

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой
_____ Ю.А. Гужель
«_____» _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Повышение операционной эффективности нефтеперерабатывающего
завода

Исполнитель
студент группы 918-об

(подпись, дата)

П.В. Одородько

Руководитель
доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

Г.Г. Охотникова

Консультант по безопасности
жизнедеятельности
доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.В. Козырь

Нормоконтроль
профессор, док. хим. наук

(подпись, дата)

Т.А. Родина

Благовещенск 2023

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

Факультет Инженерно-физический
Кафедра Химии и химической технологии

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Одородько Павла Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: «Повышение операционной эффективности нефтеперерабатывающего завода» утверждена Приказом от 20.04.2023 г № 951-уч.
2. Срок сдачи студентом законченной работы 09.06.2023 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: температура воздуха на входе в печь – 20 °С, на выходе из печи – 154 °С; расход воздуха – 126930,9 кг/ч; температура сырья на входе в печь – 300 °С, на выходе из печи – 420 °С. Литературные данные. Техническая документация, нормативная и иная документация.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Литературный обзор по процессам переработки нефти и способам повышения операционной эффективности нефтеперерабатывающего предприятия. Описание модернизации технологической схемы процесса каталитического риформинга. Расчет оборудования установки каталитического риформинга, подлежащего модернизации с целью повышения операционной эффективности. Безопасность и экологичность производства.
5. Перечень материалов приложения: Технологическая схема модернизированной установки каталитического риформинга.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе Козырь А. В., канд. техн. наук, доцент; раздел «Безопасность и экологичность производства»
7. Дата выдачи задания 25.04.2023 г.

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

Задание принял к исполнению 25.04.2023 г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 70 с., 6 рисунков, 6 таблиц, 34 источника.

ПЕРВИЧНАЯ ПЕРЕРАБОТКА, ВТОРИЧНАЯ ПЕРЕРАБОТКА, НЕФТЬ, СВЕТЛЫЕ НЕФТЕПРОДУКТЫ, КАТАЛИТИЧЕСКИЙ РИФОРМИНГ, ЦИФРОВИЗАЦИЯ, ОПЕРАЦИОННАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, МОДЕРНИЗАЦИЯ, ТЕПЛООБМЕННИКИ, ТРУБЧАТАЯ ПЕЧЬ

Целью работы является повышение операционной эффективности нефтеперерабатывающего завода. В работе рассмотрен процесс первичной и вторичной переработки нефти. Произведён анализ способов, направленных на повышение операционной эффективности и обосновано технологическое решение проблемы.

В технологической части приведены методы модернизации и повышения операционной эффективности процесса каталитического риформинга.

На основе данных ООО «РН-Комсомольский НПЗ» представлены характеристики продуктов и полупродуктов установки каталитического риформинга, требований предъявляемых к ним.

Произведен выбор и обоснование технологического решения модернизации установки каталитического риформинга. Выполнен расчет печи риформинга и теплообменного оборудования.

Охарактеризованы основные опасности производства и меры безопасности при ведении технологического процесса, токсичные и пожароопасные свойства рабочих сред, сырья, готовой продукции и правила обращения с ними.

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Повышение операционной эффективности нефтеперерабатывающего завода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Одородько П.В.</i>				У	3	70
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>						
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						
						<i>АМГУ ИФФ гр. 918-об</i>		

СОДЕРЖАНИЕ

Введение		6
1 Литературный обзор		7
1.1 Проблемы нефтеперерабатывающей промышленности		7
1.2 Процессы первичной переработки нефти		11
1.2.1 Электрообессоливающая установка		11
1.2.2 Установка атмосферной перегонки		12
1.2.3 Установка вакуумной перегонки		13
1.2.4 Комплексная установка атмосферно-вакуумной перегонки нефти		14
1.3 Процессы вторичной переработки нефти		16
1.3.1 Каталитический крекинг		17
1.3.2 Каталитический риформинг		18
1.3.3 Изомеризация		19
1.3.4 Гидроочистка		21
1.3.5 Гидрокрекинг		23
1.4 Операционная эффективность		23
1.4.1 Причины снижения операционной эффективности		24
1.4.2 Методы повышения операционной эффективности		25
2 Технологическая часть		30
2.1 Характеристика сырья и готовой продукции		30
2.2 Описание технологической модернизации		31
2.2.1 Установка теплообменного оборудования		31
2.2.2 Цифровизация рабочего процесса		33

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Одородько П.В.</i>			<i>Повышение операционной эффективности нефтеперерабатывающего завода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				У	4	70
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>			<i>АМГУ ИФФ гр. 918-од</i>			
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

2.3	Расчет печи риформинга	34
2.3.1	Расчет процесса горения топлива	34
2.3.2	Определение тепловой нагрузки и КПД печи, часового расхода топлива	38
2.3.3	Определим типоразмер трубчатой печи	40
2.3.4	Расчет радиантной камеры	40
2.3.5	Расчет диаметра печных труб	43
2.3.6	Расчет конвекционной камеры	44
2.3.7	Газовое сопротивление и тяга	47
2.4	Технологический расчёт теплообменного оборудования	50
2.4.1	Тепловой расчет	51
2.5	Расчет КПД печи, после модернизации	54
3	Безопасность и экологичность производства	56
3.1	Основные требования безопасности при эксплуатации установки каталитического риформинга	56
3.2	Средства и системы защиты при осуществлении технологического процесса	60
3.3	Анализ воздействия печи риформинга на окружающую среду	62
	Заключение	66
	Библиографический список	67

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день в Российской Федерации эксплуатируются порядка 32 нефтеперерабатывающих заводов. Большинство из них построены в прошлом веке. Заводы используют устаревшее оборудование и технологии производства, что негативно сказывается на общей работоспособности предприятия. В связи с чем, на заводах создаются отделы повышения операционной эффективности, которые занимаются рассмотрением идей по модернизации предприятия. Актуальность повышения операционной эффективности заключается в том что бы уменьшить затраты и повысить общую работоспособность предприятия.

Основная цель работы – найти способы повышения операционной эффективности нефтеперерабатывающих заводов..

Из поставленной цели были выделены следующие задачи:

1. Подбор и изучение литературного материала по вопросу увеличения операционной эффективности;
2. Проведение анализа существующих методов увеличения операционной эффективности;
3. Выбор и обоснование способа увеличения операционной эффективности на нефтеперерабатывающем заводе;
4. Выполнение расчета усовершенствованного оборудования нефтеперерабатывающего завода.

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Одородько П.В.</i>			<i>Повышение операционной эффективности нефтеперерабатывающего завода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				у	6	70
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>			<i>АМГУ ИФФ гр. 918-об</i>			
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Проблемы нефтеперерабатывающей промышленности

Российская Федерация занимает значительные позиции в мире по запасам и добыче нефти. В России сосредоточено около 6,6 % (реально этот процент значительно больше, так как не все месторождения разведаны) общемировых доказанных запасов нефти. Сегодня в России добывается около 12 %, что составляет порядка 515 миллионов тонн общемировой добычи нефти. В 2012 году Россия занимала второе место в мире по добыче нефти, после Саудовской Аравии. На 2022 год Россия сохранила свои позиции, однако на первое место по добыче нефти вышли Соединенные Штаты Америки (США) [1].

Из нефти производится значительное количество товаров, потребляемых обществом, в том числе бензин, мазут, часть косметических и лекарственных средств, а также пластик. По данным последних исследований общемировой запас «черного золота» – нефти находится на уровне 1,726 трлн баррелей, что при сохранении текущего уровня потребления обеспечит мировую промышленность на более чем 50 ближайших лет. Однако данная цифра не является конечной, поскольку в учет берется только экономически выгодная в добыче и транспортировке нефть [2].

Добыча нефти в Российской Федерации в 2022 году составила 535 миллионов тонн. Несмотря на эти впечатляющие цифры, на внутреннем рынке страны наблюдается дефицит топлива и значительный рост цен на него. Большинство жителей нашей страны задается вопросом, почему в стране, входящей в тройку лидеров по добыче нефти и нефтепродуктов, цены на горючие материалы, в частности бензин, значительно выше, чем в странах – импортерах.

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Одородько П.В.</i>			<i>Повышение операционной эффективности нефтеперерабатывающего завода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				у	7	70
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>				<i>АМГУ ИФФ гр. 918-об</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

Экспорт сырой нефти обходится дешевле, чем ее переработка на месте. Российские нефтедобывающие компании получают большие прибыли, экспортируя необработанную нефть. В то же время, страна не получает дополнительных доходов от переработки нефти на месте. Это приводит к тому, что Россия продолжает оставаться страной, которая экспортирует сырую нефть, вместо того чтобы стать лидером по переработке и продаже нефтепродуктов на мировых рынках.

Кроме того, Россия сталкивается с проблемами в экологической сфере. Использование нефти в качестве основного источника энергии приводит к выбросу большого количества вредных веществ в атмосферу, что негативно сказывается на окружающей среде и здоровье жителей.

Еще одной немаловажной причиной такого положения дел является неэффективная работа нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ). Российские НПЗ перерабатывают не всю нефть на максимально возможный объем на каждой стадии переработки, что ограничивает выход продуктов высокого качества, таких как бензин и дизельное топливо.

Кроме того, многие НПЗ в России достаточно устарели и не имеют необходимого оборудования и технологий для более глубокой переработки нефти. Это ограничивает возможности увеличения количества высококачественных нефтепродуктов и, соответственно, снижает конкурентоспособность на мировых рынках.

В целом, низкая эффективность работы НПЗ является серьезной проблемой для нефтеперерабатывающей промышленности России и требует существенных усилий для решения. Необходимо проводить модернизацию и обновление производственных мощностей, интенсифицировать процессы переработки и повышать качество выпускаемых нефтепродуктов для увеличения конкурентоспособности на мировых рынках.

Отсталая технологическая база современной российской нефтепереработки приводит к выпуску большого количества темных нефтепродуктов, в первую

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

очередь – мазута.

Значительные объемы мазута, не имеющего спроса на внутреннем рынке страны, экспортируются на внешний рынок, где используется в качестве сырья для вторичной переработки.

Реализация мазута на экспорт происходит по низким ценам, что в результате приводит к недополученную доходов бюджета.

По состоянию на 2023 год Россия в нефтедобывающей отрасли имеет порядка 32 нефтеперерабатывающих заводов, из них 9 было пущено в эксплуатацию до Второй мировой войны, еще 5 заводов построены до 1950 г., еще 10 заводов – до 1960 г. включительно. Таким образом, более половины нынешних НПЗ функционируют около и более 60 лет. Это говорит о сильной изношенности нефтеперерабатывающих мощностей. Большинство действующих НПЗ нуждается в модернизации и переоснащении с использованием современного оборудования.

Значительной проблемой нефтеперерабатывающей промышленности России на сегодняшний день является высокая степень износа основных фондов, достигающая 80 %, а также использование устаревших энергоемких и экономически несовершенных технологий.

В результате нефтедобывающая отрасль характеризуется повышенным уровнем энергопотребления, что отрицательно сказывается на экономической эффективности как переработки нефти, так и страны в целом. Удельный расход энергоресурсов на действующих российских НПЗ от 2 до 3 раза превышает зарубежные аналоги.

В связи с вышеизложенным можно выделить ряд специфических черт нефтеперерабатывающей отрасли в России: устаревание НПЗ, низкая глубина переработки нефти, низкая загрузка производственных мощностей, дефицит мощностей по вторичной переработке нефти, слабое использование современных технологических процессов. Следует отметить, что в Центральной части России НПЗ практически отсутствуют, заводы, построенные во времена СССР,

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

остались в соседних странах, таких как Литва, Белоруссия и Украина. Самостоятельную деятельность по продаже товарного топлива осуществляет всего лишь 20 % предприятий [3]. Остальные, включая инфраструктуру рынка, представляют собой нефтехранилища, нефтебазы и терминалы, и принадлежат, как правило, вертикально интегрированным нефтяным компаниям (ВИНК).

В сложившейся ситуации политика и усилия государства должны быть направлены на решение проблем нефтеперерабатывающего комплекса. Президент Российской Федерации на совещании по вопросам развития энергетики в числе ключевых задач, которые требуют особого внимания в части нефтеперерабатывающей промышленности, выделил необходимость ускорить модернизацию существующих и строительство новых нефтеперерабатывающих предприятий, а также наладить производство высококачественных и конкурентоспособных нефтепродуктов, которые соответствуют мировым стандартам [1].

В экономике существует показатель мультипликаций, характеризующий степень развития сопряженных отраслей. В российской экономике «нефтегазовый» мультипликатор находится на уровне 1,9.

Чтобы понять, насколько эффективен данный показатель, необходимо сравнить его с аналогичными показателями развитых стран, которые составляют в: США – 2,1; Австралия – 2,4; Норвегия – 1,65 [2].

Таким образом, значение отечественного мультипликатора близко по значению данному показателю промышленно и технологически развитых стран [3]. Российский показатель мультипликации численно близок к значениям передовых стран, что свидетельствует об экономическом росте страны.

В конечном итоге существует ряд проблем, препятствующих развитию нефтяного комплекса в России: проблема низкой добавочной стоимости, криминальная проблема, политическая проблема, проблема изъятия ресурсов и самая важная технико-технологическая проблема [2].

Все процессы переработки нефти можно разделить на две группы: процессы первичной переработки и процессы вторичной (глубокой) переработки.

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

1.2 Процессы первичной переработки нефти

Первичная перегонка нефти (ППН) является одним из старейших процессов, с которого фактически начиналась нефтепереработка. На первом этапе развития этого процесса он выполнял функцию получения какого-то одного продукта (в частности, керосина) как готового топлива. Затем – двух-трех продуктов (бензина, керосина, дизельного топлива), но тоже как готовых топлив.

По мере совершенствования нефтепереработки роль ППН изменялась. В настоящее время первичная перегонка нефти, происходящая на установках атмосферно-вакуумной трубчатке (АВТ), является головным процессом в схеме любого нефтеперерабатывающего завода, и АВТ выполняют, в основном, диспетчерские функции. Это означает, что дистилляты АВТ идут на последующие вторичные процессы переработки (вторичную перегонку, , гидроочистку, гидрокрекинг и т.д.) с целью получения готовых товарных продуктов или компонентов товарных продуктов [4].

1.2.1 Электрообессоливающая установка

Электрообессоливающая установка (ЭЛОУ) применяется для удаления солей и воды из нефти перед дальнейшей переработкой. Обессоливание сырой нефти позволяет снизить коррозионный эффект оборудования нефтеперерабатывающих установок, удаление соли и воды; так же позволяет повысить срок эксплуатации катализаторов, применяемы на установках НПЗ, улучшить качество производимого топлив, кокса, битумов и других продуктов нефтяной промышленности.

Для разрушения таких соединений как эмульсии применяют специальные вещества – деэмульгаторы, которые адсорбируются на границе раздела фаз, измельчают и расщепляют природные эмульгаторы. Широко применение в качестве деэмульгаторов получили поверхностно-активные вещества (ПАВ) [5].

Для обессоливания нефти, приходящей на производство, применяют промывку пресной водой, в качестве промывочной воды используется порядка 1 % свежей воды и от 4 % до 5 % циркулирующей воды. Количество промывочной

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

воды зависит от объема нефти, поступающей на НПЗ и состава нефти.

Существуют установки ЭЛОУ с различным количеством ступеней обессоливания. Количество ступеней обессоливания нефти зависит от свойств исходной эмульсии и содержанием в ней солей.

1.2.2 Установка атмосферной перегонки

Для того что бы выделить из нефти содержащиеся в ней продукты, необходимо произвести ряд операций: нагрев нефти до такой температуры ее частичного испарения и утилизация теплоты полученных продуктов.

Для нагрева нефти до заданной температуры применяют трубчатые печи и теплообменные аппараты. Для того, что бы разделить нефть на компоненты, применяются специальные сооружения, а именно ректификационные колонны.

Разделение нефти на атмосферных трубчатых установках (АТ) возможно произвести двумя способами однократным и двукратным испарением [6]:

Схема однократной перегонки нефти, обычно применяется для сырья с малым содержанием бензиновой, керосиновой, дизельной фракций и незначительным содержанием попутного нефтяного газа, а также сероводорода. Суть данной схемы заключается в нагреве сырья до определенной температуры, при достижении которой образуются пары, отделяющиеся от жидкой составляющей нефти.

