

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа новых производственных технологий
Научно-образовательный центр Н.М.Кижнера
Направление подготовки 18.03.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии
Профиль Машины и аппараты химических производств

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Расчет теплообменника кожухотрубчатого для участка подготовки попутного нефтяного газа Казанского месторождения

УДК 66.045.1,001.6:622.276.6(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2К31	Курило Евгений Иванович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тихонов Н.В.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ларионова Е.В	К.Т.Н.		

По разделу «Конструктивно-механический раздел»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Беляев В.М.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель НОЦ Н.М. Кижнера	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Краснокутская Е.А.	Д.Х.Н., профессор		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ (ООП «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии» 18.03.02)

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P1	Применять базовые математические, естественнонаучные, социально-экономические и специальные знания в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ПК-1,2,3,19,20), Критерий 5 АИОР (п.1.1)
P2	Применять знания в области энерго-и ресурсосберегающих процессов и оборудования химической технологии, нефтехимии и биотехнологии для решения производственных задач	Требования ФГОС (ПК-4,5,9,15 ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп.1.1,1.2)
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии.	Требования ФГОС (ПК-4,5,8,11, ОК-2,4), Критерий 5 АИОР (пп.1.2)
P4	Проектировать и использовать новое энерго-и ресурсосберегающее оборудование химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК-8,11,23,24), Критерий 5 АИОР (п.1.3)
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области энерго-и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК-1,4,5,19-22, ОК-7,10), Критерий 5 АИОР (п.1.4)
P6	Осваивать и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность и надежность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-6,12,13,14,17, ОК-3,4,8), Критерий 5 АИОР (п.1.5)
P7	Применять знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности	Требования ФГОС (ПК-3, 8, 9, 10, 11, 12, 13), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
Р8	Использовать современные компьютерные методы вычисления, основанные на применении современных эффективных программных продуктов при расчете свойств материалов, процессов, аппаратов и систем, характерных для профессиональной области деятельности; находить необходимую литературу, использовать компьютерные базы данных и другие источники информации	Требования ФГОС (ПК-4, 5, 9, 10, 11, 14)
<i>Общекультурные компетенции</i>		
Р9	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,2,6-10), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5)
Р10	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-6,7,8), Критерий 5 АИОР (2.6)
Р11	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-11) , Критерий 5 АИОР (п.2.2)
Р12	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-3,4,5,12) , Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3)

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Литературный обзор Теоретические основы проектирования теплообменных аппаратов. 2. Объекты и методы исследований. 3. Расчеты и аналитика. 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Социальная ответственность
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Рыжакина Т.Г.
Социальная ответственность	Доцент Ларионова Е.В.
Конструктивно-механический раздел	Доцент Беляев В.М.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тихонов Н.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2К31	Курило Евгений Иванович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа 3-2к31	ФИО Курило Евгений Иванович
-------------------------	---------------------------------------

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Химической инженерии
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	18.03.01. Энерго - и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов проекта: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала проекта	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Разработка устава научно-технического проекта	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления проектом: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Определение производственной мощности. Расчет сырья, материалов, оборудования, фонда оплаты труда. Расчет себестоимости готового продукта. Расчет точки безубыточности.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности внедрения теплообменника кожухотрубчатого для участка подготовки попутного нефтяного газа Казанского месторождения

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Расчет точки безубыточности графическим и математическим методами.
2. Расчет технико-экономических показателей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа 3-2к31	ФИО Курило Евгений Иванович	Подпись	Дата
-------------------------	---------------------------------------	----------------	-------------

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студент

Группа	ФИО
3-2К31	Курило Евгений Иванович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Химической инженерии
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	18.03.01. Энерго - и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Исследуемый объект и область его применения	Теплообменник кожухотрубчатый для участка подготовки попутного нефтяного газа Казанского месторождения
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); <p>1.2. Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных</p> <ul style="list-style-type: none"> – предлагаемые средства защиты; – расчет искусственного освещения. 	<p>1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу.</p> <p>3. Пожаро-опасность, взрывоопасность.</p> <p>4. Повышенный уровень статического электричества.</p> <p>5. Движущиеся машины и механизмы</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду – Обоснование мероприятий по защите окружающей среды 	Профилактические и технологические, направленные на сокращение и уменьшение воздействия на окружающую среду
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <p>3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований</p> <p>3.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС</p>	<p>1. Образование взрывоопасной концентрации газов в смеси с воздухом.</p> <p>2. Пожаро-опасность.</p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Нормативная документация по объекту

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ларионова Е.В.	к.б.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2К31	Курило Евгений Иванович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 144 страницы, 19 рисунков, 13 таблиц, 28 литературных источников.

Ключевые слова: ТЕПЛООБМЕННИК КОЖУХОТРУБЧАТЫЙ, ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ, КОНСТРУКТИВНЫЙ РАСЧЕТ, МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, ГИДАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, РАСЧЕТ ИЗОЛЯЦИИ.

Объект – теплообменник кожухотрубчатый.

Цель работы – проектирование теплообменника кожухотрубчатый для участка подготовки попутного нефтяного газа Казанского месторождения.

В процессе исследования проводились тепловой, конструктивный, механический, гидравлический расчеты, а также расчет изоляции. Кроме того рассмотрены вопросы экономики и социальной ответственности.

Область применения: спроектированный аппарат может быть применен на Казанском месторождении на участке подготовки попутного нефтяного газа.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	14
1.1. Конструкции теплообменных аппаратов	14
1.2. Общие требования к проектированию	21
1.3. Стадии проектирования	24
1.4. Рекомендации по конструированию теплообменных аппаратов	28
1.5. Перспективные разработки по совершенствованию теплообменных аппаратов	33
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	36
3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА	37
3.1 Тепловой расчет	37
3.2 Конструктивный расчет	47
3.3 Механический расчет аппарата	99
3.4 Гидравлический расчет аппарата	109
3.5 Расчет теплоизоляции	112
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	115
4.1 SWOT-анализ	115
4.2 Расчет производственной мощности теплообменника	116
4.3 Режим работы	119
4.4 Организация оплаты труда	123
4.5 Основные фонды предприятия. Расчет амортизационных отчислений	127
4.6 Расчет себестоимости	128
4.7 Техничко-экономические показатели	139
3.8 Расчет точки безубыточности	140
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	144

5.1 Производственная санитария	145
5.2 Экологическая безопасность	149
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	153
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	158
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	159
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	161

ВВЕДЕНИЕ

Теплообменник – одно из немногих устройств, хорошо известных даже весьма далеким от техники людям. В самом деле, в каждой квартире под подоконником установлены радиаторы отопления – массивные, ошестившиеся ребрами чугунные трубы или более современные, более изящные их аналоги. Это теплообменные аппараты, в которых теплоноситель – горячая вода – отдает через металлическую стенку тепло воздуху наших квартир.

В промышленности редкое производство может обойтись без надежно работающих теплообменников. Поэтому столь важной и актуальной является проблема грамотного и точного проектирования промышленных теплообменных аппаратов.

На предприятиях химической и нефтеперерабатывающей промышленности теплообменники составляют до 30–40% массы всего оборудования, в пищевой промышленности – 15–18%, в холодильных установках их доля достигает 70–80% [2, с. 38]. Химические реакции идут при определенной температуре: от температуры зависит скорость процессов, активность катализаторов, полнота превращений, чистота продуктов. В одном случае поток необходимо нагревать, в другом – охлаждать, в третьем – испарить, в четвертом – сконденсировать, в пятом – утилизировать неиспользованное тепло. И везде требуются теплообменники – разных размеров, разных конструкций. Разумеется, не только в химии, но и в нефтехимии и нефтепереработке, в тепловой и атомной энергетике, в металлургии, пищевой промышленности. И хотя в теплообменниках не происходит превращения веществ, эти аппараты на каждом производстве относят к основным – к тем, что составляют фундамент технологии.

Теплообменные аппараты – неременный атрибут транспортных средств: радиаторы автомобилей и тракторов, теплообменники систем

кондиционирования воздуха, подогрева топлива, охлаждения масла, антиобледенительных систем современных самолетов.

Рациональная конструкция радиаторов и другой теплообменной аппаратуры, над которой уже более века ломают головы теплотехники, волнует не только создателей автомобилей, тракторов и комбайнов, но и конструкторов самолетов, ракет, кораблей. Громоздкий теплообменный аппарат – это лишний вес и объем, перерасход дефицитных материалов; плохо организованный теплообмен приводит к перегреву двигателей, а порой и к серьезным авариям. Наконец, немислим и наш быт без домашних холодильников и кондиционеров, без отопления и горячего водоснабжения.

Инженеру-технологу химического направления необходимо уметь выполнять расчеты теплообменной аппаратуры, т.е. подбирать теплообменный аппарат под заданный процесс.

Цель данной работы – проектирование теплообменника кожухотрубчатый для участка подготовки попутного нефтяного газа Казанского месторождения.

Для достижения поставленной цели в работе решаются следующие основные задачи:

- провести литературный обзор;
- охарактеризовать объект и методы исследования;
- провести расчеты параметров аппарата;
- рассмотреть вопросы социальной ответственности, финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Объектом исследования является теплообменник кожухотрубчатый для участка подготовки попутного нефтяного газа Казанского месторождения.

Предмет исследования – параметры аппарата.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1. Конструкции теплообменных аппаратов

Довольно трудно приступать к расчету теплообменного аппарата, если не представляешь, как он выглядит, как устроен, из каких элементов состоит. Поэтому в первую очередь, рассмотрим, что представляют собой промышленные теплообменники и какими они бывают.

Во-первых, нередки случаи, когда потоки можно смешивать между собой. Предназначенные для этого аппараты так и называют – теплообменники смешения. Они применяются, например, в нефтепереработке для конденсации паров углеводородов путем орошения их водой. В результате такого контакта образуется двухфазная (гетерогенная) смесь, состоящая из двух жидких фаз – углеводородной и водной, которая затем разделяется. В пищевой промышленности для отгонки спирта применяют подачу острого водяного пара непосредственно в бражку. Ведь она состоит более чем на 90 % из воды. Также теплообменники применяются и на территории ТЭЦ, например, огромные конические башни, сверху которых клубится водяной пар. Это градирни – аппараты, предназначенные для охлаждения воды. В них сверху поступает горячая вода, а снизу – атмосферный воздух. Часть воды испаряется и уходит в виде пара сверху градирни. Охлажденная вода собирается в специальную чашу (резервуар), поступает на прием насоса и возвращается в процесс.

Но все же гораздо чаще применяют так называемые поверхностные теплообменники – аппараты, в которых горячий и холодный потоки разделены теплопередающей поверхностью. Самая простая конструкция такого теплообменника – «труба в трубе» (рис. 1.1).

Эта конструкция имеет ряд недостатков, и первый из них – высокая металлоемкость, т.е. масса одного квадратного метра теплопередающей

поверхности. Попросту говоря, эти теплообменники слишком дороги и их используют при небольших тепловых нагрузках.

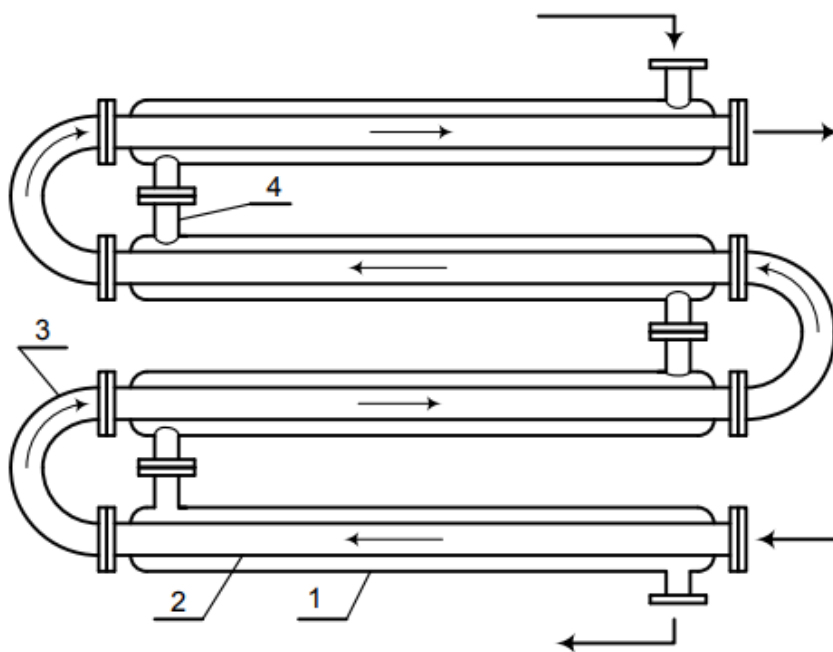


Рисунок 1.1 – Теплообменник «труба в трубе»:

- 1 – наружная труба; 2 – внутренняя труба; 3 – соединительные колена («калачи»);
- 4 – соединительные патрубки с фланцами [5, с. 101]

Поэтому следующим шагом в конструировании были кожухотрубчатые теплообменники, самый простой из которых показан на рис. 1.2.

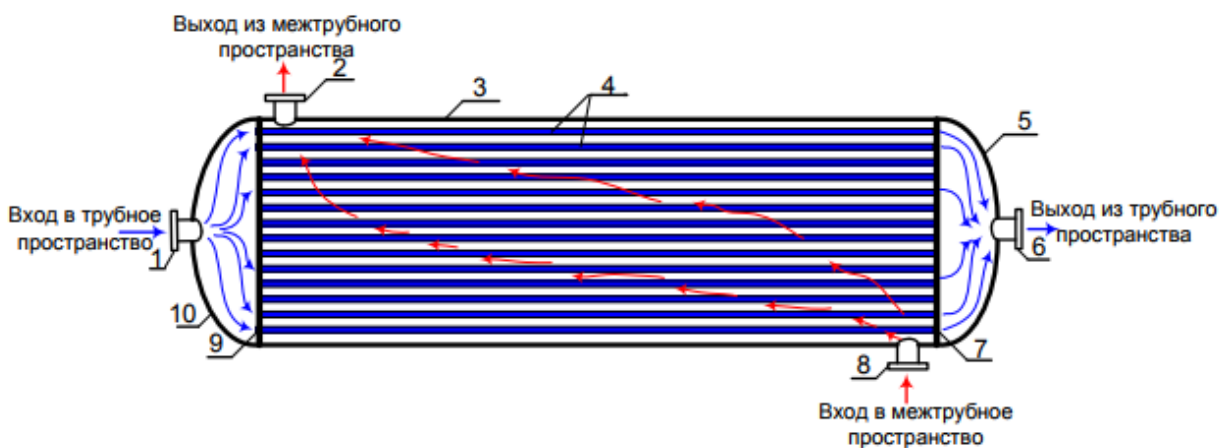


Рисунок 1.2 – Одноходовой кожухотрубчатый теплообменник:

- 1, 2, 6, 8 – штуцеры для ввода и вывода потоков; 3 – кожух;
- 4 – трубы трубного пучка, 5, 10 – крышки; 7, 9 – трубные решетки [5, с. 103]

В кожухотрубчатом теплообменнике один поток проходит по трубам трубного пучка 4 (это так называемое трубное пространство). Второй поток омывает эти трубы снаружи, проходя по межтрубному пространству. Установлено, что продольное обмывание труб, показанное на рис. 1.2, неэффективно. Лучше, если поток будет омывать трубы под углом, близким к прямому, т.е. перпендикулярно или почти перпендикулярно. Поэтому для интенсификации передачи теплоты в межтрубном пространстве устанавливают сегментные перегородки (рис. 1.3).

