изг}}}{W}, \quad (124)$$

где  $W$  – момент сопротивления,  $\text{м}^3$ .

$$W = 0,8 \cdot (D_B + S)^2 \cdot (S - C) \quad (125)$$

$$W = 0,8 \cdot (0,9 + 0,01)^2 \cdot (0,01 - 0,004) = 0,0039 \text{ м}^3$$

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{0,0195}{0,0039} = 4,97 \frac{\text{МН}}{\text{м}^2}$$

Определим расчётное напряжение на изгиб в стенке корпуса теплообменника от действия реакции опоры,  $\frac{\text{МН}}{\text{м}^2}$ :

$$\sigma_{\text{изг}}^{\text{оп}} = \frac{0,02 \cdot P_1 \cdot 10^{-6} \cdot D_H}{W'}, \quad (126)$$

где  $W'$  – момент сопротивления поперечного сечения аппарата над опорой,  $\text{м}^3$ .

$$W' = \frac{B \cdot (S - C)^2}{6}, \quad (127)$$

где  $B$  – расчётная ширина опоры, м:

$$B = 0,2 \cdot D_B + 60 \cdot (S - C) \quad (128)$$

$$B = 0,2 \cdot 0,9 + 60 \cdot (0,01 - 0,004) = 0,54 \text{ м}$$

Момент сопротивления поперечного сечения аппарата над опорой:

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$W' = \frac{0,54 \cdot (0,01 - 0,004)^2}{6} = 3,24 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

Расчётное напряжение на изгиб в стенке корпуса теплообменника:

$$\sigma_{\text{изг}}^{\text{оп}} = \frac{0,02 \cdot 52\,776,649 \cdot 10^{-6} \cdot 0,9}{3,24 \cdot 10^{-6}} = 293,204 \frac{\text{МН}}{\text{м}^2}$$

Допустимое напряжение материала на изгиб,  $\frac{\text{МН}}{\text{м}^2}$ :

$$[\sigma]_{\text{изг}} = 0,8 \cdot [\sigma] \tag{129}$$

$$[\sigma]_{\text{изг}} = 0,8 \cdot [\sigma] = 0,8 \cdot 135 = 108 \frac{\text{МН}}{\text{м}^2}$$

Сравниваем расчётное напряжение на изгиб стенки с допустимым напряжением материала на изгиб:

$$293,204 > 108$$

Так как расчётное напряжение на изгиб стенки больше допускаемого, то необходимо увеличить толщину стенки в этом месте, путём использования накладки над опорой.

Толщину накладки  $S_n = S$  принимаем исходя из соблюдения условия:

$$4 \cdot [\sigma]_{\text{изг}} \geq \sigma_{\text{изг}}^{\text{оп}} > [\sigma]_{\text{изг}} \tag{130}$$

Принимаем толщину накладки, равную толщине обечайки, то есть 10 мм.

### 2.4.3 Выбор теплообменника для нагрева бензиновой фракции

Конденсат прямогонного бензина имеет массовый расход 150 528,6 кг/ч. Около 30 % используется как остроиспаряющее орошение, то есть на нагрев направляется 105 370,02 кг/ч прямогонного бензина.

Для нагрева бензиновой фракции требуется тяжелая дизельная фракция с температурами кипения от 290 °С до 350 °С, что представляет 54,5 % от общего потока дизельной фракции со средней температурой 330 °С. Таким образом, теплоноситель имеет массовый расход 102 789,565 кг/ч.

Разбиваем, как и в предыдущем случае общие потоки нагреваемой и нагревающей среды на два. Таким образом в трубы теплообменника поступает дизельная фракция 51 394,783 кг/ч и прямогонный бензин в межтрубное пространство с массовым расходом 52 685,01 кг/ч. Производим аналогичный тепловой и механический расчёт теплообменника по методикам [21] и [22].