Схема с двукратным испарением и разделением нефти в двух ректификационных колоннах. В первой колонне происходит предварительное испарение нефти с последующим отделением светлой фракции бензина. В результате процесса, происходящего в первой колонне, понижается общее давление в системе и давление в основной ректификационной колонне; как итог при пониженном давлении наблюдается более тщательное отделение светлых нефтепродуктов, при этом увеличивается полнота их разделения в ректификационной колонне. Сущность процесса заключается в повторении однократной перегонки с изменением таких параметров, как температура или давление по отношению к остатку [5].

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

Данная схема процесса имеет свой недостаток в виде повышенной температуры в печи по сравнению со схемой однократного испарения вследствие отдельного испарения легкокипящих и более тяжелых фракций. Новые установки атмосферной трубчатки в основном работают по схеме двукратного испарения.

В результате первичной перегонки нефти выделяются светлые и темные фракции нефти. Основные фракции, выделяемые при первичной атмосферной перегонке нефти [5]:

- бензиновая фракция – нефтяная фракция с температурой выкипания в пределах от 150 °С до 205 °С (в зависимости от цели получения фракции). Бензиновая фракция представляет собой смесь алифатических и ароматических углеводородов, в своей цепи содержат порядка 5 – 10 атомов углерода;

- керосиновая фракция – нефтяной погон с температурой кипения от 150 до 280 °С, фракция углеводородов $C_{10} - C_{15}$. Основное назначение керосиновой фракции – топливо для бытовых нужд и авиации;

- дизельная фракция (газойлевая фракция) – нефтяная фракция с температурами кипения в пределах от 270 °С до 360 °С, фракция углеводородов $C_{14} - C_{20}$. Основное применение находит в качестве топлива для автомобильной промышленности;

- мазут – нефтяной остаток после удаления из нефти светлых фракций, описанных выше, с температурой кипения выше 320 °С. Мазут находит применение в виде котельного топлива, либо подвергается более глубокой переработки. Возможна перегонка мазута в вакууме с последующим выделением масляных фракций или широкой фракции вакуумного газойля (в свою очередь, служащего сырьем для каталитического крекинга с целью получения высокооктанового компонента бензина) или крекингу [6].

1.2.3 Установка вакуумной перегонки

Основное назначение установки вакуумной перегонки мазута заключается в последующем получении из мазута легкого и тяжелого вакуумного газойля

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

с температурами кипения от 350 °С до 520 °С, затемненной фракции, гудрона. Вакуумная перегонка может происходить по топливному и масляному варианту. При переработке нефти по масляному варианту на блоке вакуумной перегонки получают несколько масляных фракций и гудрон.

Вакуумный газойль, получаемый в результате перегонки находит применение в качестве сырья установок каталитического крекинга, гидрокрекинга или пиролиза и в некоторых случаях – термического крекинга. После термического крекинга получают дистиллятный крекинг-остаток, который направляется на установку коксования с целью получения высококачественного нефтяного кокса [7].

1.2.4 Комплексная установка атмосферно-вакуумной перегонки нефти

Наиболее распространенной установкой первичной переработки нефти является установка, совмещающая в себе такие блоки как, блок ЭЛОУ, АТ и ВТ. Комплексная установка первичной переработки нефти содержащая в себе три блока называется ЭЛОУ-АВТ [8]. Принципиальная технологическая схема установки приведена на рисунке 1.

Обезвоженная и обессоленная нефть после ЭЛОУ направляется в теплообменники для нагрева до 210 °С. Из теплообменных аппаратов обработанная нефть направляется в атмосферный блок для разделения на фракции в процессе ректификации. Сначала нефть направляется в отбензинивающую колонну К-1. На вершине колонны отбирается смесь углеводородных газов и выделяется в сепараторе смесь бутанов. Внизу колонны – отбензиненная нефть [9]. После нефть нагревают в трубчатой печи П-1 до заданной температуры (порядка 350 °С). Далее отбензиненная нефть поступает в атмосферную колонну К-2. Сверху атмосферной колонны отбирают смесь бензина и углеводородных газов. Ниже, боковыми погонками, отбирают керосиновую фракцию и еще ниже – дизельную.

Вакуумная трубчатка (ВТ) предназначена для перегонки мазута. Снижение давления с помощью вакуумсоздающих систем необходимо для понижения температуры кипения мазута, чтобы произвести разведение тяжелых остатков

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

нефтяного сырья. Понижение давления позволяет избежать деструктивных процессов.

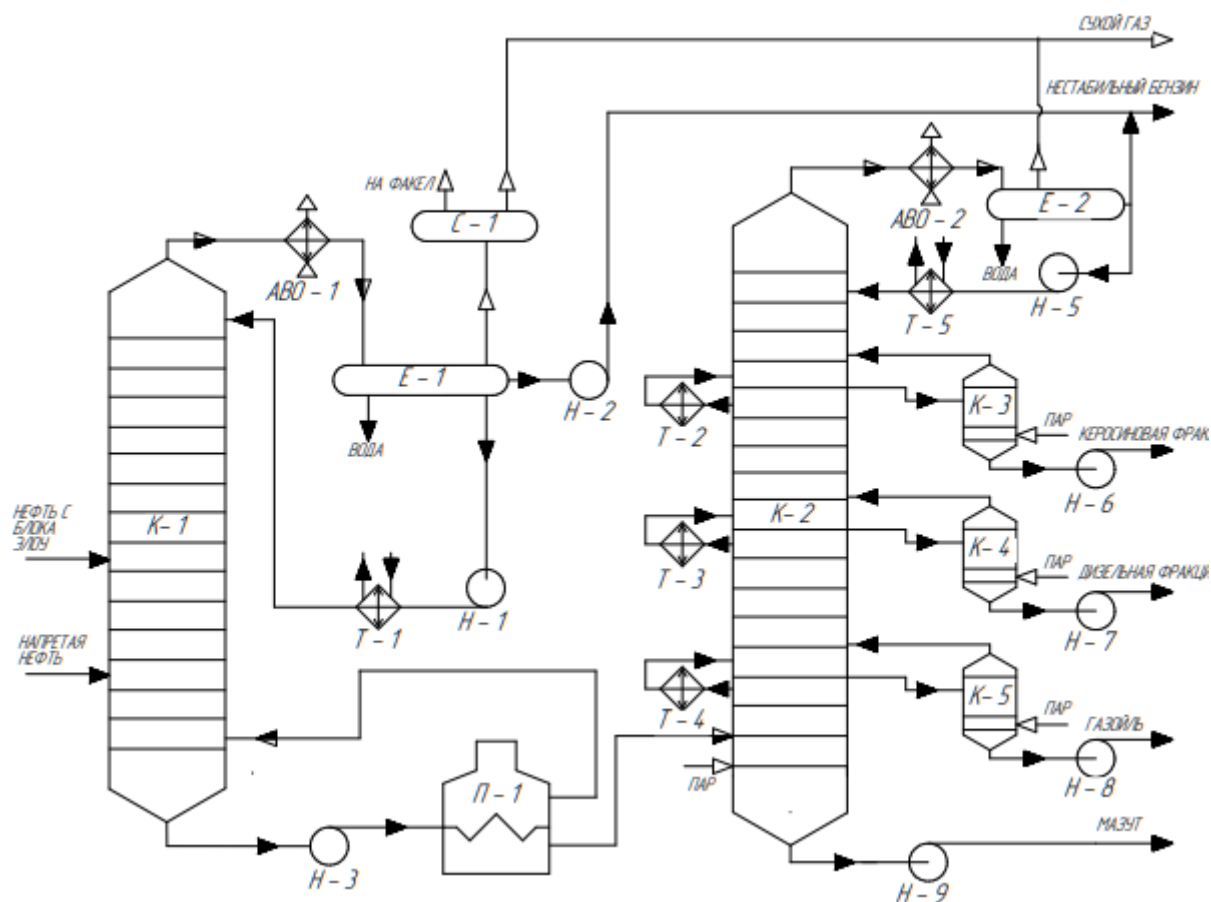


Рисунок 1 – Принципиальная схема установки комплексной установки атмосферно-вакуумной перегонки нефти (ЭЛОУ-АВТ):

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

В вакуумном блоке мазут разделяется до гудрона с получением или широкой дистилятной фракции в интервале температур кипения от 350 °С до 500 °С, являющейся сырьем установок каталитического крекинга, гидрокрекинга, термокрекинга или с получением узких масляных фракций (веретенное, трансформаторное, машинное, цилиндровое) и остаточных масел (авиационное, дизельное) при работе по масляному варианту.

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

1.3 Процессы вторичной переработки нефти

В результате процессов первичной переработки нефти получают различные продукты, такие как: бензиновая, керосиновая, дизельная фракции. Кроме топливных фракций, после вакуумной перегонки получают: легкий вакуумный газойль, тяжелый вакуумный газойль, гудрон, а так же сухой и жирный газы [8].

Продукты первичной переработки нефти не являются товарными, для достижения товарного вида им необходимо пройти процесс или ряд процессов, чтобы соответствовать стандарту. После установки атмосферной перегонки получают бензиновую фракцию, октановое число которой составляет порядка 65 пунктов, что не соответствует ГОСТ 32513-2013 «Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия» [10]. Бензин считается допустимого качества, если его октановое число составляет не менее 92 пунктов, по исследовательскому методу и не менее 83 пунктов по моторному методу.

В дизельной фракции важным показателем является содержание серы и серосодержащих соединений. После первичных процессов содержание серы в фракции варьируется от 1,0 % и более, тогда как согласно ГОСТ 32511 – 2013 «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия» [11], в зависимости от марки дизельного топлива, содержание серы должно быть от 0,005 % до 0,2 %.

Кроме того, темные нефтяные фракции, такие как легкий и тяжелый вакуумный газойль, гудрон могут служить сырьем для установок вторичной переработки нефти. В связи с этим нефтяные фракции поступают на установки вторичных процессов, где происходит дальнейшая переработка, которая призвана улучшить качество нефтепродуктов и углубить переработку нефти.

Процессы вторичной переработки подразделяются на термические и каталитические. К термическим процессам относятся: термический крекинг, коксование и пиролиз. К каталитическим процессам относят: каталитический крекинг, каталитический риформинг, каталитическую изомеризацию, гидроочистку, гидрокрекинг [5].

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

1.3.1 Каталитический крекинг

Каталитический крекинг является самым распространенным химическим процессом. Основной задачей данного процесса является получение высокооктанового бензина и ценных сжиженных газов. Сырьевой базой установок каталитического крекинга служат прямогонный и гидроочищенный вакуумный дистиллят, фракции, выкипающие в пределах от 360 °С до 550 °С, так же может использоваться мазут.

Целевыми продуктами процесса являются: пропан-пропиленовая фракция (ППФ), бутан-бутиленовая фракция (ББФ), бензиновая фракция, легкий и тяжелый газойль. В Российской Федерации функционируют следующие типы установок: с движущимся слоем катализатора, с кипящим слоем катализатора и с использованием реактора, типа лифт-реактор.

Каталитический крекинг имеет ряд свойственных ему преимуществ:

1. При использовании катализатора процесс протекает при температурах и давлении ниже, чем термический крекинг. Как следствие снижается расход энергии, необходимое для управления процессом;
2. Катализатор повышает селективность процесса. При правильном подборе катализатора, возможно образование молекул, необходимых для увеличения целевого продукта.

Как и все процессы нефтепереработки, данный процесс так же имеет и свои недостатки:

1. Основная и главная проблема процесса – дезактивация катализатора. Дезактивация катализатора происходит в результате воздействия примесей содержащихся в сырой нефти;
2. Образование кокса – еще одна проблема процесса. Кокс загрязняет внутреннее пространство реактора и смежного с ним оборудования, что требует технического обслуживания, а значит временный простой установки.
3. Катализаторы, используемые в процессе, содержат металлы, такие как платина, палладий, никель. При попадании металлов в атмосферу, происходит

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

негативное воздействие на окружающую среду.

1.3.2 Каталитический риформинг

Еще одним немаловажным процессом вторичной переработки является – каталитический риформинг. *Каталитический риформинг* – процесс дегидрирования, предназначенный для повышения октанового числа бензинов, а так же для получения ароматических углеводородов, таких как ксилолы, толуол, бензол – сырья для нефтехимии [13]. Каталитический риформинг занимает примерно 11,5 % вторичной нефтепереработки.

Сырьем для установок служат бензины: вторичных процессов, после гидрооблагораживания, гидрокрекинга, прямогонные.

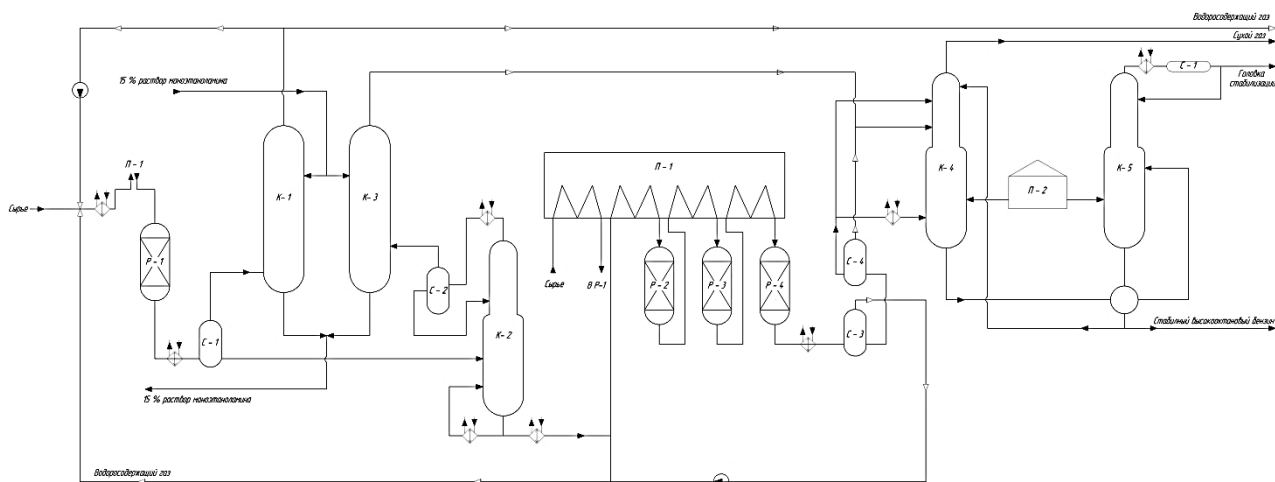


Рисунок 2 – Принципиальная технологическая схема установки каталитического риформинга

Сырье из сырьевого резервуара поступает в тройник смешения, где происходит смешение с водородосодержащим газом (ВСГ). Далее сырьевая смесь поступает в печь (П-1), где нагревается до температуры 320 °С. Выходящий после реактора гидрогенизат, направляется в сепаратор. В сепараторе происходит отделение ВСГ. Далее сырье поступает в отправную колонну, здесь из нестабильного гидрогенизата происходит удаление нежелательных примесей.

Отчищенной от серных примесей сырье, смешивается с ВСГ и направляется в печь. Газоуглеродная смесь после печи направляется в реактора, где происходит процесс каталитического реформинга. После реактаров смесь направ-

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

ляется в сепаратор, где происходит отделение ВСГ и нестабильный катализат.

Нестабильный катализат направляется в колонну стабилизации. В колонне стабилизации из нестабильного катализата отгоняется сухой газ. Стабильный катализат с низа колонны направляется в товарно сырьевой парк, в качестве высокооктанового компонента бензина.

В качестве катализаторов процесса, используются бифункциональных катализаторы, сочетающие в себе кислотную и гидрирующую-дегидрирующую функции. Реакции гидрирования и дегидрирования протекают в металлических центрах катализатора. Такими центрами могут служить платина или палладий, с добавлением рения, олова, германия, иридия и других. Кислотную функцию берет на себя носитель, которым выступает оксид алюминия. На носитель добавляют фтор либо хлор, для повышения кислотной функции. На сегодняшний день, принято использовать только хлорсодержащие катализаторы [14].

В зависимости от типа сырья каталитический риформинг делят на: риформинг, в котором используют легкие фракции нефти (углеводороды C_5 и C_6), кипящие в интервале от $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ и риформинг тяжелой фракции нефти (углеводороды C_7 - C_9), которые кипят при температуре от $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $200\text{ }^{\circ}\text{C}$.