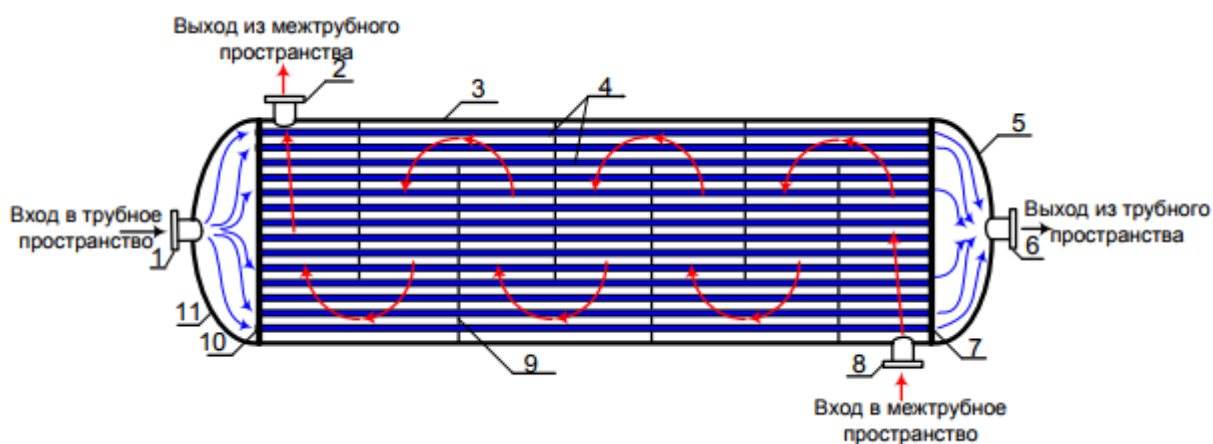


Рисунок 1.3 – Одноходовой кожухотрубчатый теплообменник с перегородками в межтрубном пространстве:

- 1, 2, 6, 8 – штуцеры для ввода и вывода потоков; 3 – кожух;
- 4 – трубы трубного пучка, 5, 11 – крышки; 7, 10 – трубные решетки,
- 9 – перегородки в межтрубном пространстве [5, с. 103]

Эти перегородки резко меняют траекторию движения потока, заставляя его двигаться перпендикулярно трубам, что способствует образованию вихрей. А это повышает эффективность теплоотдачи. Высота вырезаемого сегмента равна примерно $1/3$ диаметра аппарата, а расстояние между перегородками составляет $0,5$ диаметра кожуха. Так, если диаметр кожуха 600 мм, то перегородки ставятся через 300 мм, а высота выреза у них – 200 мм.

На рис. 1.4 показаны готовые трубные пучки с перегородками до их монтажа в корпус аппарата.

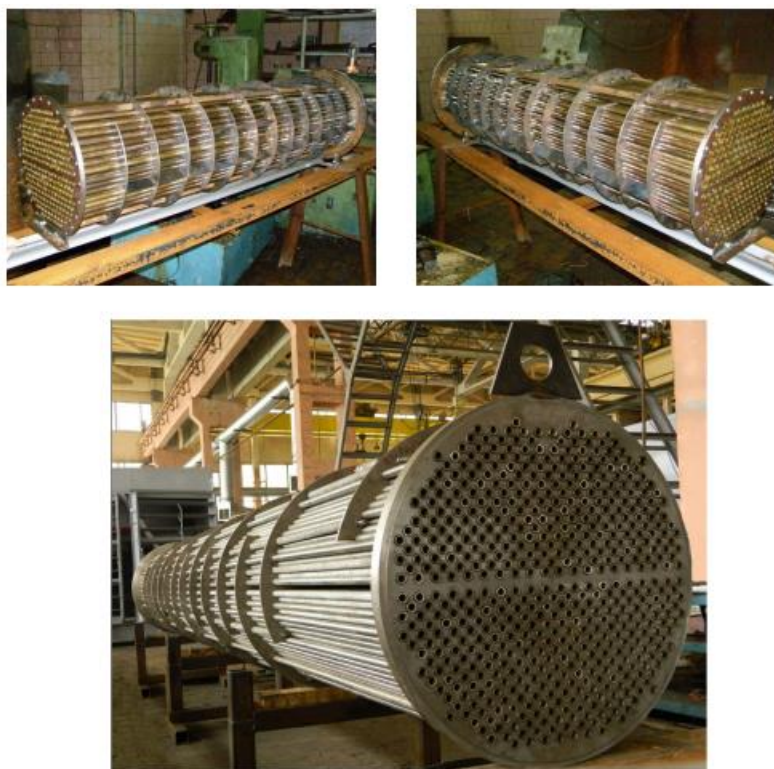


Рисунок 1.4 – Трубные пучки кожухотрубчатых теплообменников с перегородками в межтрубном пространстве [5, с. 105]

А теперь представим, что при проектировании нового теплообменника его трубный пучок получается длинным, но при этом очень тонким, например, 20 метров в длину и 0,5 метра в диаметре. Такой теплообменник будет сложно изготовить, транспортировать с завода-изготовителя до предприятия-потребителя, он будет занимать слишком много места на установке. В этом случае трубный пучок целесообразнее как бы «сложить». Так появились двух-, четырех- и шести- ходовые аппараты (рис. 1.5).

Из рис. 1.5 мы видим, что в трубном пространстве аппаратов появились перегородки, которые заставляют поток, идущий по трубкам, делать два или четыре хода.

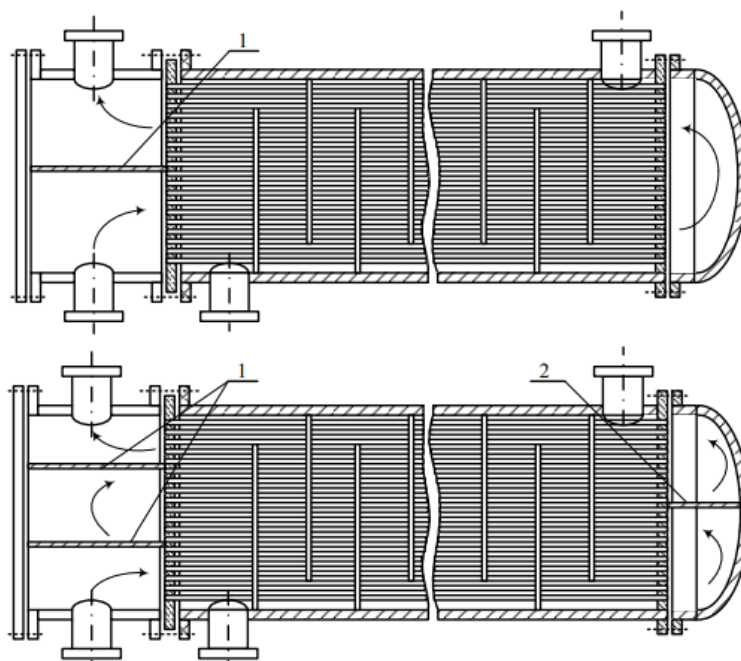


Рисунок 1.5 – Двух- и четырехходовые кожухотрубчатые теплообменники: 1, 2 – перегородки в трубном пространстве [5, с. 106]

Обратим внимание еще на одну особенность теплообменных аппаратов. Зимой в сильные морозы нам нравится, когда домашний радиатор отопления очень горячий. И вызывает беспокойство, если батарея чуть теплая. Говоря инженерным языком, нам желательна большая разность температур между горячим (теплофикационная вода) и холодным (комнатный воздух) потоками. Несколько иначе обстоит дело с промышленным аппаратом. Если в трубы поступает холодный поток, а в межтрубное пространство – горячий (это типичный случай конденсации пара), то кожух будет удлиняться по сравнению с трубами. Причина известна: тепловое расширение металла. В этом случае возможно нарушение герметичности трубного и межтрубного пространств – трубы может вырвать из трубных решеток. В результате произойдет смешение горячего и холодного потоков, что совершенно недопустимо.

Если же холодный поток подается в межтрубное пространство, а горячий в трубы, то за счет удлинения трубы будут изгибаться. Названное явление называют температурной деформацией, температурной игрой и т.д.

Появляется задача каким-то образом «отвязать» кожух от трубного пучка. Делается это тремя способами [6, с. 44]:

- 1) установка линзовых компенсаторов на кожухе;
- 2) применение плавающей головки;
- 3) использование U-образных труб трубного пучка.

В первом случае кожух как бы разрезается, и к нему привариваются так называемые линзы (одна или несколько – в зависимости от требуемого удлинения), кожух при этом немного становится похож на гармошку (рис. 1.6).

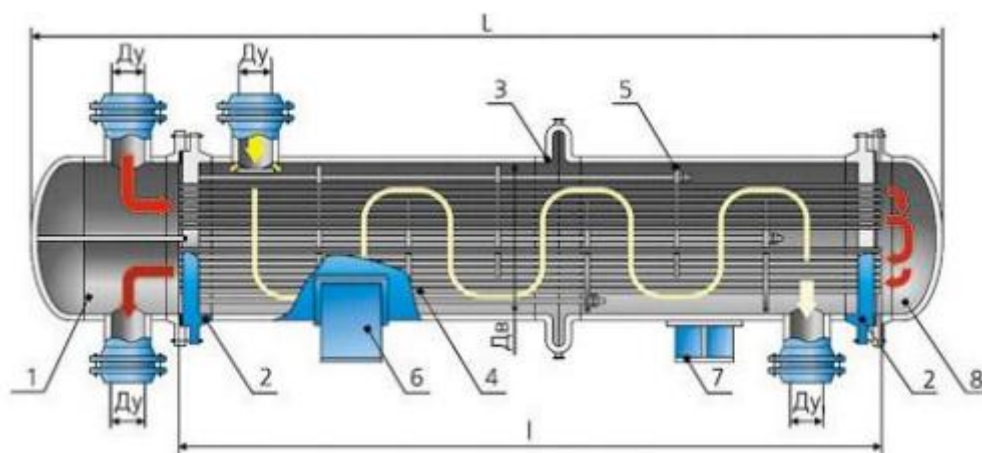


Рисунок 1.6 – Линзовый компенсатор на кожухе [6, с. 45]:

- 1 – распределительная камера; 2 – трубная решетка; 3 – линзовый компенсатор;
4 – трубы; 5 – перегородка; 6 – опора неподвижная; 7 – опора подвижная; 8 – камера

Во втором случае – когда компенсация достигается с помощью плавающей головки – трубный пучок имеет свою внутреннюю крышку, которая не связана с кожухом (рис. 1.7).

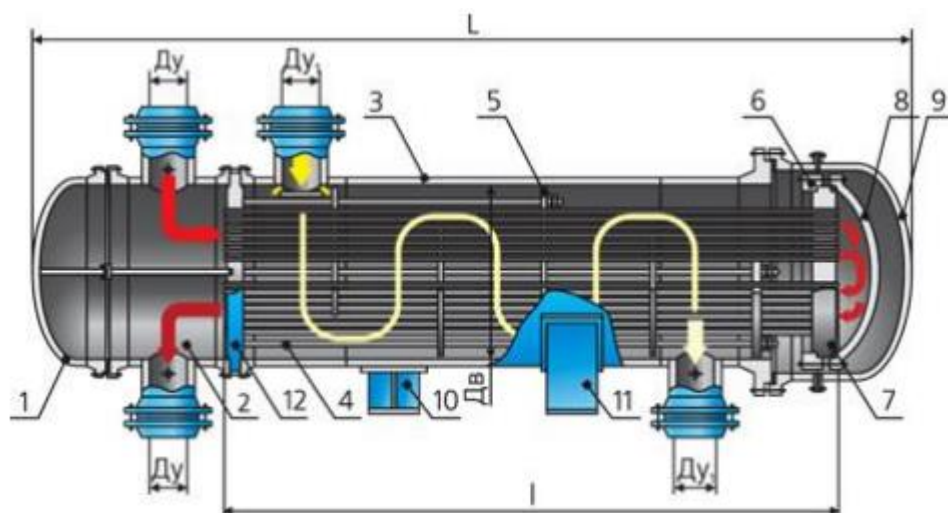


Рисунок 1.7 – Кожухотрубчатый теплообменник с плавающей головкой [6, с. 47]:

- 1 – крышка кожуха; 2 – распределительная камера; 3 – кожух;
- 4 – трубы трубного пучка; 5 – перегородка; 6 – полукольцо плавающей головки;
- 7 – подвижная трубная решетка; 8 – внутренняя крышка плавающей головки;
- 9 – крышка наружная; 10 – опора подвижная; 11 – опора неподвижная

И, наконец, третий прием подавления температурной деформации – применение U-образных труб (рис. 1.8).