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						59
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

В ходе расчёта был подобран теплообменник с «плавающей головкой» диаметром кожуха 800 мм на условное давление в трубах и кожухе 16 кгс/см<sup>2</sup>, исполнения по материалу М1, среднего исполнения по температурному пределу, с гладкими теплообменными трубами диаметром 20 мм и длиной 6 м, расположенными в вершинах квадрата, четырехходовой по трубному пространству:

$$\frac{800 - \text{ТПГ} - 16 - \text{М1} - \text{С}}{20 - \text{Г} - 6 - \text{К} - 2}$$

## 2.5 Экономическое обоснование

В качестве примера расчёта примем завод с выходом светлых фракций на атмосферном блоке 57,7 %. Ориентировочно без внедрения модернизационных решений в год из 5,5 млн тонн перерабатываемой нефти получают светлые нефтепродукты в суммарном количестве 3,173 млн тонн.

Выход бензиновой фракции в среднем при первичной перегонке обычно составляет 20 %. Использование волновых технологий повысит отбор светлых фракций на 7 %. Причём, 4 % приходятся на бензиновую фракцию, 2 % на керосиновую и 1 % на дизельную [8]. Волновые технологии позволяют достичь выход бензиновой фракции до 24 % [9].

Использование способа ввода паров бензиновой фракции на нижележащую точку между отборами керосинового и дизельного дистиллятов позволит увеличить выход керосиновой фракции до 18,3 % [10], а насадка с развитой поверхностью, позволит качественно разделить между собой отбираемые светлые нефтепродукты. Это ещё добавляет к выходу керосина примерно 4,5 %, а использование волновых технологий – 2 %. Таким образом, выход керосиновой фракции увеличен до 24,8 %.

До усовершенствования атмосферной колонны выход дизельной фракции составлял 20,7 %. Это значение выхода учитываем и прибавляем к нему 1 % за счёт резонансного воздействия. Рассчитанный выход составляет 69,8%. Регулярная эффективная насадка позволит извлечь до 30 % потерянного количества дизельной фракции из кубового остатка атмосферной колонны.

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

647 500 кг/ч – это массовый расход обессоленной и обезвоженной нефти.  
Вычтем массовый расход образующихся в процессе отбензинивания углеводородных газов и водяных паров.

$$647\,500 - 647\,500 \cdot 3,1\% = 627\,427,5 \text{ кг/ч}$$

Выход светлых фракций без учёта регулярной насадки:

$$\frac{627\,427,5 \cdot 69,8\%}{100\%} = 437\,944,395 \text{ кг/ч}$$

Массовый расход мазута с поглощённой частью дизельной фракции:

$$627\,427,5 - 437\,944,395 = 189\,483,105 \text{ кг/ч}$$

Дополнительное извлечённое количество дизельной фракции с помощью рулонной насадки:

$$\frac{189\,483,105 \cdot 30\%}{100\%} = 56\,844,932 \text{ кг/ч}$$

Общее количество извлечённой фракции дизельного топлива 30,06 %.

Массовый расход мазута:

$$189\,483,105 - 56\,844,932 = 132\,638,174 \text{ кг/ч}$$

Массовый расход светлых фракций:

$$627\,427,500 - 132\,638,174 = 494\,789,327 \text{ кг/ч}$$

Процентный выход светлых фракций после проведения комплексного усовершенствования атмосферного блока:

$$\frac{494\,789,327 \cdot 100\%}{627\,427,500} = 78,87\%$$

Таким образом, предложенные способы позволили увеличить выход светлых фракций на 21,16 %. Следовательно, ежегодно из 5,5 млн тонн нефти можно извлекать 4,34 млн тонн светлых нефтепродуктов.

Произведём расчёт получаемой прибыли завода по светлым фракция до и после его модернизации из расчёта мощности завода 5,5 млн тонн. Занесём результаты расчёта в таблицы 11 и 12.

Согласно, источнику [25], цены на светлые нефтепродукты за 1 тонну, следующие: прямогонный бензин – 34 000 рублей, керосиновая фракция – 40 500

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		61

рублей, дизельная фракция – 43 000 рублей.

Таблица 11 – Прибыль завода до модернизации атмосферного блока

Нефтепродукты	Количество, тонн	Стоимость, млн рублей
Прямогонный бензин	1100,1000	37,4034
Керосин	935,1000	37,8716
Дизельное топливо	1138,3000	48,9469
ИТОГО	3 173,5000	124,2216

Таблица 12 – Прибыль завода после модернизации атмосферного блока

Нефтепродукты	Количество, тонн	Стоимость, млн рублей
Прямогонный бензин	1320,000	44,880
Керосин	1364,000	55,242
Дизельное топливо	1653,300	71,092
ИТОГО	4 337,300	171,214

Модернизация увеличила ежегодную прибыль на 46,9224 млн рублей.