1.3.3 Изомеризация

На сегодняшний день изомеризация один из самых необходимых процессов для производства компонентов высокооктанового бензина. Необходимость данной установки связана в первую очередь с введением стандарта «Евро», для бензиновых и дизельных авто.

В России, на сегодняшний день переход на стандарт «Евро-5», значительно затянулся, поэтому интерес к установкам изомеризации растет с каждым днем [15].

Изомеризация важный процесс для любого нефтеперерабатывающего предприятия, так как одним из наиболее важных аргументов данного увеличение октанового фонда всех бензиновых потоков, что позволяет снизить «жесткость» риформинга и получить увеличение выхода реформата и товарных бен-

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

зинов, с одновременным снижением ароматики в их составе.

К преимуществам изомеризации относятся: простота оформления процесса, отсутствие постоянных выбросов в атмосферу, отсутствие коррозионно активных веществ в среде реактора.

Ниже приведена Принципиальная технологическая схема установки изомеризации н-пентана.

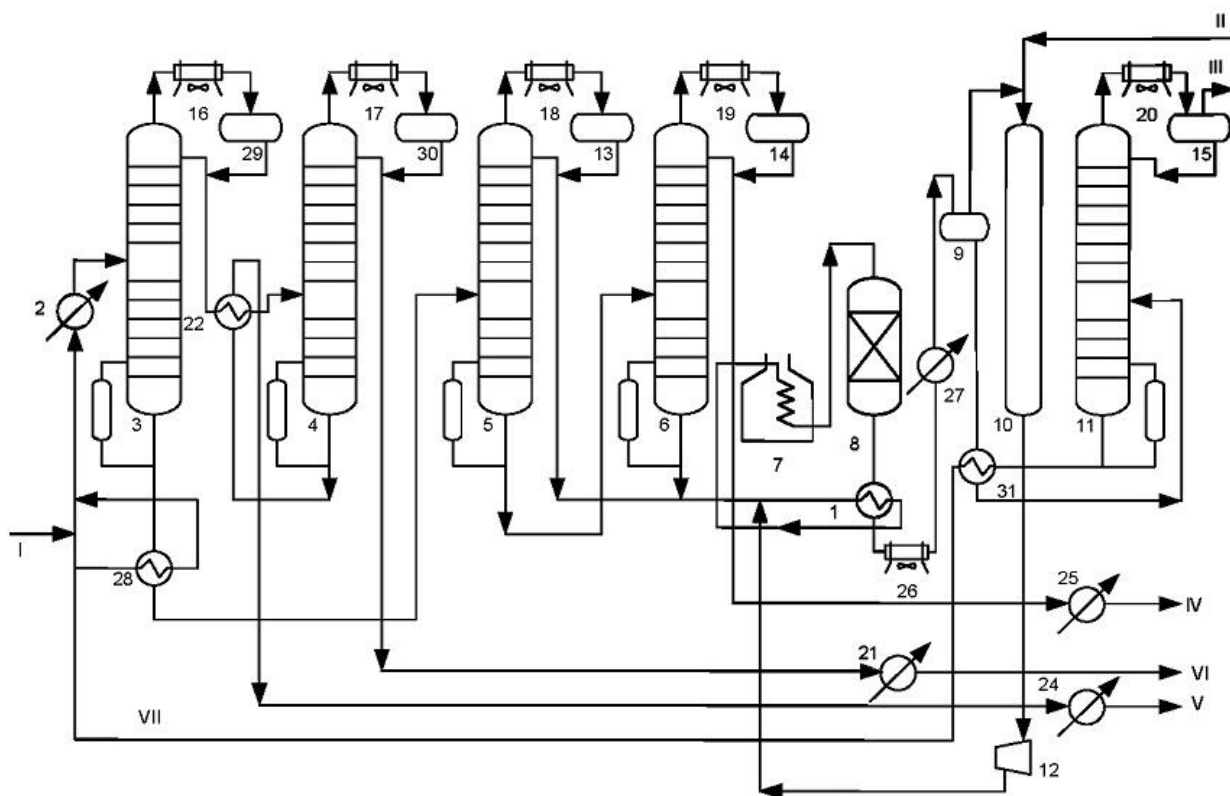


Рисунок 3 – Принципиальная технологическая схема установки изомеризации н-пентана:

1, 22, 28, 31 – теплообменники; 2, 21, 24, 25, 27 – холодильники; 3 – изопентановая колонна; 4 – бутановая колонна; 5– пентановая колонна; 6– изогексановая колонна; 7—печь; 8– реактор; 9 – сепаратор; 10 – адсорбер; 11 – стабилизационная колонна; 12 – компрессор; 13, 14,15, 29, 30 – емкости; 16, 17, 18, 19, 20, 26 – аппараты воздушного охлаждения;

I – Сырье; II – Свежий водородсодержащий газ; III – Углеводородный газ; IV – Изогексан; V – Изопентан; VI – бутаны; VII – стабильный изомеризат

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ВКР.191276.180301.ПЗ

Как у всех каталитических процессов, изомеризация имеет ряд своих недостатков, к которым относятся: высокая стоимость катализатора и невысокое число изомеризатов при использовании схемы «за проход».

Процесс изомеризации бензинов является одним из наиболее быстро окупаемых и экономически обоснованных методов получения высокооктановых компонентов бензинов, с улучшенными экологическими свойствами [15].

1.3.4 Гидроочистка

Гидроочистка – процесс удаления нежелательных компонентов, таких как сера, азот, ароматика и олефины из нефтяных фракций. Различают два вида гидроочистки: гидроочистку прямогонных бензиновых фракций и фракций бензина каталитического крекинга. Так же существует гидроочистка дизельного топлива [16].

Гидроочистка бензина

Гидроочистка бензина прямогонных бензиновых фракций направлена на обретенение сырья для риформинга. Процедура гидроочистки бензиновых фракций основывается на реакциях гидрогенолиза и частичной деструкции молекул в среде водородосодержащего газа, по итогу чего органические соединения серы, азота, кислорода, хлора, металлов, которые содержатся в сырье, будут превращаться в сероводород, аммиак, воду, хлороводород и определенные углеводороды.

Гидроочистка бензина каталитического крекинга является процессом, который главным образом направляется на сокращение серы и диеновых углеводородов в товарных бензинах. [17]

Ниже приведена принципиальная технологическая схема блока гидроочистки бензиновой фракции (рисунок 4).

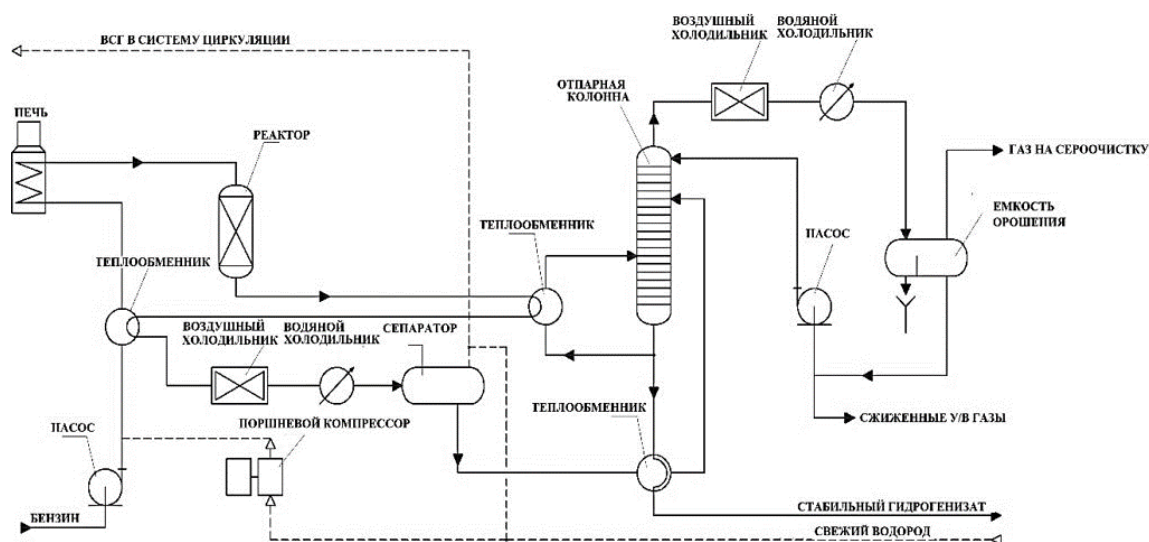


Рисунок 4 – Принципиальная технологическая схема установки гидроочистки бензина

Гидроочистка дизельного топлива

Гидроочистка дизельного топлива направлена на сокращение содержания серы и полиароматических углеводородов. Сернистые соединения, при сгорании, формируют сернистый газ, который с водой формирует сернистую кислоту – главный источник кислотных дождей. Так как полиароматика сокращает цетановое количество, главный компонент дизельного топлива, необходимо ее удаление для повышения качества производимого топлива.

Сырьем процесса гидроочистки дизельного топлива могут выступать прямогонные дизельные фракции нефтей, выкипающие в пределах от 180 °С до 330 °С, от 180 °С до 360 °С и от 240 °С до 360 °С, поступающие с установок АВТ. Часто к прямогонному сырью добавляют от 10 % до 30 % фракций вторичной переработки нефти .

Целевым товарным продуктом процесса является стабильное дизельное топливо, выход которого составляет от 95 % до 97 % по отношению к очищаемому сырью. В качестве побочных продуктов получают бензин до 1,5 %, около 2 % газа со второй ступени сепарации и стабилизации, а также сероводород до 2,5 % [18].

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

1.3.5 Гидрокрекинг

Гидрокрекинг – процесс вторичной переработки нефти, призванный перерабатывать высококипящие компоненты нефтяных фракций для получения бензина, керосина, дизельного топлива и так далее. К 2025 году на российских нефтеперерабатывающих заводах будет закончена реконструкция, так же будут введены новые установки гидрокрекинга, суммарная мощность которых составит порядка 30 млн тонн в год.

Одним из продуктов топливного гидрокрекинга вакуумных газойлей является тяжелый остаток – фракция с температурой кипения в диапазоне от 350 °С до 530 °С – с малым содержанием гетероатомных соединений и высоким содержанием насыщенных углеводородов. На предприятиях, специализирующихся по топливному профилю, остаток процесса гидрокрекинга используется в качестве малосернистого котельного топлива, либо в качестве компонента сырья каталитического крекинга [4].

Остаточный продукт процесса - вакуумных газойлей представляет собой смесь высококипящих соединений, имеющих в своем составе парафиновые и нафтеновые углеводороды, с малым содержанием серы и практически полным отсутствием тяжелых металлов [3]. Вакуумный газойль может быть использован как сырьё для нефтехимической промышленности, а также производства высококачественных базовых масел II и III групп в соответствии с требованиями API (American Petroleum Institute).

1.4 Операционная эффективность

Под понятием операционная эффективность понимается более эффективное ведение производства той или иной компании. Она включает в себя такие показатели, как продуктивность, оптимизация отдельных производственных процессов, эффективное использование ресурсов и так далее. Математически данный показатель измеряется соотношением количества и качества продукции к сырью, использованного для ее получения [20].

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

Главным аспектом операционной деятельности компаний является прибыль, которую возможно повысить четырьмя основными способами:

1. За счет повышения ценового фактора при сохранении натуральных объемов реализации. Возможности использования данного способа существенно ограничиваются конкуренцией.

2. За счет роста объемов реализации выпускаемого товара, которые обеспечивают, положительный финансовый эффект. Такой эффект может достигаться, если у предприятия имеются постоянные затраты, и реализация каждой дополнительной единицы продукции ведет к сокращению

3. За счет снижения полной себестоимости продукции, услуг и работ. Сокращение себестоимости реализуемой продукции может оказать значительное влияние на рост доходности, но возможности по ее снижению также ограничены. Снижение себестоимости продукции может достигаться за счет приобретения ресурсов у внешних поставщиков по более низким ценам (что маловероятно) и получения дополнительных скидок у поставщиков сопутствующих товаров. Для снижения себестоимости работ и услуг необходимо на постоянной основе вести работу, направленную на оптимизацию издержек и соблюдение установленных бюджетных лимитов.

4. За счет увеличения оборачиваемости активов. Мероприятия в данном направлении в первую очередь направлены на оптимизацию структуры активов, задействованных в процессе реализации [21]

1.4.1 Причины снижения операционной эффективности

На данный показатель влияют множество факторов. К ним можно отнести изменение технического уровня производства, рабочую силу, уровень автоматизации, применение цифровых технологий, оснащённость рабочего персонала. Данные факторы неотъемлемо влияют на операционную эффективность в целом, однако не стоит забывать про такой фактор как санкции, введённые против России [23].

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

На сегодняшний день санкции остаются главным препятствием к повышению операционной эффективности Российский нефтеперерабатывающих заводов.

Внедрение в производственные мощности современных средств автоматизации и передовых производственных технологий может не только не привести к росту эффективности, но и обернуться убытками, если организация и управление производством не обеспечат проектную загрузку мощностей, четкое планирование и снабжение рабочих мест всеми необходимыми ресурсами. Следовательно, источником низкой эффективности является наличие потерь и нерационального производства, к которым относятся:

- потери рабочего времени из-за недостатков в производственном планировании, перерывов в ходе операций и низкой трудовой дисциплины;
- потери, обусловленные неполным использованием производственных мощностей, выражающихся в снижении объемов выпуска продукции;
- повышенное относительно нормативных величин количество сырья, материалов и готовой продукции, что ведет к излишним затратам на хранение, увеличению времени производства, замораживанию оборотных средств;
- перепроизводство, обусловленное изготовлением продукции в больших количествах, чем требуется потребителю, или выпуском продуктов до предусмотренного заказчиком срока [23].

1.4.2 Методы повышения операционной эффективности

Целью создания эффективной организации производства является развитие производственных систем и формирование методов организационной деятельности, обеспечивающих достижение наивысшей эффективности организации промышленного производства.

При этом эффективная организация не должна ориентироваться лишь на снижение производственных затрат, а призвана наряду с ресурсосбережением обеспечить достижение предприятием устойчивой производственной деятельности, выпуска продукции высокого качества, упрощения процессов и

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

управленческих процедур, сокращения длительности производственного цикла и ускорения выпуска продукции.

Основными направлениями реализации поставленных целей являются три «фактора роста»:

- 1) применение современных технологий;
- 2) организационные изменения;
- 3) человеческий капитал.

Для каждого фактора существуют свои конкретные подходы и методы повышения эффективности, однако внедрение их по отдельности дает лишь локальные результаты и имеет слабое влияние на изменение ситуации в целом. Поэтому необходимо разрабатывать единую интегрированную систему повышения эффективности операций для каждой функциональной службы. Таким образом, можно говорить о применении системного подхода, благодаря которому будет возможность объединения усилий по повышению эффективности операций [24].

С точки зрения первого фактора – применение современных технологий компания должна заниматься постоянным внедрением новых видов оборудования, модернизацией устаревшего комплекса аппаратуры, а также использованием и усовершенствованием информационных систем предприятия.

На нефтегазовых предприятиях в связи со сложностями замены большей части габаритного оборудования, эффективна техническая модернизация отдельных узлов и аппаратов. Как правило, происходит замена контактных устройств в колоннах, изменяются способы подвода-отвода тепла, замена фильтров, использование новых сорбентов, а также выбор оптимальных технологических параметров производства.

С точки зрения второго фактора, реализацией задачи повышения операционной эффективности становится сокращение длительности производственного цикла. Факторами, обеспечивающими решение этой задачи, является не только снижение трудоемкости процессов на основе автоматизации, но и ис-

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

пользование организационных методов и средств: сокращение времени простоя оборудования, оптимизация маршрутов движения сырьевых потоков, снижение материальных и энергетических затрат, внедрение прогрессивных систем эксплуатации оборудования, а также уменьшение времени ремонта оборудования и подготовительных операций. Не меньшее значение имеют и процессы освоения производства новых видов продукции.

Решение проблемы повышения эффективности на предприятиях предполагает развитие систем организации и управления производством. Одним из перспективных направлений является применение программно-целевых методов управления с внедрением технологий индустрии 4.0 и цифровизации производства.