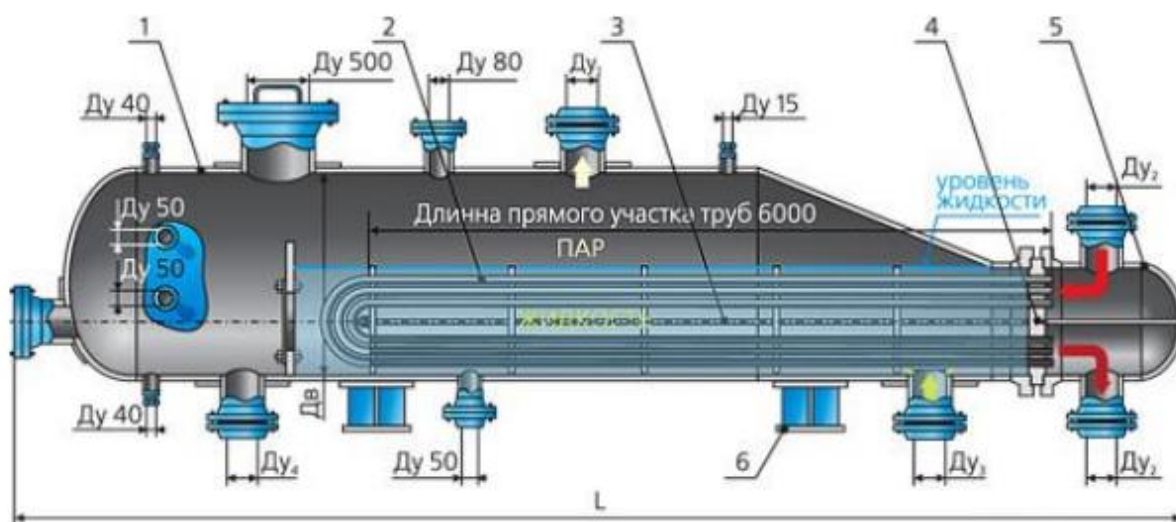


Рисунок 1.8 – Теплообменник с U-образными трубами (ребойлер):

- 1 – кожух; 2 – трубный пучок из U-образных труб; 3 – стяжка; 4 – решетка трубная;
- 5 – крышка распределительной камеры; 6 – опора [5, с. 113]

При использовании в качестве теплоносителя водяного пара технологи столкнулись с весьма неприятным явлением. Какая-то часть пара не успевает сконденсироваться в аппарате и попадает в линию конденсата. Такой пар получил название пролетного.

Появление пролетного пара – очень нежелательное явление. Во-первых, пар как высокоэффективный теплоноситель имеет немалую стоимость. И если даже незначительная его часть не используется, это влияет на экономику производства. Поэтому перед технологами и конструкторами появилась задача разработать устройства, во-первых, отделяющие конденсат от пролетного пара, и, во-вторых, возвращающие пролетный пар обратно в линию теплоносителя. Для этих целей применяются конденсатоотводчики.

Конденсатоотводчик – это специальная арматура, которая устанавливается на трубопроводах и предназначается для автоматического отвода конденсата. Отделение воды от пара осуществляется с помощью гидравлического или механического затвора.

Конструктивно конденсатоотводчики можно разделить на три группы: механические, термостатические и термодинамические. Выбор того или иного типа определяется поставленными задачами. Но при проектировании теплообменника, в котором будет использоваться водяной пар, необходимо обязательно предусмотреть установку этого устройства.

1.2. Общие требования к проектированию

Проектирование теплообменного аппарата — это процесс разработки технической документации, по которой возможно изготовление нового теплообменника, отвечающего заданным требованиям, это творческий процесс определения общей конструкции (схемы) аппарата в целом. Проектирование предшествует конструированию и представляет собой поиск научно-обоснованных, технически осуществимых и экономически

целесообразных инженерных решений [7, с. 59]. На этом этапе часто рассматриваются несколько вариантов конструкций. Окончательный вариант конструкции аппарата выбирается на основе проведенных теплогидравлических, прочностных и оптимизационных расчетов.

Следующим этапом работы является конструирование, когда, опираясь на результаты проектирования, проводят более детальную проработку элементов конструкции с учетом технологии изготовления и уточняют все принятые при проектировании инженерные решения.

В процессе конструирования создаются чертежи теплообменного аппарата, формулируются технические требования к изготовлению аппарата и его элементов, разрабатывается техническая документация.

Теплообменные аппараты турбоустановок должны отвечать определенным общим требованиям, которые являются исходными при их проектировании. К этим требованиям относятся высокая экономичность и тепловая производительность, простота конструкции, обеспечение заданных теплогидравлических показателей, компактность и малый вес аппарата, оптимальная стоимость материалов и изготовления, быстрота и доступность ремонта, надежность в работе, удобство монтажа, длительный срок службы, соответствие требованиям охраны труда, ведомственным нормам и правилам Ростехнадзора, государственным стандартам.

Выполнение каждого из этих требований достигается определенными приемами и методами.

- Высокая тепловая производительность теплообменного аппарата определяется многими факторами, в первую очередь высокой теплопроводностью материала, интенсивным теплообменом, своевременной очисткой трубной системы аппарата, поддержанием оптимального режима работы, малым загрязнением поверхности теплообмена.

- Экономичность работы аппарата. Обеспечивается путем малых затрат на энергию при прокачивании теплоносителей, при удлинении межремонтных промежутков, при максимальном упрощении обслуживания.
- Заданные проектные показатели работы аппарата. Можно обеспечить, выбирая оптимальные температуры теплоносителей, правильный расчет поверхности теплообмена, подбирая надлежащие конструкционные материалы, наивыгоднейшие скорости теплоносителей.
- Простота конструкции, дешевизна, компактность и малый вес аппарата. Это обеспечивает правильный выбор типа аппарата, формы поверхности теплообмена, стоимость конструкционных материалов, степень сложности основных деталей и узлов.
- Удобство монтажа и ремонта, надежность в работе и длительный срок службы. Это обеспечивает удачный выбор конструкции аппарата, высокая точность расчетов на прочность и теплогидравлических расчетов, унификация и типизация деталей и узлов, высокое качество обслуживания, ремонтов и испытаний [2, с. 214].

При проектировании аппарата должны использоваться достижения техники и науки в теории гидродинамики, теплообмена, технической эстетики и конструкционных материалов.

При строгом соблюдении стандартов, норм и технических условий при проектировании удешевляется процесс конструирования, изготовления, транспортирования и эксплуатации теплообменного аппарата.

При конструировании аппарата не стоит применять большое число типоразмеров, пусть даже стандартных узлов, деталей или марок материалов, за счет этого упрощается процесс изготовления и ремонта оборудования.

Технология изготовления, определяемая технической оснащенностью завода-изготовителя, и серийность изделия влияют на форму, толщину стенок, надежность и стоимость аппарата. Так, например, снижение веса теплообменника при проектировании имеет важное значение для экономии

конструкционных материалов. При этом наибольшее значение имеют уменьшение диаметра теплообменных трубок, увеличение скорости теплоносителей и снижение давления в трубном и межтрубном пространствах.

Вес аппарата растет с увеличением плотности конструкционных материалов и снижается с увеличением допускаемого напряжения. Одним из способов снижения веса теплообменного аппарата (например, ПВД) при проектировании может быть отказ от многоходового кожухотрубного теплообменника в пользу змеевикового аппарата за счет снижения веса корпуса, отсутствия трубных досок, промежуточных перегородок и т. д.

Перечисленные выше требования и условия не исчерпывают всех факторов, имеющих важное значение при проектировании теплообменных аппаратов. Однако даже краткий перечень говорит об их многообразии. Поскольку удовлетворить все требования в полной мере невозможно, максимально полное выполнение этих противоречивых условий и составляет основу рационального проектирования теплообменных аппаратов.

1.3. Стадии проектирования

Процесс проектирования таких сложных изделий, как теплообменный аппарат, проводится поэтапно в следующей последовательности (согласно ГОСТ 2.103—68):

1. Разработка технического задания на проектирование.

Техническое задание на проектирование является первичным, основополагающим документом, которым руководствуются проектировщики, приступая к разработке нового аппарата. Техническое задание разрабатывает либо заказчик, либо конструкторский отдел завода-изготовителя, оно формируется с участием специалистов различных подразделений конструкторского бюро. Основная нагрузка на этом этапе

сосредоточена на специализированных отделах — отделе теплообменного оборудования и отделе расчетов [1, с. 77]. Поскольку отдел расчетов занимается расчетом всей турбоустановки в целом, данные по характеристикам отборов пара и всей турбоустановке выдают специалисты именно этого отдела. Требования, включаемые в техническое задание, как правило, основываются на современных достижениях науки и техники, на результатах выполненных научно-исследовательских и экспериментальных работ.

2. Разработка технического предложения.

Техническое предложение разрабатывается в том случае, если это предусмотрено техническим заданием. Это совокупность конструкторских документов, содержащих технические и технико-экономические обоснования необходимости в разработке документации по данному аппарату.

Техническое предложение после согласования и утверждения в установленном порядке является основанием для разработки эскизного проекта.

3. Эскизное проектирование.

На этапе эскизного проектирования технические требования, сформулированные в техническом задании, находят свое дальнейшее развитие. При эскизном проектировании формируется представление об аппарате в целом, разрабатывается конструкция аппарата, определяются его технические характеристики. На этом же этапе производятся необходимые тепловые, прочностные, гидравлические расчеты.

Технологическая последовательность эскизного проектирования горизонтального подогревателя сетевой воды приведена на рис. 1.9.

Первой стадией эскизного проекта является создание варианта компоновки трубного пучка. Это многоплановая задача, при решении которой закладываются многие факторы, влияющие в последующем на всю конструкцию подогревателя, так как одновременно с компоновкой трубного

пучка определяются габаритные размеры корпуса аппарата и расстановка пароприемных патрубков. Поэтому процесс компоновки сопровождается тепловыми и прочностными расчетами, а результатом его является теоретический чертеж.



Рисунок 1.9 – Технологическая последовательность эскизного проектирования горизонтального подогревателя сетевой воды [4, с. 341]

4. Выполнение технического проекта.

Технический проект – это набор конструкторских документов, содержащих конечные технические решения о разрабатываемом теплообменном аппарате и исходные данные для рабочей документации.

Технический проект после согласования и утверждения в установленном порядке служит основанием для разработки рабочей конструкторской документации. На стадии технического проектирования детализируются решения, полученные при эскизном проектировании. В техническом проекте должны быть отражены все моменты, обеспечивающие высокий технический уровень нового аппарата как в процессе изготовления и сборки, так и в процессе эксплуатации. Все расчеты технического проекта выполняются в окончательном виде, не требующем проверки или уточнения на этапе разработки рабочей документации. Обязательными документами для технического проекта являются чертеж общего вида, транспортировочный чертеж, ведомость технического проекта и пояснительная записка.

5. Разработка рабочей документации.

Разработка рабочей документации является заключительным этапом проектирования, задачей которого является полная детализация проектных решений, обеспечивающая осуществление всех производственных операций, связанных с реализацией этих решений. Рабочая конструкторская документация разрабатывается для изготовления головного образца аппарата и дальнейшего производства аппаратов. Рабочая конструкторская документация корректируется с учетом результатов изготовления и испытаний головного образца аппарата. На этапе разработки рабочей документации завершается отработка конструкции на технологичность и техническая подготовка производства [7, с. 94].

В процессе рабочего проектирования происходит согласование рабочей документации со всеми техническими службами предприятия.

Разрабатываемая эксплуатационная документация предназначена для изучения конструкции теплообменного аппарата обслуживающим персоналом с целью обеспечения правильной его эксплуатации. В состав этой документации входят описание и инструкция по эксплуатации, формуляры и паспорта на каждый аппарат.

На этапе разработки эксплуатационной документации в соответствии со спецификацией сетевого подогревателя или другого теплообменника, содержащей весь перечень документации, выпускаемой конструкторским отделом на аппарат, определяется состав документации, отправляемой вместе с аппаратом на станцию. Часть документации уже была разработана на этапах технического и рабочего проекта (в первую очередь — это монтажные чертежи и набор необходимых расчетов), другая часть документации создается на настоящем этапе.

1.4. Рекомендации по конструированию теплообменных аппаратов

Для ускорения и облегчения проектирования и изготовления аппаратов на целый ряд деталей теплообменников разработаны стандарты. По стандартам выбираются отдельные детали аппаратов: днища, штуцеры, люки, крепежные детали, фланцевые соединения аппаратов и др.

Главным составным элементом корпуса является обечайка — наиболее металлоемкий и ответственный узел (деталь) любого теплообменного аппарата. Форма корпуса, а, следовательно, и обечайки определяется техническими требованиями, предъявляемыми к тому или иному аппарату, а также конструктивными соображениями проектировщиков, и чаще всего может быть цилиндрической или коробчатой (многогранной) [6, с. 21].

Наибольшее распространение получили цилиндрические обечайки, отличающиеся простотой изготовления и рациональным расходом материала, поэтому при конструировании аппаратов, если это не противоречит каким-либо особым требованиям, предъявляемым к аппарату, рекомендуется применять цилиндрические обечайки. В зависимости от назначения цилиндрические обечайки находят применение как в аппаратах вертикального, так и горизонтального исполнения, при этом предпочтение следует отдавать вертикальному исполнению, особенно для тонкостенных аппаратов, работающих при небольшом давлении теплоносителя в них. В

этом случае исключаются дополнительные изгибающие напряжения в корпусе от действия веса аппарата и теплоносителя в нем, имеющие место в горизонтальных аппаратах, лежащих на отдельных опорах.

При конструировании цилиндрических обечаек, независимо от материала и технологии их изготовления, преимущественно следует придерживаться внутренних базовых диаметров согласно ГОСТ 9617 [5, с. 384].

Обечайки коробчатой формы, получившие значительное распространение в конденсаторостроении, относительно более материалоемки и более сложные в изготовлении по сравнению с цилиндрическими. Наряду с коробчатыми обечайками в конструкциях теплообменников иногда встречаются отдельные прямоугольные плоские стенки, которые могут рассматриваться как элементы, образующие коробчатую обечайку.

При конструировании коробчатых обечаек и их элементов следует руководствоваться следующими основными положениями [4, с. 313]:

- размеры отдельных плоских прямоугольных стенок, по возможности, следует выбирать малыми;
- при значительных размерах плоских прямоугольных стенок их целесообразно усиливать ребрами;
- для сварных обечаек сварка элементов плоских стенок из листового проката должна быть только стыковой, вне зоны плавного перехода по радиусу;
- сварные швы в стенках следует располагать в местах, отстоящих от любого их края на $1/4$ расстояния между противоположными краями (укрепляющими ребрами и т.п.);
- отверстия для труб, лазов и т.п. в зоне швов делать не рекомендуется.

Составными элементами корпусов теплообменных аппаратов являются днища, которые, как правило, органически связаны с обечайкой аппарата и

изготавливаются из того же материала. В сварных аппаратах днища обычно привариваются к обечайке. Форма днища определяется формой сопрягаемой с ним обечайки, давлением среды в нем, конструктивными соображениями. Эллиптическая форма днищ в цилиндрических аппаратах является наиболее рациональной с точки зрения восприятия давления теплоносителя. Этим и объясняется широкое применение в конструкциях аппаратов штампованных из листового проката эллиптических днищ. Штампованные эллиптические днища рекомендуется применять в сварных цилиндрических аппаратах. Размеры и типы штампованных днищ, как правило, должны соответствовать стандартам и нормам.

В обечайках и днищах аппаратов весьма часто требуется иметь разного рода отверстия для штуцеров, вводов труб, люков, лазов и т.п. Такие отверстия могут быть неукрепленными и укрепленными. Неукрепленными считаются отверстия под развальцовку трубок и под резьбу.