Рассчитаем окупаемость предложенных способов. Известно, что стоимость резонатора для переработки 5,5 млн тонн нефти стоит примерно 5 млн рублей. 1 м<sup>3</sup> насыпной насадки «Инжехим-2000» с размером контактных элементов 16 мм обходится в 460 000 рублей. Цена 1 м<sup>3</sup> рулонной гофрированной насадки – 500 000 рублей.

Воспользуемся ранее полученным расчётом насадочной колонны для определения объёма и общей стоимости насадок. Результаты в таблице 13.

Таблица 13 – Стоимость контактных устройств «Инжехим»

Насадки	Объём, м <sup>3</sup>	Стоимость, млн рублей
«Инжехим-2000»	53,160	24,454
Рулонная насадка	11,310	5,655
ИТОГО	64,470	30,079

Общая стоимость модернизационных решений 35,079 млн рублей. Окупаемость технологических внедрений составляет 9 месяцев.

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		62

### 3 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА

#### 3.1 Воздействие ЭМП на персонал, обслуживающий установку

Активация нефти происходит электромагнитными колебаниями с радиочастотой до 17 кГц, при этом устройство аппарата создано так, что создаваемые электромагнитные волны резонатором и вибратором проходят по замкнутому контуру и не передают своего действия на окружающие предметы, людей и экологию. Но, как и любое электрооборудование, резонатор имеет блок питания, выключатели, кабели, электропровода, регуляторы, воздействующие электромагнитным излучением промышленной частоты 50 Гц на окружающую обстановку, в которой могут находиться люди и другое оборудование.

Основными критериями действия электромагнитного поля на организм человека являются частота излучения, его интенсивность и продолжительность действия.

В зависимости от степени вышеперечисленных критериев биологическое влияние будет различным. Но следует помнить, что чем больше частота колебаний, тем большей энергией обладает волна. Волны с большой энергией способны нарушить процессы в соматических клетках и тканях, привести к нагреву тела и отдельных его частей [26].

Функционирование каждого органа человека осуществляется на определённой частоте. Например, частота колебаний сердца составляет 700 Гц, а мозга в период бодрствования – 50 Гц. Воздействие на органы человека волн электромагнитного излучения с той же частотой или кратной ей, способно произвести сбой в организме.

В конце прошлого столетия был открыт синдром «хронической усталости», главной причиной которого является именно электромагнитное излучение, действующее на людей, как в городах, так и на производствах.

					<i>ВКР.180301.171056.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 установок ЭЛОУ-АВТ</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>зrab.</i>		<i>Хомюк В. А.</i>				<i>У</i>	<i>63</i>	<i>72</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				<i>АмГУ, ИФФ, гр. 718-об</i>		
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						



Электромагнитные поля промышленной частоты способны индуцировать вихревые токи в человеческом теле, что вызывает его нагрев. Поэтому часто люди не осознают опасность данного типа излучения, так как оно не несёт внешних изменений, и ощутить на себе действие электромагнитных волн человек может тогда, когда почувствует дискомфорт общего состояния и локальные перегревы. Опасное влияние на себе испытывают органы, обладающие плохой терморегуляцией – мозг, почки, глаза, желчный пузырь.

Подвергается пагубному воздействию нервная система, особой чувствительностью к действию электромагнитного излучения подвержены промежуточный мозг и кора головного мозга. К лёгкой степени поражения следует отнести бессонницу, утомляемость, слабость, головные боли. Более серьёзные последствия характеризуются образованием злокачественных опухолей, аритмией, ухудшением работы пищеварительной и репродуктивной систем.

Наблюдается угнетение иммунитета, нарушение функций щитовидной железы, снижение в крови содержания эритроцитов и лейкоцитов. При длительном воздействии электромагнитных полей кровь сворачивается под действием повышенного уровня адреналина в результате сбоя в эндокринной системе. Клетки испытывают дефицит кислорода, вызванного сгущением крови [26].