Информационные технологии индустрии 4.0 в рамках отдельных организаций позволяют проводить цифровую трансформацию с внедрением digital-решений в управленческие и производственные бизнес-процессы для качественного изменения деятельности на производственных предприятиях различной направленности.

В рамках реализации информационных технологий организуется цифровое пространство, и создаются серверы баз данных по сбору и систематизированию информации о работе предприятия. Операторские центры управления производства оснащаются передовым цифровым оборудованием, позволяющим автоматизировать контроль за параметрами работы основных технологических установок предприятия. Смежные технологические установки объединяются в комплексы с единым центром управления, что позволяет принимать оперативные решения, учитывая технические параметры процессов и экономические показатели производства. Персонал обеспечивается устройствами личного мониторинга и отслеживания процессов, происходящих на производстве для повышения безопасности и более быстрого принятия решений на объектах.

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

Для реализации задач по повышению операционной эффективности, необходимо проводить оптимальную кадровую политику компании, основываясь на следующих принципах [23]:

- 1) применение системы наставничества для новых сотрудников с целью обучения выполнению производственных задач и последующей оценки эффективности работы персонала;
- 2) разработка системы мотивации для всех сотрудников компании;
- 3) систематическое повышение навыков и знаний персонала посредством специальных обучающих программ и тренингов.

На уровень эффективности производства оказывает влияние множество факторов различного характера. К их числу можно отнести изменения в техническом уровне производства и качестве рабочей силы, повышение уровня автоматизации производственных процессов, рост фонд вооружённости труда, проникновение информационных технологий в сферу производства и управления. Однако эти изменения в техническом базисе производства лишь создают предпосылки для повышения эффективности. Реальный рост эффективности обеспечивается реализацией возможностей организации и управления производством [23].

На сегодняшний день на каждом НПЗ существует отдел по повышению операционной эффективности (ПОЭ) предприятия. Цель этого отдела заключается в оценке целесообразности применения того или иного технологического решения на рассматриваемом предприятии. Идею по внедрению новой технологии, модернизации установки или просто оборудования, строительству новой установки, может предложить любой работник предприятия. Задача отдела ПОЭ – рассчитать целесообразность применения предложенного решения.

Идеи по модернизации предприятия приходят с различных мест, но не все получают одобрения. По результатам расчетов, которых проходят в отделе ПОЭ, делается вывод о целесообразности применения решения. Если модернизация не несет в себе эффект повышения операционной эффективности более

чем на 1 %, то предложение решение отклоняется.

Таким образом, системный подход к повышению операционной эффективности является одним из необходимых инструментов в современном производстве. Данный подход позволит достигать целевых экономических показателей в контексте привлечения минимального количества ресурсов организации и получения от них максимальной отдачи [24].

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Характеристика сырья и готовой продукции

Целью установки каталитического риформинга является получение компонента высокооктанового бензина, а также сопутствующих продуктов (сухой газ, сжиженный газ, водородосодержащий газ).

Сырьем для переработки служат прямогонные бензиновые фракции от 110 °С до 180 °С, поступающие с установки ЭЛОУ-АВТ.

Основным назначением установки является получение стабильного катализат с октановым числом от 92 до 99, используемого для приготовления товарных автобензинов марок: АИ-92, АИ-95 и АИ-98.

Характеристика продукции производимой согласно стандартам и техническим условиям [25-27] приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели качества продуктов риформинга

Наименование продукта	Показатель	Единица измерения	Норма
1	2	3	4
1. Стабильный катализат	1. Фракционный состав	°С	
	НК		не менее 30
	10 %		не нормируется
	30 %		не нормируется
	50 %		не нормируется
	70 %		не нормируется
	90 %		не нормируется
	КК		не более 215
	2. Плотность при 20 °С	кг/м ³	750-840
	3. Групповой углеводородный состав	% массовые	не нормируется
	4. Содержание бензола	% объемные	не более 2,0
	5. Октановое число	единица	
	по моторному методу		83-90
по исследовательскому методу		92-100	

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Повышение операционной эффективности нефтеперерабатывающего завода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Одородько П.В.</i>					У	30	70
<i>Провер.</i>	<i>Охотникова Г.Г.</i>							
<i>Н. контр.</i>	<i>Родина Т.А.</i>							
<i>Зав. каф.</i>	<i>Гужель Ю.А.</i>							
						<i>АМГУ ИФФ гр. 918-об</i>		

1	2	3	4
	6. Давление насыщенных паров	кПа	не нормируется
	7. Содержание серы	ppm	не более 10
2. Фракция 30-100 °С	1. Плотность при 20 °С	кг/м ³	не нормируется
	2. Содержание общей серы	ppm	не более 0,5
	3. Содержание общего азота	ppm	не более 0,1
	4. Содержание механических примесей		отсутствие
3. Бензин-отгон	1. Плотность при 20 °С	кг/м ³	не нормируется
	2. Углеводородный состав		
	ароматические углеводороды	% массовые	не более 30
	бензол	% массовые	не нормируется
4. Водородосодержащий газ риформинга	1. Содержание сероводорода	% объемные	отсутствие
	2. Содержание водорода	% объемные	не менее 75
	3. Плотность	кг/м ³	не более 0,45
	4. Содержание хлористого водорода		
	для блока изомеризации	ppm	не более 1,0
	для блока ГОДТ	ppm	не более 1,0
	5. Влажность	ppm	15-25
5. Углеводородный газ	1. Содержание сероводорода	% объемные	не более 0,3
	2. Углеводородный состав		
	Сумма бутанов и выше	% объемные	не более 50

2.2 Описание технологической модернизации

2.2.1 Установка теплообменного оборудования

Для повышения операционной эффективности НПЗ, возьмем установку каталитического риформинга на действующем НПЗ.

Проблемы нынешней установки заключается в следующем: в период с сентября по май, воздух забираемый с окружающей среды, для горения печи, имеет низкую температуру. В связи, с чем КПД трубчатой печи снижается и

составляет порядка 70 %.

Для предотвращения снижения КПД и повышения операционной эффективности всего нефтеперерабатывающего завода, необходимо установить теплообменное оборудование. Теплообменник нагревает воздух за счет дымовых газов печи. Тем самым снижая энергозатраты на подогрев воздуха.

Технический результат за счет внедрения теплообменного оборудования позволяет достичь:

- повышение КПД печи;
- возможность регулировки температуры воздуха, подаваемого в печь;
- не требуется реконструкция печи;

К недостаткам внедрения можно отнести:

- затраты на изготовление необходимого оборудования;

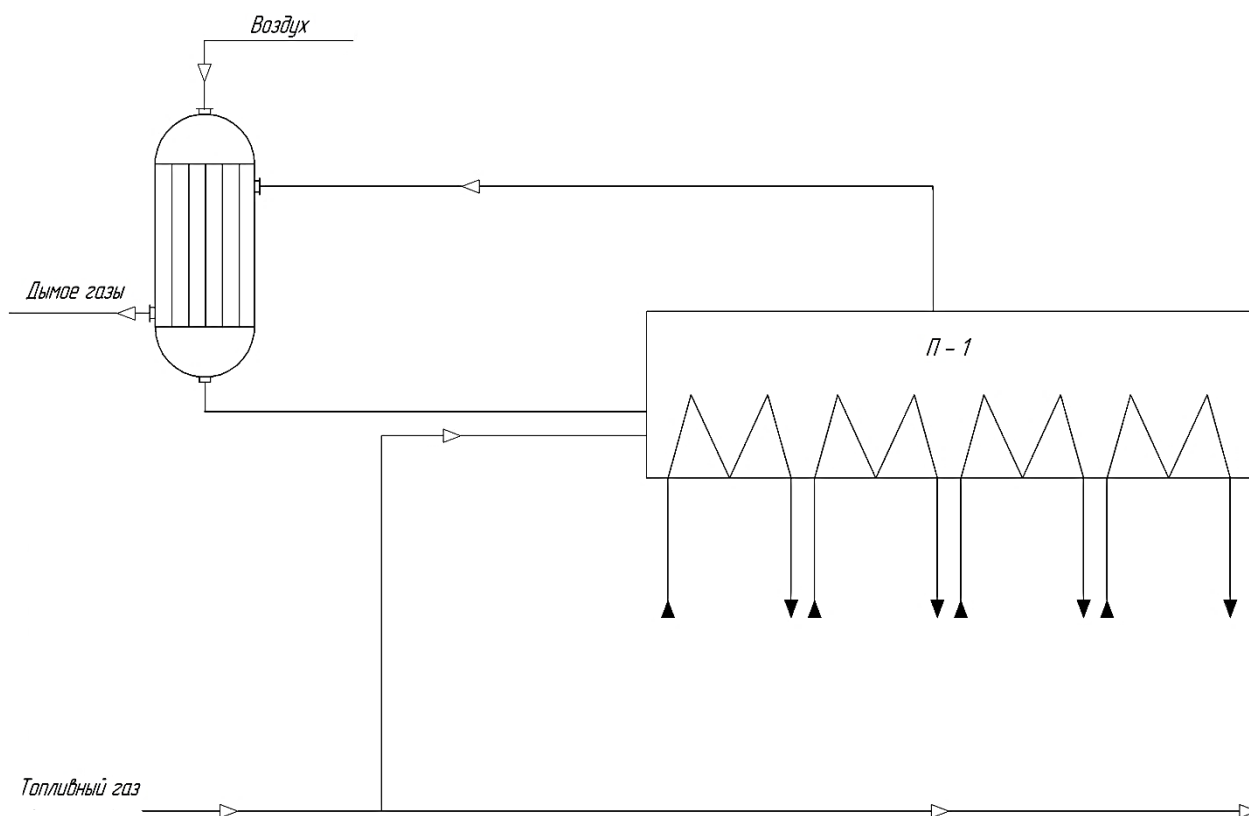


Рисунок 5 – Принципиальная технологическая схема модернизации печи

С учетом произведенной модернизации, модифицированная принципиальная технологическая схема установки каталитического риформинга будет выглядеть следующим образом.

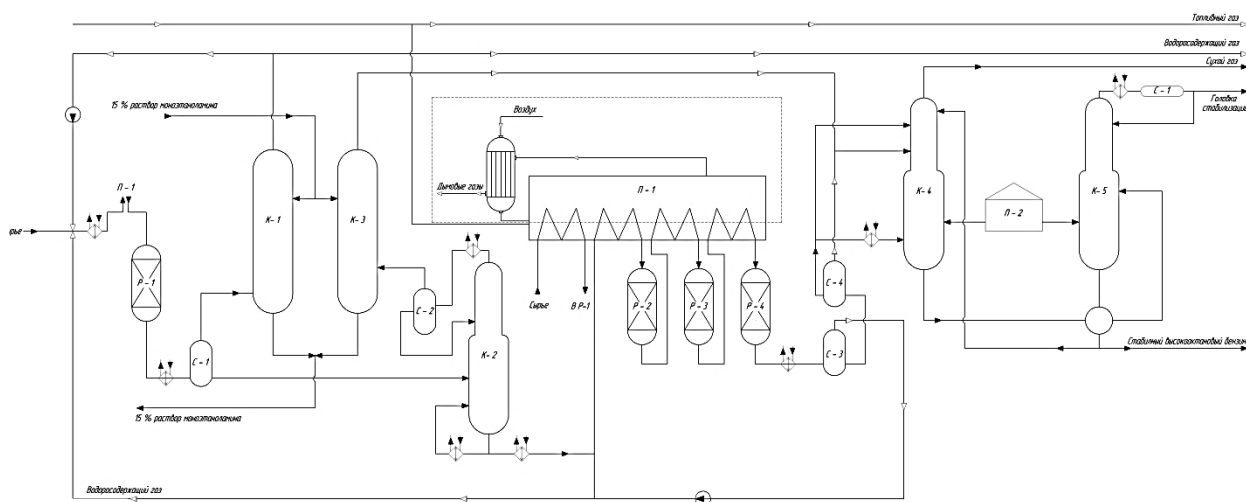


Рисунок 6 – Модифицированная принципиальная технологическая схема установки каталитического риформинга

2.2.2 Цифровизация рабочего процесса

Процесс цифровизации применен в малом количестве на нефтеперерабатывающих заводах. Однако использование современных системы автоматизации процессов с применением контрольно-измерительных приборов, автоматической запорно-регулирующей арматуры и системы предохранительных клапанов на случай нештатных ситуаций, могут обеспечить практически полную автономность технологических процессов.

На первых этапах рабочего процесса сложностью для сотрудников является усвоение большого количества информации и ориентирование в системе обвязки технологических установок, что в свою очередь снижает продуктивность и общую операционную эффективность обслуживания оборудования установки, находящейся на режиме.

С целью повышения эффективности и цифровизации процессов работы операторов предлагается введение специализированных устройств: планшетов, смартфонов и т.п., позволяющих проводить быстрый анализ необходимых данных установки, занесения показателей в отчетность и нормативные документации, доступ к программным обеспечениям, поддерживающим просмотр и работу с трехмерными моделями установок, а также облегченный

поиск необходимых технологических узлов, измерительных приборов и регулирующей арматуры.

В результате внедрения данной технологии достигается:

- повышение операционной эффективности в организационном плане производства работ по обслуживанию и поддержанию технологических параметров установки.

- возможность непосредственного ведения отчетности на рабочем месте с копированием информации в общую систему базы данных, что позволяет отслеживать динамику параметров в реальном времени.

Но у данной технологий помимо положительных эффектов существуют и возможные существенные риски внедрения, к которым относятся:

- необходимость обучения персонала работе с программным обеспечением и освоение новых методов введения процессов;

- хрупкость персональных гаджетов и неправильное обращение в рабочем процессе, возможность падения уровня заряда на устройстве и отсутствием его дальнейшего функционирования;

- общее снижение компетентности работников, вследствие переложения личных обязанностей на работу вычислительной техники, плохой ориентации в схеме установки без применения программ визуализаций, что в свою очередь может привести к позднему реагированию во время аварийных ситуаций.

2.3 Расчет печи риформинга

2.3.1 Расчет процесса горения топлива

Цель данного этапа – расчет низшей теплотворной способности топлива, количества и состава продуктов сгорания, теплосодержания продуктов сгорания.

Произведем расчет трубчатой печи согласно методике [28].

Количество тепла, выделяющегося при сжигании 1 м^3 газового топлива, может быть определено по правилу аддитивности:

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

$$Q_H^P = \sum_{i=1}^n y_i Q_i^P \text{ кДж/м}^3, \quad (1)$$

где y_i – объёмная доля каждого горючего компонента топлива, % об.;

Q_i^P – низшая теплота сгорания компонентов топлива, кДж/м³

$$Q_H^P = 0,0026 \cdot 10800 + 0,0344 \cdot 35840 + 0,473 \cdot 63800 + 0,077 \cdot 91320 + 0,08 \cdot 113500 = 58540 \text{ кДж/м}^3$$

Средняя молекулярная масса топлива M_T вычисляется по формуле:

$$M_T = \sum_{i=1}^n y_i M_i \text{ кг/кмоль}, \quad (2)$$

где M_i – молекулярная масса компонентов топлива

$$M_T = 0,026 \cdot 2 + 0,344 \cdot 16 + 0,473 \cdot 30 + 0,077 \cdot 44 + 0,08 \cdot 58 + 0,01 \cdot 28 = 27,894 \text{ кг/кмоль}$$

Плотность топливного газа при нормальных условиях рассчитывается по формуле:

$$\rho_T = \frac{M_T}{22,4} \text{ кг/м}^3, \quad (3)$$

$$\rho_T = \frac{27,984}{22,4} = 1,245 \text{ кг/м}^3$$

Количество тепла, выделяющегося при сжигании 1 кг газового топлива:

$$Q_H^{-P} = \frac{Q_H^P}{\rho_T} \text{ кДж/кг}, \quad (4)$$

где ρ_T – плотность топливного газа при нормальных условиях, кг/м³

$$Q_H^{-P} = \frac{58540}{1,245} = 470020 \text{ кДж/кг}$$

Элементарный состав газообразного топлива вычисляется из следующих уравнений:

$$C = 12 \sum_{i=1}^n \frac{n_{C_i} y_i^-}{M_i} \text{ мас. \%}, \quad (5)$$

$$H = \sum_{i=1}^n \frac{n_{H_i} y_i}{M_i} \text{ мас. \%}, \quad (6)$$

$$N = 14 \sum_{i=1}^n \frac{n_{N_i} y_i}{M_i} \text{ мас. \%}, \quad (7)$$

где n_{C_i} , n_{H_i} , n_{N_i} , – соответственно число атомов углерода, водорода, серы, кислорода и азота в молекулах отдельных компонентов, входящих в состав газообразного топлива; y_i , y_i – содержание соответствующих компонентов газообразного топлива в % мас. и % мольн., соответственно.

$$C = \frac{12}{27,894} (1 \cdot 33,4 + 2 \cdot 47,3 + 3 \cdot 7,7 + 4 \cdot 8) = 78,8 \text{ мас. \%}$$

$$H = \frac{1}{27,894} (2 \cdot 2,6 + 4 \cdot 33,4 + 6 \cdot 47,3 + 8 \cdot 7,7 + 10 \cdot 8) = 20,2 \text{ мас. \%}$$

$$N = \frac{14}{27,894} \cdot 2 \cdot 1,0 = 1 \text{ мас. \%}$$

Теоретическое количество воздуха, необходимого для сгорания 1 кг топлива, кг/кг:

$$L_0 = 0,115C + 0,345H + 0,043(S - O), \quad (8)$$

$$L_0 = 0,115 \cdot 78,8 + 0,345 \cdot 20,2 = 16,03 \text{ кг/кг}$$

Фактический (действительный) расход воздуха:

$$L = \alpha L_0, \quad (9)$$

где α – коэффициент избытка воздуха.

