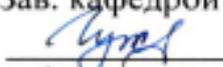


**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Зав. кафедрой  
 Ю.А. Гужель  
«28» июня 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

по теме: Применение спиральных теплообменников при предварительном  
подогреве сырья на установке замедленного коксования

Исполнитель  
студент группы 718 об

 18.06.21  
(подпись, дата)

Д.В. Тузиков

Руководитель  
доцент, канд. хим. наук

 21.06.21  
(подпись, дата)

С.А. Лескова

Консультант:  
по безопасности  
жизнедеятельности  
доцент, канд. техн. наук

 18.06.21  
(подпись, дата)

А.В. Козырь

Нормоконтроль  
доцент, док. хим. наук

 23.06.21  
(подпись, дата)

Т.А. Родина

Благовещенск 2021

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

Факультет Инженерно-физический  
Кафедра Химии и химической технологии

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

### **ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Тузикова Дмитрия Васильевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: «Применение спиральных теплообменников при предварительном подогреве сырья на установке замедленного коксования» утверждена Приказом от 30.04.2020 г № 810-уч
2. Срок сдачи студентом законченной работы 29.06.2021 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Рабочая жидкость – смесь гудронов, расход 80,0 кг/с, начальная температура 100 °С, конечная температура 250 °С Технологическая документация, нормативная документация, литературные данные
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Литературный обзор по процессу коксования. Характеристика сырья и готовой продукции установки замедленного коксования. Описание технологической схемы установки замедленного коксования. Обоснование применения спиральных теплообменников. Технологический расчет кожухотрубчатого теплообменника. Технологический расчет спирального теплообменника.
5. Перечень материалов приложения: Технологическая схема установки замедленного коксования. Общий вид кожухотрубчатого и спирального теплообменников
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе Козырь А.В., канд. техн. наук, доцент; раздел «Безопасность и экологичность производства»
7. Дата выдачи задания 14.05.2021 г

Руководитель выпускной квалификационной работы: Лескова Светлана Анатольевна, доцент, канд. хим. наук

Задание принял к исполнению 14.05.2021 г. \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 58 с., 7 рисунков, 2 таблицы, 28 источников.

### УСТАНОВКА ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ, КОКС, СПИРАЛЬНЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ, КОЖУХОТРУБЧАТЫЙ ТЕПЛООБМЕННИК, ГУДРОН, ГАЗОЙЛЬ, ТЕПЛОВАЯ НАГРУЗКА, ТЕМПЕРАТУРА

В данной работе рассмотрена технологическая схема установки замедленного коксования, произведены тепловые, гидравлические и механические расчеты кожухотрубчатого и спирального теплообменников. Проведен анализ эффективности использования различных типов теплообменников на установке замедленного коксования.

Цель работы – изучить эффективность применения спиральных теплообменников при предварительном подогреве сырья на установке замедленного коксования.

По итогу работы рассмотрены основные виды теплообменного оборудования, устройство и принцип работы спирального теплообменника. Рассмотрена технологическая схема установки замедленного коксования. Выполнены тепловые и гидравлические расчеты, сравнительный анализ теплообменников. Также в работе рассмотрены вопросы безопасности производства и охраны труда на рассматриваемой установке.

Графическая часть выполнена на трех листах и включает технологическую схему установки, общие виды кожухотрубчатого и спирального теплообменников.

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тузиков Д.В.			<i>Применение спиральных теплообменников при предварительном подогреве сырья на установке замедленного коксования</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Лескова С.А.				У	3	58
<i>Н. контр.</i>		Родина Т.А.				<b>АмГУ ИФФ 718-об гр.</b>		
<i>Зав. каф.</i>		Гужель Ю.А.						

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Литературный обзор	7
1.1 Актуальность процесса коксования	7
1.2 Виды теплообменных аппаратов	10
1.2.1 Кожухотрубчатые теплообменники	10
1.2.2 Витые теплообменники	11
1.2.3 Спиральные теплообменники	11
1.2.4 Пластинчатые теплообменники	12
1.3 Применение спиральных теплообменников в процессе замедленно-го коксования	13
1.3.1 Спиральные теплообменники	14
1.3.2 Конструкция и принцип работы спирального теплообменника	15
1.3.3 Оптимизация процесса коксования	17
2 Технологическая часть	19
2.1 Описание технологической схемы	19
2.2 Технологический расчет	26
2.2.1 Кожухотрубчатый теплообменник	26
2.2.1.1 Тепловой расчет	27
2.2.1.2 Гидравлический расчет	31
2.2.2 Спиральный теплообменник	32
2.2.2.1 Тепловой расчет	33
2.2.2.2 Гидравлический расчет	39
2.2.2.3 Механический расчет	43
2.3 Сравнительный анализ теплообменников	48

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Тузиков Д.В.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Лескова С.А.			у	4	58
Н. контр.		Родина Т.А.			<b>АмГУ ИФФ 718-об гр.</b>		
Зав. каф.		Гужель Ю.А.					

3 Безопасность и экологичность производства	49
3.1 Охрана труда	49
3.2 Пожарная безопасность	50
3.3 Организация контроля воздуха рабочей зоны	51
3.4 Методы и средства защиты от производственных опасностей	52
Заключение	55
Библиографический список	56

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

## ВВЕДЕНИЕ

Теплообменные процессы играют значимую роль в современной технологии. Они используются везде, где требуется нагрев или охлаждение различных сред. Теплообменные процессы получили широкое применение в нефтедобывающей, химической, металлургической, энергетической и пищевой промышленности.

Спиральный теплообменник – аппарат, в котором теплообменная поверхность образуется металлическими листами, скрученными в спираль и расположенными в цилиндрическом кожухе. Они используются для предварительного подогрева или охлаждения различных жидкостей и газов.

Целью выпускной квалификационной работы является выполнение расчета и обоснование применения спиральных теплообменников при предварительном подогреве сырья на установке замедленного коксования.

Для достижения цели были поставлены и решены следующие задачи: изучить нормативную и техническую литературу по установке замедленного коксования; ознакомиться с технологической схемой процесса замедленного коксования, произвести расчет аппаратов, провести сравнительный анализ теплообменного оборудования и путей повышения эффективности установки, проанализировать экологичность и безопасность, рассматриваемого производственного объекта, выполнить чертежи технологической схемы установки замедленного коксования и общего вида кожухотрубчатого и спирального теплообменников.

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Тузиков Д.В.				<i>Применение спиральных теплообменников при предварительном подогреве сырья на установке замедленного коксования</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	Лескова С.А.					У	6	58
<i>Н. Контр.</i>	Родина Т.А.					<b>АМГУ ИФФ 718-об гр.</b>		
<i>Зав.каф.</i>	Гужель Ю.А.							

# 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

## 1.1 Актуальность процесса коксования

Добыча и переработка тяжелой нефти на данный момент является одной из наиболее актуальных проблем. Традиционные методы переработки со временем уходят в прошлое, поскольку процесс добычи тяжелой нефти является сложным и затратным, а затраты на производство становятся менее оправданными. В тяжелой нефти содержится очень много тяжелых металлов и сернистых соединений, в то время как легких компонентов незначительное количество. Содержание тяжелых компонентов нежелательно, т.к. они подвергаются коксуемости. По этим причинам многие предприятия переходят на более эффективные технологии переработки тяжелых нефтей, целями которых является получение наиболее качественных нефтепродуктов [1].

Наибольшую популярность в современной нефтепереработке тяжелых нефтей получил процесс коксования, который представляет собой переработку жидких или твердых топлив путем нагревания без доступа кислорода. Топливо при разложении образует твердые продукты, такие как каменноугольный и нефтяной кокс, газойли, а так же некоторые летучие соединения.

Как правило, в качестве сырья коксования выступают смеси одного или нескольких видов сырья, таких как атмосферные остатки, вакуумные остатки, смолы, гудрон и др. Эта смесь поступает на установку напрямую с других технологических установок, либо через резервуарный парк.

По аппаратурному оформлению различают следующие типы коксования:

- 1) замедленное коксование в необогреваемых камерах (применяется с целью получения малозольного кокса);
- 2) коксование в обогреваемых кубах (с его помощью получают электродные и специальные виды кокса);

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Тузиков Д.В.				<i>Применение спиральных теплообменников при предварительном подогреве сырья на установке замедленного коксования</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	Лескова С.А.					У	7	58
<i>Н. Контр.</i>	Родина Т.А.					<b>АмГУ ИФФ 718-об гр.</b>		
<i>Зав. каф.</i>	Гужель Ю.А.							

3) коксование в «кипящем слое» порошкообразного кокса (термоконтактный крекинг).

В настоящее время самым распространенным способом переработки тяжелой нефти является процесс замедленного коксования.

Процесс замедленного коксования представляет собой процесс термического крекинга, который осуществляется при повышенных температурах в районе 500 °С [2].

С помощью установки замедленного коксования можно получить весьма широкий ассортимент различных продуктов, начиная с газовых фракций (пропан-пропилен, бутан-бутилен) и легкого и тяжелого газойлей, заканчивая нефтой коксования и основным продуктом – топливным коксом.

Многие специалисты уже давно заинтересованы потенциалами нефтяного кокса, поскольку он является очень перспективным технологическим топливом для производства вяжущих материалов, таких как цемент, известь и гипс.

Так же кокс получил широкое применение в качестве исходного сырья в производстве электродов для дуговых электропечей.

На современных ТЭЦ нефтяной кокс используется в качестве топлива, благодаря которому, при сжигании вырабатывается электроэнергия [3].

Получение из тяжелых нефтепродуктов дополнительного количества дистиллятных фракций позволяет увеличить глубину переработки нефти, что заинтересовало большое количество предприятий. Поэтому крупнейшие нефтеперерабатывающие заводы России включают в свои технологических процессы установки замедленного коксования. К таким заводам относятся: ОАО «Роснефть-Ангарская НХК», ОАО «Роснефть-Комсомольский НПЗ», ОАО «Роснефть-Новокуйбышевский НПЗ», ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоград-нефтепереработка», ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», ООО «Газпромнефть-Омский НПЗ» и др. Эти нефтеперерабатывающие заводы можно отнести к заводам с безотходной технологией переработки нефти [4].

Нефтяной кокс получил широкое применение в различных отраслях промышленности. Благодаря сочетанию физико-химических и физико-

					<i><b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b></i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

механических свойств, его используют в цветной металлургии при производстве алюминия, в производстве цемента, в качестве конструкционного материала для изготовления коррозионно-устойчивой аппаратуры [5]. Примерно треть получаемого кокса используется в качестве топлива [6]. Классификация нефтяных коксов осуществляется в зависимости от свойств используемого сырья и способа получения кокса [7]. Марки коксов, их особенности и применение приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Марки нефтяного кокса

Марка кокса	Особенности марки	Применение
КНКЭ (кокс нефтяной крекинговый электродный)	После термической обработки, приобретает свойства графита	Производство электродов
КНПЭ (кокс нефтяной пиролизный электродный)	Отличается низкой зольностью, после термической обработки можно использовать в алюминиевой промышленности	Производство анодной массы и электродов
КНПС (кокс нефтяной пиролизный специальный)	Имеет высокую структурную прочность, низкое содержание серы и золы	Производство конструкционных углеродистых материалов специального назначения
КН (кокс нефтяной)	Среднее содержание золы	Изоляционный материал
КНМЗК (кокс нефтяной малосернистый замедленного коксования)	В зависимости от размеров частиц марка подразделяется на: КЗ-0 (губчатый кокс) – высокое содержание летучих компонентов, большая удельная поверхность; КЗ-6 (коксовый орех) - высокое содержание летучих компонентов, большая удельная поверхность; КЗ-25 (игольчатый кокс) – низкое содержание летучих компонентов, высокое содержание углерода	Изготовление анодов для производства алюминия как топливо в промышленных целях, а прокаленный – как изоляционный в производстве алюминия производство электродов и синтетического графита

## 1.2 Виды теплообменных аппаратов

Теплообменные процессы происходят в теплообменниках различных конструкций и видов.

По способу теплопередачи теплообменники можно разделить на два типа: поверхностные и контактные. В поверхностных аппаратах обмен тепла между средами происходит через стенки аппарата, а в контактных – рабочие среды соприкасаются непосредственно друг с другом.

### 1.2.1 Кожухотрубчатые теплообменники

Кожухотрубчатый теплообменник состоит из: пучков труб, трубных решеток, корпуса, крышки и патрубков (рисунок 1). Трубки, составляющие пучок, располагаются в шахматном порядке, по вершинам равностороннего треугольника. Крышки теплообменника съемные и нужны для входа и выхода теплоносителя, который течет по трубам. Второй теплоноситель находится в межтрубном пространстве, которое также имеет входной и выходной штуцеры. Межтрубное и трубное пространство разделяются, а теплоноситель в них контактирует между собой через стенки труб. По трубам, как правило, течет вещество, которое содержит твердые включения. Такие теплообменные аппараты могут находиться как в вертикальном, так и в горизонтальном положении [8].

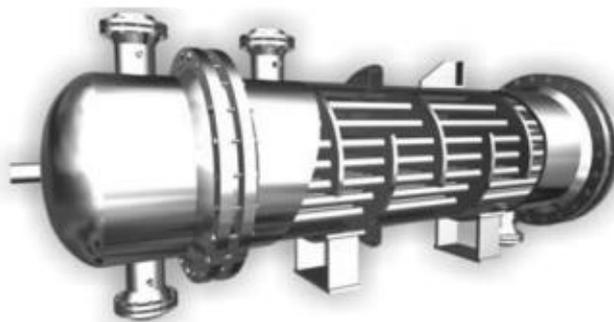


Рисунок 1 – Кожухотрубчатый теплообменник

Преимуществами данного вида теплообменников являются: широкий диапазон рабочих параметров; относительно низкие требования к чистоте воды; высокая стойкость к гидроударам; невысокая стоимость и простота исполнения.