Укрепление отверстий обычно осуществляется втулками, накладками и бобышками. Основные размеры укрепляющих элементов (высота и толщина втулок, диаметр накладок, высота и диаметр бобышек) определяются, исходя из условия равенства площади сечения материала укрепляемой стенки номинальной расчетной толщины, удаляемого при образовании отверстия, площади сечения добавляемых укрепляющих элементов, изготовленных из тех же материалов, что и укрепляемые стенки.

В случае невыполнения этого условия — даже при наличии укрепляющих элементов — отверстия считаются укрепленными частично.

Располагать отверстия эллиптической или прямоугольной формы в цилиндрических обечайках рекомендуется так, чтобы малая ось отверстия была бы направлена вдоль образующей цилиндра [3, с. 209].

Трубы, преимущественно цилиндрические и в большинстве случаев изготовленные из пластичных материалов, имеют весьма широкое применение в конструкциях теплообменных аппаратов. Они являются

основной составной частью различных типов теплообменников, из них изготавливаются многие внутренние и внешние узлы и детали аппаратов. Выбор материала труб, используемых в качестве узлов и деталей аппарата, должен быть согласован с материалом сопрягаемых деталей аппарата в части коррозионной стойкости, свариваемости и т.д.

Установка аппаратов на фундаменты или на специальные несущие конструкции осуществляется большей частью посредством опор. Чаще всего одна из опор жестко соединяется с фундаментом, остальные же должны иметь свободное перемещение относительно фундамента, что достигается установкой под опоры стальных плит, допускающих скольжение по ним опор. В тех случаях, когда исключается изменение длины аппарата от температурных удлинений, допускается устанавливать аппарат на неподвижные опоры. В местах установки опор на корпус аппарата действуют сосредоточенные нагрузки (реакция опор), из-за чего существует опасность местной потери устойчивости корпуса. Поэтому число опор в аппарате должно быть выбрано таким, чтобы обеспечить достаточную прочность и устойчивость корпуса.

Одним из основных элементов теплообменных аппаратов являются трубные доски, отделяющие внутритрубное пространство от межтрубного и представляющие собой перегородки, в которых закрепляются трубки поверхности теплообмена. По форме трубные доски бывают круглые, кольцевые и многоугольные. Наибольшее распространение имеют круглые доски.

Трубные доски изготавливаются в основном из листового проката, а в ряде случаев — литыми, причем, как правило, материал досок должен быть более прочным и жестким, чем материал трубок.

Размещение трубок в трубных досках производится по вершинам равносторонних треугольников, вершинам квадратов и концентрическим окружностям. Наиболее рациональным является размещение по вершинам

равносторонних треугольников, при котором при одном и том же шаге между трубками на трубной доске размещается наибольшее число трубок. Размещение по вершинам квадратов целесообразно производить при необходимости чистки межтрубного пространства аппаратов.

Практически во всех аппаратах применяются внутренние поперечные промежуточные перегородки, обеспечивающие определенную аэродинамику обтекания трубок и скорость потока, от которой зависит уровень теплообмена в аппарате. Рациональная расстановка промежуточных перегородок позволяет избежать опасной вибрации и связанного с ней разрушения трубок пучка. При установке поперечных перегородок важно обеспечить возможно меньший зазор между корпусом и перегородкой. Обычно радиальный зазор между корпусом и перегородкой составляет не более одного процента от внутреннего радиуса корпуса аппарата. С целью обеспечения технологичности изготовления при конструировании необходимо предусматривать зазоры между трубками и отверстиями в перегородках, а также между внешними краями перегородок и внутренней поверхностью кожуха.

Для предохранения трубок, расположенных напротив входного патрубка, от повреждений необходимо устанавливать отражательную перегородку (щит). Щит обычно изготавливается в виде плоской или изогнутой пластины несколько больших размеров, чем внутренний диаметр патрубка.

В силу наличия градиента температур, возникающего при течении теплоносителей в аппаратах, различные части их во время эксплуатации имеют неодинаковые температуры, вызывающие в жестких конструкциях дополнительные температурные напряжения. Если суммарные напряжения (от давления среды и от температурных расширений) получаются выше допустимых, жесткие конструкции применять не разрешается. В этом случае

в аппаратах должны быть предусмотрены устройства для компенсации температурных напряжений.

Применяются в основном следующие два вида компенсаторов: гибкий компенсатор (линза, мембрана), устанавливаемый между частями аппарата, имеющими различную температуру, и сальниковый компенсатор, позволяющий свободно перемещаться отдельным частям аппарата относительно друг друга.

Линзовые компенсаторы могут применяться как в вертикальных, так и в горизонтальных аппаратах, а также в трубопроводах. Область их применения ограничивается относительно небольшими избыточными давлениями, обычно до 0,6 МПа, значительно реже до 1,6 МПа и более.

Существенным преимуществом сальниковых компенсаторов перед линзовыми является возможность применения их при давлениях теплоносителей, значительно больших, чем для линзовых. Вместе с тем у сальниковых компенсаторов имеется и существенный недостаток — возможность пропусков рабочей среды и связанная с этим необходимость периодической их подтяжки.

1.5. Перспективные разработки по совершенствованию теплообменных аппаратов

Эффективность и надежность теплообменных аппаратов имеют большое значение для экономичной работы всей турбоустановки в целом, поэтому вопросам расчета, проектирования и эксплуатации теплообменных аппаратов, а также перспективным разработкам по их совершенствованию необходимо уделять большое внимание. Совершенствование теплообменного оборудования турбоустановок должно позволить либо снизить расход дорогостоящих материалов для вновь создаваемых турбоустановок, уменьшить их габариты и облегчить компоновку энергоустановки в целом,

либо экономить топливо (теплоту) на действующих установках в условиях эксплуатации.

Необходимо иметь в виду, что не все специалисты согласны с целесообразностью применения тех или иных новых разработок в теплообменных аппаратах энергоустановок. Однозначным критерием в этом случае может служить только технико-экономическое обоснование, выполненное с учетом длительного опыта эксплуатации вновь созданных или модернизированных на основе этих разработок аппаратов [3, с. 284].

Совершенствование теплообменных аппаратов осуществляется как в рамках традиционных конструкций путем модернизации отдельных элементов, так и в направлении создания принципиально новых аппаратов.

Улучшение конструкций аппаратов должно обеспечивать при высокой надежности интенсификацию в них теплообмена, что может быть достигнуто применением интенсифицированных поверхностей теплообмена, таких, например, как оребренные и различно профилированные трубки, а также использования других методов интенсификации теплообмена. Повышению тепловой эффективности аппаратов способствует и совершенствование аэродинамики трубных пучков, когда создаются условия для равномерного омывания теплоносителем поверхности теплообмена аппарата без застойных зон или труднодоступных участков, а также устранение или учет влияния протечек теплоносителя в зазорах промежуточных перегородок и помимо трубного пучка.

С учетом неизбежного роста дефицита водных ресурсов проводятся исследования по разработке систем охлаждения конденсаторов с минимальной потребностью в воде либо вообще безводных систем охлаждения.

Интенсификация теплообмена в аппаратах позволяет добиться существенного уменьшения массогабаритных характеристик теплообменных аппаратов, а также повысить эффективность и надежность их работы

Совершенствование теплообменных аппаратов является одной из важных задач. Ужесточение требований к массогабаритным характеристикам энергетического оборудования при одновременном росте тепловых нагрузок, скоростей рабочих сред и коррозионной активности воды, а также возможность загрязнения теплообменных поверхностей вынуждают разработчиков и изготовителей теплообменных аппаратов искать новые методы повышения их эффективности.

Проблема повышения эффективности и надежности теплообменников относится к задачам системного анализа. Сложность постановки данной задачи не позволяет решать ее точными методами, но требует комплексного учета большого количества разноплановых факторов. Поэтому приходится искать разумный компромисс, наиболее целесообразный для конкретного аппарата и конкретных условий его эксплуатации.

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Выполнить тепловой, конструктивный, гидравлический и механический расчеты горизонтального кожухотрубного теплообменного аппарата, служащего для подогрева свободного нефтяного газа водой. Рассчитать тепловую изоляцию теплообменного аппарата.

Исходные данные:

- горячий теплоноситель – вода;
- начальная температура горячего теплоносителя $t'_1 = 95 \text{ }^\circ\text{C}$;
- конечная температура горячего теплоносителя $t''_1 = 70 \text{ }^\circ\text{C}$;
- расчетное давление горячего теплоносителя $p_1 = 1 \text{ МПа}$;
- холодный теплоноситель – свободный нефтяной газ;
- начальная температура горячего теплоносителя $t'_2 = -30,5 \text{ }^\circ\text{C}$;
- конечная температура холодного теплоносителя $t''_2 = 40 \text{ }^\circ\text{C}$;
- массовый расход холодного теплоносителя $\dot{m}_2 = 1,8 \text{ кг / с}$;
- расчетное давление холодного теплоносителя $p_2 = 2 \text{ МПа}$;
- коэффициент потерь тепла в окружающую среду $\xi = 0,97$.

3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА

3.1 Тепловой расчет

Целью теплового расчета является определение необходимой площади теплопередающей поверхности, соответствующей при заданных температурах оптимальным гидродинамическим условиям процесса, и выбор стандартизированного теплообменника.

Из основного уравнения теплопередачи

$$F = \frac{Q}{K \cdot \Delta t_{cp}}, \quad (1)$$

где F - площадь теплопередающей поверхности, м²;

Q - тепловая нагрузка аппарата, Вт;

K - коэффициент теплопередачи, Вт/(м²К);

Δt_{cp} - средний температурный напор, К.

3.1.1 Определение тепловой нагрузки аппарата

В рассматриваемой работе нагревание нефтяного газа осуществляется в горизонтальном кожухотрубчатом теплообменнике теплотой подготовленной воды, поэтому для теплообменного аппарата будет справедливо следующее уравнение теплового баланса (сохранения энергии)

$$\dot{Q} = \dot{m}_1 \cdot c_1 \cdot (t_1' - t_1'') \cdot \xi = \dot{m}_2 \cdot c_{p2} \cdot (t_2'' - t_2') \quad (2)$$

где \dot{m}_1 – массовый расход горячего теплоносителя (воды);

c_1 – теплоемкость горячего теплоносителя (воды) при средней температуре

$t_1 = 0,5 \cdot (t_1' + t_1'')$;

\dot{m}_2 – массовый расход холодного теплоносителя (нефтяного газа);

c_{p2} - средняя удельная теплоемкость холодного теплоносителя при средней температуре $t_2 = 0,5 \cdot (t_2' + t_2'')$;

Количество теплоты, подводимое к нефтяному газу

$$\dot{Q} = 1,8 \cdot 2,01 \cdot (40 - (-30,5)) = 254,44 \text{ кВт}.$$

Средняя температура нефтяного газа:

$$t_2 = 0,5 \cdot (t_2' + t_2'') = 0,5 \cdot (-30,5 + 40) = 4,75 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (3)$$

Этому значению температуры соответствует:

$$c_{p2} = 2,01 \text{ кДж} / (\text{кг} \cdot \text{K}).$$

3.1.2 Определение расхода воды

Требуемый массовый расход подготовленной воды в теплообменном аппарате находим, используя уравнение теплового баланса (2)

$$\dot{m}_1 = \frac{\dot{Q}}{c_1 \cdot (t_1' - t_1'') \cdot \xi}.$$

Средняя температура подготовленной воды:

$$t_1 = 0,5 \cdot (t_1' + t_1'') = 0,5 \cdot (95 + 70) = 82,5 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (4)$$

Этому значению температуры соответствует:

$$c_1 = 4,197 \text{ кДж} / (\text{кг} \cdot \text{K}).$$

Тогда

$$\dot{m}_1 = \frac{254,44}{4,197 \cdot (95 - 70) \cdot 0,97} = 2,5 \text{ кг} / \text{с}.$$

3.1.3 Расчет температурного режима теплообменника

Для определения среднего температурного напора составим схему движения теплоносителей для случая противотока.

$$\begin{array}{ccc}
 t_1' = 95 \text{ }^\circ\text{C} & \xrightarrow{\text{вода}} & t_1'' = 70 \text{ }^\circ\text{C} \\
 t_2'' = 40 \text{ }^\circ\text{C} & \xleftarrow{\text{нефтяной газ}} & t_2' = -30,5 \text{ }^\circ\text{C} \\
 \Delta t_m = 95 - 40 = 55 \text{ }^\circ\text{C} & & \\
 \Delta t_{\bar{o}} = 70 - (-30,5) = 100,5 \text{ }^\circ\text{C} & &
 \end{array}$$

Определяем поправочный коэффициент, учитывающий схему движения теплоносителей. Для этого определяем параметры

$$R = \frac{\Delta t_{\bar{o}}}{\Delta t_m} = \frac{100,5}{55} = 1,83;$$

$$P = \frac{\Delta t_m}{t_1' - t_2'} = \frac{55}{95 - (-30,5)} = 0,44;$$

тогда для двухкратноперекрестного тока (задаем), используя график зависимости $\varepsilon_{\Delta t} = f(P; R)$, находим $\varepsilon_{\Delta t} = 0,93$.

Средний логарифмический температурный напор в теплообменном аппарате

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_{\bar{o}} - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{o}}}{\Delta t_m}} \cdot \varepsilon_{\Delta t} = \frac{100,5 - 55}{\ln \left(\frac{100,5}{55} \right)} \cdot 0,93 = 70,2 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (5)$$

Тогда средняя температура стенки трубы (в первом приближении)

$$t_c = t_1 - \Delta t_{cp} / 2 = 82,5 - 70,2 / 2 = 47,4 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (6)$$

3.1.4 Выбор теплофизических характеристик теплоносителей

Теплофизические свойства теплоносителей определяем при их средних температурах и заносим в табл. 1.

Таблица 3.1 - Теплофизические свойства теплоносителей

Пространство и процесс	Физические величины	Обозначения	Числовые значения
1	2	3	4
Трубное пространство (нагревание нефтяного газа)	Средняя температура нефтяного газа, °С	t_2	4,75
	Плотность газа, кг/м ³	ρ_2	19,51
	Удельная теплоемкость, Дж/(кг·К)	c_2	2010
	Теплопроводность, Вт/(м·К)	λ_2	0,033
	Динамическая вязкость, Па·с	μ_2	$11 \cdot 10^{-6}$
	Кинематическая вязкость, м ² /с	ν_2	$0,564 \cdot 10^{-6}$
	Критерий Прандтля	Pr_2	0,67
Межтрубное пространство (охлаждение воды)	Средняя температура воды, °С	t_1	82,5
	Плотность, кг/м ³	ρ_1	945,2
	Удельная теплоемкость, Дж/(кг·К)	c_1	4197
	Теплопроводность, Вт/(м·К)	λ_1	0,676
	Динамическая вязкость, Па·с	μ_1	$345 \cdot 10^{-6}$
	Кинематическая вязкость, м ² /с	ν_1	$0,355 \cdot 10^{-6}$
	Критерий Прандтля	Pr_1	2,15

Плотность нефтяного газа находим, используя уравнение состояния идеального газа

$$\rho_2 = \frac{p_2}{R \cdot T_2} = \frac{2 \cdot 10^6}{369 \cdot 277,75} = 19,51 \text{ кг / м}^3,$$

где R – удельная газовая постоянная нефтяного газа, имеющего кажущуюся молекулярную массу $\mu_2 = 22,5 \text{ кг / кмоль}$.