При длительном воздействии возникает накопительный эффект, при котором пагубное воздействие ЭМИ приобретает необратимый характер изменения и ухудшения функций как отдельных органов, так и всего организма.

В качестве лечебно-профилактических мероприятий выступают предварительные и периодические медицинские осмотры.

### **3.2 Средства и системы защиты от ЭМП при эксплуатации установки**

Излучение, попадающее на человека, поглощается и частично отражается его телом. Доля отраженного излучения мала, что не спасает работника от пагубного воздействия электромагнитных полей. Для сохранения здоровья обслуживающего персонала требуется использовать средства индивидуальной и коллективной защиты [27].

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						64
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

Обслуживание резонатора производится дистанционно оператором установки. Опасность для человеческого здоровья возникает в длительном времени пребывания в месте расположения резонатора. Это условие возникает в случае осмотра и ремонта близрасположенного от резонатора оборудования. Как отмечалось выше, одним из факторов вредного воздействия электромагнитного излучения является время.

Рассчитаем время пребывания работника в зоне действия электромагнитного излучения [27]. Для электрического поля с промышленной частотой 50 Гц допустимое время пребывания:

$$T = \frac{50}{E} - 2, \quad (131)$$

где  $T$  – допустимое время пребывания человека в месте расположения источника электрических полей, ч;

$E$  – напряжённость электрического поля, кВ/м.

Резонирующее устройство создаёт электрическое поле с напряжённостью 9 кВ/ч. Следовательно, допустимое время воздействия электрического поля на человека составляет 3,5 часа.

Время пребывания обслуживающего персонала в зоне действия магнитных полей с напряжённостью  $H = 410$  мкТл составляет 4 часа.

Принимаем минимальное значение допустимого времени воздействия на человека в зоне электромагнитного излучения от блока питания, кабелей, электропроводки резонатора, равное 3,5 часа. Если ремонт или осмотр расположенных по близости аппаратов длительный, то необходимо организовать смены обслуживающего персонала.

Следует применить средства коллективной защиты – экранирующие заземлённые антикоррозионные устройства: навесы и перегородки из металлических канатов и прутьев, предназначенные для отражения и поглощения электромагнитных волн. Они также могут быть изготовлены на основе каучука, пеностирола, материала керамикометаллического состава с добавлением активированного угля, карбонильного железа.

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						65
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

Экраны должны быть соединены друг с другом для плотного электрического контакта.

Зона действия электромагнитных полей должна фиксироваться предупреждающими знаками, а также должны быть обеспечены безопасные для сотрудников проходы от источника ЭМП на расстоянии, при котором электромагнитное излучение теряет свою силу. Необходимо регулярно осуществлять дозиметрический контроль, это позволит выявить степень действия электромагнитного излучения, а также проверить исправность самого излучающего оборудования и защитных экранов.

В качестве средств индивидуальной защиты выступают: средство защиты для лица, обувь; комбинезон, фартук, халат с капюшоном, перчатки, изготовленные из металлизированной ткани [28].

Подошва обуви – электропроводящая, а все элементы одежды должны быть соединены между собой проводниками.

Защитные очки должны иметь стёкла, на которые тонким слоем нанесён диоксид олова. Использование такого средства защиты для глаз следует применять только тогда, когда производится ремонт резонирующего устройства, которое в результате каких-либо нарушений стало излучать недопустимые по силе и частоте электромагнитные волны.

Для исключения случая, при котором приходит в негодность изоляционной слой резонирующего аппарата, требуется регулярно проводить проверку и оценку величины электромагнитного излучения. В случае нарушения слоя и высвобождения нежелательного электромагнитного излучения, следует нанести новый изоляционный слой, изготовленный из каучука с графитовым наполнителем.

Соблюдение этих мер позволит персоналу в безопасности проводить свою работу по обслуживанию атмосферного блока ЭЛОУ-АВТ.

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						66
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе произведён анализ отечественной и зарубежной литературы по тематике увеличения отбора светлых дистиллятов на атмосферных колоннах установки ЭЛОУ-АВТ. Предложены способы повышения количества и качества лёгких фракций. Выбранный вариант модернизации обоснован с технологической и экономической точки зрения. Разработана технологическая схема процесса первичной перегонки нефти на усовершенствованном атмосферном блоке.