К недостаткам относятся: низкий коэффициент теплопередачи и деформация труб при высоких температурах.

### 1.2.2 Витые теплообменники

Поверхность нагрева теплообменников данного вида состоит из ряда концентрических змеевиков, расположенных в кожухах и закрепленных в соответствующих головках (рисунок 2). Теплоноситель движется в межтрубном и трубном пространстве [9]. Такие теплообменные аппараты получили широкое применение для процессов разделения газовых смесей методом глубокого охлаждения и при высоких давлениях.

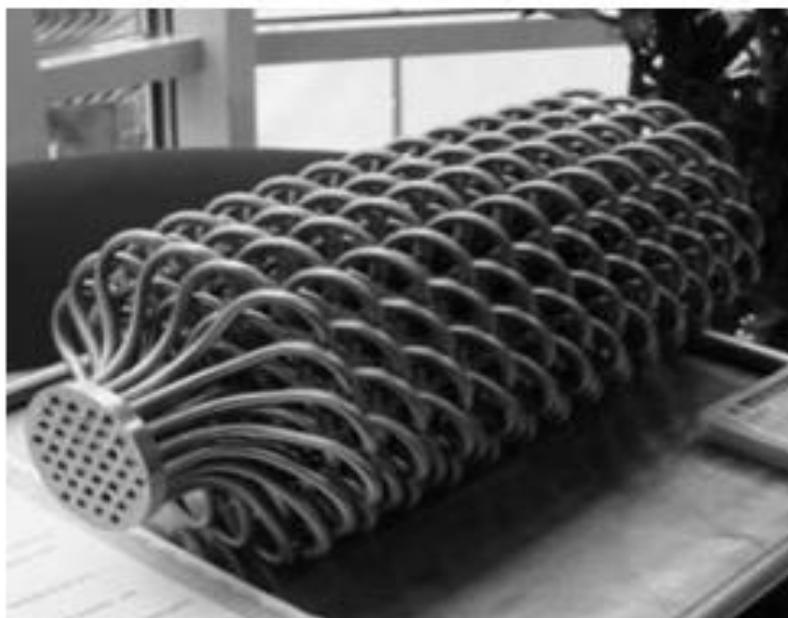


Рисунок 2 – Витой теплообменник

Преимуществами данного вида теплообменников являются: устойчивость к термическим деформациям; возможность работы при высоких температурах и давлении.

К недостаткам относятся: низкий коэффициент теплопередачи.

### 1.2.3 Спиральные теплообменники

Поверхность нагрева теплообменника образована двумя листами металла, свернутыми в спираль (рисунок 3). Спиральные каналы ограничиваются крыш-

ками с торцов аппарата. Особенность конструкции не позволяет теплоносителям непосредственно контактировать и перемешиваться между собой.

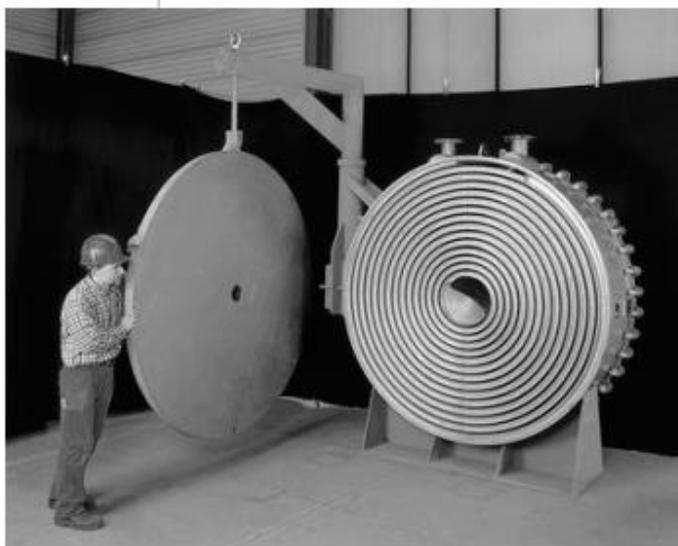


Рисунок 3 – Спиральный теплообменник

Преимуществами данного вида теплообменников являются: небольшие габаритные размеры; низкое гидравлическое сопротивление; высокая интенсивность теплообмена [10].

К недостаткам относятся: сложное изготовление; затруднительное обслуживание и ремонт; невозможность использования при высоких давлениях.

#### 1.2.4 Пластинчатые теплообменники

В современных технологиях пластинчатые разборные теплообменники получают все больше распространение (рисунок 4). Они состоят из отдельных пластин, между которыми находятся резиновые прокладки, двух камер, рамы и стяжных болтов. Пластины изготавливают из тонких листов стали. Для увеличения поверхности теплообмена и турбулизации потока теплоносителя проточную часть пластин выполняют гофрированной или ребристой. Теплоноситель направляется либо вдоль пластины, либо через отверстие в следующий канал. Движение теплоносителей в пластинчатых теплообменниках может осуществляться прямотоком, противотоком и по смешанной схеме [11].

В пластинчатых теплообменниках температура теплоносителя не превышает 150 °С, а давление должно быть не выше 10 кгс/см<sup>2</sup>.



Рисунок 4 – Пластинчатый теплообменник

Преимуществами данного вида теплообменников являются: небольшие габаритные размеры; способность работать при низких температурных напорах; медленный рост отложений; низкие потери давления; небольшие затраты на ремонт и обслуживание.

К недостаткам относятся: высокая стоимость аппарата; узкий диапазон рабочих давлений и температур; оборудование для обслуживания имеет высокую стоимость; персонал для обслуживания должен быть квалифицирован.

### **1.3 Применение спиральных теплообменников в процессе замедленного коксования**

Для переработки остатков и тяжелых углеводородных фракций с целью получения более ценных продуктов методом коксования требуется использование эффективного и надежного технологического оборудования. Для таких целей необходимо использовать такие установки, которые будут обеспечивать максимальное время безотказной работы в самых жестких условиях. Также обо-

рудование должно обладать максимальным сроком службы и высоким коэффициентом теплопередачи при выполнении различных функций, таких как утилизация энергии, конденсация паров или охлаждение образующихся углеводородных фракций [12].

### 1.3.1 Спиральные теплообменники

Спиральный теплообменник представляет собой аппарат, в котором поверхность теплообмена образована двумя металлическими листами, скрученными в спираль и расположенными в цилиндрическом кожухе. Использование цельных металлических листов от центральной трубы до кожуха позволяет практически полностью исключить сварные швы и внутри, и в труднодоступных местах теплообменника.

В качестве сред теплообмена выступают различные газы, пары и жидкости.

Широкое применение такие теплообменники нашли в нефтепереработке, целлюлозно-бумажной, химической, горнодобывающей, пищевой промышленности. Также используются в фармацевтике и для очистки муниципальных и химических сточных вод [13].

Преимуществами, которыми обладают спиральные теплообменники в отличие от других, являются:

- 1) Высокий коэффициент теплопередачи в 2-3 раза выше, чем у кожухотрубчатых теплообменников;
- 2) Надежная конструкция. Благодаря герметизации каждого из двух проходов, встречные потоки не смешиваются;
- 3) Спиральный теплообменник имеет небольшие габариты в отличие от трубчатых теплообменников, а также малые гидравлические сопротивления и значительную интенсивность теплообмена при повышенных скоростях теплоносителей;
- 4) Способность самоочищаться;
- 5) Пониженная загрязняемость;
- 6) Меньшее количество остановок на обслуживание.

Но в то же время изготовление спиральных теплообменников технологически трудно, ремонтные работы теплообменного оборудования проводить очень сложно. Так как проникнуть вглубь конструкции сложно, то из этого следует еще один немаловажный недостаток: затруднительная чистка, сборка и разборка спиральных теплообменников

### 1.3.2 Конструкция и принцип работы спирального теплообменника

Два длинных металлических листа скручиваются в спираль вокруг центральной трубы, образуя два однопроточных канала. Величина зазоров между листами остается одинаковой, т.к. на одну сторону листа привариваются разделительные шипы (рисунок 5). С помощью разделительной перегородки центральная труба делится на две камеры, которые образуют входной и выходной коллекторы. Скрученные спирали помещаются в цилиндрический кожух. Внешние концы спиральных листов привариваются вдоль образующей обечайки. Для выхода каналов наружу в местах фиксации краев каналов в кожухе просверливаются отверстия, которые герметично закрываются входным и выходным коллекторами с соединительными патрубками.



Рисунок 5 – Конструкция и принцип работы спирального теплообменника

Между торцами спиралей и крышками размещают уплотнительные прокладки из резины, паронита или мягкого металла. Наиболее часто фиксирование

и закрытие торцов спиральных каналов осуществляется путем одностороннего приваривания спиральных металлических листов к металлической прокладке аналогичного профиля. Такой способ уплотнения предотвращает смешение теплоносителей в случае неплотности соединения на прокладке, так как наружу может проходить только один из теплоносителей [14].

Движение потоков в спиральных теплообменниках происходит по изогнутым каналам, похожим по форме на концентрические окружности. Направление векторов скоростей движения потоков постоянно изменяется. Две жидкости в противотоке проходят через теплообменник по отдельным каналам. Одна жидкость поступает в центральную часть аппарата и течет к периферии. Другая жидкость движется в обратном направлении, от периферии к центру.

Каналы имеют одинаковое поперечное сечение. Благодаря равномерному изгибу канала, внутри потока жидкости возникает турбулентность. Высокая турбулентность жидкости в спиральных теплообменниках достигается при скорости движения значительно меньшей, чем в прямых трубчатых теплообменниках. Благодаря турбулентности твердые частицы перемещаются во взвешенном состоянии вместе с потоком и не оседают на теплопередающие поверхности, поэтому вероятность образования застойных зон внутри канала теплообменника исключается.

В спиральных теплообменниках существует большое разнообразие вариантов изготовления разделительных перегородок центральной трубы. В спиральном теплообменнике, в зависимости от конструкции, осуществляется движение потоков как в противотоке, так и в перекрёстном токе. Различают 4 основных типа конструкции спиральных теплообменников:

1 тип – классический. Движение теплоносителей осуществляется противотоком, при этом каждый канал теплообменника доступен для чистки. Средами такого типа теплообменников являются жидкость-жидкость.

2 тип – спиральный конденсатор. Движение теплоносителей осуществляется перекрестно относительно друг друга. Канал теплообменника с хладагентом при этом недоступен для механической чистки.

					<i>ВКР.171055.180301.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

3 тип – спиральный охладитель газа. Процесс аналогичен со вторым типом теплообменников, но отличается лишь разделительной перегородкой по стороне газа.

4 тип – спиральный испаритель. Движение теплоносителей осуществляется перекрестно относительно друг друга. Канал теплообменника с греющим теплоносителем недоступен для чистки.

В выгодное положение спиральные теплообменники ставит эффект самоочищения, что и делает их удобным при использовании и обслуживании. Они не нуждаются в постоянной чистке и сервисе, как другие теплообменники, и способны длительное время функционировать [15].

### 1.3.3 Оптимизация процессов коксования

Обычно, сырье, подаваемое на переработку, подогревается за счет рекуперации тепла горячих потоков, выходящих из ректификационной колонны, до максимально возможной температуры. Это проводится для того, чтобы максимально сократить потребление энергии [16].

Несмотря на то, что кожухотрубчатые теплообменники являются достаточно простыми по конструкции и наиболее часто применяются в производстве, они обладают рядом недостатков: громоздкие размеры аппарата, невысокая пропускная способность, подверженность интенсивному засорению. Эти недостатки ограничивают объем утилизируемого тепла, поэтому в печь необходимо подводить больше энергии [17].

Нагрев тяжелых углеводородных фракций и потоков кубовых остатков до максимальной температуры может вызывать серьезные засорение. Наибольшую актуальность эта проблема приобретает при использовании в качестве горячей среды потоков тяжелых фракций из ректификационной колонны или остатков процесса коксования.

Традиционные кожухотрубчатые теплообменники, использующиеся по данному назначению, обычно подвержены образованию значительного количества отложений и закоксовыванию каналов. Эти проблемы могут привести к

ограничению мощности всего завода и существенному росту расходов на очистку [18].

Спиральные теплообменники подвержены образованию отложений в минимальной степени за счет возможности регулирования скорости потока через канал и малого времени нахождения среды в нем. Поэтому такие теплообменники не имеют ограничений по пропускной способности. Помимо этого, значительно сокращается продолжительность простоев из-за чистки и ее стоимость, что обусловлено простым доступом к теплообменным каналам.

Некоторые фирмы, такие как Альфа Лаваль (шведская компания, образованная в 1883 году), занимаются производством высокоэффективных теплообменников, которые обеспечивают максимальную эффективность утилизации энергии при минимальном их количестве и размерах, требующихся для решения задачи. Это минимизирует расходы энергии на финальный подогрев. Помимо этого, спиральные теплообменники Альфа Лаваль имеют малую подверженность образованию отложений, что гарантирует эффективность использования энергии [19].

Использование спиральных теплообменников позволяет существенно сократить начальные капитальные затраты и расходы на монтаж. Они занимают минимум места и имеют минимальный вес в заполненном рабочими средами состоянии в отличие от кожухотрубчатых теплообменных систем, которые, как правило, состоят из нескольких последовательно соединенных теплообменных аппаратов и могут быть очень дорогими, особенно при использовании для утилизации тепла нескольких теплообменников.

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Описание технологической схемы

На рисунке 6 представлена технологическая схема УЗК, где сырье коксования – смесь гудронов с установок ЭЛОУ-АВТ-2 и ЭЛОУ-АВТ-3 с температурой порядка 100 °С – 120 °С подается на установку под давлением 0,5 МПа – 0,8 МПа по трубопроводу. На границе установки трубопровод оборудован задвижкой с электроприводом и приборами контроля расхода и температуры сырьевого потока.