Коэффициент кинематической вязкости холодного теплоносителя

$$v_2 = \frac{\mu_2}{\rho_2} = \frac{11 \cdot 10^{-6}}{19,51} = 0,564 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с}.$$

Критерий Прандтля холодного теплоносителя находим, используя уравнение

$$\text{Pr}_2 = \frac{v}{a} = \frac{\mu \cdot c_p}{\lambda} = \frac{11 \cdot 10^{-6} \cdot 2010}{0,033} = 0,67.$$

Результаты расчетов заносим в табл. 1.

3.1.5 Ориентировочный расчет площади поверхности аппарата.

Выбор конструкции аппарата и материалов для его изготовления

Ориентировочным расчетом называется расчет площади теплопередающей поверхности по ориентировочному значению коэффициента теплопередачи K , выбираемому из справочных данных в зависимости от соотношения теплоносителей и их агрегатного состояния. Средний коэффициент теплопередачи от газа к жидкости (газовые нагреватели) при вынужденном движении находится в диапазоне $K = (10 - 300) \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. Принимаем $K = 180 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$, тогда ориентировочное значение площади аппарат. по формуле (1)

$$F = \frac{254440}{180 \cdot 70,2} = 20,14 \text{ м}^2.$$

Для изготовления теплообменника выберем трубы стальные бесшовные диаметром 16 x 2 мм.

Для обеспечения высокой интенсивности теплообмена со стороны нефтяного газа необходимо обеспечить турбулентный режим движения и скорость течения подготовленной газа в трубах аппарата находим, исходя из минимально допустимого значения числа Рейнольдса, соответствующего турбулентному режиму $\text{Re}_2 = 10^4$

$$w_2^{\min} = \frac{Re_2 \cdot v_2}{d_1} = \frac{10^4 \cdot 0,564 \cdot 10^{-6}}{0,012} = 0,47 \text{ м/с}.$$

Гранично допустимое значение скорости нефтяного газа в трубах составляет 25 м/с, что существенно превышает минимальное значение, поэтому принимаем $w_2 = 6,5 \text{ м/с}$.

Необходимое число труб в одном ходу аппарата n , обеспечивающее такую скорость, определим из уравнения расхода:

$$\dot{m}_2 = \rho_2 \cdot \frac{\pi d_1^2}{4} \cdot n \cdot w_2, \quad (7)$$

где $d_1 = d_2 - 2 \cdot \delta = 0,016 - 2 \cdot 0,002 = 0,012 \text{ м}$ - внутренний диаметр теплообменных труб;

n - число труб в одном ходу аппарата, шт.;

w_2 - средняя скорость движения холодного теплоносителя в трубах аппарата.

Из формулы (7)

$$n = \frac{4 \cdot \dot{m}_2}{\pi \cdot d_1^2 \cdot \rho_2 \cdot w_2} = \frac{4 \cdot 1,8}{3,14 \cdot 0,012^2 \cdot 19,51 \cdot 6,5} = 125,5 \text{ шт}.$$

Принимаем количество труб в одном ходу $n = 126 \text{ шт}$.

Проверим скорость движения нефтяного газа в трубах аппарата по формуле

$$w_2 = \frac{4 \cdot \dot{m}_2}{\pi \cdot d_1^2 \cdot \rho_2 \cdot w_2 \cdot n \cdot z} = \frac{4 \cdot 1,8}{3,14 \cdot 0,012^2 \cdot 19,51 \cdot 126 \cdot 1} = 6,5 \text{ м/с}, \quad (8)$$

где $z = 1$ - количество ходов аппарата.

Значение скорости находится в рекомендуемых пределах.

3.1.6 Уточненный расчет коэффициентов теплоотдачи и коэффициента теплопередачи

Режим движения нефтяного газа в трубках аппарата определим по следующей формуле:

$$Re_2 = \frac{w_2 \cdot d_1}{\nu_2} = \frac{6,5 \cdot 0,012}{0,564 \cdot 10^{-6}} = 0,138 \cdot 10^6 > 10^4 - \text{турбулентный.} \quad (9)$$

Для расчета процесса теплоотдачи в закрытых каналах при турбулентном режиме движения и умеренных числах Прандтля ($Pr < 80$) рекомендуется уравнение:

$$Nu_2 = 0,021 Re_2^{0,8} Pr^{0,43} \left(\frac{Pr}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (10)$$

$\left(\frac{Pr}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}$ - отношение, учитывающее влияние направления теплового потока (нагревание или охлаждение) на интенсивность теплоотдачи. Для газов принимают, что $\left(\frac{Pr}{Pr_{cm}} \right)^{0,25} \approx 1$, тогда

$$Nu_2 = 0,021 \cdot (0,138 \cdot 10^6)^{0,8} \cdot 0,67^{0,43} = 68,6,$$

$$\alpha_2 = \frac{Nu_2 \cdot \lambda_2}{d_1} = \frac{68,6 \cdot 0,033}{0,012} = 188 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

Принимаем тепловую проводимость загрязнений со стороны греющей воды:

$$\frac{1}{r_{загр1}} = 5800 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

а со стороны нагреваемого газа считаем, что

$$\frac{1}{r_{загр2}} = 0$$

Тогда

$$\frac{1}{\sum r_{загр}} = \frac{1}{\frac{1}{5800} + \frac{0,002}{46,5}} = 4642 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}.$$

Или

$$\sum r_{cm} = \frac{1}{4642} = 2,15 \cdot 10^{-4} \frac{m^2 \cdot K}{Bm}$$

где $\sum r_{cm}$ – сумма термических сопротивлений всех слоев, из которых состоит стенка, включая слои загрязнений.

При расчете коэффициента теплоотдачи со стороны греющей воды к трубам в межтрубном пространстве зададимся расположением труб в виде гексоугольника (по вершинам равносторонних треугольников), что соответствует шахматному расположению с поперечным шагом труб $s_1 = 1,3 \cdot d_2 = 1,3 \cdot 0,016 = 0,021 m$ и продольным шагом $s = s_2 = s_1 = 0,021 m$.

Задаемся средней скоростью воды в межтрубном пространстве $w_1 = 1 m/c$, тогда критерий Рейнольдса будет равен:

$$Re_1 = \frac{w_1 \cdot d_2}{\nu_1} = \frac{1 \cdot 0,016}{0,355 \cdot 10^{-6}} = 45070 > 10^4,$$

следовательно, режим движения воды в межтрубном пространстве турбулентный.

Критериальное уравнение для движения воды, омывающей шахматный пучок гладких труб при $Re_1 = 45070$ и $s_1 / s_2 = 0,021 / 0,021 = 1 < 2$ имеет вид

$$\begin{aligned} Nu_1 &= 0,35 \cdot Re_1^{0,6} \cdot Pr_1^{0,36} \cdot \left(\frac{Pr}{Pr_c}\right)^{0,25} \cdot \left(\frac{s_1}{s_2}\right)^{0,2} = \\ &= 0,35 \cdot 45070^{0,6} \cdot 2,15^{0,36} \cdot \left(\frac{2,15}{3,77}\right)^{0,25} \cdot 1^{0,2} = 256,3. \end{aligned} \quad (11)$$

Средний коэффициент теплоотдачи от воды к стенке трубы

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \cdot \lambda_1}{d_2} = \frac{256,3 \cdot 0,676}{0,016} = 10828 \frac{Bm}{m^2 \cdot K}.$$

Так теплообменная трубка тонкостенная ($d_{вн} > d_{н}$), то для расчета коэффициента теплопередачи применяем формулу для плоской стенки

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \sum r_{cm} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (12)$$

где α_1, α_2 - коэффициенты теплопередачи со стороны подготовленной воды и нефтяного газа, $\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$;

$\sum r_{cm}$ - сумма термических сопротивлений.

По формуле (12)

$$K = \frac{1}{\frac{1}{10828} + 2,15 \cdot 10^{-4} + \frac{1}{188}} = 177,7 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

Расчетная площадь поверхности теплообмена по формуле (1)

$$F = \frac{254440}{177,7 \cdot 70,2} = 20,4 м^2$$

Требуемая длина труб в аппарате

$$l = \frac{F}{\pi \cdot d_2 \cdot n} = \frac{20,4}{\pi \cdot 0,016 \cdot 126} = 3,22 м$$

Внутренний диаметр кожуха одноходового аппарата

$$D_g = 1,1 \cdot s \cdot \sqrt{n} = 1,1 \cdot 0,021 \cdot \sqrt{126} = 0,259 м. \quad (13)$$

Определяем отношение

$$l / D_g = 3,22 / 0,259 = 12,4.$$

Полученное значение существенно превышает рекомендуемый диапазон для кожухотрубных теплообменных аппаратов $l / D_g = 4 - 7$. Следовательно, теплообменный аппарат выполняем двухходовым по трубному пространству ($z = 2$). Тогда диаметр аппарата при новом значении количества труб $n' = z \cdot n = 2 \cdot 126 = 252$ шт. составит

$$D_g = 1,1 \cdot s \cdot \sqrt{n / \psi} = 1,1 \cdot 0,021 \cdot \sqrt{252 / 0,75} = 0,4 м, \quad (14)$$

где ψ – коэффициент заполнения трубной решетки; для многоходовых теплообменных аппаратов $\psi = 0,6 - 0,8$.

Требуемая длина труб в двухходовом аппарате с учетом запаса по площади теплообмена в 10 % составит

$$l = \frac{1,1 \cdot F}{\pi \cdot d_2 \cdot n'} = \frac{1,1 \cdot 20,4}{\pi \cdot 0,016 \cdot 252} = 1,77 \text{ м.}$$

Принимаем стандартную большую длину трубы $l = 2 \text{ м}$.

3.1.7 Проверочный тепловой расчет теплообменного аппарата

1) Определяем фактическую тепловую мощность выбранного ТА Q

Воспользуемся формулой Н.И.Белокопя:

$$Q = \frac{2 \cdot (t'_1 - t'_2)}{\frac{1}{W_1} + \frac{1}{W_2} + \frac{1}{W_m} \cdot \frac{e^{k \cdot F / W_m} + 1}{e^{k \cdot F / W_m} - 1}},$$

где W_m – приведенный водяной эквивалент;

$$\frac{1}{W_m} = \sqrt{\left(\frac{1}{W_1} + \frac{1}{W_2}\right)^2 - \frac{4P}{W_1 W_2}};$$

$$\frac{1}{W_1} = \frac{1}{\dot{m}_1 \cdot C_1} = \frac{1}{2,5 \cdot 4197} = 9,53 \cdot 10^{-5} \frac{^\circ\text{C}}{\text{Вт}}$$

$$\frac{1}{W_2} = \frac{1}{G_2 C_{p2}} = \frac{1}{1,8 \cdot 2010} = 2,76 \cdot 10^{-4} \frac{^\circ\text{C}}{\text{Вт}}$$

Индекс противоточности теплообменного аппарата $P = 0,44$.

Тогда

$$\frac{1}{W_m} = \sqrt{\left(9,53 \cdot 10^{-5} + 2,76 \cdot 10^{-4}\right)^2 - 4 \cdot 0,44 \cdot 9,53 \cdot 10^{-5} \cdot 2,76 \cdot 10^{-4}} = 3,03 \cdot 10^{-4}.$$

В итоге

$$Q_{cm} = \frac{2 \cdot (95 - (-30,5))}{9,53 \cdot 10^{-5} + 2,76 \cdot 10^{-4} + 3,03 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{e^{177,7 \cdot 243,03 \cdot 10^{-4}} + 1}{e^{177,7 \cdot 243,03 \cdot 10^{-4}} - 1}} = 257726 \text{ Вт.}$$

$$\text{Погрешность: } \Delta Q = \frac{|257726 - 254440|}{254440} = 1,3\%.$$

2) Рассчитаем действительные конечные температуры теплоносителей ($t''_{1д}, t''_{2д}$)

$$t''_{1д} = t'_1 - \frac{Q_{ст}}{W_1} = 95 - 257726 \cdot 9,53 \cdot 10^{-5} = 70,4 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$t''_{2д} = t'_2 + \frac{Q_{ст}}{W_2} = -30,5 + 257726 \cdot 2,76 \cdot 10^{-4} = 40,6 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Погрешности найденных температур:

$$\delta t''_1 = \frac{|t''_1 - t''_{1д}|}{t''_1} \cdot 100\% = \frac{|70 - 70,4|}{70} \cdot 100\% = 0,6\% ;$$

$$\delta t''_2 = \frac{|t''_2 - t''_{2д}|}{t''_2} \cdot 100\% = \frac{|40 - 40,6|}{40} \cdot 100\% = 1,5\% .$$

Погрешности не превышают 5%, следовательно, расчет проведен правильно.

3.2 Конструктивный расчет

Цель конструктивного расчета теплообменных аппаратов с трубчатой поверхностью теплообмена - расчет диаметров штуцеров и выбор конструкционных материалов для изготовления аппаратов, трубных решеток, способ размещения и крепления в них теплообменных

трубок и трубных решеток к кожуху; конструктивной схемы поперечных перегородок и расстояния между ними; распределительных камер, крышек и днищ аппарата; фланцев, прокладок и крепежных элементов; конструкции компенсирующего устройства, воздушников, отбойных щитков, опор и т.п.

3.2.1 Выбор конструкционных материалов для изготовления аппарата

Материал выбираем по рабочим условиям в аппарате: температуре, давлениям, химическим свойствам теплоносителей и др. При выборе материала используем рекомендациями и ГОСТ 15199-79, 15120-79, 15121-79, в которых указаны материалы основных деталей в зависимости от группы материального исполнения.

Группа материального исполнения - M_1 . Материал:

кожуха - В Ст3сп5 ГОСТ 14637-79;

распределительной камеры и крышки - В Ст3сп5
ГОСТ 14637-79;

трубы - сталь 10 ГОСТ 8733-87.

3.2.2 Выбор трубных решеток, способ размещения и крепления в них теплообменных труб и трубных решеток к кожуху

Трубные решетки изготавливаются обычно цельными, вырезкой из листа. Для каждого крепления трубок в трубной решетке ее толщина $S_{p(\min)}$ должна быть не менее (табл. 2.3 [1])

$$S_{p(\min)} = \frac{d_n}{8} + e, \quad (15)$$

где $e = 5$ - прибавка для стальных трубных решеток, мм;

$d_n = 16$ мм - наружный диаметр теплообменных трубок.