Примем коэффициент избытка воздуха $\alpha = 1,15$. Тогда фактический расход воздуха:

$$L = 1,15 \cdot 16,03 = 18,43 \text{ кг/кг}$$

Объёмный расход воздуха при нормальных физических условиях:

$$V = \frac{L}{\rho_0} \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (10)$$

$$V = \frac{18,43}{1,293} = 14,25 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Количество газов, образующихся при сгорании 1 кг топлива, кг/кг:

$$m_{CO_2} = 0,03667C, \quad (11)$$

$$m_{H_2O} = 0,09H + 0,01, \quad (12)$$

$$m_{O_2} = 0,233L_0(\alpha - 1), \quad (13)$$

$$m_{N_2} = 0,768\alpha L_0 + 0,01N_2, \quad (14)$$

где С, Н, О, N, – содержание различных элементов и влаги в топливе, мас. %.

$$m_{CO_2} = 0,03667 \cdot 78,8 = 2,889 \text{ кг/кг}$$

$$m_{H_2O} = 0,09 \cdot 20,2 + 0,01 \cdot 0 = 1,818 \text{ кг/кг}$$

$$m_{O_2} = 0,233 \cdot 16,03 \cdot (1,15 - 1) = 0,556 \text{ кг/кг}$$

$$m_{N_2} = 0,768 \cdot 1,15 \cdot 16,03 + 0,01 \cdot 1,0 = 14,164 \text{ кг/кг}$$

Общее количество продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 кг топлива:

$$G_{\text{ПС}} = 1 + L \text{ или } G_{\text{ПС}} = m_{CO_2} + m_{H_2O} + m_{O_2} + m_{N_2}, \quad (15)$$

Значения $G_{\text{ПС}}$, найденные по формулам выше, сравнивают. Если расчет выполнен правильно, то они должны совпасть.

$$G_{\text{ПС}} = 1 + 18,43 = 19,43 \text{ кг/кг}$$

$$G_{\text{ПС}} = 2,889 + 1,818 + 0,556 + 14,164 = 19,43 \text{ кг/кг}$$

Суммарный объём продуктов сгорания при нормальных условиях, м³/кг:

$$V_i = \frac{22,4 \cdot m_i}{M_i} \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (16)$$

где V_i – компонент продуктов сгорания; m_i – масса компонента; M_i – молярная масса компонента.

$$V_{CO_2} = \frac{22,4 \cdot 2,889}{44} = 1,471 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$V_{H_2O} = \frac{22,4 \cdot 1,818}{18} = 2,262 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$V_{O_2} = \frac{22,4 \cdot 0,556}{32} = 0,389 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$V_{N_2} = \frac{22,4 \cdot 14,164}{28} = 11,331 \text{ м}^3/\text{кг}$$

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

$$V_{\text{ПС}} = 1,471 + 2,262 + 0,389 + 11,331 = 15,453 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Плотность дымовых газов при нормальных условиях, кг/м³:

$$\rho_{\text{ПС}} = \frac{G_{\text{ПС}}}{V_{\text{ПС}}} \text{ кг/м}^3, \quad (17)$$

$$\rho_{\text{ПС}} = \frac{19,43}{15,45} = 1,257 \text{ кг/м}^3$$

2.3.2 Определение тепловой нагрузки и КПД печи, часового расхода топлива

Цель этапа: рассчитать теплопроизводительность трубчатой печи (полную тепловую нагрузку), значение которой необходимо для выбора типоразмера печи. Кроме того, рассчитать КПД и расхода топлива.

Энтальпия паров нефтепродуктов на выходе из печи:

$$i_{\text{ВЫХ}}^{\text{п}} = [(50,2 + 0,109t_{\text{ВЫХ}} + 0,00014t_{\text{ВЫХ}}^2)(3,992 - 0,9952\rho_4^{20}) - 73,4] \cdot 4,1868, \quad (18)$$

где ρ_4^{20} – относительная плотность. Для конденсированных паров $\rho_4^{20} = 0,8$.

$$i_{\text{ВЫХ}}^{\text{п}} = [(50,2 + 0,109 \cdot 420 + 0,00014 \cdot 420^2)(3,992 - 0,9952 \cdot 0,8) - 73,4] \cdot 4,1868 = 1307 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия жидких нефтепродуктов определяется по уравнению:

$$i_t^{\text{ж}} = \frac{0,403t + 0,000405t^2}{\sqrt{0,9952\rho_4^{20} + 0,00806}} \cdot 4,1868, \quad (19)$$

где относительная плотность нефти $\rho_4^{20} = 0,9$.

$$i_{\text{ВХ}}^{\text{ж}} = \frac{0,403t + 0,000405 \cdot 300^2}{\sqrt{0,9952 \cdot 0,9 + 0,00806}} \cdot 4,1868 = 693 \text{ кДж/кг}$$

$$i_{\text{ВЫХ}}^{\text{ж}} = \frac{0,403t + 0,000405 \cdot 420^2}{\sqrt{0,9952 \cdot 0,9 + 0,00806}} \cdot 4,1868 = 1060 \text{ кДж/кг}$$

Для трубчатой печи, в которой происходит нагрев и частичное испарение сырья, полезная тепловая нагрузка определяется по формуле:

$$Q_{\text{полезн}} = G_c [e \cdot i_{\text{ВЫХ}}^{\text{п}} + (1 - e) \cdot i_{\text{ВЫХ}}^{\text{ж}} - i_{\text{ВХ}}^{\text{ж}}] \text{ кВт}, \quad (20)$$

где G_c – производительность печи по сырью, кг/ч; e – доля отгона сырья на выходе из печи; $i_{\text{ВЫХ}}^{\text{П}}$ – энтальпия паров нефтепродуктов на выходе из печи, кДж/кг; $i_{\text{ВЫХ}}^{\text{Ж}}$, $i_{\text{ВХ}}^{\text{Ж}}$ – энтальпии жидкости (сырья), на выходе из печи и на входе в печь, соответственно, кДж/кг.

$$Q_{\text{полезн}} = 21,1 [0,3 \cdot 1307 + (1 - 0,3) \cdot 1060 - 693] = 9307 \text{ кВт}$$

Потери тепла с уходящими из печи дымовыми газами:

$$q_{\text{ух}} = \frac{(m_{\text{CO}_2} C_{p_{\text{CO}_2}} + m_{\text{H}_2\text{O}} C_{p_{\text{H}_2\text{O}}} + m_{\text{SO}_2} C_{p_{\text{SO}_2}} + m_{\text{O}_2} C_{p_{\text{O}_2}} + m_{\text{N}_2} C_{p_{\text{N}_2}}) t_{\text{ух}}}{Q_{\text{п}}^{\text{H}}} \quad (21)$$

где $C_{p_{\text{CO}_2}}$, $C_{p_{\text{H}_2\text{O}}}$, $C_{p_{\text{SO}_2}}$, $C_{p_{\text{O}_2}}$, $C_{p_{\text{N}_2}}$ – средние удельные теплоемкости компонентов дымовых газов, кДж/(кг·К); $t_{\text{ух}}$ – температура дымовых газов, уходящих из печи. Она принимается на $100 \div 150$ °С выше температуры сырья на входе в печь:

$$t_{\text{ух}} = t_{\text{вх}} + (100 \div 150), \quad (22)$$

$$t_{\text{ух}} = 320 + 120 = 440 \text{ °С} = 713 \text{ К}$$

$$q_{\text{ух}} = \frac{(2,889 \cdot 0,9877 + 1,818 \cdot 1,9477 + 0,556 \cdot 0,9651 + 14,164 \cdot 1,0567)}{47020}$$

$$\cdot 440 = 0,205$$

Потери тепла в окружающую среду принимают в долях от $Q_{\text{п}}^{\text{H}}$ в пределах $q_{\text{пот}} = 0,05 - 0,08$.

Коэффициент полезного действия печи:

$$\eta = 1 - q_{\text{ух}} - q_{\text{пот}} = 1 - 0,205 - 0,06 = 0,735 = 73,5 \%, \quad (23)$$

Полная тепловая нагрузка печи (теплопроизводительность):

$$Q_t = \frac{Q_{\text{полезн}}}{\eta_{\text{п}}} \text{ кВт}, \quad (24)$$

$$Q_t = \frac{9307}{0,735} = 12680 \text{ кВт}$$

Часовой расход топлива:

$$B = \frac{Q_t}{Q_H^{-p}} \text{ кг/ч}, \quad (25)$$

$$B = \frac{12680}{47020} = 971 \text{ кг/ч}$$

2.3.3 Определим типоразмер трубчатой печи

Выбор печи осуществляем согласно [29]. В зависимости от ее назначения, теплопроизводительности и вида используемого топлива. В нашем случае назначение печи – нагрев, теплопроизводительность составляет 12,68 МВт, топливо – газ (таблица 2).

Таблица 2 – Характеристика печи

Показатель	ЗР2 ₆ ¹⁵⁰
Поверхность нагрева, м ²	150
Рабочая длина, м	6
Теплопроизводительность, МВт (при среднедопускаемом теплонапряжении радиантных труб 58,2 кВт/м ²)	12,80
Габаритные размеры (с площадками для обслуживания), м:	
Длина	12,60
Ширина	6,55
Высота	14,37

2.3.4 Расчёт радиантной камеры

Печь предназначена для нагрева сырья риформинга, принимаем температуру дымовых газов, покидающих топку, $t_{\text{п}} = 500 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

$$T_{\text{п}} = t_{\text{п}} + 273 \text{ }^{\circ}\text{C}, \quad (26)$$

$$T_{\text{п}} = 500 + 273 = 773 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Определяем энтальпию продуктов сгорания при температуре дымовых газов $t_{\text{п}}$, покидающих топку:

$$I_{t_{\text{п}}} = t_{\text{п}} \cdot (m_{\text{CO}_2} C_{\text{CO}_2} + m_{\text{H}_2\text{O}} C_{\text{H}_2\text{O}} + m_{\text{O}_2} C_{\text{O}_2} + m_{\text{O}_2} C_{p_{\text{O}_2}} + m_{\text{N}_2} C_{\text{N}_2}), \quad (27)$$

$$I_{t_{\text{п}}} = 700 \cdot (2,889 \cdot 1,0639 + 1,818 \cdot 2,0419 + 0,556 \cdot 1,0048 + 14,164 \cdot 1,0869) = 15920 \text{ кДж/кг}$$

Определить соответствующее этой температуре количество теплоты, воспринимаемой сырьем в радиантных трубах, кДж/ч:

$$Q_p = B(Q_p^{-H}\eta_T - I_{t_n}) \text{ кДж/ч}, \quad (28)$$

где η_T – КПД топки, принимаем $\eta_T = 0,95$.

$$Q_p = 0,27 \cdot (47020 \cdot 0,95 - 15920) = 7762 \text{ кВт}$$

Согласно [методика] рекомендуемое значение теплонапряженности поверхности нагрева радиантных труб для печей этого типа составляет $q_p = 58,2$ кВт/м². Используя это значение, вычислим необходимую поверхность нагрева радиантных труб:

$$H_p = \frac{Q_p}{q_p} \text{ м}^2, \quad (29)$$

$$H_p = \frac{7762}{58,2} = 133 \text{ м}^2$$

Вычисляем энтальпию нагреваемого потока при выходе из конвекционных труб:

$$i_{t_k}^{\text{ж}} = i_{\text{вх}}^{\text{ж}} + \frac{Q_{\text{полезн}} - Q_p}{G_c} \text{ кДж/кг}, \quad (30)$$

где $i_{\text{вх}}^{\text{ж}}$ – энтальпия сырья, поступающего для нагрева в трубчатую печь, кДж/кг;

G_c – количество сырья, проходящего через печь, кг/ч.

$$i_{t_k}^{\text{ж}} = 693 + \frac{9307 - 7762}{19,7} = 766 \text{ кДж/кг}$$

Температура сырья, покидающего трубы камеры конвекции составляет 598 К. Определяется средняя температура наружной поверхности радиантных труб $T_{\text{ст}}$, К.

$$T_{\text{ст}} = \frac{T_k + T_{\text{вых}}}{2} + \Delta, \quad (31)$$

где $T_{\text{вых}}$ – температура сырья на выходе из печи, К;

Δ – превышение температуры труб за счёт загрязнений, $\Delta = 20 \div 120$.

$$T_{\text{ст}} = \frac{598 + 693}{2} + 70 = 715,5$$

Коэффициент теплоотдачи свободной конвекцией от дымовых газов к радиантным трубам:

$$\alpha_k = 2,1 \sqrt[4]{T_{\Pi} - T_{ст}} \text{ Вт/м}^2\text{К}, \quad (32)$$

$$\alpha_k = 2,1 \sqrt[4]{973 - 715,5} = 8,41 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

Теплонапряженность поверхности радиантных труб, приходящаяся на долю свободной конвекции:

$$q_{p.k.} = \alpha_k (T_{\Pi} - T_{ст}) \text{ Вт/м}^2, \quad (33)$$

$$q_{p.k.} = 8,41 (973 - 715,5) = 2165,58 \text{ Вт/м}^2$$

По таблицам [29] находим значения $\psi = 1,5$ и $H_p / H_s = 2,9$

Температуру продуктов сгорания, покидающих топку, находим методом последовательного приближения (метод итераций), используя уравнение:

$$T_p = 100 \sqrt[4]{\frac{1}{\psi} \left[\frac{H_p}{C_s H_s} (q_p - q_{pk}) + \left(\frac{T_{ст}}{100} \right)^4 \right]}, \quad (34)$$

где q_p и q_{pk} – теплонапряженность поверхности радиантных труб общая и приходящаяся на долю свободной конвекции, Вт/м²;

H_p – поверхность нагрева радиантных труб, м² (зависит от типа печи); H_p / H_s – отношение поверхности радиантных труб H_p к эквивалентной абсолютно черной поверхности H_s , зависящее от типа печи, от вида и способа сжигания топлива;

$T_{ст}$ – средняя температура наружной стенки радиантных труб, К;

ψ – коэффициент, зависящий от распределения температур в топке, типа печи и вида топлива;

$C_s = 5,67$ – коэффициент лучеиспускания абсолютно черного тела, Вт/(м²К⁴).

$$T_p = 100 \sqrt[4]{\frac{1}{1,5} \left[\frac{2,9}{5,67} (58200 - 2165) + \left(\frac{715,5}{100} \right)^4 \right]} = 1201 \text{ К}$$

Фактическое значение теплонапряженности радиантных труб:

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

$$q_p = \frac{Q_p}{H_p} \text{ кВт/м}^2, \quad (35)$$

$$q_p = \frac{6582}{150} = 43,87 \text{ кВт/м}^2$$

2.3.5 Расчет диаметра печных труб

Диаметр труб может быть найден из уравнения расхода:

$$d = \sqrt{\frac{4V_c}{\pi \cdot n \cdot w}}, \quad (36)$$

где V_c – объемный расход нагреваемого продукта, $\text{м}^3/\text{с}$;

n – число потоков;

w – допустимая линейная скорость продукта.