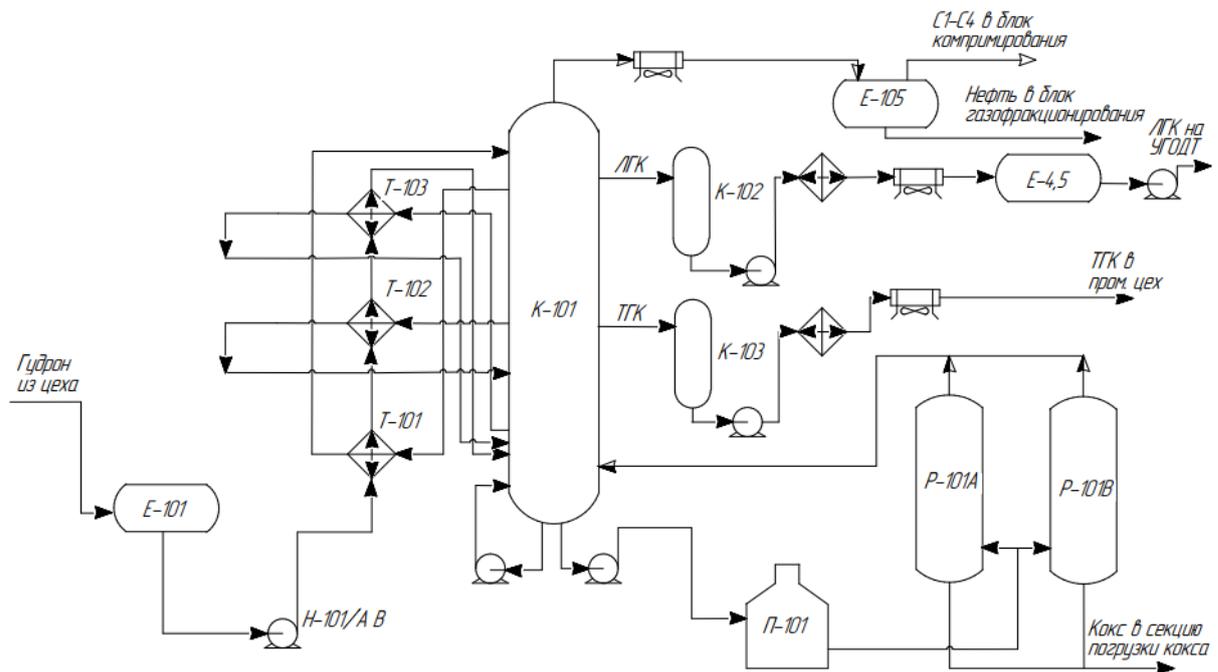


Рисунок 6 – Технологическая схема УЗК

Сырьевой поток направляется в расходную емкость сырья E-101. Уровень сырья поддерживается с помощью регулятора подачи сырья коксования в емкость.

Из емкости E-101 насосом Н-101А/В сырье коксования последовательно прокачивается через теплообменники:

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тузиков Д.В.			Применение спиральных теплообменников при предварительном подогреве сырья на установке замедленного коксования	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Лескова С.А.				у	19	58
Н. контр.		Родина Т.А.				<b>АМГУ ИФФ 718-об гр.</b>		
Зав. каф.		Гужель Ю.А.						

1. Циркуляционного орошения (легкий газойль) Т-101;
2. Продуктового тяжелого газойля Т-102;
3. Циркуляционного орошения (тяжелый газойль) Т-103.

Нагрев сырьевого потока в теплообменниках Т-101, Т-102 и Т-103 происходит за счет теплопередачи от горячих потоков (легкого газойля коксования, продуктового тяжелого газойля и тяжелого газойля коксования, соответственно), прокачиваемых по трубному пространству теплообменников.

Сырье подогревается до температуры 230 °С – 300 °С и поступает в куб колонны фракционирования К-101, где происходит смешивается с рециклом – кубовым продуктом колонны.

Для вывода мелких частиц кокса из колонны К-101 применяется насосом Н-103, который циркулирует часть потока (около 10 % – 15 % от потока, подаваемого в печь коксования) через фильтр Ф-101/1,2 обратно в колонну фракционирования К-101.

Сырье коксования из куба колонны К-101 с температурой 267 °С – 420 °С поступает на прием сырьевых насосов печи коксования Н-102А/В.

Сырье коксования насосом Н-102А/В подается в печь коксования П-101 четырьмя потоками. Для уменьшения коксоотложения в реакционных змеевиках печи в каждый поток сырья на входе в змеевики подается турбулизатор.

В качестве топлива в горелках печи П-101 выступает топливный газ собственной выработки, подаваемый после аминовой очистки.

Подогретый и очищенный от механических примесей топливный газ подается к горелкам печи коксования П-101 двумя потоками.

Печь П-101 предназначена для нагрева, испарения и крекинга прямогонного гудрона в смеси с рециркулированным газойлем коксования.

Печь состоит из четырех одинаковых секций, в каждой секции нагревается один поток сырья. Это позволяет осуществлять независимую регулировку нагрева каждого потока, а также производить оперативное паровое декоксование зме-

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

евиков печи отдельно по каждому потоку при работающих остальных 3-х потоках, что обеспечивает временное снижение нагрузки установки только на 25 %.

Из камер коксования Р-101А/В пары с температурой не более 426 °С подаются в нижнюю часть колонны фракционирования К-101. В колонне фракционирования происходит разделение паров, выводимых из коксовой камеры на газ, нефту коксования, легкий газойль коксования, тяжелый газойль коксования и тяжелый рецикл.

Колонна фракционирования К-101 представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат. Внутри колонна оборудована 32 тарелками и разделена на две основные секции тарелкой отвода тяжелого газойля коксования. Верхняя секция состоит из 23 трапециевидно-клапанных тарелок, а нижняя – из 2 колпачковых и 5 каскадных тарелок.

Пары проходят вверх по колонне через каскадные и колпачковые тарелки с нижней части колонны и охлаждаются за счет орошения нестабильной нефтой коксования. Тяжелый рецикловый поток переливается через нижнюю каскадную тарелку и смешивается в кубе с поступающим сырьем.

Несконденсировавшаяся часть паров поступает в верхнюю секцию колонны через стаканы для прохода пара в отводной тарелке тяжелого газойля.

Отвод тепла и фракционирование осуществляется в верхней секции колонны.

Весь тяжелый газойль выводится с 25-ой тарелки колонны насосом Н-104А/В и подается частично на 26-ю тарелку колонны К-101 – орошение нижней части колонны.

Легкий газойль коксования с температурой 184 °С – 300 °С выводится с 12 тарелки колонны фракционирования и разделяется на 2 потока:

1) продуктовый легкий газойль поступает в колонну стриппинга легкого газойля коксования К-102;

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

2) второй поток легкого газойля возвращается на 9 тарелку колонны в качестве циркуляционного орошения, подаваемого насосом Н-105А/В через теплообменник Т-101.

Колонны стриппинга легкого и тяжелого газойля коксования К-102 и К-103 состоят из двух вертикальных цилиндрических обечаек последовательно соединенных друг с другом переходной, опорной цилиндрической обечайкой. Аппараты установлены на конической опоре. Колонны оборудованы трапециевидно-клапанными и щелевидной тарелками.

Отпаренный продуктовый тяжелый газойль откачивается насосом Н-106А/В на охлаждение.

Постоянство расхода тяжелого газойля коксования, откачиваемого насосом Н-106А/В, поддерживается контуром регулирования, клапан которого установлен на линии возврата части тяжелого газойля в куб колонны К-103. В теплообменнике Т-102 тепло продуктового тяжелого газойля используется для нагрева сырья, подаваемого в межтрубное пространство теплообменника. Далее в воздушном холодильнике ВХ-101/1,2 продуктовый тяжелый газойль охлаждается до 70 °С – 90 °С и выводится за границу установки.

В колонне стриппинга К-102 отпаривается легкий газойль коксования, отводимый с 12-й тарелки колонны фракционирования К-101.

После отпарки перегретым водяным паром, пары легкого газойля возвращаются в колонну фракционирования К-101, а продуктовый легкий газойль коксования из куба колонны насосом Н-107А/В подается на охлаждение в теплообменник Т-110 и далее в воздушный холодильник ВХ-106/1,2.

В трубном пучке теплообменника Т-110 продуктовый легкий газойль охлаждается до температуры 140 °С – 170 °С. Далее в воздушном холодильнике ВХ-106/1,2 легкий газойль охлаждается до температуры 40 °С – 80 °С.

Часть легкого газойля после ВХ-106 насосом Н-115А/В подается в качестве тощего абсорбента на орошение в колонну К-105, а балансовое количество после

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

воздушного холодильника ВХ-106 выводится к границе установки в качестве продуктового легкого газойля.

Пары, выводимые сверху колонны фракционирования К-101, охлаждаются и частично конденсируются в конденсаторе верхнего продукта колонны фракционирования ВХ-102/1÷9 и поступают в сборник Е-105.

В сборнике Е-105 происходит разделение паров, жидких углеводородов и кислой воды. Газовая фаза из сборника направляются на стадию компримирования и газоразделения. Жидкие углеводороды поступают на прием насосов Н-111А/В и Н-110А/В.

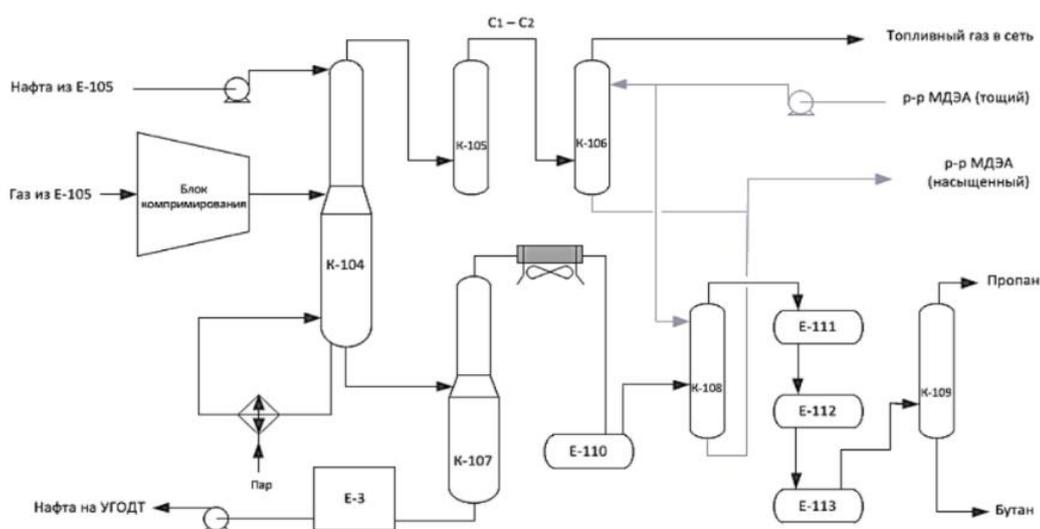


Рисунок 7 – Продолжение технологической схемы УЗК

Балансовое количество нестабильной нефти коксования, по уровню в сборнике Е-105, откачивается насосом Н-110А/В в секцию газоразделения (в деэтанализатор К-104), представлено на рисунке 7.

На верхнюю тарелку деэтанализатора К-104 подаются: жидкий продукт верха колонны фракционирования (нестабильная нефть коксования) – насосом Н-110А/В из емкости Е-105 и рециркулирующий охлажденный кубовый продукт дебутанизатора К-107 (тощий абсорбент), подаваемый насосом Н-114А/В. Эти потоки предназначены для абсорбции компонентов сжиженного газа из сырьевого газа.

Пары углеводородов  $C_1$ - $C_2$  (кислый топливный газ) с верха деэтанизатора К-104 поступают в кубовую часть абсорбера К-105. Абсорбер топливного газа К-105 – вертикальный колонный аппарат, оснащенный 21-й трапециевидно-клапанной тарелкой. В абсорбере К-105, за счет орошения охлажденным тощим абсорбентом, происходит улавливание нефти из кислого топливного газа, а также поглощение несколько большего количества сжиженного газа.

Пары с верха абсорбера далее направляются в аминовый абсорбер топливного газа К-106 для очистки от сероводорода.

Жидкий кубовый продукт деэтанизатора К-104 под собственным давлением поступает в дебутанизатор К-107.

Дебутанизатор К-107 представляет собой вертикальный колонный аппарат переменного сечения, оборудованный 18-ю однопоточными клапанскими тарелками в верхней части и 19-ю двухпоточными клапанскими тарелками в нижней части.

В дебутанизаторе К-107 происходит разделение сырья на верхний продукт (сжиженный газ  $C_3 - C_4$ ) и кубовый продукт (дебутанизированная нефть).

Кубовый продукт дебутанизатора (стабильная нефть коксования) под собственным давлением поступает в боковой ребойлер Т-109 деэтанизатора К-104 и далее в воздушный холодильник ВХ-105/1,2.

Выводимые с верха дебутанизатора пары конденсируются в воздушном конденсаторе ВХ-107/1÷3 и направляются в сборник головного погона Е-110.

В сборнике головного погона дебутанизатора Е-110 происходит разделение сконденсированной кислой воды и кислого сжиженного газа состава  $C_3 - C_4$ . Отстоявшаяся вода собирается в «отстойнике», из которого по уровню раздела фаз сбрасывается на вход воздушного конденсатора верхнего погона колонны фракционирования ВХ-102, в качестве промывочной воды. Уровень раздела фаз в «отстойнике» сборника Е-110 поддерживается контуром регулирования, регулирующей клапан которого установлен на линии подачи кислой воды в ВХ-102.