По (15):

$$S_{p(\min)} = \frac{16}{8} + 5 = 7 \text{ мм.}$$

Толщину трубной решетки выбираем в зависимости от диаметра кожуха аппарата и условного давления в аппарате, (табл. 2.3 [1]): $S_p = 37$ мм.

Размещение отверстий в трубных решетках, их шаг регламентируется для всех теплообменников ГОСТ Р 55601-2013.

По (стр. 75 [1]) определяем шаг при размещении труб по вершинам равносторонних треугольников: при $d_n = 16$ мм, $s = 21$ мм; отверстия под трубы в трубных решетках и перегородках размещаем в соответствии с ГОСТ Р 55601-2013.

Размещение отверстий в трубных решетках выбранного аппарата показано на рис. 3.1.

Основные размеры для размещения отверстий под трубы 16 x 2 мм в трубных решетках выбираем по (табл. 2.4 [1]), диаметр предельной окружности, за которой не располагаем отверстия под трубы, - $D_0 = 387$ мм, $2R = 383$ мм.

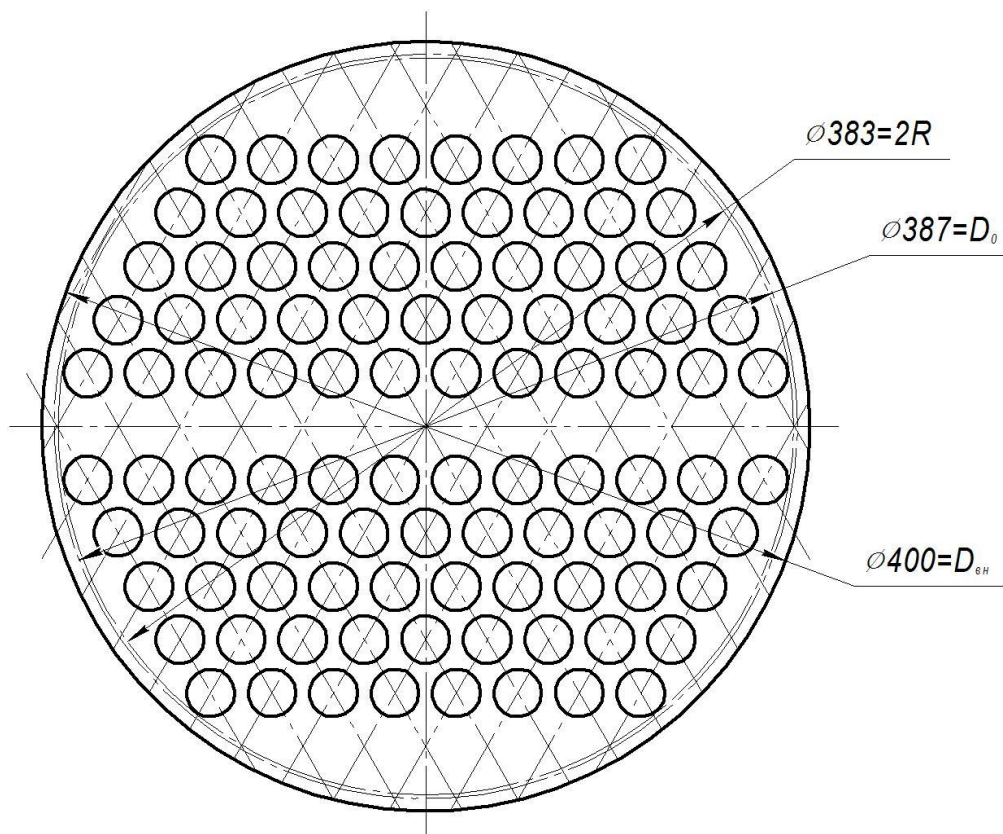


Рисунок 3.1 – Размещение отверстий в трубных решетках

Число отверстий под трубы в трубной решетке и перегородках по рядам (табл. 2.5 [1]):

1 – 126 шт;

2 – 126 шт;

Общее число труб в решетке – 252 шт.

Отверстия в трубных решетках выполняем гладкими. По ГОСТ Р 55601-2013 под трубы с наружным диаметром 16 мм установлен диаметр 16,3 мм.

Крепление труб в трубной решетке должно быть прочным, герметичным и обеспечивать их легкую замену. Применяем для крепления труб способ развальцовки с последующей отбортовкой (рис. 3.2).

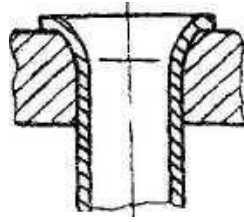


Рисунок 3.2 – Крепление труб в трубной решетке
развальцовкой с отбортовкой

Конец трубы, вставленной с минимальным зазором в отверстие трубной решетки, расширяется изнутри раскаткой роликами специального инструмента, называемого вальцовкой.

По (табл. 2.8 [1]) в соответствии с ГОСТ 26291-94 принимаем толщину стенки корпуса $S = 5$ мм.

$$\sigma_{дон} = \sigma \cdot \eta = 124 \cdot 0,1 = 12,4 \text{ МПа} \text{ – допускаемое напряжение;}$$

$$S = 0,25 \cdot 0,4 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 12,4 - 0,25) = 2,45 \text{ мм.}$$

Принимаем толщину кожуха теплообменника с учетом давления $S = 8$ мм.

3.2.3 Выбор конструктивной схемы поперечных перегородок и расстояния между ними. Отбойники

Применяем внутренние поперечные перегородки с диаметрально чередующимися в них сегментными средами для поддержания расстояния между трубами (рис. 3.3).

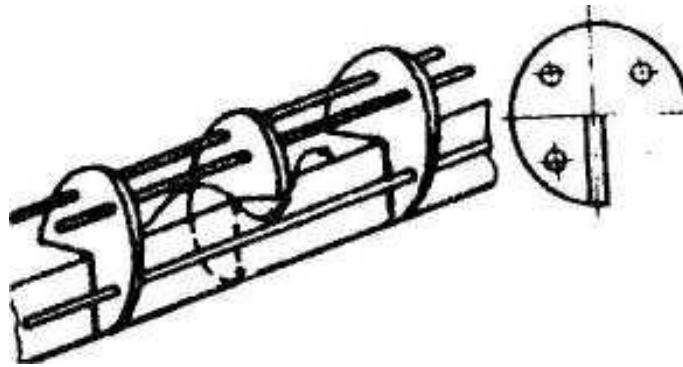


Рисунок 3.3 – Конструктивная схема поперечных перегородок

Диаметр отверстий для труб в перегородках 19 мм (ГОСТ 15118-79). Номинальный диаметр поперечных перегородок 397 мм (с. 85 [1]).

Неподвижные трубные решетки занимают место во впадинах фланцев корпуса и крышек.

Исполнительная толщина стенки обечайки:

$$S = p_{расч.} \cdot D_{вн} (2\varphi\sigma_{доп} - p_{расч.}) + c + c_1, \quad (16)$$

где $p_{расч.} = 2,5 МПа$ - расчетное давление;

$D_{вн} = 0,4 м$ - внутренний диаметр аппарата;

$\varphi = 1,0$ - коэффициент прочности сварного шва по ГОСТ 14249-80;

$c = 0$ - прибавка на коррозию;

c_1 - дополнительная прибавка к расчетным величинам, принимается по технологическим монтажным соображениям или для округления размеров. (стр.85 [1]) $D_n = 397$ мм.

$$S = 2,5 \cdot 0,4 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 12,4 - 2,5) = 22,3 \text{ мм}.$$

Принимаем исполнительную толщину стенки обечайки 37 мм.

Расстояние между перегородками принимаем по (табл. 2.9 [1]) равным 500 мм.

Взаимное расположение поперечных перегородок фиксируем несколькими стяжками между ними. Стяжки придают пучку жесткость

и дополнительную прочность, обеспечивают удобства его сборки. Они представляют собой тяги из круглого прутка, пропущенные через отверстия перегородок и трубных решеток.

В промежутке между перегородками надеты распорные трубки. Число стяжек принимаем в зависимости от диаметра аппарата (стр. 86 [1]):

диаметр стяжек – 12;

число стяжек – 6.

При входе среды (воды) в межтрубное пространство теплообменника часто устанавливают отбойник, который защищает от местного износа трубы, расположенные против входного штуцера (рис. 3.4).

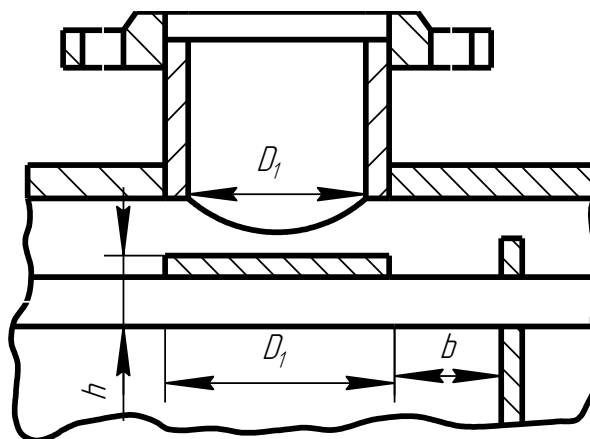


Рисунок 3.4 – Схема размещения отбойника

Отбойник выполняем в виде круглой пластины. Его размер должен быть не меньше внутреннего диаметра штуцера D_1 т. е. (стр. 87 [1])

$$D = D_1 + (10 \div 20) = 47 + 13 = 60 \text{ мм.} \quad (17)$$

Отбойник не должен создавать излишнее гидравлическое сопротивление, поэтому расстояние от внутренней поверхности корпуса до отбойника должно быть (стр. 87 [1]): $h \geq 0,2D$,

$$h = 0,2 \cdot 60 = 12 \text{ мм}.$$

Расстояние "D" от отбойника до первой перегородки должно быть не менее 10 мм для беспрепятственного распределения входящего потока среды.

3.2.4 Выбор распределительной камеры, крышки и днища аппарата

Распределительная камера направляет поток рабочей среды по теплообменным трубкам. Для создания нужного числа ходов внутри распределительной камеры устанавливаем перегородки. Узел их соединения с трубной решеткой герметизируют прокладкой, уложенной в паз трубной решетки (рис. 3.5).

Толщина перегородки принимаем равной $s_n = 6$ мм (табл. 2.10 [1]). Толщину стенки распределительной камеры принимаем равной толщине корпуса (обечайки) аппарата $s_k = 5$ мм.

Высота обечайки распределительной камеры зависит от диаметра фланцев штуцеров распределительной камеры и рассчитывается по формуле (стр. 88 [1])

$$H = D_{\phi} + (1...3)h, \quad (18)$$

где D_{ϕ} – диаметр фланца штуцера распределительной камеры, м; h – высота фланца штуцера на обечайке распределительной камеры, м.

В рассматриваемом случае имеем дело с одноходовым аппаратом поэтому перегородки в распределительных камерах будут отсутствовать.

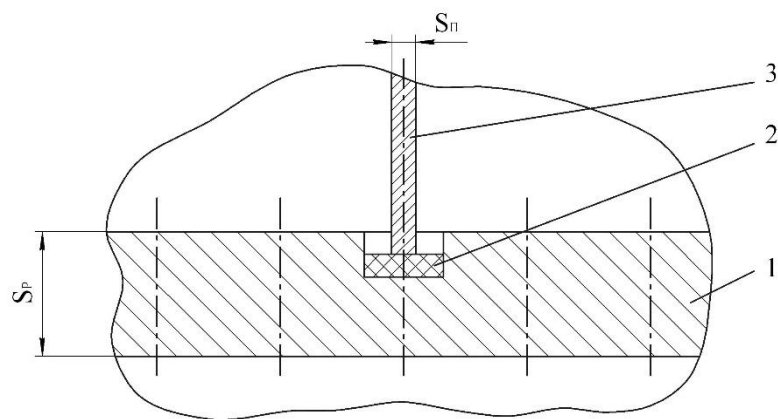


Рисунок 3.5 – Узел соединения перегородки распределительной камеры с трубной решеткой: 1 – трубная решетка; 2 – прокладка; 3 – перегородка

Крышки и днища теплообменных аппаратов выбираем в зависимости от диаметра кожуха. Наиболее распространенной формой днищ и крышек является эллиптическая форма с отбортовкой на цилиндр (рис.3.6).

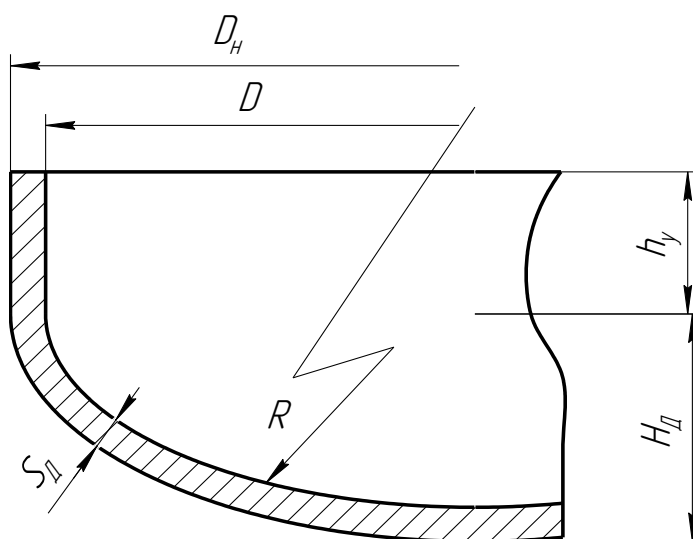


Рисунок 3.6 – Днище цилиндрическое отбортованное

По (табл. 16.1 [3]) выбираем размеры днища эллиптического отбортованного стального диаметром 400 мм: $S_d = 8\text{мм}$, $H_d = 100\text{мм}$, $h_y = 25\text{мм}$.

Днище 400×8 ГОСТ 6533-78.

3.2.5 Расчет диаметров штуцеров, выбор фланцев, прокладок и крепежных элементов

Присоединение трубопроводов к теплообменным аппаратам бывает разъемным и неразъемным. Разъемное присоединение труб осуществляется при помощи фланцевых резьбовых штуцеров. При диаметре трубопроводов более 10 мм применяют фланцевые штуцеры.