Объемный расход нагреваемого продукта:

$$V_c = \frac{G_c}{\rho_t}, \quad (37)$$

где G_c – массовый расход продукта, кг/с ;

ρ_t – плотность продукта при его средней температуре в печи, кг/м^3 .

$$\rho_t = (\rho_4^{20} - \gamma(t_{\text{ср}} - 20)) \cdot 1000, \quad (38)$$

где ρ_4^{20} – относительная плотность,

γ – температурная поправка.

$$\gamma = 0,001828 - 0,00132\rho_4^{20}, \quad (39)$$

Примем относительную плотность сырья риформинга $\rho_4^{20} = 0,9$, находим температурную поправку:

$$\gamma = 0,001828 - 0,00132 \cdot 0,9 = 0,00064$$

Определяем плотность нефти при её средней температуре в печи:

$$\rho_t = (0,9 - 0,00064(360 - 20)) \cdot 1000 = 682 \text{ кг/м}^3$$

Находим объемный расход нагреваемого продукта:

$$V_c = \frac{19,7}{682} = 0,031 \text{ м}^3/\text{с}$$

Задаемся скоростью движения нефтепродукта в трубах $w = 2 \text{ м/с}$ и числом параллельных потоков $n = 1$. Определяем диаметр труб:

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,031}{3,14 \cdot 1 \cdot 2}} = 0,140 \text{ м}, \quad (40)$$

Выбираем стандартные трубы с ближайшим к рассчитанному диаметром. Размеры стандартных труб: диаметр $d = 0,152$ м, толщина стенки $\delta = 0,008$ м, расстояние между осями труб $S_1 = 0.275$ м.

2.3.6 Расчет конвекционной камеры

Цель этапа: определить поверхность нагрева, количество и фактическую теплонапряженность конвекционных труб. Передача тепла в камере конвекции осуществляется в основном конвекцией и незначительно радиацией от раскаленных дымовых газов.

Целью расчета конвекционной секции печи является определение поверхности нагрева труб, которая рассчитывается из основного уравнения теплопередачи:

$$H_k = \frac{Q_k}{K \cdot \Delta t_{\text{ср}}}, \quad (41)$$

где Q_k – тепловой поток, передаваемый сырью в конвекционных трубах, кВт;

K – коэффициент теплопередачи, кВт/(м²К);

$\Delta t_{\text{ср}}$ – средний температурный напор, °С.

Определяется тепловая нагрузка камеры конвекции:

$$Q_k = Q_{\text{полезн}} - Q_p \text{ кВт}, \quad (42)$$

Составим схему распределения температур:

Дымовые газы печи: 940 °С \longrightarrow 400 °С

Сырье: 420 °С \longleftarrow 300 °С

$$\Delta t_m = 400 - 300 = 100 \text{ °С},$$

$$\Delta t_6 = 940 - 420 = 520 \text{ °С}.$$

Определяем среднее значение движущей силы:

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \frac{\Delta t_{\text{б}}}{\Delta t_{\text{м}}}} \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (43)$$

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{520 - 100}{\ln \frac{520}{100}} = 255 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Находим среднюю температуру дымовых газов:

$$\Delta t_{\text{г.ср}} = \frac{\Delta t_{\text{п}} - \Delta t_{\text{yx}}}{\ln \frac{\Delta t_{\text{п}}}{\Delta t_{\text{yx}}}} \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (44)$$

$$\Delta t_{\text{г.ср}} = \frac{940 - 400}{\ln \frac{940}{400}} = 632 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Задаемся конструктивными характеристиками пучка конвективных труб: расположение труб шахматное, число труб в горизонтальном ряду $n_1 = 6$. Диаметр и расстояние между осями труб были рассчитаны выше.

Вычислим ширину камеры конвекции:

$$a_k = (n_1 - 1)S_1 + 0,05 + d_{\text{н}} \text{ м}, \quad (45)$$

n_1 – число труб в одном горизонтальном ряду;

S_1 – расстояние между осями труб.

$$a_k = (6 - 1) \cdot 0,275 + 0,05 + 0,152 = 1,577 \text{ м}$$

Найдем величину живого сечения камеры конвекции:

$$f_k = (a_k - n_1 d_{\text{н}}) L_{\text{полезн}} \text{ м}^2, \quad (46)$$

где $L_{\text{полезн}}$ – полезная длина труб;

a_k – ширина камеры конвекции,

$$f_k = (1,577 - 6 \cdot 0,152) \cdot 6 = 3,99 \text{ м}^2$$

Секундный расход дымовых газов:

$$G'_{\text{пс}} = G_{\text{пс}} B \text{ кг/с}, \quad (47)$$

$$G'_{\text{пс}} = 19,43 \cdot 0,27 = 5,25 \text{ кг/с}$$

Массовая скорость движения дымовых газов:

$$U = \frac{G'_{\text{пс}}}{f_k} \text{ кг/м}^2\text{с}, \quad (48)$$

где $G'_{\text{пс}}$ – секундный расход дымовых газов,
 f_k – живое сечение камеры
 конвекции.

$$U = \frac{5,25}{3,99} = 1,316 \text{ кг/м}^2\text{с}$$

Коэффициент теплоотдачи за счет вынужденной конвекции:

$$\alpha_k = 0,35E \frac{U^{0,6}}{d_H^{0,4}} \text{ Вт/м}^2\text{К}, \quad (49)$$

где d_H – наружный диаметр труб конвекционной камеры;

U – массовая скорость движения дымовых газов;

E – коэффициент, зависящий от средней температуры дымовых газов.

$$\alpha_k = 0,35 \cdot 22,6 \cdot \frac{1,316^{0,6}}{0,152^{0,4}} = 19,815 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

Определяем коэффициент теплоотдачи излучением

$$\alpha_L = 0,0256 \cdot t_{\text{г.ср.}} - 2,33 \text{ Вт/(м}^2\text{К)}, \quad (50)$$

где $t_{\text{г.ср.}}$ – средняя температура дымовых газов, °С.

$$\alpha_L = 0,0256 \cdot 632 - 2,33 = 13,85 \text{ Вт/(м}^2\text{К)}$$

Определяем коэффициент теплопередачи:

$$K = 1,1 \cdot (\alpha_k + \alpha_L) \text{ Вт/(м}^2\text{К)}, \quad (51)$$

где 1,1 – коэффициент, учитывающий передачу тепла радиацией от кладки;

α_k, α_L – коэффициенты теплоотдачи от дымовых газов к конвекционным трубам, соответственно, вынужденной конвекцией и излучением.

$$K = 1,1 \cdot (19,815 + 13,850) = 37,03 \text{ Вт/(м}^2\text{К)}$$

Определяем необходимую площадь поверхности нагрева конвекционных труб:

$$H_k = \frac{2727000}{37,03 \cdot 255} = 288,8 \text{ м}^2$$

Находим число труб в конвекционной камере:

$$n_k = \frac{H_k}{\pi \cdot d \cdot L_{\text{полезн}}}, \quad (52)$$

$$n_k = \frac{288,8}{3,14 \cdot 0,152 \cdot 6} = 100,85 = 101$$

Определяем теплонапряженность конвекционных труб:

$$q_k = \frac{Q_k}{H_k} \text{ кВт/м}^2, \quad (53)$$

$$q_k = \frac{2727}{288,7} = 9,44 \text{ кВт/м}^2$$

Значение $q_k = 9,44$ укладывается в нормы теплонапряженностей для конвекционных труб нагревательных печей.

2.3.7 Газовое сопротивление и тяга

Плотность дымовых газов при температур t_{yx} :

$$\rho'_{\text{п.с.}} = \rho_{\text{пс}} \frac{T_0}{T_{\text{yx}}} \text{ кг/м}^3, \quad (54)$$

$$\rho'_{\text{п.с.}} = 1,255 \frac{273}{636} = 0,55 \text{ кг/м}^3$$

Принимаем коэффициент избытка воздуха в борове $\alpha_6 = 1,2$, тогда объемный расход продуктов сгорания при температуре t_{yx} :

$$V = \frac{B(\alpha_6 \cdot L_0 + 1)}{3600 \cdot \rho'_{\text{п.с.}}} \text{ м}^3/\text{с}, \quad (55)$$

$$V = \frac{970,6(1,2 \cdot 16,03 + 1)}{3600 \cdot 0,55} = 10,91 \text{ м}^3/\text{с}$$

Принимаем линейную скорость газов в газоходе $w = 8$ м/с, тогда сечение газохода рассчитываем по формуле ниже:

$$S = \frac{V}{w} \text{ м}^2, \quad (56)$$

$$S = \frac{10,91}{8} = 1,36 \text{ м}^2$$

Принимаем размеры борова: $a \times b = 1,1 \times 1,2$ м.

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

Средняя температура дымовых газов в камере конвекции:

$$t_{\text{ср}} = \frac{t_{\text{п}} + t_{\text{yx}}}{2} \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (57)$$

$$t_{\text{ср}} = \frac{940 + 400}{2} = 670 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Плотность дымовых газов:

$$\rho_{\text{д.г.}} = \rho_{\text{пс}} \frac{T_0}{T_{\text{ср}}} \text{ кг/м}^3, \quad (58)$$

$$\rho_{\text{д.г.}} = 1,259 \frac{273}{983} = 0,365 \text{ кг/м}^3$$

Определим линейную скорость газа в свободном сечении камеры конвекции:

$$\omega = \frac{(\alpha L_0 + 1)B}{f_{\text{к}} \cdot \rho_{\text{д.г.}} \cdot 3600} \text{ м/с}, \quad (59)$$

α – коэффициент избытка воздуха; $f_{\text{к}}$ – живое сечение камеры конвекции; L_0 – теоретическое количество воздуха, необходимое для сжигания 1 кг топлива; B – часовой расход топлива.

$$\omega = \frac{(1,15 \cdot 16,03 + 1) \cdot 970,8}{3,99 \cdot 0,365 \cdot 3600} = 3,61 \text{ м/с}$$

По номограмме для определения коэффициента сопротивления при $\omega = 3,61 \text{ м/с}$ и $t_{\text{ср}} = 670 \text{ } ^\circ\text{C}$ определяем коэффициент сопротивления $K = 0,08$.

Потеря напора газов при обтекании пучка конвекционных труб:

$$\Delta P = (C \cdot K \cdot (n + 1) \cdot 9.81) \text{ Па}, \quad (60)$$

где K – сопротивление одного ряда труб, определяемое по номограмме в зависимости от скорости газа и его температуры; n – число рядов труб по ходу газа; C – поправочный коэффициент, зависящий от температуры стенки и диаметра труб.

$$\Delta P = (0,98 \cdot 0,08 \cdot (6 + 1) \cdot 9.81) = 5,4 \text{ Па}$$

Найдем статический напор газа:

$$\Delta P_{\text{ст}} = (\rho_{\text{возд.}} - \rho_{\text{д.г.}})g \cdot h \text{ Па}, \quad (61)$$

где h – высота камеры конвекции; $\rho_{\text{возд}}$, $\rho_{\text{д.г.}}$ – плотности, соответственно, воздуха и дымовых газов.

$$\Delta P_{\text{ст}} = (1,21 - 0,365)9,81 \cdot 3 = 24,6 \text{ Па}$$

Определим сопротивление камеры конвекции:

$$\Delta P_{\text{к}} = \Delta P + \Delta P_{\text{ст}} \text{ Па}, \quad (62)$$

где ΔP – потеря напора газов при обтекании пучка конвекционных труб; $\Delta P_{\text{ст}}$ – статистический напор газов в случае их нисходящего движения в камере конвекции.

$$\Delta P_{\text{к}} = 5,4 + 24,6 = 30 \text{ Па}$$

Эквивалентный диаметр газохода:

$$d_{\text{э}} = \frac{4F}{\Pi} \text{ м}, \quad (63)$$

f – живое сечение газохода, м^2 ; Π – смоченный периметр, м; λ – коэффициент трения, который определяется в зависимости от величины критерия Рейнольдса.

$$d_{\text{э}} = \frac{4 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{1,1 + 1,2} = 1,148 \text{ м}$$

Определим Критерий Рейнольдса:

$$Re = \frac{w \cdot d_{\text{э}} \cdot \rho}{\mu}, \quad (64)$$

$$Re = \frac{8 \cdot 1,148 \cdot 0,55}{3,6 \cdot 10^{-5}} = 127444$$

Так как Критерий Рейнольдса $Re > 100000$, коэффициент гидравлического сопротивления найдем по формуле:

$$\lambda = \frac{0,857}{(\lg Re)^{0,24}}, \quad (65)$$

$$\lambda = \frac{0,857}{(\lg(127444))^{0,24}} = 0,017$$

Рассчитаем сопротивление газохода:

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

$$\Delta P_{\text{тр}} = \lambda \frac{L w^2 \rho}{d_3^5} \text{ Па}, \quad (66)$$

где L – длина газохода, м; d_3 – эквивалентный диаметр газохода.

$$\Delta P_{\text{тр}} = 0,0017 \frac{15 \cdot 8^2 \cdot 0,5}{1,147^5} = 3,57 \text{ Па}$$

Находим общее сопротивление всего газового тракта:

$$\Delta P_{\text{общ}} = \Delta P_{\text{к}} + \Delta P_{\text{р}} + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{м.с.}} + \Delta P_{\text{подогр}} \text{ Па}, \quad (67)$$

где $\Delta P_{\text{к}}$ – потери напора в камере конвекции; $\Delta P_{\text{р}}$ – разрежение в топочной камере; $\Delta P_{\text{тр}}$ – потери напора на трение в дымовой трубе; $\Delta P_{\text{м.с.}}$ – потери напора в газоходе на преодоление местных сопротивлений; $\Delta P_{\text{подогр.}}$ – потери напора в воздухоподогревателе.

$$\Delta P_{\text{общ}} = 30 + 40 + 3,57 + 70 + 20 + 5 = 169,56 \text{ Па}$$

Принимаем максимальную температуру воздуха 40 °С, а температуру дымовых газов 363 °С. Найдем плотности воздуха и дымовых газов при этих температурах:

$$\rho_{\text{возд}} = 1,293 \cdot \frac{273}{313} = 1,12 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{д.г.}} = 1,26 \cdot \frac{273}{636} = 0,54 \text{ кг/м}^3$$

Произведем расчет высоты дымовой трубы:

$$H = \frac{\Delta P_{\text{общ}}}{g(\rho_{\text{возд}} - \rho_{\text{д.г.}})} \text{ м}, \quad (68)$$

$$H = \frac{169,56}{9,81(1,12 - 0,54)} = 29,8 \text{ м}$$

2.4 Технологический расчёт теплообменного оборудования

Тепловой расчета теплообменника необходим для определения требуемой поверхности теплообмена и выбора, стандартизованного аппарата [29].

Выбор необходимого теплообменника зависит непосредственно от разности температур между двумя средами, агрегатного состояния и чистоты теплоносителя. Подогрев воздуха для горения газовых горелок осуществляется в не-

скольких теплообменных аппаратов.

2.4.1 Тепловой расчет

Воздух подаваемый в печь нагревается от 20 °С до 154 °С за счет тепла дымовых газов печи, которые охлаждаются с 372 °С до 243 °С. Примем движение сред противотоком, так как при такой схеме разность температур больше (чем больше разность температур, тем эффективнее происходит теплообмен). Тепловой расчёт теплообменника осуществлён по методике [29].

Составим схему распределения температур:

Дымовые газы печи: 372 °С ←————— 243 °С
Воздух: 20 °С —————→ 154 °С

Большая и меньшая разности температур:

$$\Delta t_{\text{м}} = 372 - 20 = 352 \text{ °С},$$

$$\Delta t_{\text{б}} = 243 - 154 = 89 \text{ °С}.$$

Для противотока должно соблюдаться условие:

$$\frac{\Delta t_{\text{б}}}{\Delta t_{\text{м}}} \leq 2, \quad (69)$$

$$\frac{352}{132} \leq 2 \text{ следовательно среднюю разность температур теплоносителей для}$$

противотока находим по следующей формуле:

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{\Delta t_{\text{б}} + \Delta t_{\text{м}}}{2}, \quad (70)$$

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{352 + 132}{2} = 242 \text{ °С}$$

Определим среднюю температуру воздуха по формуле:

$$t_{\text{ср}} = \frac{t_{\text{н}} + t_{\text{к}}}{2}, \quad (71)$$

$$t_{\text{ср.в}} = \frac{154 + 20}{2} = 87 \text{ °С}$$

Определим свойства нефти при этой температуре.