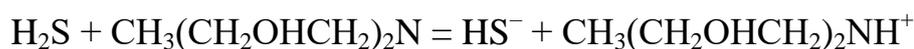
Секция очистки газов предназначена для очистки топливного газа собственной выработки и смесового неочищенного сжиженного углеводородного

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

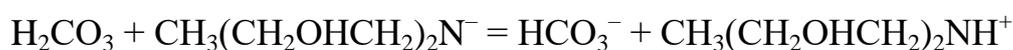
газа от сероводорода, поступающих из установки гидроочистки и сборника головного погона дебутанизатора Е-110.

Кислый топливный газ из абсорбера К-105 поступает в кубовую часть аминового скруббера К-106 под собственным давлением и в противотоке контактирует с регенерированным раствором метилдиэтиламина.

Метилдиэтиламин реагирует с сероводородом с образованием гидросульфида или сульфида амина, причем равновесие реакции устанавливается мгновенно:



Метилдиэтиламин очень медленно вступает в реакцию с  $\text{CO}_2$ :



Аминовый скруббер топливного газа К-106 представляет собой колонный вертикальный аппарат, оснащенный внутри двадцатью трапециевидно-клапанными тарелками.

Насыщенный сероводородом раствор метилдиэтиламина стекает в кубовую часть скруббера К-106, откуда по уровню, через клапан, насыщенный раствор амина направляется на регенерацию вместе с раствором амина выводимого на регенерацию из аминового скруббера сжиженного газа К-108. Расход общего потока насыщенного раствора амина, направляемого на регенерацию.

Аминовый скруббер сжиженного газа представляет собой вертикальный колонный аппарат. В аппарате имеется 15 однопоточных сетчатых тарелок.

Раствор метилдиэтиламина подается в верхнюю секцию аминового скруббера сжиженного газа К-108 с постоянным расходом, который поддерживается регулятором, регулирующий клапан которого установлен на трубопроводе входа регенерированного раствора метилдиэтиламин в аминовый скруббер.

Сжиженный кислый углеводородный газ подается в нижнюю часть аминового скруббера сжиженного газа К-108. В результате контактирования с раствором метилдиэтиламина, происходит очистка сжиженного газа от сероводорода.

Очищенный сжиженный углеводородный газ из верхней части скруббера направляется в коагулятор Е-111 для отделения увлеченного раствора амина.

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

Давление и температура сжиженного углеводородного газа, направляемого в коагулятор Е-111.

В коагуляторе Е-111 происходит отделение раствора метилдиэтиламина, который собирается в нижней части коагулятора – отстойнике, от сжиженного углеводородного газа.

Сжиженный углеводородный газ из верхней части коагулятора Е-111 направляется для дальнейшей доочистки в емкость щелочной промывки Е-112.

Сжиженный углеводородный газ, выделившийся в коагуляторе Е-111, далее последовательно проходит через емкость щелочной промывки сжиженного газа Е-112 и емкость водной промывки Е-113.

Процесс защелачивания и промывки сжиженного газа непрерывный по потоку сжиженного газа и периодический по замене раствора щелочи и промывной воды.

Из емкости Е-112 сжиженный газ поступает на промывку водой в емкость Е-113. Перед входом в емкость в поток сжиженного углеводородного газа насосом Н-119А/В подается вода. Смешение происходит в клапане–смесителе. Количество подаваемой воды контролируется по показаниям расходомера, установленного непосредственно на трубопроводе.

Очищенный и промытый сжиженный углеводородный газ из емкости Е-113 направляется в депропанизатор К-109. Депропанизатор К-109 представляет собой простую колонну, снабженную 35-ю трапециевидно-клапанными тарелками. В депропанизаторе К-109 происходит разделение очищенного сжиженного газа на сжиженный пропан и сжиженный бутан.

## **2.2 Технологический расчет**

### **2.2.1 Кожухотрубчатый теплообменник**

Исходные данные:

Рабочая жидкость 1 – легкий газойль;

Расход ( $G_1$ ) – 110,40 кг/с;

Начальная температура – 180 °С;

Рабочая жидкость 2 – смесь гудронов;

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

Расход ( $G_2$ ) – 80,0 кг/с;

Начальная температура – 100 °С;

Конечная температура – 250 °С.

### 2.2.1.1 Тепловой расчет

1. Определение тепловой нагрузки:

$$Q = G_i \cdot c_i \cdot (t_k - t_n), \quad (1)$$

где  $G_i$  – расход рабочей жидкости, кг/с;

$c_i$  – удельная теплоемкость рабочей жидкости, Дж/(кг·К);

$t_k$  – конечная температура рабочей жидкости, °С;

$t_n$  – начальная температура рабочей жидкости, °С.

$$Q = 80,0 \cdot 250,0 \cdot (250 - 100) = 30000000 \text{ Вт}$$

2. Определение конечной температуры рабочей жидкости 1:

$$t_{1к} = \frac{t_{1н} + Q}{G_2 \cdot c_1}, \quad (2)$$

$$t_{1к} = \frac{180 + 30000000}{110,4 \cdot 6150} = 224,2 \text{ °С}$$

3. Определение средней разности температур рабочих жидкостей при противоточном их направлении, как среднелогарифмическая величина между большей  $\Delta t_б$  и меньшей  $\Delta t_м$  разностями температур рабочих жидкостей на концах теплообменного аппарата:

$$\Delta t_{ср} = \frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{\ln \frac{\Delta t_б}{\Delta t_м}}, \text{ при } \frac{\Delta t_б}{\Delta t_м} > 2, \quad (3)$$

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

$$\frac{\Delta t_6}{\Delta t_m} = \frac{250}{100} = 2,5 > 2$$

$$\Delta t_{cp} = \frac{250 - 100}{\ln \frac{250}{100}} = 163,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

4. Ориентировочный выбор теплообменника. В трубное пространство целесообразно направить жидкость с меньшим расходом. Это позволит выровнять скорости движения жидкостей и коэффициенты теплоотдачи, увеличивая их.

Теплообменники с близкой поверхностью имеют диаметр кожуха равный 800 мм. В многоходовых теплообменниках средняя движущая сила несколько меньше, чем в одноходовых, вследствие возникновения смешанного взаимного направления движения жидкостей.

Примем ориентировочное значение  $Re_{1op} = 15000$ , что соответствует развитому турбулентному режиму течения в трубах [20]. Такой режим возможен в теплообменнике, у которого число труб, приходящееся на один ход равно (для труб диаметром  $d_n = 20 \times 2$  мм):

$$\frac{n}{z} = \frac{4 \cdot G_1}{\pi \cdot d \cdot Re_{1op} \cdot \mu_1}, \quad (4)$$

где  $\mu_1$  – динамическая вязкость, Па·с.

$$\frac{n}{z} = \frac{4 \cdot 110,4}{3,14 \cdot 0,016 \cdot 15000 \cdot 0,05} = 11,72$$

Примем  $K_{op} = 800$  Вт/(м<sup>2</sup>·К). При этом ориентировочное значение поверхности теплообмена составит:

$$F_{\text{оп}} = \frac{Q}{\Delta t_{\text{ср}} \cdot K_{\text{оп}}}, \quad (5)$$

$$F_{\text{оп}} = \frac{30000000}{163,7 \cdot 800} = 229,1 \text{ м}^2$$

По результатам полученных данных, выберем теплообменник с параметрами [20].

Параметры теплообменника:

$$D = 800 \text{ мм}, d_{\text{н}} = 20 \times 2 \text{ мм}$$

5. Уточненный тепловой расчет:

$$Re_1 = \frac{4 \cdot G_1}{\pi \cdot d \cdot \left(\frac{n}{z}\right) \cdot \mu_1}, \quad (6)$$

$$Re_1 = \frac{4 \cdot 110,4}{3,14 \cdot 0,016 \cdot 11,72 \cdot 0,05} = 14999,67$$

$$Pr_1 = \frac{C_i \cdot \mu_1}{\lambda_1}, \quad (7)$$

где  $\lambda_1$  – коэффициент теплопроводности.

$$Pr_1 = \frac{2500 \cdot 0,05}{1,900} = 65,79$$

Коэффициент теплоотдачи к жидкости, движущейся турбулентно по трубам, будет равен:

$$\alpha_1 = \frac{1,900}{0,130} \cdot 0,023 \cdot 14999,7^{0,8} \cdot 65,79^{0,4} = 3932,49 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Площадь сечения потока в межтрубном пространстве между перегородками примем  $S_{\text{тр}} = 0,045 \text{ м}^2$ , тогда:

$$Re_2 = \frac{4 \cdot 80}{3,14 \cdot 0,016 \cdot 11,72 \cdot 0,05} = 10869,33$$

$$Pr_2 = \frac{2500 \cdot 0,05}{0,403} = 310,17$$

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,4}, \quad (8)$$

$$Nu = 0,021 \cdot 10869,33^{0,8} \cdot 310,17^{0,4} = 353,04$$

$$\alpha_2 = \frac{Nu \cdot \lambda}{d}, \quad (9)$$

$$\alpha_2 = \frac{353,04 \cdot 0,403}{0,016} = 8892,20 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

Коэффициент теплопередачи равен:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{\text{ст}}}{\lambda_{\text{ст}}} + r_3 + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (10)$$

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

$r_3$  – термическое сопротивление загрязнения стенки,  $\text{м}^2 \cdot \text{°C/Вт}$  ( $r_3 = 0,004 \text{ м}^2 \cdot \text{°C/Вт}$ );

$\lambda_{\text{ст}}$  – коэффициент теплопроводности материала стенки,  $\text{Вт/м} \cdot \text{К}$  [20];

$\delta_{\text{ст}}$  – толщина стенки трубы, м ( $\delta_{\text{ст}} = 0,002 \text{ м}$ ).

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

$$K = \frac{1}{\frac{1}{3932,49} + \frac{0,002}{42} + 0,004 + \frac{1}{8892,20}} = 226,53 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

Требуемая поверхность составит:

$$F = \frac{3000000}{163,7 \cdot 226,53} = 80,9 \text{ м}^2$$

### 2.2.1.2 Гидравлический расчет

Скорость жидкости в трубах:

$$\omega_{\text{тр}} = \frac{G_1}{S_{\text{тр}} \rho_1}, \quad (11)$$

$$\omega_{\text{тр}} = \frac{110,4}{0,045 \cdot 998} = 2,46 \text{ м/с}$$

Коэффициент трения рассчитывается по формуле:

$$\lambda = \frac{1}{(1,8 \cdot \ln Re_{\text{тр}} - 1,5)^2}, \quad (12)$$

$$\lambda = \frac{1}{(1,8 \cdot \ln 21341,88 - 1,5)^2} = 0,0037$$

Диаметр штуцеров в распределительной камере  $d_{\text{шт}} = 0,150 \text{ м}$ ; скорость в штуцерах:

$$\omega_{\text{тр.шт}} = \frac{110,4 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,150 \cdot 986} = 0,95 \text{ м/с}$$

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

В трубном пространстве следующие местные сопротивления: вход в камеру и выход из нее, три поворота на 180 °С, четыре входа в трубы и четыре выхода из них. Гидравлическое сопротивление трубного пространства равно

$$\Delta p_{\text{тр}} = 0,0037 \cdot \frac{6 \cdot 4}{0,045} \cdot \frac{986 \cdot 2,46}{2} + (2,5 \cdot (4 - 1) + 2 \cdot 4) \cdot \frac{986 \cdot 2,46^2}{2} + 3 \cdot \frac{986 \cdot 0,344^2}{2} = 48812 \text{ Па}$$

Диаметр штуцеров к кожуху  $d_{\text{штр.к}} = 0,200$  м, скорость потока в штуцерах:

$$\omega_{\text{мтр.ш}} = \frac{80,0 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,2 \cdot 986} = 0,52 \text{ м/с}$$

Скорость жидкости в наиболее узком сечении межтрубного пространства площадью  $S_{\text{мтр}} = 0,040 \text{ м}^2$  равна:

$$\omega_{\text{мтр}} = \frac{80,0}{0,04 \cdot 986} = 2,07 \text{ м/с}$$

$$\Delta p_{\text{мтр}} = \frac{3 \cdot 9 \cdot (18 + 1)}{16947^{0,2}} \cdot \frac{986 \cdot 2,07^2}{2} + 18 \cdot 1,5 \cdot \frac{986 \cdot 2,07^2}{2} + 3 \cdot \frac{986 \cdot 0,52^2}{2} = 211992,42 \text{ Па}$$

### 2.2.2 Спиральный теплообменник

Исходные данные:

Рабочая жидкость 1 – легкий газойль;

Начальная температура – 180 °С;

Расход ( $G_1$ ) – 110,40 кг/с;

Рабочая жидкость 2 – смесь гудронов;

Расход ( $G_2$ ) – 80,0 кг/с;

Начальная температура – 100 °С;

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Конечная температура – 250 °С;

### 2.2.2.1 Тепловой расчет

1. Найдем среднюю температуру среды и ее теплофизические свойства при этой температуре.

Средняя температура среды определяется по формуле:

$$t_{\text{ср}} = \frac{t_1 + t_2}{2}, \quad (13)$$

где  $t_1$  – начальная температура рабочей жидкости 2, °С;

$t_2$  – конечная температура рабочей жидкости 2, °С.

$$t_{\text{ср}} = \frac{100 + 250}{2} = 175 \text{ °С}$$

Свойства рабочей жидкости 2 при средней температуре:

$C_{\text{ж}2}$  – теплоемкость, Дж/кг·К ( $C_{\text{ж}2} = 1700$  Дж/кг·К);

$\lambda_{\text{ж}2}$  – теплопроводность, Вт/м·К ( $\lambda_{\text{ж}2} = 14,4 \cdot 10^{-2}$  Вт/м·К);

$\mu_{\text{ж}2}$  – вязкость, Па·с ( $\mu_{\text{ж}2} = 0,58 \cdot 10^{-3}$  Па·с);

$\rho_{\text{ж}2}$  – плотность, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_{\text{ж}2} = 872$  кг/м<sup>3</sup>).

$$Pr_2 = \frac{C_{\text{ж}2} \cdot \mu_{\text{ж}2}}{\lambda_{\text{ж}2}}, \quad (14)$$

$$Pr_2 = \frac{1700 \cdot 0,58 \cdot 10^{-3}}{14,4 \cdot 10^{-2}} = 6,85$$

2. Произведем расчет рабочей жидкости 1 и найдем его теплофизические свойства при средней температуре.