Диаметр штуцера зависит от расхода и скорости теплоносителя (стр. 91 [1])

$$\dot{m} = \rho \cdot w \cdot S, \quad (19)$$

где \dot{m} - массовый расход теплоносителя, кг / с;

w - скорость движения теплоносителя в штуцере, $\frac{м}{с}$;

$$S = \frac{\pi d_{ш}^2}{4} - \text{площадь поперечного сечения штуцера, } м^2.$$

Скорости движения теплоносителей в штуцерах выбираем по (табл. 1.4 [1],) принимая их несколько большими, чем в аппарате.

Диаметр штуцера:

$$d_{ш} = \sqrt{\frac{4 \cdot \dot{m}}{w \cdot \pi \cdot \rho}}, м. \quad (20)$$

Диаметр штуцеров для входа и выхода подготовленной воды рассчитаем по уравнению (20), принимая скорость движения подготовленной воды в штуцерах равной $2 \frac{м}{с}$.

Тогда

$$d_{ш} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,5}{2 \cdot 3,14 \cdot 945,2}} = 0,041 м.$$

Принимаем $d_{ш} = 0,05 м = 50 мм$.

Так же проводим расчет необходимости укреплений отверстий под фланцы:

Исходные данные:

Рассчитаем для начала укрепление отверстий под штуцера условного диаметра 47 мм:

Внутренний диаметр оболочки-	$D := 57$ мм
Марка стали	Ст3сп5
Внутреннее расчетное давление	$P_r := 1.0$ МПа
Расчётная температура	$t_R := 115$ C°
Исполнительная толщина стенки	$s := 4$ мм
Исполнительный диаметр отверстия	$d_o := 57$ мм
Исполнительная ширина накладного кольца	$l_2 := 0$ мм
Длина внешней части штуцера	$l_1 := 82$ мм
Длина внутренней части штуцера	$l_3 := 90$ мм

Прибавка расчетной толщины стенки
(обечайки,штуцера) $c_c := 0 \text{ мм}$

Коэффициент прочности сварных
соединений $\phi := 1$

Толщина стенки (внутренней) штуцера $s_1 := 5 \text{ мм}$

Толщина стенки (внешней) штуцера $s_3 := 5 \text{ мм}$

Исполнительная толщина накладного
кольца $s_2 := 0$

Допускаемое напряжение для материала при расчётной температуре, МПа [1.стр14]

$$\sigma_d := 148$$

Допускаемое напряжение для материала накладного кольца при расчетной температуре

$$\sigma_{d1} := \sigma_d$$

Допускаемое напряжение для материала внешней части штуцера при расчетной температуре

$$\sigma_{d2} := \sigma_d \quad +$$

Допускаемое напряжение для материала внутренней части штуцера при расчетной температуре

$$\sigma_{d3} := \sigma_d$$

$$\text{Внутренний диаметр штуцера} \quad d := d_0 - 2s_1 \quad d = 47 \text{ мм} \quad (21)$$

Расчёт укрепления отверстия в цилиндрической оболочке:

Диаметр укрепляемого элемента и расчётный диаметр отверстия в стенке обечайки:

$$D_p := D \quad d_p := \text{Ceil}(d + 2 \cdot c_c, 1) \quad [2.стр189] \quad (22)$$

$$D_p = 57 \quad \text{мм} \quad d_p = 47 \quad \text{мм}$$

Условия применимости формул: [2.стр187]

$$U := \begin{cases} \text{"Отношение диаметров НЕ выполняется"} & \text{if } \frac{d_p - 2 \cdot cc}{D} > 1.0 \\ \text{"Отношение толщины к диаметру НЕ выполняется"} & \text{if } \frac{s - cc}{D} > 0.1 \\ \text{"Условия применения формул выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U = \text{"Условия применения формул выполняются"} \quad \frac{s - cc}{D} = 0.07$$

Расчёт толщины стенок

Цилиндрической оболочки:

$$s_p := \frac{P_r \cdot D_p}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_d - P_r} \quad s_p = 0.193 \quad \text{мм} \quad (23)$$

Штуцера:

$$s_{p1} := \frac{P_r \cdot (d + 2 \cdot cc)}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_d - P_r} \quad s_{p1} = 0.159 \text{мм} \quad (24)$$

Расчётная длина штуцера

$$l_{1p} := \min[l_1, \sqrt{(d + 2 \cdot cc) \cdot (s_1 - cc)}] \quad l_{1p} = 15.33 \quad \text{мм} \quad (25)$$

$$l_{3p} := \min[l_3, \sqrt{(d + 2 \cdot cc) \cdot (s_3 - cc)}] \quad l_{3p} = 15.33 \quad \text{мм} \quad (25)$$

Ширина зоны укрепления в обечайке:

$$L_o := \sqrt{D_p \cdot (s - cc)} \quad \underline{L_o} := \text{Ceil}(L_o, 1) \quad (26)$$

$$L_o = 16 \quad \text{мм}$$

Расчётная ширина зоны укрепления в стенке обечайки [2.стр191]

$$l_p := L_0 \quad l_p = 16 \text{ мм}$$

Расчётная ширина накладного кольца

$$l_{2p} := \min[l_2, \sqrt{D_p \cdot (s_2 + s - cc)}] \quad l_{2p} = 0 \quad \text{мм} \quad (27)$$

Отношения допускаемых напряжений: [2.стр192]

$$\text{-для внешней части штуцера} \quad \chi_1 := \min\left(1, \frac{\sigma_{d1}}{\sigma_d}\right) \quad \chi_1 = 1$$

$$\text{-для накладного кольца} \quad \chi_2 := \min\left(1, \frac{\sigma_{d2}}{\sigma_d}\right) \quad \chi_2 = 1$$

$$\text{-для внутренней части штуцера} \quad \chi_3 := \min\left(1, \frac{\sigma_{d3}}{\sigma_d}\right) \quad \chi_3 = 1$$

Расчётный диаметр одиночного отверстия, не требующего дополнительного укрепления:

$$d_{op} := 0.4 \cdot \sqrt{D_p \cdot (s - cc)} \quad d_{op} = 6.04 \quad \text{мм} \quad (28)$$

Расчетный диаметр одиночного отверстия, не требующий дополнительного укрепления при наличии избыточной толщины стенки сосуда

$$d_0 := 2 \cdot \left[\left(\frac{s - cc}{s_p} \right) - 0.8 \right] \cdot \sqrt{D_p \cdot (s - cc)} \quad d_0 = 601.02 \quad \text{мм} \quad (29)$$

Проверка необходимости укрепления отверстия:

$$U2 := \begin{cases} \text{"Необходимо укрепление отверстия"} & \text{if } d_0 < d \\ \text{"Укрепление отверстия не требуется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$U2 = \text{"Укрепление отверстия не требуется"}$

Диаметр штуцеров для входа и выхода нефтяного газа, расход которого $\dot{m}_2 = 1,8 \text{ кг/с}$.

При скорости газа в штуцере $w_{2ш} = 6,5 \text{ м/с}$

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,8}{6,5 \cdot 3,14 \cdot 19,51}} = 0,134 \text{ м.}$$

Принимаем $d_{ш} = 146 \text{ мм}$.

Так же проводим расчет необходимости укреплений отверстий под фланцы:

Исходные данные:

Рассчитаем для начала укрепление отверстий под штуцера условного диаметра 146 мм:

Внутренний диаметр оболочки-	$D := 159$ мм
Марка стали	Ст3сп5
Внутреннее расчетное давление	$P_r := 2.0$ МПа
Расчётная температура	$t_R := 115$ C°
Исполнительная толщина стенки	$s := 6$ мм
Исполнительный диаметр отверстия	$d_o := 159$ мм
Исполнительная ширина накладного кольца	$l_2 := 0$ мм
Длина внешней части штуцера	$l_1 := 65$ мм
Длина внутренней части штуцера	$l_3 := 73$ мм
Прибавка расчетной толщины стенки (обечайки,штуцера)	$cc := 1$ мм
Коэффициент прочности сварных соединений	$\phi := 1$
Толщина стенки (внутренней) штуцера	$s_1 := 6$ мм
Толщина стенки (внешней) штуцера	$s_3 := 6$ мм
Исполнительная толщина накладного кольца	$s_2 := 0$

Допускаемое напряжение для материала при расчётной температуре, МПа

[1.стр14]

$$\sigma_d := 148$$

Допускаемое напряжение для материала накладного кольца при расчетной температуре

$$\sigma_{d1} := \sigma_d$$

Допускаемое напряжение для материала внешней части штуцера при расчетной температуре

$$\sigma_{d2} := \sigma_d$$

Допускаемое напряжение для материала внутренней части штуцера при расчетной температуре

$$\sigma_{d3} := \sigma_d$$

$$\text{Внутренний диаметр штуцера} \quad d := d_o - 2s_1 \quad d = 147 \text{ мм} \quad (30)$$

Расчёт укрепления отверстия в цилиндрической оболочке:

Диаметр укрепляемого элемента и расчётный диаметр отверстия в стенке обечайки:

$$D_p := D \quad d_p := \text{Ceil}(d + 2 \cdot cc, 1) \quad [2.стр189]$$

$$D_p = 159 \quad \text{мм} \quad d_p = 149 \text{ мм}$$

Условия применимости формул: [2.стр187]

$$U := \begin{cases} \text{"Отношение диаметров НЕ выполняется"} & \text{if } \frac{d_p - 2 \cdot cc}{D} > 1.0 \\ \text{"Отношение толщины к диаметру НЕ выполняется"} & \text{if } \frac{s - cc}{D} > 0.1 \\ \text{"Условия применения формул выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U = \text{"Условия применения формул выполняются"} \quad \frac{s - cc}{D} = 0.031$$

Расчёт толщины стенок

Цилиндрической оболочки:

$$s_p := \frac{P_r \cdot D_p}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_d - P_r} \quad s_p = 1.082 \text{ мм} \quad (31)$$

Штуцера:

$$s_{p1} := \frac{P_r \cdot (d + 2 \cdot cc)}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_d - P_r} \quad s_{p1} = 1.014 \text{ мм} \quad (32)$$

Расчётная длина штуцера

$$l_{1p} := \min[l_1, \sqrt{(d + 2 \cdot cc) \cdot (s_1 - cc)}] \quad l_{1p} = 27.295 \text{ мм} \quad (33)$$

$$l_{3p} := \min[l_3, \sqrt{(d + 2 \cdot cc) \cdot (s_3 - cc)}] \quad l_{3p} = 27.295 \text{ мм} \quad (34)$$

Ширина зоны укрепления в обечайке:

$$L_o := \sqrt{D_p \cdot (s - cc)} \quad \underline{L_o} := \text{Ceil}(L_o, 1) \quad (35)$$

$$L_o = 29 \text{ мм}$$

Расчётная ширина зоны укрепления в стенке обечайки [2.стр191]

$$l_p := L_o \quad l_p = 29 \text{ мм}$$

Расчётная ширина накладного кольца

$$l_{2p} := \min\left[l_2, \sqrt{D_p \cdot (s_2 + s - cc)}\right] \quad l_{2p} = 0 \quad \text{мм} \quad (36)$$

Отношения допускаемых напряжений: [2.стр192]

$$\text{-для внешней части штуцера} \quad \chi_1 := \min\left(1, \frac{\sigma_{d1}}{\sigma_d}\right) \quad \chi_1 = 1$$

$$\text{-для накладного кольца} \quad \chi_2 := \min\left(1, \frac{\sigma_{d2}}{\sigma_d}\right) \quad \chi_2 = 1$$

$$\text{-для внутренней части штуцера} \quad \chi_3 := \min\left(1, \frac{\sigma_{d3}}{\sigma_d}\right) \quad \chi_3 = 1$$

Расчётный диаметр одиночного отверстия, не требующего дополнительного укрепления:

$$d_{op} := 0.4 \cdot \sqrt{D_p \cdot (s - cc)} \quad d_{op} = 11.278 \quad \text{мм} \quad (37)$$

Расчетный диаметр одиночного отверстия, не требующий дополнительного укрепления при наличии избыточной толщины стенки сосуда

$$d_0 := 2 \cdot \left[\left(\frac{s - cc}{s_p} \right) - 0.8 \right] \cdot \sqrt{D_p \cdot (s - cc)} \quad d_0 = 215.564 \quad \text{мм} \quad (38)$$

Проверка необходимости укрепления отверстия:

$$U2 := \begin{cases} \text{"Необходимо укрепление отверстия"} & \text{if } d_0 < d \\ \text{"Укрепление отверстия не требуется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U2 = \text{"Укрепление отверстия не требуется"}$$

Проверка условия укрепления одиночного отверстия: [2.стр193]

$$A_1 := l_{1p} \cdot (s_1 - s_{p1} - cc) \cdot \chi_1 \quad A_1 = 108.807 \text{ мм}^2$$

$$A_2 := l_{2p} \cdot s_2 \cdot \chi_2 \quad A_2 = 0 \text{ мм}^2$$

$$A_3 := l_{3p} \cdot (s_3 - 0 - cc) \cdot \chi_3 \quad A_3 = 136.473 \text{ мм}^2 \quad +$$

$$A_{p.c} := l_p \cdot (s - s_p - cc) \quad A_{p.c} = 113.633 \text{ мм}^2$$

$$A_p := 0.5 \cdot (d_p - d_{op}) \cdot s_p \quad A_p = 74.482 \text{ мм}^2$$

$$\text{Sum} := A_1 \cdot \chi_1 + A_2 \cdot \chi_2 + A_3 \cdot \chi_3 + A_{p.c} \quad \text{Sum} = 358.913 \text{ мм}^2$$

$$\text{Usl}_3 := \begin{cases} \text{"Условие укрепления отверстия выполняется"} & \text{if } \text{Sum} \geq A_p \\ \text{"Условие укрепления отверстия НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Usl}_3 = \text{"Условие укрепления отверстия выполняется"}$$

Произведем расчет приварных фланцев для установленных на входе/выходе воды

Исходные данные:

Внутренний диаметр фланца: $D := 47 \text{ мм}$

Наружный диаметр фланца: $D_H := 160 \text{ мм}$

Диаметр окружности
расположения болтов: $D_6 := 125 \text{ мм}$

Наружный диаметр прокладки: $D_{Hn} := 87 \text{ мм}$

Ширина прокладки: $b_n := 20 \text{ мм}$

Толщина тарелки фланца: $h := 15 \text{ мм}$

Толщина обечайки фланца: $S_0 := 5 \text{ мм}$

Толщина прокладки: $h_n := 2 \text{ мм}$

Наружный диаметр болта: $d := 16 \text{ мм}$

Число болтов:	$n := 4$
Расчетное давление:	$P := 1.0$ МПа
Внешний изгибающий момент:	$M := 0$ Н*мм
Осевая сила:	$F := 0$ Н
Расчетная температура:	$t := 115$ °С
Материал обечаек и фланцев штуцера:	Ст3сп5
Материал болтов:	сталь Ст35
Материал прокладки:	паронит ПМБ-2.0
Прибавка на коррозию	$c_0 := 0$ мм

Фланцы плоские, неизолированные, приварные с гладкой уплотнительной поверхностью рекомендуется применять для условных давлений среды до 1.6 МПа. Принятые фланцы условно рассчитаны на давление среды до 1.0 МПа.