Свойства рабочей среды при средней температуре указаны в таблице 6.

Определим среднюю температуру дымовых газов печи по формуле:

$$t_{\text{ср.д.г.}} = \frac{372 + 243}{2} = 308 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Определим свойства дымовых газов печи при этой температуре.

Свойства дизельного топлива при средней температуре указаны в таблице 3 и таблице 4.

Таблица 3 – Свойства воздуха при 87 °С

Параметры	Значение
Теплоемкость c_p , Дж/(кг·К)	1009
Теплопроводность λ_p , Вт/(м·К)	$3,13 \cdot 10^{-2}$
Вязкость μ_p , Па·с	$21,5 \cdot 10^{-2}$
Плотность ρ_p , кг/м ³	0,972

Таблица 4 – Свойства дымовых газов печи при 308 °С

Параметры	Значение
Теплоемкость c_p , Дж/(кг·К)	1053
Теплопроводность λ_p , Вт/(м·К)	$4,8 \cdot 10^{-2}$
Вязкость μ_p , Па·с	$30,6 \cdot 10^{-2}$
Плотность ρ_p , кг/м ³	0,591

Пересчет удельной теплоёмкости нефти и нефтепродуктов по формуле:

$$c_{\text{ср}} = \frac{0,762 + 0,0034 \cdot T}{\rho_{15}^{15}}, \quad (72)$$

где T – средняя температура, К.

Плотность воздуха при 20 °С составляет 1205 кг/м³ [23].

Тогда ρ_{15}^{15} рассчитываем по формуле:

$$\rho_{15}^{15} = \rho_4^{20} + \frac{0,0035}{\rho_4^{20}}, \quad (73)$$

$$\rho_{15}^{15} = 1,205 + \frac{0,0035}{1,205} = 1,208$$

$$c_p = \frac{0,762 + 0,0034 \cdot 380}{1,208} = 1,70 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)} = 1700 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$$

Плотность при средней температуре:

$$\rho_t = \rho_4^{20} - \alpha \cdot (t - 20), \quad (74)$$

где α – средняя температурная поправка плотности нефти и нефтепродуктов.

$$\rho_{87} = 1,208 - 0,000725 \cdot (87 - 20) = 1,159.$$

$$\rho_{87} = 1,159 \text{ кг/м}^3.$$

Динамическая вязкость определим по формуле:

$$\mu = \frac{\eta}{\rho}, \quad (75)$$

$$\eta = 2,11 \text{ мм}^2/\text{с};$$

$$\rho_p = 0,972 \text{ кг/м}^3;$$

$$\mu = \frac{2,11}{972} = 0,00215 \text{ Па} \cdot \text{с} = 21,5 \cdot 10^{-2} \text{ Па} \cdot \text{с}$$

Для теплообмена между двумя органическими жидкостями, значение ориентировочного коэффициента теплопередачи равно $26 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2} \cdot \text{К}$.

Рассчитаем тепловой поток:

$$Q = G \cdot c \cdot (t_2 - t_1) \quad (76)$$

где G – производительность теплообменника, кг/с;

c – теплоёмкость, Дж/кг·К;

t_1 – начальная температура, °С;

t_2 – конечная температура, °С.

Из регламента установки каталитического реформинга известно, что массовый расход воздуха составляет $G_p = 126930,9$ кг/ч.

$$Q = \frac{126930,9}{3600} \cdot 1700 \cdot (154 - 20) = 803,19 \text{ кВт}$$

Ориентировочная поверхность теплообмена:

$$F = \frac{Q}{K_{op} \cdot \Delta t_{cp}}, \quad (77)$$

$$F = \frac{803,19 \cdot 10^3}{26 \cdot 242} = 128 \text{ м}^2$$

По результатам расчета, выберем теплообменник по [30]. При выборе теплообменника следует учитывать запас поверхности теплообмена 20 %.

То есть минимальная поверхность теплообмена с учётом запаса должна составлять 160 м². Выберем теплообменник с «плавающей головкой» со следующими характеристиками, представленными в таблице 5:

Таблица 5 – Характеристика выбранного теплообменника

D, мм	d _н , мм	Число ходов, z	Поверхность теплообмена, F, м ²	Площадь проходного сечения		Толщина стенок труб δ _{ст} , мм	Длина труб, мм
				f _{тр} , м ²	f _{мт} , м ²		
1000	25	4	162,3	53,4	118	2,5	3000

2.5 Расчет КПД печи, после модернизации

Произведем расчет КПД печи риформинга, после установки теплообменника для подогрева воздуха. Сделаем перерасчет потерь тепла, температуры дымовых газов и коэффициента полезного действия, согласно формулам 21, 22, 23.

Потери тепла с уходящими из печи дымовыми газами:

$$q_{yx} = \frac{(m_{CO_2} C_{p_{CO_2}} + m_{H_2O} C_{p_{H_2O}} + m_{SO_2} C_{p_{SO_2}} + m_{O_2} C_{p_{O_2}} + m_{N_2} C_{p_{N_2}}) t_{yx}}{Q_p^H} \quad (78)$$

где $C_{p_{CO_2}}, C_{p_{H_2O}}, C_{p_{SO_2}}, C_{p_{O_2}}, C_{p_{N_2}}$ – средние удельные теплоемкости компонентов дымовых газов, кДж/(кг·К); t_{yx} – температура дымовых газов, уходящих из печи. Она принимается на 100 ÷ 150 °С выше температуры сырья на входе в печь:

$$t_{yx} = 243 + 120 = 363 \text{ °С} = 636 \text{ К}$$

$$q_{yx} = \frac{(2,889 \cdot 0,9877 + 1,818 \cdot 1,9477 + 0,556 \cdot 0,9651 + 14,164 \cdot 1,0567)}{47020}$$

$$\cdot 363 = 0,159$$

Потери тепла в окружающую среду принимают в долях от Q_p^H в пределах $q_{пот} = 0,05-0,08$.

Коэффициент полезного действия печи:

$$\eta = 1 - q_{\text{ух}} - q_{\text{пот}} = 1 - 0,159 - 0,06 = 0,791 = 79,1 \%,$$

Согласно, произведений модернизации печи риформинга, удалось поднять КПД печи с 73,5 % до 79,1 %. На сегодняшний день, на рынке представлены печи с КПД от 70 % до 80 %. Подъем КПД на 5,6 % является хорошим результатом, с учетом малых затрат на установку теплообменного оборудования и конструктивной переработки печи.

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

3 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА

3.1 Основные требования безопасности при эксплуатации установки каталитического риформинга

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [31], факторы подразделяются на опасные и вредные.

Опасный производственный фактор – это фактор среды или трудового процесса, в результате воздействия которых, при определенных условиях может привести к заболеванию или снижению работоспособности сотрудника предприятия. Определенные условия – это интенсивность, длительность, тяжесть, напряженность и другие неблагоприятные условия труда, которые могут вызвать профессиональное заболевание, временное или стойкое снижение работоспособности, повысить частоту заболеваний, привести к нарушению здоровья следующих поколений.

Установка каталитического риформинга по характеру перерабатываемых веществ относится к взрывопожароопасным объектам, потому что обращающиеся на установке продукты являются легковоспламеняющимися или горючими жидкостями, горючими газами [32].

Лишь при четком исполнении всеми работающими правил и инструкций по технике безопасности, соблюдении жесткой производственной, а также трудовой дисциплины можно обеспечить безопасность условий труда на нефтеперерабатывающем заводе. Использование самой совершенной техники и технологии не гарантирует безопасность на установке. Основную роль выполняют непосредственные исполнители – операторы. Кроме знаний о технологии производства необходимо соблюдать технику безопасности, чтобы минимизиро-

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Одородько П.В.</i>			<i>Повышение операционной эффективности нефтеперерабатывающего завода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				<i>У</i>	<i>66</i>	<i>70</i>
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>				<i>АМГУ ИФФ гр. 918-об</i>		
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

вать риск образования опасных ситуаций, а также обладать навыками устранения опасности, если таковая вдруг появится.

Наибольшая вероятность риска пожаров и взрывов исходит от таких нефтепродуктов, как газ и бензин. При ремонте и эксплуатации следует полностью удалять нефтепродукты иначе внутри аппаратов возможно образование взрывоопасной смеси углеводородов с воздухом. Эта смесь может образоваться также в насосном помещении при концентрации углеводородных газов, поэтому даже незначительное пропускание газа или нефтеразлив могут привести к аварии. В аппаратуре и оборудовании могут быть неплотности, поэтому, чтобы не допустить чрезмерно высокую концентрацию выделения вредных газов и паров используют вентиляцию. Классы опасности продуктов указаны в таблице 6.

Таблица 6 – Классы опасности продуктов каталитического риформинга

Компонент	Класс опасности	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)
1	2	3
Бензин, бензиновая фракция.	4	Легковоспламеняющаяся жидкость (ЛВЖ) По степени воздействия на организм человека относится к 4 классу опасности. Обладает наркотическим действием, поражает центральную нервную систему. Вдыхание паров может привести к хроническим отравлениям и изменениям крови и кровеносных органов. Раздражает верхние дыхательные пути, слизистые оболочки глаз, кожу. Действие на кожу вызывает острые и хронические воспаления. Бензин загрязняет атмосферный воздух, почвы, водоемы. Медленно трансформируется в окружающей среде, трудно поддается биохимическому окислению. Вреден для обитателей водоемов, токсичен для флоры и фауны. При воспламенении пролива жидкой фазы – прямое огневое и тепловое воздействие на организм человека. При сгорании паровоздушной смеси – воздействие воздушной волны сжатия на организм человека.

1	2	3
Сухой газ	4	Воспламеняющийся газ. Воздействие на людей. 4 класс токсической опасности. Раздражает слизистую оболочку глаз, поражает центральную нервную систему. При вдыхании может привести к хроническим отравлениям и изменениям крови и кровеносных органов. При сгорании газовой смеси – воздействие воздушной волны сжатия на организм человека.
Сжиженный газ	4	Воспламеняющийся газ. Воздействие на людей. 4 класс токсической опасности. Сжиженные углеводородные газы при атмосферном давлении не обладают токсическим (отравляющим) воздействием на организм человека, так как они мало растворяются в крови. Однако, попадая в воздух, они смешиваются с ним и уменьшают содержание кислорода в воздухе. Человек, находящийся в такой, атмосфере, испытывает кислородное голодание, а при значительном содержании сжиженного углеводородного газа в воздухе может погибнуть от удушья.

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

Аварийные ситуации, возможные при ведении технологического процесса, выполнении производственных операций, эксплуатации оборудования и коммуникаций.

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

- нарушение герметичности фланцевых соединений трубопроводов или

аппаратов, содержащих производственное сырье или нефтепродукты;

- неисправность блокировочных средств и системы сигнализации;
- нарушение норм технологического режима;
- пренебрежение или не знание инструкций по промышленной безопасности и противопожарных правил.

Для обеспечения минимального уровня взрывоопасности блоков предусмотрены следующие мероприятия:

- для технологических блоков предусмотрены автоматические быстродействующие запорные или отсекающие устройства;
- для блоков второй и третьей категорий устанавливаются запорные или отсекающие устройства с дистанционным управлением;
- аварийный сброс с аппаратов газообразных углеводородов производится на факел, а от жидких углеводородов путем их откачки в парк общезаводского хозяйства;
- все технологическое оборудование, размещено на открытой площадке, что обеспечивает безопасные условия его работы и обслуживания;
- ведение технологического процесса осуществляется использованием автоматизированной системы. Обеспечивающая безаварийную остановку процесса, определяющим последовательность и время выполнения операций при аварийных ситуациях;
- при проектировании, установки покрываются защитными противопожарными слоями, которые могут сдерживать огонь до 30 минут;
- установка обеспечена надежной системой молниезащиты и защиты оборудования и трубопроводов от воздействия статического электричества;
- обеспечен постоянный автоматический контроль за загазованностью в помещениях и на территории установки;

Согласно ГОСТ 12.3.002-2014 «Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности» [32] безопасно-

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

го ведения производственного процесса предусматривается ряд мероприятий [31]:

- ведение технологического процесса в герметичных аппаратах;
- сброс продуктов из аппаратов на факел при аварийных ситуациях;
- полная автоматизация процесса;
- защита от повышенного давления в аппаратах, работающих под давлением;
- строгое соблюдение норм предусмотренного технологического режима;
- при повышении концентрации взрывоопасных паров и газов на установке, предусмотрена звуковая и световая сигнализация;
- обязательное соблюдение рабочим персоналом норма охраны труда и своевременная проверка знаний;
- на жидкостных и газовых линиях установлены обратные клапаны;
- дренирование аппаратов и трубопроводов выполнено в заглубленные герметичные емкости, с последующей переработкой продуктов;
- наличие исправной системы заземления всей аппаратуры;
- бесперебойное снабжение установки сырьем, паром, водой и всем необходимым для бесперебойной работы.

3.2 Средства и системы защиты при осуществлении технологического процесса

В бригаде по обслуживанию установки каталитического риформинга находятся:

- старший оператор технологических установок (оператор 6 разряда);
- оператор технологических установок; машинист технологических насосов (оператор 5 или 6 разрядов);
- электромонтер по обслуживанию и ремонту электрооборудования (оператор 5 или 6 разрядов);
- приборист контрольно-измерительных приборов (оператор 5 разряда).

Работники указанных специальностей обслуживают оборудование всех

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

стадий установки.

Операторы выполняющие работу на наружных площадках, где расположено основное технологическое оборудование, должны использовать средства индивидуальной защиты (СИЗ) (спецодежда, спецобувь, защитная каска, защитные очки. СИЗ подразделяется на летнюю и зимнюю, в зависимости от времени года. Каждого работника, предприятие должно снабдить СИЗ. Нормы бесплатной выдачи спецодежды и спецобуви приняты на основании «Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» (Приложение к Приказу Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 9 декабря 2009 г. № 970н) и «Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» (в ред. Приказа Минздравсоцразвития РФ от 27.01.2010 г. № 28н). Обслуживающий персонал обязан содержать в чистоте и исправности спецодежду и защитные приспособления, своевременно принимать меры по замене вышедших из строя или отбракованных средств защиты [32].

СИЗ на предприятии, получаемые сотрудником, должны подходить по росту, размеру и, так же должны соответствовать роду занятий и иметь соответствующие знаки о безопасности.

СИЗ подразделяются на: костюмы; СИЗ органов дыхания; СИЗ ног и рук; СИЗ головы, глаз, лица, органов слуха; специальная защитная одежда; дерматологические СИЗ; комплексные СИЗ.

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

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>61</i>

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

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

СИЗ головы делятся на каски, косынки, шлемы, шапки, которые защищают от повреждений. Очки являются методом защиты глаз, для защиты лица используют лицевые щитки, для органов слуха используют наушники или противошумные шлемы [33].

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

3.3 Анализ воздействия печи риформинга на окружающую среду

Произведем расчет загрязнения окружающей среды при рассеивании выбросов от дымовой трубы.

Расчет будем вести согласно методике [34].

Определим максимальное значение приземной концентрации вредного вещества C_m , мг/м³, при выбросе газовой смеси из одиночного точечного источника с круглым устьем.