Начальная температура рабочей жидкости  $t_n = 180$  °С, а конечную принимаем  $t_k = 250$  °С. Среднюю температуру находим по формуле:

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

$$t_{\text{cp}} = \frac{t_{\text{H}} + t_{\text{K}}}{2}, \quad (15)$$

$$t_{\text{cp}} = \frac{180 + 250}{2} = 215 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Свойства рабочей жидкости 1 при средней температуре:

$C_{\text{ж1}}$  – теплоемкость, Дж/кг·К ( $C_{\text{ж1}} = 1900$  Дж/кг·К);

$\lambda_{\text{ж1}}$  – теплопроводность, Вт/м·К ( $\lambda_{\text{ж1}} = 17,6 \cdot 10^{-2}$  Вт/м·К);

$\mu_{\text{ж1}}$  – вязкость, Па·с ( $\mu_{\text{ж1}} = 0,52 \cdot 10^{-3}$  Па·с);

$\rho_{\text{ж1}}$  – плотность, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_{\text{ж1}} = 952$  кг/м<sup>3</sup>).

Критерий Прандтля для легкого газойля найдем по формуле:

$$Pr_1 = \frac{C_{\text{ж1}} \cdot \mu_{\text{ж1}}}{\lambda_{\text{ж1}}}, \quad (16)$$

$$Pr_1 = \frac{1900 \cdot 0,52 \cdot 10^{-3}}{17,6 \cdot 10^{-2}} = 5,61$$

3. Проведем предварительный тепловой расчет. Объемный расход рабочей жидкости 2 находим по формуле ( $G_2 = 80,0$  кг/с = 288000 кг/ч):

$$V_2 = \frac{G_2}{3600 \cdot \rho_2}, \quad (17)$$

$$V_2 = \frac{9180}{3600 \cdot 0,872} = 2,55 \text{ м}^3/\text{с}$$

Находим тепловой поток в аппарате по формуле:

$$Q = G_2 \cdot C_2 \cdot (t_2 - t_1), \quad (18)$$

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

$$Q = \frac{9180}{3600} \cdot 1700 \cdot (250 - 100) = 650250 \text{ Вт}$$

Массовый расход легкого газойля определяем по формуле:

$$G_1 = \frac{Q}{C_1 \cdot (t_k - t_n)}, \quad (19)$$

$$G_1 = \frac{650250}{1900 \cdot (250 - 180)} = 4,89 \text{ кг/с}$$

Объемный расход легкого газойля определяем по формуле:

$$V_1 = \frac{G_1}{\rho_1}, \quad (20)$$

$$V_1 = \frac{5,61}{952} = 0,0059 \text{ м}^3/\text{с}$$

Находим среднюю разность температур между рабочей жидкостью 1 и рабочей жидкостью 2 (средний температурный напор):

$$\Delta t_{cp} = \frac{215 - 175}{2} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$$

Предварительно принимаем значение коэффициента теплоотдачи ( $K_{op} = 900 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ), учитывая, что эффективность спиральных теплообменников достаточно высока.

Определяем ориентировочную поверхность теплообмена по формуле:

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

$$F_{\text{оп}} = \frac{Q}{K_{\text{ср}} \cdot \Delta t_{\text{ср}}}, \quad (21)$$

$$F_{\text{оп}} = \frac{650250}{400 \cdot 20} = 36,1 \text{ м}^2$$

Предварительно принимаем теплообменник и его основные характеристики [20]:

Поверхность теплообмена  $F = 40 \text{ м}^2$ ; ширина канала  $b = 8 \text{ мм}$ ; ширина ленты  $l_{\text{л}} = 700 \text{ мм}$ ; длина канала  $L = 28,6 \text{ м}$ ; диаметр штуцера  $d_{\text{шт}} = 65 \text{ мм}$ .

4. Проводим уточненный тепловой расчет.

Скорость рабочей жидкости 2 в канале теплообменника составит:

$$\omega_2 = \frac{V_2}{b \cdot l_{\text{л}}}, \quad (22)$$

$$\omega_2 = \frac{2,55}{0,008 \cdot 0,7} = 4,55 \text{ м}^3/\text{с}$$

Находим скорость легкого газойля в канале теплообменника:

$$\omega_1 = \frac{V_1}{b \cdot l_{\text{л}}}, \quad (23)$$

$$\omega_1 = \frac{0,0059}{0,008 \cdot 0,7} = 10,54 \text{ м}^3/\text{с}$$

Значение критериев  $Re$  для рабочих жидкостей 1 и 2 находим по формулам:

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

$$Re_2 = \frac{\omega_2 \cdot d_э \cdot \rho_2}{\mu_2}, \quad (24)$$

где  $d_э = 2 \cdot b = 0,016$  – эквивалентный диаметр канала, м.

$$Re_2 = \frac{4,55 \cdot 0,016 \cdot 872}{0,58 \cdot 10^{-3}} = 109451$$

$$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d_э \cdot \rho_1}{\mu_1}, \quad (25)$$

$$Re_1 = \frac{10,54 \cdot 0,016 \cdot 952}{0,52 \cdot 10^{-3}} = 308741$$

Значение критериев Nu для рабочих жидкостей 1 и 2 находим по формулам:

$$Nu_2 = 0,024 \cdot Re_2^{0,8} \cdot Pr_2^{0,43}, \quad (26)$$

$$Nu_2 = 0,024 \cdot 109451^{0,8} \cdot 6,85^{0,43} = 590,1$$

$$Nu_1 = 0,024 \cdot Re_1^{0,8} \cdot Pr_1^{0,43}, \quad (27)$$

$$Nu_1 = 0,024 \cdot 308741^{0,8} \cdot 5,61^{0,43} = 1241,5$$

Значение коэффициентов теплоотдачи для рабочих жидкостей 1 и 2 находим по формулам:

$$\alpha_2 = \frac{Nu_2 \cdot \lambda_2}{d_э}, \quad (28)$$

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\alpha_2 = \frac{590,1 \cdot 14,4 \cdot 10^{-2}}{0,016} = 5310,9 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \cdot \lambda_1}{d_3}, \quad (29)$$

$$\alpha_2 = \frac{1241,5 \cdot 17,6 \cdot 10^{-2}}{0,016} = 13656,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Находим коэффициент теплоотдачи по формуле:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_2} + r_{32} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + r_{31} + \frac{1}{\alpha_1}}, \quad (30)$$

где  $\alpha_1, \alpha_2$  – коэффициенты теплоотдачи, Вт/м<sup>2</sup>·К;

$r_{32}, r_{31}$  – термическое сопротивление загрязнения стенки, м<sup>2</sup>·°С/Вт  
( $r_{32} = 0,00018$  м<sup>2</sup>·°С/Вт и  $r_{31} = 0,00023$  м<sup>2</sup>·°С/Вт);

$\lambda_{ст}$  – коэффициент теплопроводности материала стенки, Вт/м·К [20];

$\delta_{ст}$  – толщина стенки трубы, м ( $\delta_{ст} = 0,004$  м).

$$K = \frac{1}{\frac{1}{5310,9} + 0,00018 + \frac{0,004}{60} + 0,00023 + \frac{1}{13656,5}}$$

$$= 1354,65 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Определяем необходимую поверхность теплообмена по формуле:

$$F = \frac{Q}{K \cdot \Delta t_{ср}}, \quad (31)$$

$$F = \frac{650250}{1354,65 \cdot 20} = 24 \text{ м}^2$$

Исходя из данных расчетов можно сделать вывод, что выбранный ранее теплообменник, который имеет поверхность теплообмена  $F = 40 \text{ м}^2$ , ширину канала  $b = 8 \text{ мм}$ , ширину ленты  $l_{\text{л}} = 700 \text{ мм}$ , длину канала  $L = 28,6 \text{ м}$  и диаметр штуцера  $d_{\text{шт}} = 65 \text{ мм}$ , может обеспечивать необходимый подогрев сырья.

### 2.2.2.2 Гидравлический расчет

Гидравлические сопротивления в спиральных теплообменниках обусловлены сопротивлением трения и местными сопротивлениями [20]. Общее сопротивление ( $\Delta P$ , Па) при движении потоков рабочей среды и теплоносителя определяем по формуле:

$$\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_2, \quad (32)$$

где  $\Delta P_1$  – потери давления при выводе потока из штуцера и повороте в спиральный канал;

$\Delta P_2$  – потери давления при входе потока в штуцер на выходе из аппарата;

$\Delta P_{\text{тр}}$  – потери давления на трение при движении потоков в каналах теплообменника.

Находим скорость рабочей жидкости в штуцерах теплообменника по формуле:

$$w_{\text{шт}} = \frac{V}{0,785 \cdot d_{\text{шт}}^2}, \quad (33)$$

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

$$w_{\text{шт}} = \frac{2,55}{0,785 \cdot 0,065^2} = 0,77 \text{ м/с}$$

Рассчитываем потери давления на преодоление местных сопротивлений по формуле:

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

$$\Delta P_i = \zeta_i \cdot \frac{\rho \cdot w_{\text{ш}}^2}{2}, \quad (34)$$

где  $\zeta_i$  – коэффициенты местных сопротивлений, равные на соответствующих участках:  $\zeta_1 = 2$  и  $\zeta_2 = 1,5$ ;

$w_{\text{ш}}$  – скорости рабочей жидкости, м/с.

$$\Delta P_i = (1,5 + 2) \cdot \frac{872 \cdot 0,77^2}{2} = 904,8 \text{ Па}$$

Коэффициент трения в прямолинейном канале ( $Re_2 = 19595$ ) находим по формуле:

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \cdot \left( \frac{10}{Re} + 1,16 \cdot \frac{\Delta}{d_3} \right)^{0,25}, \quad (35)$$

где  $\Delta$  – абсолютная шероховатость стенки, принимаем равной  $0,025 \cdot 10^{-3}$  [20].

$d_3 = 2 \cdot b = 0,016$  – эквивалентный диаметр канала, м.

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \cdot \left( \frac{10}{19595} + 1,16 \cdot \frac{0,025 \cdot 10^{-3}}{0,016} \right)^{0,25} = 0,024$$

Коэффициент трения в спиральном канале находим по формуле:

$$\lambda_{\text{тр.сп}} = 1,15 \cdot \lambda_{\text{тр}}, \quad (36)$$

$$\lambda_{\text{тр.сп}} = 1,15 \cdot 0,024 = 0,0276$$

Находим потери давления на трение в каналах аппарата по формуле:

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta P_{\text{тр}} = \lambda_{\text{тр.сп}} \cdot \frac{L}{2 \cdot b} \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}, \quad (37)$$

$$\Delta P_{\text{тр}} = 0,0276 \cdot \frac{28,6}{2 \cdot 0,008} \cdot \frac{872 \cdot 4,55^2}{2} = 9787,1 \text{ Па}$$

Общее сопротивление теплообменника по потоку смеси составит:

$$\Delta P = 904,8 + 445312 = 446216,8 \text{ Па}$$

Учитывая производительность аппарата ( $9180 \text{ кг/ч} = 10,53 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) для подачи рабочей жидкости в теплообменник выберем насос марки 2АХ-6 с диаметром колеса  $D_k = 100 \text{ мм}$ . По номограмме для этого насоса [20] находим следующие данные:

Производительность  $15 \text{ м}^3/\text{ч}$ , напор  $13 \text{ м}$ . Давление, создаваемое насосом, составит:

$$\Delta P_{\text{н}} = \rho \cdot g \cdot H, \quad (38)$$

$$\Delta P_{\text{н}} = 872 \cdot 9,8 \cdot 13 = 111092,8$$

Отсюда следует, что общее сопротивление потока рабочей жидкости ( $\Delta P_p$ ) значительно меньше полученного значения  $\Delta P_{\text{н}}$ . Значит давления, создаваемого насосом, достаточно для преодоления возникающих при движении потока гидравлических сопротивлений.

Находим скорость в штуцерах для расчета сопротивления теплообменника потоку газойля:

$$w_{\text{шт}} = \frac{0,00276}{0,785 \cdot 0,065^2} = 0,83 \text{ м/с}$$

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Сумма потерь давлений определяется при входе и выходе газойля из теплообменника по формуле:

$$\Delta P_i = \zeta_i \cdot \frac{\rho \cdot w_{\text{ш}}^2}{2}, \quad (39)$$

$$\Delta P_i = (1,5 + 2) \cdot \frac{952 \cdot 0,83^2}{2} = 1147,7 \text{ Па}$$

Коэффициент трения в прямолинейном канале ( $Re_2 = 10231$ ) находим по формуле:

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \cdot \left( \frac{10}{Re} + 1,16 \cdot \frac{\Delta}{d_3} \right)^{0,25} \quad (40)$$

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,11 \cdot \left( \frac{10}{10231} + 1,16 \cdot \frac{0,025 \cdot 10^{-3}}{0,016} \right)^{0,25} = 0,025$$

Коэффициент трения в спиральном канале находим по формуле:

$$\lambda_{\text{тр.сп}} = 1,15 \cdot \lambda_{\text{тр}}, \quad (41)$$

$$\lambda_{\text{тр.сп}} = 1,15 \cdot 0,025 = 0,0285$$

Находим потери давления на трение в каналах аппарата по формуле:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \lambda_{\text{тр.сп}} \cdot \frac{L}{2 \cdot b} \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}, \quad (42)$$

$$\Delta P_{\text{тр}} = 0,0285 \cdot \frac{28,6}{2 \cdot 0,008} \cdot \frac{952 \cdot 10,54^2}{2} = 2693885,2 \text{ Па}$$

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Общее сопротивление теплообменника по потоку смеси составит:

$$\Delta P = 111092,8 + 2693885,2 = 2804978 \text{ Па}$$

### 2.2.2.3 Механический расчет

В механический расчет спирального теплообменника входят выбор материалов для изготовления конструкционных элементов, основные прочностные расчеты: расчет толщины стенки и крышки аппарата, расчет нагрузки на опору и опорную поверхность от массы аппарата.