Комплекс способов, направленный на модернизацию атмосферного блока, позволяет повысить отбор светлых фракций на 21,16 % и окупается за 9 месяцев непрерывной эксплуатации установки.

Произведён расчёт вспомогательного оборудования – теплообменников с «плавающей головкой», которые обеспечивают стабильную работу установки и надёжны в долгосрочном периоде.

Рассмотрен биологический эффект воздействия электромагнитного излучения на организм человека во время работы резонатора. Приведены методы защиты обсуживающего персонала от действия электромагнитных полей.

					<i>ВКР.180301.171056.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 установок ЭЛОУ-АВТ</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Хомюк В. А.</i>				<i>У</i>	<i>67</i>	<i>71</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				<i>АмГУ, ИФФ, гр. 718-об</i>		
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Филимонова, И.В. Российская нефтепереработка на современном этапе развития / И. В. Филимонова, И. В. Проворная, В. Ю. Немов // Нефтегазовая вертикаль. – 2020. – № 17. – С. 8-20.

2 Светлые дистилляты [Электронный ресурс] – Режим доступа : <https://petrodigest.ru/info/neft/frakcionnyj-sostav-nefti> – 06.11.2020.

3 Фейгин, В.И. Исследование состояния и перспектив направлений переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ / В. И. Фейгин, И. Г. Кукушкин, А. В. Маевский. – М. : Экониформ, 2011. – 806 с.

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

5 Светлые нефтепродукты [Электронный ресурс] – Режим доступа : <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2016-may-projects/1113481/> – 06.11.2020.

6 Капустин, В.М. О роли российских компаний нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности / В. М. Капустин, Е. А. Чернышёва // Химическая техника.–2015. № 8. – С. 5-7.

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

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

9 Пат. 165570 Российская Федерация, МПК С10G 15/08. Устройство для предварительной обработки углеводородного сырья / Р. З. Баширов, Ю. Н. Ки-

					<i>ВКР.180301.171056.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 установок ЭЛОУ-АВТ</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Хомюк В. А.</i>				<i>У</i>	<i>68</i>	<i>71</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				<i>АмГУ, ИФФ, гр. 718-об</i>		
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

ташов, Г. С. Хулап ; РГУ им. Губкина. – № 2015153080/04 ; Заявл. 10.12.2015; Оpubл. 27.10.2016, Бюл. № 33

10 Губанов, Н.Д., Дьячкова, С.Г., Боженков, Г.В. Исследование режимов работы ректификационных колонн установки первичной переработки нефти. Моделирование одноколонной установки / Н.Д. Губанов - Вестник Иркутского Государственного Технического Университета. – Иркутск, 2012. – № 6 (65). – С. 101-105.

11 Свинухов, А. Г. Энергосберегающие проблемы технологических процессов нефтепереработки и пути их решения / А. Г. Свинухов. – М. : ГАНГ, 1992 – 82 с.

12 Глебова, Е.В. Основы ресурсоэнергосберегающих технологий углеводородного сырья / Е. В. Глебова, Л. С. Глебов, Н. Н. Сажина. – 2-е изд., – М. : Нефть и газ, 2005. – 178 с.

13 Лаптева, Е. А. Энергосбережение натеплотехнологической установке разделения этаноламинов : дис. канд. техн. наук : 05.14.04 / Е. А. Лаптева ; КГЭУ. – Казань, 2009. – 169 с.

14 Фарахов, М. И. Энерго- и ресурсосбережение при проведении процессов разделения и очистки веществ / М. И. Фарахов, А. Г. Лаптев // Академ-энерго. – 2008. – № 1. – С. 60-72.

15 Официальный сайт ИВЦ «Инжехим» [Электронный ресурс] : <https://ingehim.ru/>. – 02.05.2021.

16 Чуракова, С. К. Разработка энергосберегающих технологий нефтегазопереработки на основе перекрестноточных насадочных контактных устройств : дис. док. техн. наук : 05.17.07 / С. К. Чуракова ; УГНТУ. – Уфа, 2014. – 560 с.