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot t \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}, \quad (79)$$

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

где A – коэффициент, соответствующий неблагоприятным метеорологическим условиям, для Дальнего Востока $A = 200$;

M – мощность выброса ВВ, г/с;

H – высота источника выброса (трубы), м;

V_1 – расход газовой смеси, равный $3,73 \text{ м}^3/\text{с}$;

F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе равная 2;

m и n – коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса;

η – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, в случае ровной местности $\eta = 1$;

ΔT – разность между температурой, выбрасываемой газовой смесью $T_{\Gamma} = 372 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и температурой окружающего атмосферного воздуха $T_B = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Мощность выброса M рассчитываем по следующей формуле:

$$M = C \cdot V_1$$

где C – концентрация ВВ в газовой смеси, г/м³.

$$M = 0,00015 \cdot 3,73 = 0,0005595 \text{ г/с}$$

m и n определяем в зависимости от параметров:

$$f = 1000 \cdot \frac{w_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T}, \quad (80)$$

$$v_M = 0,65 \sqrt[3]{\frac{\Delta T \cdot V_1}{H}}, \quad (81)$$

$$v'_M = 1,3 \frac{w_0 \cdot D}{H}, \quad (82)$$

$$f_e = 800 \cdot (v'_M)^3, \quad (83)$$

где w_0 – скорость выхода газовой смеси из устья, равная $3,61 \text{ м/с}$;

D – диаметр устья, равный $1,148 \text{ м}$;

H – высота, равная $29,8 \text{ м}$

$$f = 1000 \cdot \frac{3,61^2 \cdot 1,148}{29,8^2 \cdot 352} = 0,048$$

$$v_M = 0,65 \sqrt[3]{\frac{352 \cdot 3,73}{29,8}} = 2,3$$

$$v'_M = 1,3 \frac{3,61 \cdot 1,148}{29,8} = 0,18$$

$$f_e = 800 \cdot (0,18)^3 = 4,67$$

Определим коэффициент m по формуле:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (84)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{0,048} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,048}} = 1,23$$

При $v_M \geq 2$, $n = 1$.

Рассчитаем максимальное значение приземной концентрации вредного вещества по формуле (78):

$$C_M = \frac{200 \cdot 0,0005595 \cdot 2 \cdot 1,23 \cdot 1 \cdot 1}{29,8^2 \cdot \sqrt[3]{3,73 \cdot 352}} = 0,00003 \text{ мг/м}^3$$

Согласно нормативному документу ГН 2.1.6.3492-17 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений для дымовых газов составляет 3 мг/м^3 . Рассчитанное значение соответствует нормам ПДК для предприятий.

Определим расстояние, на котором достигается максимальная концентрация вредных веществ.

Определим минимальное расстояние X_M от источника выброса, на котором приземная концентрация C_M при неблагоприятных метеорологических условиях достигает своего максимального значения C :

$$X_M = \frac{5 - F}{4} \cdot d \cdot H_M, \quad (85)$$

где d – безразмерный коэффициент, при $f < 100$ и $v_M > 2$ определяется по следующей формуле:

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

$$d = 7 \cdot \sqrt{v_M} \cdot (1 + 0,28\sqrt[3]{f}), \quad (86)$$

$$d = 7 \cdot \sqrt{2,3} \cdot (1 + 0,28\sqrt[3]{0,048}) = 10,64$$

$$X_M = \frac{5 - 2}{4} \cdot 10,64 \cdot 29,8 = 237,8 \text{ м}$$

Определим опасную скорость ветра.

Определим опасную скорость ветра, м/с, при $f < 100$ и $v_M > 2$, по формуле:

$$u_M = v_M(1 + 0,12\sqrt{f}), \quad (87)$$

$$u_M = 2,3 \cdot (1 + 0,12\sqrt{0,048}) = 2,36$$

Максимальное значение приземной концентрации вредного вещества:

$$C_{ми} = r \cdot C_M \text{ мг/м}^3, \quad (88)$$

где r – безразмерная величина, определяемая в зависимости от отношения u/u_M , (u – скорость ветра, равная 0,5 м/с).

$$u/u_M = 0,21$$

При $u/u_M \leq 1$ определяем значение r по формуле:

$$r = 0,67 \cdot \frac{u}{u_M} + 1,67 \cdot \left(\frac{u}{u_M}\right)^2 - 1,34 \cdot \left(\frac{u}{u_M}\right)^3, \quad (89)$$

$$r = 0,67 \cdot 0,21 + 1,67 \cdot (0,21)^2 - 1,34 \cdot (0,21)^3 = 0,2$$

Тогда $C_{ми}$:

$$C_{ми} = 0,2 \cdot 0,00015 = 0,00003 \text{ мг/м}^3$$

Определим расстояние, на котором достигается максимальная концентрация вредных веществ с учетом скорости ветра:

$$X_{ми} = p \cdot X_M, \quad (90)$$

где p – безразмерный коэффициент, при $u/u_M \leq 0,25$ равен 3.

$$X_{ми} = 3 \cdot 237,8 = 713,4 \text{ м}$$

В ходе проведенных расчет, можно сделать вывод о том, что в случаи аварийной ситуации на промышленном предприятии, ПДК выбросов вредных веществ будут соответствуют нормам и не превышают установленные значения. Высота трубы обеспечивает безопасную эксплуатацию печи вблизи населённых пунктов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За время выполнения бакалаврской работы были изучены научная документация и научные периодические издания (журналы), отечественный и зарубежный опыт по вопросу повышения операционной эффективности нефтеперерабатывающего завода. Проведен анализ и способ увеличения производительности завода. По данным с предприятия представлена характеристика исходного сырья, продуктов и полупродуктов установки и требования предъявляемых к ним.

Разработана технологическая схема процесса каталитического риформинга, выполнен расчет и обоснован выбор теплообменного оборудования, выполнен расчет печи каталитического риформинга и предложен способ ее модернизации. На основании теплового и гидравлического расчёта был подобран кожухотрубный теплообменник с «плавающей головкой» вида. С рабочими средами в трубном пространстве – воздух, в межтрубном – дымовые газы. Постановка теплообменного оборудования на печь позволила увеличить коэффициент полезного действия печи на 5,6 %.

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

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Одородько П.В.</i>				<i>Повышение операционной эффективности нефтеперерабатывающего завода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Охотникова Г.Г.</i>					У	66	70
<i>Н. контр.</i>	<i>Родина Т.А.</i>				<i>АМГУ ИФФ гр. 918-об</i>			
<i>Зав. каф.</i>	<i>Гужель Ю.А.</i>							

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Кагарманов Р. Р. Высокая степень износа основных фондов на российских НПЗ / Р. Р. Кагарманов, Ю. М. Малышев // Электронный научный журнал «Вестник магистратуры». – 2013. – № 2 (17). – С. 51-52.

2 Винокурова М. В. Проблемы и перспективы развития нефтяной отрасли Российской Федерации / М. В. Винокурова, М. Г. Вурганов // Электронный научный журнал «Научный журнал Байкальского государственного университета». – 2020. – № 2 (11). – С. 1-7.

3 Акрабедина В. В. Сетевые сопряженные производства: экономическая безопасности отраслевые рынки / В. В. Акрабедина, О. П. Смирнова // Электронный научный журнал «Вестник магистратуры». – 2017. – № 9 (13). – С. 1656-1675.

4. Мановян А. К. Технология переработки природных энергоносителей / А. К. Мановян. – М.: Химия, 2004. – 456 с.

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

6. Дытнерский Ю. И. Процессы и аппараты химической технологии: Учебник для вузов. Изд. 2-е. / Ю. И. Дытнерский. – М.: Химия, 2020. – 65 с.

7. Лядов, А. С. Добыча и переработка тяжелых нефтей – проблемы и перспективы / А. С. Лядов, Н. Н. Петрухина // Журнал прикладной химии. – 2018. № 3 (5) – С. 596 – 600.

8 Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2019 году», Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, 2020.

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Повышение операционной эффективности нефтеперерабатывающего завода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Одородько П.В.</i>				<i>У</i>	67	70
<i>Провер.</i>		<i>Охотникова Г.Г.</i>				<i>АМГУ ИФФ гр. 918-об</i>		
<i>Н. контр.</i>		<i>Родина Т.А.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Гужель Ю.А.</i>						

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

10 ГОСТ 32513–2013. Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия.; – М.: Стандартинформ, 2020. – 10 с.

11 ГОСТ 32511–2013.Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия.; – М.: Стандартинформ, 2015. – 12 с.

12 Шмелькова, О. Н. Развитие деструктивных процессов переработки остатков в России и за рубежом / О. Н. Шмелькова, Л. А. Гуляева, В. А. Хавкин, Н. Я. Виноградова, Е. Г. Горлов // Мир нефтепродуктов. – 2013. – № 9. – С.15-19.

13 Башкирцева, Н. Ю. Нефтеперерабатывающий комплекс мира / Н. Ю. Башкирцева // Вестник технологического университета. – 2015. – Т. 18. – № 6. – С. 63-68.

14 Арсланов А. И. Перспективы развития процесса изомеризации / А.И. Арсланов, А. И. Ибатулин // Электронный научный журнал «Вестник технологического университета». – 2015. – № 9 (18). – С. 39-40.

15 Игумнов, А. С. Вариант совершенствования установки изомеризации бензиновых фракции / А. С Игумнов // Современные наукоемкие технологии. – 2013. – № 6 . – С. 193-193

16 Магарил Р. З. Теоретические основы химических процессов переработки нефти / Р. З. Магарил. – М.: Химия, 1985. – 279 с.

17 Герасименко В. А. Гидроочистка нефтепродуктов / В. А. Герасименко. – М.: Гостоптеиздат, 1962. – 240 с.

18 Основные процессы нефтепереработки: справочник, Р.А. Мейерс [и др.]; пер. с англ. 3-го изд.; под ред. О.Ф. Глаголевой, О.П. Лыкова. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2011. – 944 с.

19 Фамутдинов, Р. Н., Определение качества сырья для высокоиндексных масел из остатка гидрокрекинга / Р. Н. Фамутдинов, С. В. Дезорцев // Башкирский химический журнал. – 2013, № 4 (20). – С. 37–39.

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

20 Стерлигова, А. Н. Операционный (производственный) менеджмент: учеб. пособие / А. Н. Стерлигова, А. В. Фель. – М. : ИНФРА-М, 2009. – 187 с.

21 Дорошенко, Ю. А. Методические аспекты оценки эффективности операционной деятельности промышленного предприятия / Ю. А. Дорошенко, О. И. Салмина // Вестник БГТУ имени В. Г. Шухова. – 2013. – № 3. – С. 113-116.

22 Карасева, Е. К. Операционная эффективность предприятия / Е. К. Карасева // Индустриальная экономика. – 2018. – № 1. – С. 23-25.

23 Туровец, О. Г. О концепции эффективной организации производства / О. Г. Туровец // Организатор производства. – 2008. – № 3 (38). – С. 9-11.

24 Голоскоков, А. С. Системный подход к повышению операционной эффективности в менеджменте / А. С. Голоскоков // Вестник университета. – 2017. – № 9. – С. 5-9.

25 СТП №П1-02.02 СП-0208-Юл014 Политика компании в области переработки углеводородного сырья

26 СТП №П1-02.02 СП-0409-Юл014 Система управления охраной труда и промышленной безопасностью

27 СТП №П1-02.02 СП-0379-Юл014 Система управления охраной труда и промышленной безопасностью

28 Липин, А.А. Расчет трубчатых печей: учеб. пособие / А.А. Липин, А.Г. Липин. – Иваново: Иван. гос. хим.-технол. ун-т. – 2019. – 80 с.

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

30 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.

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

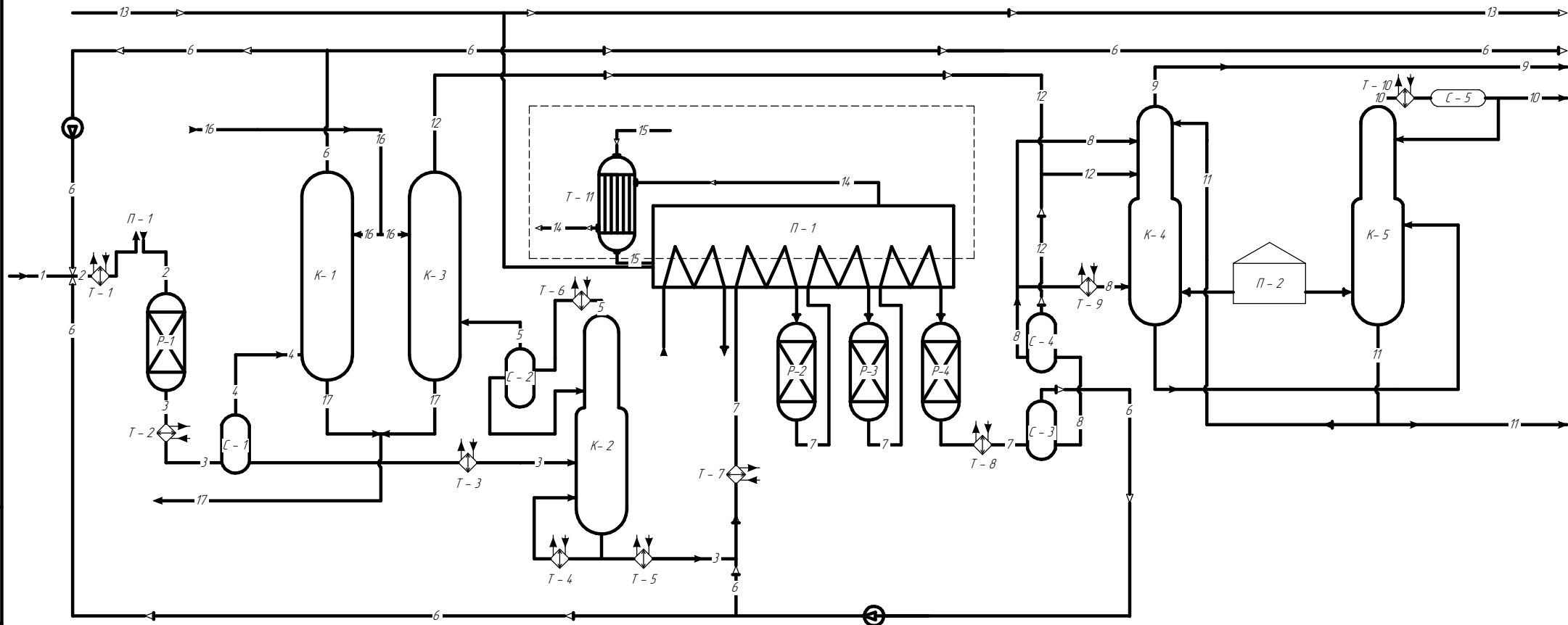
31 ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76 ; введ. 1989-01-01. – М. : Комитет стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР ; М. : Стандартиформ, 2008. – 78 с.

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

33 ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – введ. 1977-01— М. : Комитет стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР ; М. : Стандартиформ, 2007. – 7 с.

34 Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов [Электронный ресурс] : Постановление Российской Федерации от 28.01.2021 № 2. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 "гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/573500115?ysclid=lieb0cejvm588217956>

					<i>ВКР.191276.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>70</i>



Обозначение	Наименование	Количество
T-1-11	Теплообменник	11
П-1-2	Трубчатая печь	2
Р-1-4	Реактор	4
С-1-5	Сепаратор	3
К-1-3	Адсорбер	2
К-2	Отрапанная колонна	1
К-4-5	Околонна стабилизации	2

Потоки	Наименование
-1-1	Сырье
-2-2	Сырьевая смесь
-3-3	Гидрогенизат
-4-4	Водородосодержащий газ на очистку
-5-5	Углеродородный газ на очистку
-6-6	Водородосодержащий газ
-7-7	Газожидкая смесь
-8-8	Нестабильный катализат
-9-9	Метан
-10-10	Головка стабилизации
-11-11	Стабильный катализат
-12-12	Углеродородный газ
-13-13	Топливный газ
-14-14	Дымовой газ
-15-15	Воздух
-16-16	15 % Моноэтаноламин
-17-17	15 % Моноэтаноламин на регенерацию

ВКР.191276.180301.ТС			
Исполн.	И.И. Гаврилов	Испит.	И.И. Гаврилов
Провер.	В.В. Сидорова	Испит.	В.В. Сидорова
Утверд.	И.И. Гаврилов	Испит.	И.И. Гаврилов
Исполн.	В.В. Сидорова	Испит.	В.В. Сидорова
Провер.	И.И. Гаврилов	Испит.	И.И. Гаврилов
Утверд.	И.И. Гаврилов	Испит.	И.И. Гаврилов
Повышение операционной эффективности нефтеперерабатывающего завода			
Технологическая схема			
АмГУ, ИФФ, гр. 918-03			
Копирован			

Не для коммерческого использования
 © ОАО «СИБУР» 2010. Все права защищены. Распространение в сети Интернет запрещено.
 Дата: 11.04.2010. 14:00. Исполнитель: И.И. Гаврилов. Проверен: В.В. Сидорова. Утвержден: И.И. Гаврилов.