#### 1. Выбор материалов

Марку стали, из которой будет изготавливаться аппарат, выбираем, руководствуясь общими принципами выбора материалов с учетом максимальной рабочей температуры, давления и коррозионных свойств среды [20].

Спиральные теплообменники изготавливают из углеродистой стали марки ВСт3сп или из легированных сталей 12Х18Н10Т; для изготовления крышек применяется двухслойная сталь на основе марок ВСт3сп и 20К; в качестве материала прокладок используют резину, паронит или фторопласт [20].

#### 2. Выбор типа опор

Опоры спиральных теплообменников выбираем с учетом их исполнения и массы аппарата, при этом стандартный аппарат принимают по результатам теплового расчета.

Спиральные теплообменники устанавливаются на опоры, выполненные из прокатного уголка А-образной формы, выдерживающего расчетную нагрузку.

#### 3. Определение толщины стенки теплообменника

Толщину стенки спирального теплообменника определяем по формуле:

$$S_p = \frac{P_p \cdot D_p}{2[\sigma] \cdot \varphi - P_p} + C, \quad (43)$$

где  $P_p$  – расчетное давление, МПа;

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$D_p$  – диаметр наружной спирали, м [21];

$[\sigma]$  – допускаемое напряжение на растяжение, МПа [20];

$\varphi$  – коэффициент прочности сварного шва ( $\varphi = 1$ );

$C$  – прибавка на коррозию с учетом агрессивности среды, м.

$$P_p = 0,0113 \cdot \frac{g \cdot L \cdot \rho \cdot \omega^2}{Re^{0,25} \cdot \delta}, \quad (44)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения,  $m/s^2$ ;

$L$  – длина спирали, м;

$\rho$  – плотность рабочей жидкости,  $kg/m^3$ ;

$\omega$  – скорость рабочей жидкости,  $m/s$ ;

$Re$  – критерий Рейнольдса;

$\delta$  – ширина канала, м.

$$P_p = 0,0113 \cdot \frac{9,8 \cdot 28,6 \cdot 952 \cdot 10,54^2}{10231^{0,25} \cdot 0,008} = 4163122 \text{ Па}$$

$$S_p = \frac{4163122 \cdot 1,5}{2 \cdot [8] \cdot 1 - 4163122} + 0,2 = 1,5 \text{ м}$$

#### 4. Расчет крышки теплообменника

Крышки спиральных теплообменников делаются плоскими или коническими, в зависимости от исполнения аппарата и протекающих в них процессах. Наибольшее распространение получили плоские круглые фланцевые крышки, при условии, что внутреннее давление не превышает 10 МПа.

Высота крышки в месте уплотнения определяем по формуле:

$$h = K \cdot \sqrt{\frac{P_6}{[\sigma]_и}} + C, \quad (45)$$

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

где  $K$  – коэффициент, определяемый в зависимости от соотношения диаметра болтовой окружности и диаметра прокладки ( $K = 0,1$ );

$P_6$  – расчетное усилие в болтах на растяжение, МН;

$[\sigma]_{и}$  – допускаемое напряжение на изгиб, МПа;

$C$  – прибавка на коррозию.

Расчетное усилие в болтах на растяжение находим по формуле:

$$P_6 = \pi \cdot D_{сп} \cdot P \cdot \left( \frac{D_{сп}}{4} + b \cdot k \right), \quad (46)$$

где  $P$  – рабочее давление, МПа;

$b$  – эффективная ширина прокладки ( $b_{пр} = 0,002$  м);

$k$  – коэффициент, зависящий от материала прокладки ( $k = 1$ ).

$$P_6 = 3,14 \cdot 15 \cdot 0,25 \cdot \left( \frac{15}{4} + 0,002 \cdot 1 \right) = 44,17$$

$$h = 0,1 \cdot \sqrt{\frac{44,17}{133}} + 0,2 = 0,26$$

Толщину плоской крышки в средней части находим по формуле:

$$S_k = \frac{K \cdot D_{св}}{\varphi_0} \cdot \sqrt{\frac{P}{[\sigma]_{и}}} + C, \quad (47)$$

где  $K$  – коэффициент конструкции ( $K = 0,4$ );

$\varphi_0$  – коэффициент, учитывающий ослабление крышки отверстием ( $\varphi_0 = 0,85$ );

$[\sigma]_{и}$  – допускаемое напряжение на изгиб, МН/м<sup>2</sup> ( $[\sigma]_{и} = 133$  МН/м<sup>2</sup>) [20].

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$S_k = \frac{0,4 \cdot 15}{0,85} \cdot \sqrt{\frac{0,25}{133}} + 0,2 = 0,5 \text{ м}$$

## 5. Проверка прочности фундамента

Наибольшее напряжение под действием максимальной массы аппарата приходится на опорную поверхности аппарата. Общая масса аппарата определяется как сумма массы металла и массы компонентов, находящихся внутри аппарата.

Максимальное напряжение, возникающее на опорной поверхности, не должно превышать допускаемое напряжение для материала фундамента.

В качестве материала фундамента можно примем бетон марки 100, допускаемое напряжение на сжатие которого  $[\sigma] = 8 \text{ МН/м}^2$ .

Максимальное напряжение на опорной поверхности фундаментной рамы определяем с учетом принятого типа опоры. При использовании опор А-образной формы нагрузка от веса аппарата равномерно распределяется на 4 опорных площадки. Максимальное напряжение на опорной поверхности найдем по формуле:

$$\sigma_{\phi} = \frac{G_{max}}{4 \cdot F_{оп}}, \quad (48)$$

где  $F_{оп}$  – площадь опоры,  $\text{м}^2$ ;

$G_{max}$  – максимальный вес аппарата, в условиях максимально заполненного обоими теплоносителями аппарата (Н):

$$G_{max} = G_{сп} + 2G_{кр} + G_{шт} + G_{вн} + G_{ср}, \quad (49)$$

где  $G_{сп}$ ,  $G_{кр}$  – вес спирали и крышки соответственно;

$G_{шт}$ ,  $G_{вн}$  – вес штуцеров и внутренних устройств ( $G_{шт} + G_{вн} = 10 - 20\%$ );

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$G_{cp}$  – вес среды при максимальном заполнении теплообменника.

Составляющие уравнения находим по формулам:

$$G_{cp} = L \cdot S \cdot \rho_m, \quad (50)$$

$$G_{cp} = 28,6 \cdot 0,5 \cdot 7700 = 11011 \text{ Н}$$

$$G_{кр} = D \cdot S \cdot \rho_m, \quad (51)$$

$$G_{кр} = 15 \cdot 0,5 \cdot 7700 = 5775 \text{ Н}$$

$$G_{cp} = L \cdot b \cdot l_l \cdot g, \quad (52)$$

$$G_{cp} = 28,5 \cdot 0,008 \cdot 0,7 \cdot 9,8 = 157 \text{ Н}$$

где  $L$ ,  $b$ ,  $l_l$  – длина и ширина канала и ширина ленты, м;

$\rho_m$ ,  $\rho_{ж}$  – плотность материала корпуса или крышки, и плотность среды соответственно,  $\text{кг/м}^3$ .

$$G_{max} = 11011 + 2 \cdot 5775 + 4540 + 157 = 27258$$

Полученное в результате расчетов значение  $\sigma_{\phi}$  сравниваем с допускаримым напряжением для материала фундамента;  $\sigma_{\phi} < [\sigma]$ :

$$\sigma_{\phi} = \frac{27258}{4 \cdot 404} = 16,9$$

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 2.3 Сравнительный анализ теплообменников

Исходя из полученных расчетов, можно сделать вывод, что применение спиральных теплообменников при предварительном подогреве сырья на установке замедленного коксования является уместным. Несмотря на достаточно сложное изготовление данных аппаратов, они имеют небольшие габариты и, по сравнению с кожухотрубчатыми теплообменниками, более низкое гидравлическое сопротивление. Т.к. кожухотрубчатые теплообменники имеют большие габариты, то из этого следует недостаток – большая металлоемкость, а, следовательно, высокая стоимость теплообменника. К тому же этим аппаратам гораздо чаще требуется ремонт. Основной причиной поломок и остановок установки является внутренняя система тонких труб.

Спиральные теплообменники являются более простыми в эксплуатации, время ремонтных работ гораздо меньше, чем у кожухотрубчатых. Поэтому такие теплообменники используются не только в химической, но и в других отраслях промышленности.

Однако спиральные теплообменники так же обладают и рядом недостатков. К ним можно отнести сложное изготовление, невозможность использования аппаратов при давлении рабочих сред свыше 10 кгс/см<sup>2</sup>.

Таким образом, спиральные теплообменники можно использовать на установке замедленного коксования, однако стоит отметить, что одного теплообменника недостаточно, т.к. спиральные теплообменники имеют в несколько раз меньше поверхность теплообмена, чем кожухотрубчатые. Поэтому стоит использовать несколько теплообменных аппаратов.

Опираясь на расчеты, можно провести сравнительный анализ теплообменников, представленный в таблице 2.

Таблица 2 – Сравнительный анализ теплообменников

Показатель	Спиральный теплообменник	Кожухотрубчатый теплообменник
Тепловая нагрузка, Вт	650250	3000000
Конечная температура, °С	250,0	224,2
Поверхность теплообмена, м <sup>2</sup>	24,0	80,9

### 3 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА

Процесс замедленного коксования является опасным и может причинять вред здоровью обслуживающего персонала. Содержание сероводорода в кислом топливном газе может составлять 3,89 %. Сероводород относится к веществам третьего класса опасности. Нефтепродукты, в свою очередь, относятся к токсичным веществам и входит в четвертый класс опасности. Неаккуратное обращение с жидкими продуктами может привести к пожару.

Пары бензина так же оказывают негативное воздействие на организм человека. Они раздражают слизистую оболочку, попадание их в организм человека приводит к головной боли, головокружению, слабости, потере сознания.

Легкий и тяжелый газойли не менее вредны. При попадании их на кожу могут появляться кожные заболевания и термические ожоги, а попадание внутрь вызывает отравления.

#### 3.1 Охрана труда

При эксплуатации установок замедленного коксования должны соблюдаться правила охраны труда и безопасной эксплуатации объекта:

1. Крышки горловин коксовых камер должны открываться только после продувки их водяным паром от остатков паров нефтепродуктов и охлаждения коксовых масс водой до температуры, установленной проектом и технологическим регламентом, но не более 60 °С. Воду после охлаждения кокса удаляют из камер.

2. Перед началом разбуривания кокса необходимо проверить:

- механизмы буровых установок и исправность их ограждений;
- работу вытяжных вентиляций коксовых камер;
- готовность камер к вскрытию (температура стенок камер, отключение камер от остальной системы задвижками, отсутствие воды в камерах);

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тузиков Д.В.			<i>Применение спиральных теплообменников при предварительном подогреве сырья на установке замедленного коксования</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Лескова С.А.				у	49	58
<i>Н. контр.</i>		Родина Т.А.				<b>АМГУ ИФФ 718-об гр.</b>		
<i>Зав. каф.</i>		Гужель Ю.А.						

– исправность систем связи и сигнализации. При наличии неисправностей приступать к разбурированию кокса запрещается.

3. Насос высокого давления, подающий воду для гидравлической резки кокса, должен быть снабжен блокировкой, которая в случае повешения давления выше установленного отключит двигатель в линии нагнетания насоса.

4. Запрещается нахождение в непосредственной близости к штанге для подачи воды высокого давления во время гидравлической резки.

5. Бурильная лебедка должна иметь исправную тормозную систему и противозатаскиватель талевого блока под кронблок.

6. Верхняя рабочая площадка, возле люка каждой камеры, должна быть оборудована системой подачи пара для обогрева бурового инструмента и оборудования в зимнее время.

7. В зимнее время стояки, подающие воду от насосов высокого давления на гидравлическую резку кокса, должны быть освобождены от воды после каждой резки.

8. При работе лебедки или ротора бурильщик должен находиться у поста управления, независимо от наличия блокировок [25].

### **3.2 Пожарная безопасность**

Нефть и нефтепродукты относятся к пожаро- и взрывоопасным веществам и при неправильной организации технологического процесса или несоблюдении определенных требований безопасности загораются, горят, вызывают пожары и взрывы, ведущие за собой аварии, термические ожоги. Статическое электричество также может являться причиной взрывов и пожаров на нефтеперерабатывающих заводах.

В случае возникновения пожара необходимо быстро сообщить пожарной команде о месте возгорания. На нефтеперерабатывающих заводах для этой цели предусматривают электрическую пожарную сигнализацию. Установки, как правило, оборудованы специальными кнопочными извещателями. Между цехами, установками, резервуарами, соединяющими горючие и легковоспламеняющиеся

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

жидкости, делают противопожарные разрывы, которые препятствуют распространению огня.

Внутри территории и перед ней устанавливаются задвижки, которыми, в случае возникновения пожара, можно быстро прекратить выход горючих нефтепродуктов наружу и тем самым снизить объем пожара.

Одним из самых распространенных средств тушения пожаров в нефтеперерабатывающей промышленности является вода, которую подают через водопроводы низкого и высокого давления.

Еще одной мерой, предотвращающей возникновение возгораний, служат огнепреградители. Их устанавливают под дыхательными клапанами резервуаров, мерных и промежуточных емкостей. Возникающий огонь разбивается об насадку огнепреградителя на маленькие струйки. В результате происходит очень большая теплоотдача, температура падает и горение останавливается.