17 Лаптев, А.Г. Контактные насадки промышленных теплообменных аппаратов : моногр./А. Г. Лаптев, А. М. Каган, А. С. Пушков А.С. – Казань : Отечество, 2013. – 454 с.

18 Пат. 54818 Российская Федерация, Регулярная насадка для теплообменных аппаратов / М. И. Фарахов, И. М. Шигапов, Н. Н. Маряхин, Т. М.

					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						69
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

Фарахов, Е. А. Лаптева ; Казан. нац. исслед. ун-т ; Оpubл. 27.07.2006, Бюл. № 21.

19 Ишмурзин, А. В. Повышение эффективности и снижение энергозатрат на установках разделения в водоподготовке и получения углеводородного сырья : дис. канд. техн. наук : 05.14.04 / А. В. Ишмурзин ; КГЭУ. – Казань, 2002. – 180 с.

20 Дытнерский, Ю.И. Основные процессы и аппараты химической технологии: Пособие по проектированию / Г. С. Борисов, В. П. Брыков, Ю. И. Дытнерский ; под ред. Ю. И. Дытнерского. – 5-е изд., стереотип. – М. : ООО «Издательский дом Альянс» , 2010. – 496 с.

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

22 Леонтьев, А.П. Прочностные расчёты отдельных элементов технологического оборудования / А. П. Леонтьев. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 144 с.

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

24 ГОСТ 6533-78 Днища эллиптические отбортованные стальные для сосудов, аппаратов и котлов. – ГОСТ 6533-68 ; введ. 1980 – 01 – 01. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам; М. : Изд-во стандартов, 1980. – 39 с.

25 Стоимость светлых нефтепродуктов [Электронный ресурс] – Режим доступа : <https://www.trader-oil.ru/catalog/dizelnaya-tekhnologicheskaya-frakciya/> – 12.06.2021.

26 Никитина, В. Н. Электромагнитные поля и здоровье населения. Состояние электромагнитной безопасности/ В .Н. Никитина, Г. Г. Ляшко // Роспотребнадзор. – 2018. – № 6. – С. 1-10.

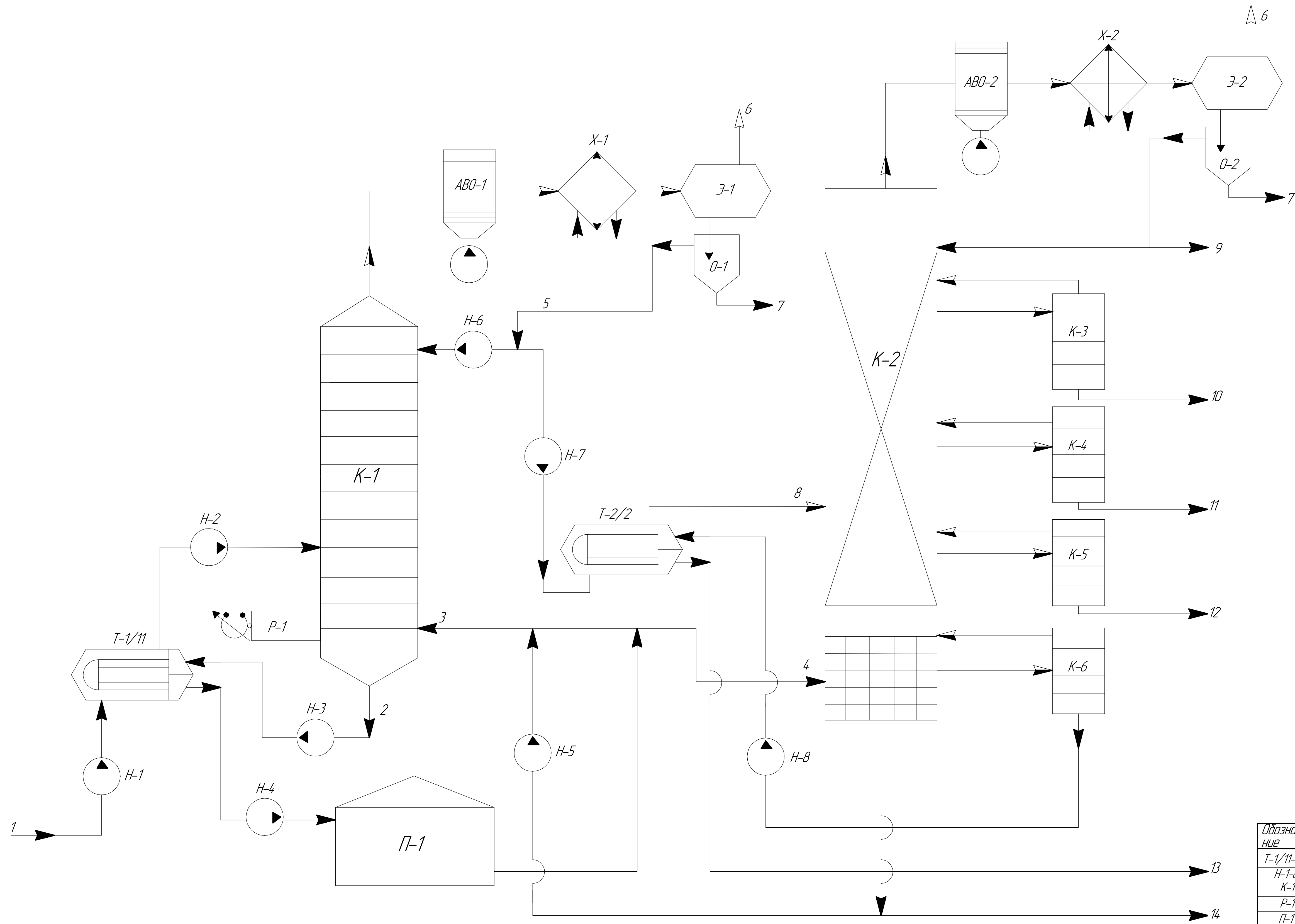
					<i>ВКР.180301.171056.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						70
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

27 СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях. – Взаимен СанПиН 2.2.4.723-98 ;введ. 2003-05-01. – Москва : НИИ медицины труда РАМН ; М. : Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 2003. – 38 с.

28 СИЗ от ЭМ излучения [Электронный ресурс] – Режим доступа : [https://studref.com/526748/bzhd/sredstva\\_individualnoy\\_zaschity\\_elektromagnitno\\_go\\_izlucheniya/](https://studref.com/526748/bzhd/sredstva_individualnoy_zaschity_elektromagnitno_go_izlucheniya/) – 07.06.2021.

					<b>ВКР.180301.171056.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
						71
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		





Обозначение	Наименование потока
1	Одесслененная нефть
2	Отбензиненная нефть
3	"Горячая струя" куда K-1
4	Нагретая отбензиненная нефть
5	Прямойгонный бензин
6	Газы
7	Вода
8	Пары прямогонного бензина
9	Легкий бензиновый дистиллят
10	Тяжелый бензиновый дистиллят
11	Керосиновая фракция
12	Легкая дизельная фракция
13	Тяжелая дизельная фракция
14	Мазут

Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
T-1/11-2/2	Теплообменник	13	Кожухотрубчатый типа ТП
H-1-8	Насос	8	Центробежный
K-1	Отбензинивающая колонна	1	Тарельчатая
P-1	Резонирующее устройство	1	
П-1	Трубчатая печь	1	
K-2	Атмосферная колонна	1	Насадочная
K-3-4-5-6	Отпарная колонна	4	
ABO-1-2	Аппарат воздушного охлаждения	2	
X-1-2	Холодильник	2	Водяной
Z-1-2	Экспанзер	2	
O-1-2	Отстойник	2	

ВКР.171056.180301.ТС

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Увеличение светлых нефтепродуктов на атмосферных колоннах установок Э/ОУ-АВТ	Масса	Масштаб
Разраб.			Хамик В.А.			У	-	
Проб.			Вотыкова Г.Г.					
Т.контр.								
И.контр.			Родина Т.А.					
Э.контр.			Гузьель Ю.А.					

Технологическая схема усовершенствованного атмосферного блока  
Формат А1

Лист № 1 из 1  
Изм. № 001