Знание правил противопожарной безопасности является обязательным для всех работников нефтеперерабатывающего завода. Периодически работники пожарной охраны должны проводить инструктажи.

Для тушения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей на нефтеперерабатывающем заводе широко используют огнегасительную пену двух видов: химическую и воздушно-механическую. Для устранения небольших возгораний используют ручные пенные огнетушители.

Нефтеперерабатывающие производства по взрыво- и пожарной опасности относятся к категории «А» [26].

### **3.3 Организация контроля воздуха рабочей зоны**

1. В помещениях и в рабочих зонах наружных установок, где присутствует риск появления и выделения взрывоопасных паров и газов, необходимо проводить систематический контроль воздуха.

2. Порядок организации контроля воздуха определяется Отраслевой инструкцией по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности [25].

					<b>НАЗВАНИЕ ДОКУМЕНТА</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

3. Помещения и рабочие зоны наружных установок должны быть оборудованы автоматической сигнализацией для контроля содержания взрывоопасных концентраций паров и газов.

4. Пробозаборные трубки в месте отбора проб должны заканчиваться воронками диаметром не менее 100 мм, обращенными вниз.

5. Промышленно-санитарные или химические лаборатории предприятия должны осуществлять контроль воздуха рабочей зоны на содержание в них вредных примесей.

В отдельных случаях, вызванных производственной необходимостью, допускается привлекать к контролю воздуха рабочей зоны обслуживающий персонал объекта (цеха, службы, участка).

Эти лица должны быть обучены работе с переносными газоанализаторами, способу отбора проб воздуха и иметь соответствующее удостоверение, выданное тарифно-квалификационной комиссией предприятия [27].

### **3.4 Методы и средства защиты от производственных опасностей**

Контроль возникновения пожаров и утечки взрывоопасных газов на установке обеспечивается системами пожарной и газовой сигнализации. Так как технологические процессы установки являются взрывопожароопасными, все средства контроля и управления имеют исполнение по взрывозащите в соответствии с категориями и группами обращающихся взрывоопасных смесей.

Пожарной сигнализацией оборудованы здания операторной, водяной насосной, компрессорной. Для обеспечения пожарной безопасности установки предусмотрена автоматическая пожарная сигнализация в помещении операторной, электрощитовой, кладовках и в коридоре (межпольном пространстве, где прокладываются кабельные сети), а также ручная пожарная сигнализация на площадке установки замедленного коксования и помещениях. В качестве автоматических пожарных извещателей используются: тепловые, дымовые и ручные. Для подачи сигнала о пожаре на центральный пульт управления предусматривается установка в операторной приемно-контрольного охранно-пожарного прибора. На данный прибор поступают общие сигналы о пожаре от автоматической

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

установки газового пожаротушения, пожарных извещателей и оповещателей светозвуковой сигнализации, установленных на территории каждого объекта.

На установке для обеспечения пожарной безопасности используется система оповещения о пожаре и эвакуации людей. Во всех помещениях нормальной категории с постоянно или временно присутствующим персоналом проектом предусматривается установка акустических систем. В районе открытых сооружений объектов и во взрывоопасных помещениях предусматривается установка громкоговорителей во взрывозащищенном исполнении.

Электропитание приборов пожарной сигнализации осуществляется по I категории электроснабжения.

В соответствии с действующими нормативными документами «Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов» для контроля загазованности рабочих зонах установки предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций сероводорода и датчиков до взрывоопасных концентраций горючих паров и газов во взрывоопасных зонах установки замедленного коксования.

Сигналы от датчиков передаются в контроллерную в газоаналитическую систему контроля загазованности. Контролируемые компоненты: сероводород и пары углеводородов.

При достижении содержания сероводорода  $\geq 10 \text{ мг/м}^3$  и при достижении концентрации паров углеводородов  $\geq 20 \%$  (нижний концентрационный предел распространения) включается сигнализация:

- светозвуковая в операторной и в центральном пункте управления завода;
- звуковая по месту.

Контроль воздушной среды в производственных помещениях, где могут создаваться токсичные концентрации углеводородных газов, осуществляется автоматическими сигнализаторами до взрывоопасных и предельно допустимых концентраций с автоматическим включением аварийной вентиляции. Газоанали-

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

затары у печи нагрева сырья коксования заблокированы с включением подачи пара на паровую завесу.

Сигнализация осуществляется через автоматическую систему управления технологическим процессом. Для обеспечения аварийных отключений, системой газовой сигнализации формируются сигналы повышенной достоверности (подтвержденные не менее, чем по двум датчикам).

Схема расположения датчиков дозврывоопасных концентраций паров и газов, газоанализаторов предельно допустимой концентрации устанавливается разработчиком проекта.

В качестве мероприятий по защите персонала от поражения электрическим током при повреждении изоляции используется зануление металлических корпусов приборов путем присоединения их к нулевой жиле.

Все здания и сооружения установки защищены от прямых ударов молнии, вторичных проявлений молнии и заноса высокого потенциала через наземные и подземные коммуникации [28].

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был рассмотрен процесс замедленного коксования, произведен технологический расчет кожухотрубчатого и спирального теплообменников, проанализирована эффективность использования различных видов теплообменников при предварительном подогреве сырья на установке замедленного коксования.

Анализ полученных расчетов показал, что замена кожухотрубчатых теплообменников на спиральные возможна. Но т.к. спиральные теплообменники имеют в несколько раз меньше поверхность теплообмена, чем кожухотрубчатые, то отсюда следует, что при замене теплообменника происходит значительное сокращение поверхности теплообмена. Поэтому на установке следует использовать несколько спиральных теплообменников вместо одного кожухотрубчатого. При замене теплообменника на спиральный при неизменных параметрах процесса происходит значительное сокращение поверхности теплообмена.

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Тузиков Д.В.				<i>Применение спиральных теплообменников при предварительном подогреве сырья на установке замедленного коксования</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	Лескова С.А.					у	55	58
<i>Н. Контр.</i>	Родина Т.А.					<b>АМГУ ИФФ 718-об гр.</b>		
<i>Зав. каф.</i>	Гужель Ю.А.							

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Галиуллин, Э.А., Фахрутдинов, Р.З. Новые технологии переработки нефтей и природных битумов / Э.А. Галиуллин, Р.З. Фахрутдинов. – Казань : Вестник КНИТУ, 2016. – 51 с.

2 Установка замедленного коксования: проект, принцип работы, расчет мощности и сырье [Электронный курс]: Режим доступа: <https://fb.ru.turbopages.org/fb.ru/s/article/435692/ustanovka-zamedlennogo-koksovaniya-proekt-printsip-raboty-i-raschet-moschnosti-i-syire>, – 12.05.2021.

3 Гаджиева, У.Р. Анализ работы установки замедленного коксования нефтяных остатков: Современные наукоемкие технологии / У.Р. Гаджиева, С.М. Леденев, Р.Б. Гаджиев. – Вологда : Вологодский ГТУ, 2014. – 90 с.

4 Габбасов, Р.Г. Направления развития процесса замедленного коксования в схемах отечественных нефтеперерабатывающих заводов / Р.Г. Габбасов, В.П. Запорин, Г.Г. Валявин, Т.И. Калимуллин. – Уфа : УГНТУ: Нефтегазовое дело, 2010. – 93 с.

5 Галиакбаров, А.Р. Перспективы развития коксового производства в филиале ПАО АНК «БАШНЕФТЬ» «БАШНЕФТЬ-НОВОЙЛ» / А.Р. Галиакбаров, Г.Г. Валявин. – М. : Нефтепереработка и Нефтехимия, 2016. – 36 с.

6 Валявин, Г.Г. Процесс замедленного коксования и производство нефтяных коксов, специализированных по применению / Г.Г. Валявин, В.П. Запорин, Р.Г. Габбасов. – Уфа : УГНТУ, 2011. – 49 с.

7 Рудин, М.Г. Карманный справочник нефтепереработчика / М.Г. Рудин, В.Е. Сомов. – М : ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 336 с.

8 Терентьева, Н.А. Анализ работы установки замедленного коксования «ООО ЛУКОЙЛВолгограднефтепереработка» / Н.А. Терентьева, Р.Р. Хайбу-

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Тузиков Д.В.			<i>Применение спиральных теплообменников при предварительном подогреве сырья на установке замедленного коксования</i>	<i>Улит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Провер.		Лескова С.А.					56	58
Н. Контр.		Родина Т.А.				<b>АМГУ ИФФ 718-об гр.</b>		
Зав. каф.		Гужель Ю.А.						

насова. – Казань : Вестник КНИТУ, 2015. – 71 с.

9 Мухамадеев, Д.Х. Способы очистки печных труб установок замедленного коксования от коксовых отложений / Д.Х. Мухамадеев, Г.Г. Валявин Г.Г. – Уфа: Нефтегазовое дело: электронный научный журнал, 2014. – 188 с.

10 Ахметов, С.А. Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа / С.А. Ахметов, М.Х. Ишмияров, А.П. Веревкин, Е.С. Докучаев. – М. : Химия, 2005. – 736 с.

11 Бикбулатова, А. М. Этапы становления и развития отечественного производства нефтяного кокса методом замедленного коксования / А.М. Бикбулатова. – Уфа : УГНТУ, 2002. – 102 с.

12 Сюняев, З. И. Производство, облагораживание и применение нефтяного кокса / З.И. Сюняев. – М. : Химия, 1973. – 296 с.

13 Справочник по теплообменникам: в 2-х т. [Текст]/ пер. с англ. под ред. Мартыненко О.Г. и др. – Москва: Энергоатомиздат, 1987. – Т.2. – 352 с.

14 Булыгин, Ю.А. Теплообменные аппараты в нефтегазовой промышленности: курсовое проектирование: учеб. пособие / Булыгин Ю.А., Баранов С.С. – Воронеж: ФГБОУ ВПО «Воронежский государственный технический университет», 2015. – 100 с.

15 Спиральный теплообменник [Электронный курс]: Режим доступа: <https://www.teplo-polis.com.ua/service/spiralnyj-teploobmennik/>, – 10.05.2021.

16 Лаптев, А.Г. Методы интенсификации и моделирования тепло-массообменных процессов: учебно-справочное пособие / А.Г. Лаптев, Н.А. Николаев, М.М. Башаров. – М. : «Теплотехник», 2011. – 335 с.

17 Пичугин, А.П. Переработка нефти / А.П. Пичугин. – М : Гостоптехиздат, 1962. – 344 с.

18 Лаптев, А.Г. Методы интенсификации и моделирования тепло-массообменных процессов: учебно-справочное пособие / А.Г. Лаптев, Н.А. Николаев, М.М. Башаров. – М. : «Теплотехник», 2011. – 335 с.

					<b>ВКР.171055.180301.ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

19 Alfa Laval – Коксование [Электронный курс]: Режим доступа: <https://www.alfalaval.ru/industries/>, – 12.05.2021.

20 Таранова, Л.В. Теплообменные аппараты и методы их расчета: учебное пособие / Л. В. Таранова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 198 с.

21 Поникаров, И.И. Машины и аппараты химических производств / И. И. Поникаров. – М. : Машиностроение, 1989. – 368 с.

22 Карапузова, Н.Ю. Расчет теплообменных аппаратов: методические указания / Н. Ю. Карапузова, В. М. Фокин. – Волгоград : ВолгГАСУ, 2013. – 68 с.

23 Булыгин, Ю.А., Теплообменные аппараты в нефтегазовой промышленности: курсовое проектирование / Ю. А. Булыгин, С. С. Баранов. – Воронеж : Воронежский ГТУ, 2015. – 101 с.

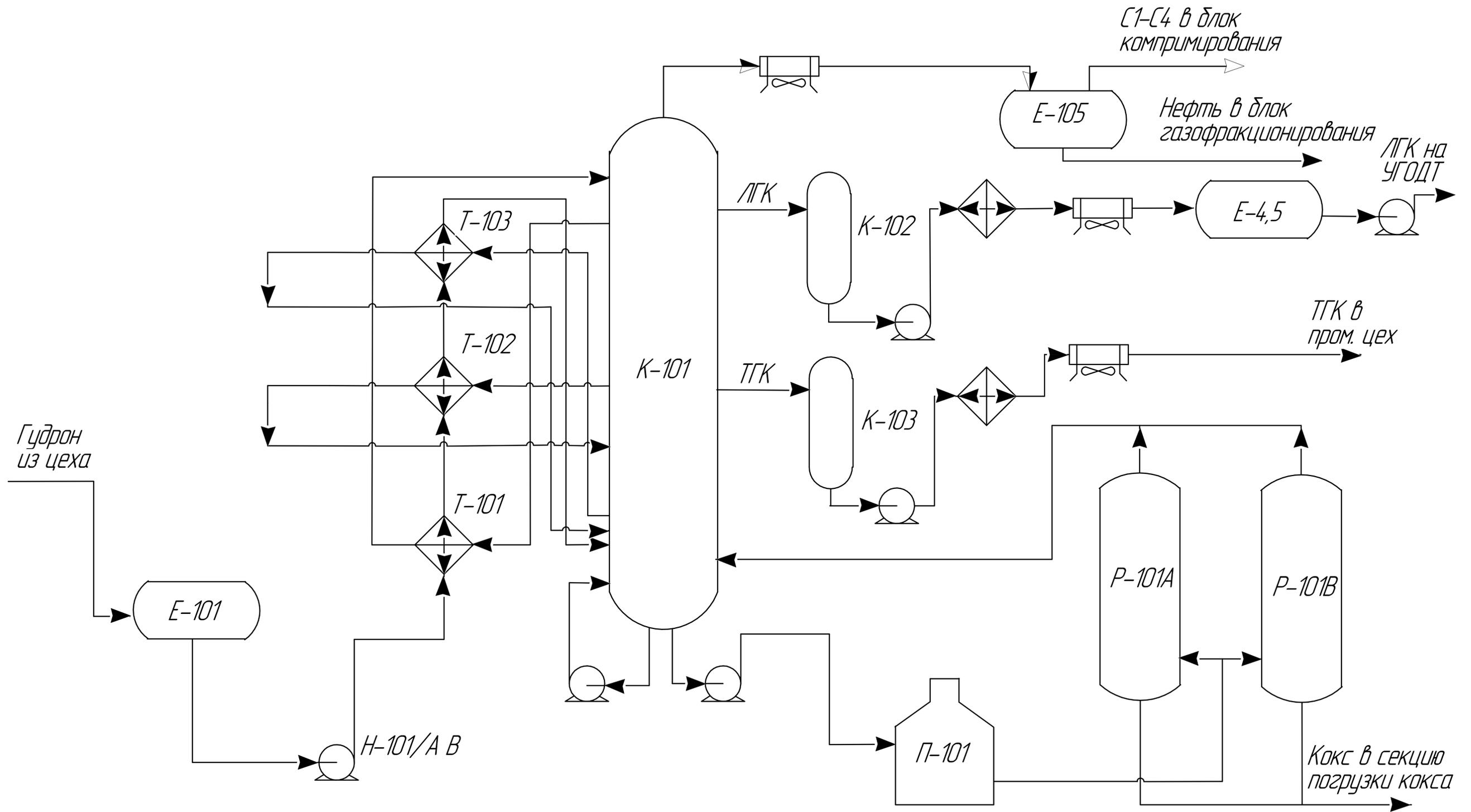
24. Макаров, Г.В. Охрана труда в химической промышленности / Г.В. Макаров. – М. : Химия, 1991. – 459 с.

25. Алешин, А.В. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" / А.В. Алешин. – М. : ФСЭТАН РФ, 2020. – 326 с.

26 Бикбулатова, А.М. Этапы становления и развития отечественного производства нефтяного кокса методом замедленного коксования / А.М. Бикбулатов. – Уфа : УГНТУ, 2002. – 102 с.

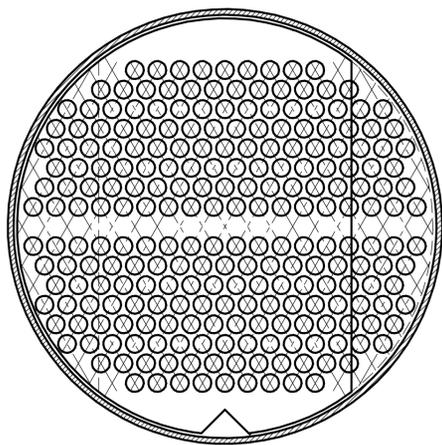
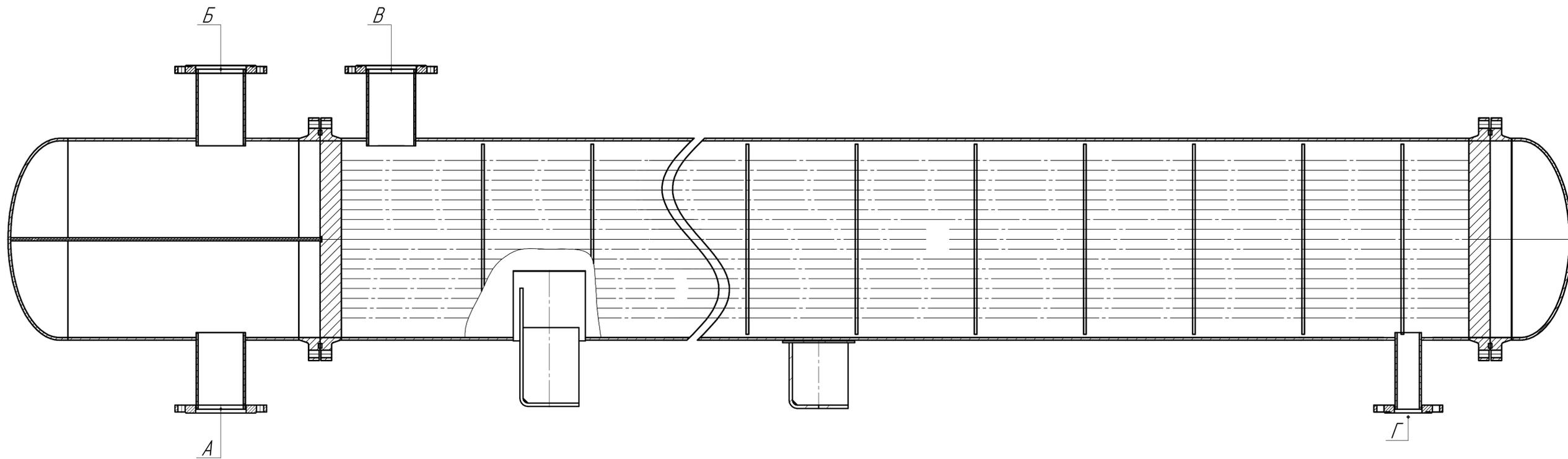
27 Ахметов, С.А. Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа / С.А. Ахметов, М.Х. Ишмияров, А.П. Веревкин, Е.С. Докучаев, Ю.М. Малышев. – М. : Химия, 2005. – 736 с.

28 Мухамадеев, Д.Х. Способы очистки печных труб установок замедленного коксования от коксовых отложений / Д.Х. Мухамадеев, Г.Г. Валявин, В.П. Запорин. – М. : Нефтегазовое дело, 2014. – 188 с.



Лист № 1  
Лист № 2  
Лист № 3  
Лист № 4  
Лист № 5  
Лист № 6  
Лист № 7  
Лист № 8  
Лист № 9  
Лист № 10  
Лист № 11  
Лист № 12  
Лист № 13  
Лист № 14  
Лист № 15  
Лист № 16  
Лист № 17  
Лист № 18  
Лист № 19  
Лист № 20  
Лист № 21  
Лист № 22  
Лист № 23  
Лист № 24  
Лист № 25  
Лист № 26  
Лист № 27  
Лист № 28  
Лист № 29  
Лист № 30  
Лист № 31  
Лист № 32  
Лист № 33  
Лист № 34  
Лист № 35  
Лист № 36  
Лист № 37  
Лист № 38  
Лист № 39  
Лист № 40  
Лист № 41  
Лист № 42  
Лист № 43  
Лист № 44  
Лист № 45  
Лист № 46  
Лист № 47  
Лист № 48  
Лист № 49  
Лист № 50

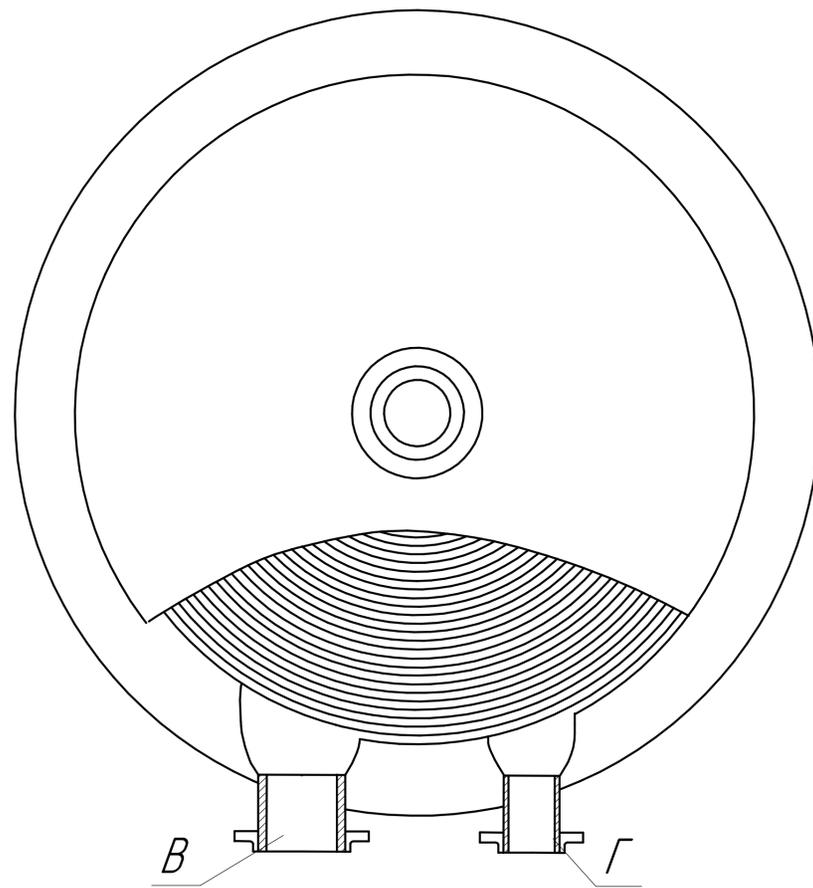
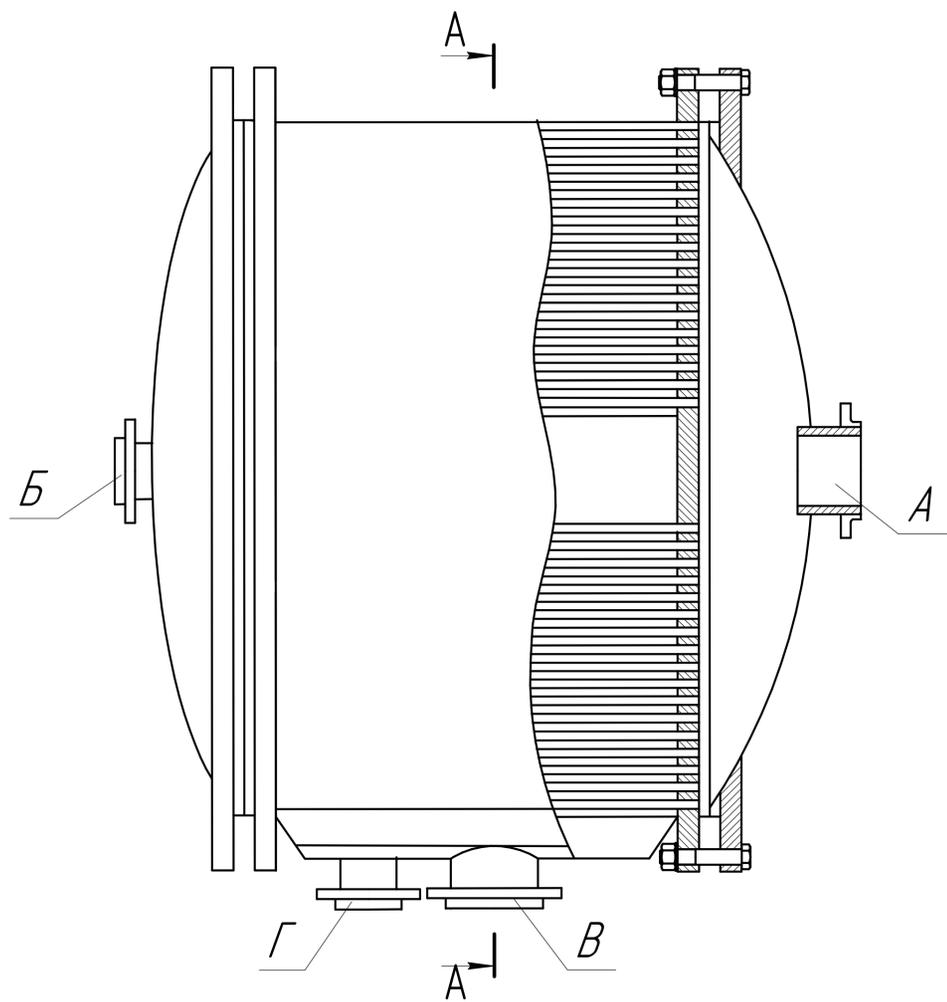
ВКР.171055.180301.В0				Лист	Масштаб
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Масштаб
Разраб.	Лисков И.В.				1:1
Проб.	Лескова С.А.				
Т.контр.					
Н.контр.	Родина Т.А.				
Утв.					
Применение спиральных теплообменников при предварительном подогреве сырья на установке замедленного коксования				Лист	Листов
Технологическая схема				1	1
Копиравал				Формат	А1



Обознач.	Наименование	Кол.
А	Вход смеси гудронов	1
Б	Выход смеси гудронов	1
В	Вход легкого газа/пара	1
Г	Выход легкого газа/пара	1

				ВКР.171055.180301.ТС			
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист	Масса	Масштаб
Разраб.	Лусыков И.В.				4		
Проб.	Лескова С.А.				Лист	2	Листов
Т.контр.							3
Исполн.	Радина Т.А.	Кожухотрубчатый теплообменник				АМГУ ИФФ	
Утв.	Гижель Ю.А.					718-ад гр.	
				Копирабол		Формат А1	

Лист 4 из 4  
 Вид 1 из 1  
 Изм. 1 из 1  
 Дата 18.03.2018  
 Проект 171055.180301.ТС



### Таблица штуцеров

Обозначение	Наименование	Кол.
А	Вход смеси гудронов	1
Б	Выход легкого газоля	1
В	Вход легкого газоля	1
Г	Выход смеси гудронов	1

				ВКР.171055.180301.ТС			
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Лущиков Д.В.				У		
Проб.	Лескова С.А.				Лист	3	Листов
Т.контр.							3
Исполн.	Радына Т.А.	Применение спиральных теплообменников при предварительном подогреве сырья на установке замедленного коксования				Спиральный теплообменник	
Утв.	Гижель Ю.А.					АМГУ ИФФ	
				Копировал			
				Формат А1			

Лист 3 из 3  
 Разраб. Лущиков Д.В.  
 Проб. Лескова С.А.  
 Т.контр.  
 Исполн. Радына Т.А.  
 Утв. Гижель Ю.А.