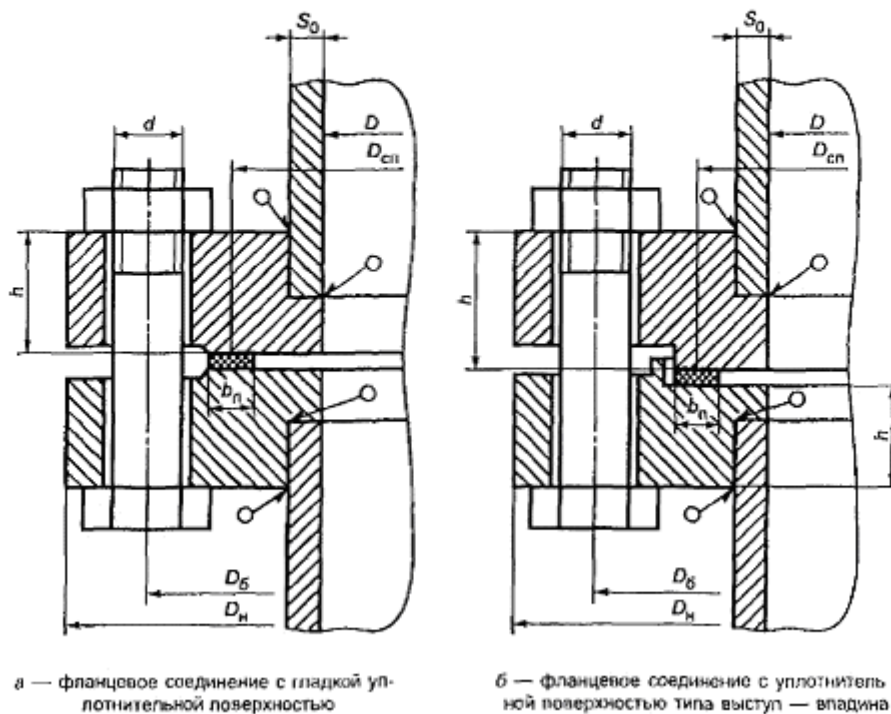


Рисунок 3.7 – Фланцевые соединения с плоскими фланцами

Проверка применимости методики расчета по ГОСТ 52857.4:

$$\frac{D_H}{D} = 3.404 < 5$$
$$\frac{2 \cdot h}{D_H - D} = 0.265 < 0.25$$

-условия выполняются (39)

Расчет фланцев и болтов(шпилек) с учетом усилий, вызванных стесненностью температурных деформаций элементов фланцевых соединений допускается не проводить, т.к. расчетная температура элементов фланцевого соединения не превышает 100 °С. [ГОСТ 52857.4, стр.9]

Определение расчетных параметров:

В качестве крепежных элементов:

M16x100.56.019 ГОСТ 22042-76

Расчетные температуры:

расчетная температура неизолированных плоских фланцев[метода киреоо, стр.229]:

$$t_{\phi} := 0.96 \cdot t = 110.4^{\circ}\text{C} \quad (40)$$

расчетная температура болтов:

$$t_b := 0.85 \cdot t = 97.75^{\circ}\text{C} \quad (41)$$

Допускаемые напряжения для болтов из стали Ст35:

$$t_{97.75} := \begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix} \quad \sigma_{97.75} := \begin{pmatrix} 183.3 \\ 166.7 \end{pmatrix}$$

$$\sigma_{d6} := \text{Floor}(\text{linterp}(t_{97.75}, \sigma_{97.75}, t_b), 0.5)$$

$$\sigma_{d6} = 167 \quad \text{МПа}$$

$$\sigma_{d\phi 1} = 158 \text{ МПа}$$

Фланцы изготавливаются из проката поэтому: $\eta := 1$

$$\sigma_{d\phi} := \sigma_{d\phi 1} \cdot \eta \quad \sigma_{d\phi} = 158 \text{ МПа}$$

Модуль упругости для стали Ст35 при рабочей температуре:

$$E_{\phi} := 1.952 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение для стали Ст35 при температуре 20 °С:

$$\sigma_{20\phi} := 164 \cdot \eta = 164 \text{ МПа} \quad (42)$$

Модуль упругости для стали Ст3сп5 при температуре 20 °С:

$$E_{20\phi} := 2 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Коэффициент линейного расширения стали Ст3сп5 при $t=20-100$ °С:

$$\alpha_{\phi} := 11.7 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$$

Эффективная ширина плоской прокладки:

$$b_0 := \begin{cases} b_n \leftarrow b_n & \text{if } b_n \leq 15 \\ b_0 \leftarrow \text{Ceil}(3.8 \cdot \sqrt{b_n}, 1) & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$b_0 = 17 \text{ мм}$$

$$D_{cn} := D_{Hn} - b_0 = 70 \text{ мм} \quad \text{-расчетный диаметр прокладки} \quad (44)$$

Характеристики прокладки из паронита по таблице 4.6 [киреоо1,стр.248]:

$$m := 2.5 \quad \text{-прокладочный коэффициент}$$

$$q_{o6} := 20 \text{ МПа} \quad \text{-удельное давление обжатия прокладки}$$

$$q_d := 130 \text{ МПа} \quad \text{-допускаемое удельное давление}$$

$$K_{o6} := 0.9 \quad \text{-коэффициент обжатия}$$

$$E_n := 0.02 \cdot 10^5 \text{ МПа} \quad \text{-условный модуль сжатия прокладки}$$

Усилие, необходимое для смятия прокладки при затяжке

[киреоо1,стр.235]:

$$P_{o6} := 0.5 \cdot \pi \cdot D_{cn} \cdot b_0 \cdot m \cdot q_{o6} = 9.346 \times 10^4 \text{ Н} \quad (45)$$

Усилие на прокладке в рабочих условиях, необходимое для обеспечения герметичности фланцевого соединения:

$$R_n := \begin{cases} \pi \cdot D_{cn} \cdot b_0 \cdot m \cdot P & \text{if } P \geq 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (46)$$

$$R_n = 9.346 \times 10^3 \text{ Н}$$

Площадь поперечного сечения болтов(шпилек) по табл 4.3
[киреоо1,стр.235]:

$$f_6 := 144 \text{ мм}^2$$

Суммарная площадь сечения болтов (шпилек) по внутреннему диаметру резьбы или нагруженному сечению наименьшего диаметра:

$$A_6 := n \cdot f_6 = 576 \text{ мм}^2 \quad (47)$$

Равнодействующая нагрузка от давления:

$$Q_d := \frac{\pi}{4} \cdot (D_{cn})^2 \cdot P = 3.848 \times 10^3 \text{ Н} \quad (48)$$

Приведенная нагрузка, вызванная воздействием внешней силы и изгибающего момента:

$$Q_{FM} := \max\left(\left|F + \frac{4 \cdot |M|}{D_{cn}}\right|, \left|F - \frac{4 \cdot |M|}{D_{cn}}\right|\right) \quad (49)$$

$$Q_{FM} = 0 \text{ Н}$$

Податливость прокладки:

$$y_n := \frac{h_n \cdot K_{об}}{E_n \cdot \pi \cdot D_{сн} \cdot b_n} = 2.046 \times 10^{-7} \text{ мм/Н} \quad (50)$$

Расстояние между опорными поверхностями гайки и головки болта или опорными поверхностями гаек:

$$L_{60} := 100 - 68 = 32 \text{ мм} \quad (51)$$

Эффективная длина болта при определении податливости:

$$L_6 := L_{60} + 0.28 \cdot d = 36.48 \text{ мм} \quad (52)$$

Податливость болтов:

$$y_6 := \frac{L_6}{E_{206} \cdot A_6} = 3.016 \times 10^{-7} \text{ мм/Н} \quad (53)$$

Расчетные параметры фланцев:

-параметр длины обечайки:

$$l_0 := \sqrt{D \cdot S_0} = 15.33 \text{ мм} \quad (54)$$

-отношение наружного диаметра тарелки фланца к внутреннему диаметру:

$$K := \frac{D_H}{D} = 3.404 \quad (55)$$

-коэффициенты, зависящие от соотношения размеров тарелки фланца:

$$\beta_T := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{(1.05 + 1.945 \cdot K^2) \cdot (K - 1)} = 1.116 \quad (56)$$

$$\beta_U := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{1.36 \cdot (K^2 - 1) \cdot (K - 1)} = 1.828 \quad (57)$$

$$\beta_Y := \frac{1}{(K - 1)} \cdot \left[0.69 + 5.72 \cdot \frac{K^2 \cdot \log(K)}{(K^2 - 1)} \right] = 1.672 \quad (58)$$

$$\beta_Z := \frac{(K^2 + 1)}{(K^2 - 1)} = 1.189 \quad (59)$$

-коэффициенты для фланцевых соединений с плоскими фланцами:

$$\beta_F := 0.91 \quad \beta_V := 0.55 \quad f := 1$$

-коэффициент λ :

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot (S_0)^2} = 4.343 \quad (60)$$

Угловая податливость фланца при затяжке

$$y_\Phi := \frac{0.91 \cdot \beta_V}{E_{20\Phi} \cdot \lambda \cdot l_0 \cdot (S_0)^2} = 1.504 \times 10^{-9} \quad (61)$$

Угловая податливость фланца, нагруженного внешним изгибающим моментом:

$$y_{\Phi H} := \left(\frac{\pi}{4} \right)^3 \cdot \frac{D_6}{E_{20\Phi} \cdot h^3 \cdot D_H} = 5.607 \times 10^{-10} \quad (62)$$

$$e := 0.5 \cdot (D_{\text{сн}} - D - S_0) = 9 \quad \text{мм} \quad (63)$$

Эквивалентная толщина плоских фланцев:

$$S_{\theta} := S_0$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения для приварных встык и плоских фланцев:

$$\gamma := \frac{1}{y_n + y_6 \cdot \frac{E_{206}}{E_6} + 2 \cdot b^2 \cdot y_{\phi} \cdot \frac{E_{20\phi}}{E_{\phi}}} = 3.188 \times 10^5 \quad (64)$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внутренним давлением или внешней осевой силой для приварных встык и плоских фланцев с плоскими прокладками:

$$\alpha := 1 - \frac{y_n - 2 \cdot e \cdot y_\phi \cdot b}{y_n + y_6 + 2 \cdot b^2 \cdot y_\phi} = 1.194 \quad (65)$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внешним изгибающим моментом:

$$\alpha_M := \frac{y_6 + 2 \cdot y_{\phi H} \cdot b \cdot \left(b + e - \frac{e^2}{D_{cn}} \right)}{y_6 + y_n \cdot \left(\frac{D_6}{D_{cn}} \right)^2 + 2 \cdot y_{\phi H} \cdot b^2} = 0.772 \quad (66)$$

Нагрузка, вызванная стесненностью температурных деформаций:

$$Q_t := \gamma \cdot [2 \cdot \alpha_\phi \cdot h \cdot (t_\phi - 20) - 2 \cdot \alpha_6 \cdot h \cdot (t_6 - 20)] = 1.416 \times 10^3 \text{ Н} \quad (67)$$

Расчетная нагрузка на болты при затяжке, необходимая для обеспечения в рабочих условиях давления на прокладку, достаточного для герметизации фланцевого соединения:

$$P_{61} := \max \left[\alpha \cdot (Q_d + F) + R_n + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{cn}}, \alpha \cdot (Q_d + F) + R_n + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{cn}} - Q_t \right]$$

$$P_{61} = 1.394 \times 10^4 \text{ Н} \quad (68)$$

Расчетная нагрузка на болты при затяжке, необходимая для обеспечения в обжатия прокладки и минимального начального натяжения болтов:

$$P_{06} = 9.346 \times 10^4 \text{ Н}$$

$$P_{62} := \max(P_{06}, 0.4 \cdot A_6 \cdot \sigma_{206}) = 9.346 \times 10^4 \text{ Н} \quad (69)$$

Расчетная нагрузка на болты при затяжке фланцевого соединения:

$$P_{6M} := \max(P_{61}, P_{62}) = 9.346 \times 10^4 \text{ Н} \quad (70)$$

Расчетная нагрузка на болты фланцевого соединения в рабочих условиях:

$$P_{6p} := P_{6M} + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + Q_t + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_M) \cdot |M|}{D_{cn}} = 9.413 \times 10^4 \text{ Н} \quad (71)$$

Проверка прочности болтов и прокладки:

Расчетные напряжения в болтах:

-при затяжке:

$$\sigma_{61} := \frac{P_{6M}}{A_6} = 162.261 \text{ МПа} \quad (72)$$

-в рабочих условиях

$$\sigma_{62} := \frac{P_{6p}}{A_6} = 163.422 \text{ МПа} \quad (73)$$

Проверка условий прочности болтов при затяжке и в рабочих условиях:

$$U1 := \begin{cases} \text{"Условия проч. при затяжке НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{61} > \sigma_{206} \\ \text{"Условия проч. в р. условиях НЕ выполняются"} & \text{if } \sigma_{62} > \sigma_{d6} \\ \text{"Условия проч. выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U1 = \text{"Условия проч. выполняются"}$$

U1 = "Условия проч. выполняются"

$$\sigma_{61} = 162.261 \text{ МПа} \quad \sigma_{206} = 164 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{62} = 163.422 \text{ МПа} \quad \sigma_{d6} = 167 \text{ МПа}$$

Удельное давление на прокладку:

$$q := \frac{\max(P_{6M}, P_{6p})}{\pi \cdot D_{cn} \cdot b_n} = 21.402 \text{ МПа} \quad (74)$$

Условие прочности прокладки:

$$U2 := \begin{cases} \text{"Условие прочности прокладки НЕ выполняется"} & \text{if } q > q_d \\ \text{"Условие прочности прокладки выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

U2 = "Условие прочности прокладки выполняется"

$$q = 21.402 \text{ МПа} \quad q_d = 130 \text{ МПа}$$

Расчет фланцев на статическую прочность

Расчетный изгибающий момент, действующий на плоский фланец при затяжке:

$$M_M := C_F \cdot P_{6M} \cdot b = 2.902 \times 10^6 \text{ Н*мм} \quad (75)$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на плоский фланец в рабочих условиях:

$$M_p := C_F \cdot \max[P_{6p} \cdot b + (Q_d + Q_{FM}) \cdot e, Q_d + Q_{FM} \cdot |e|] \quad (76)$$

$$M_p = 2.962 \times 10^6 \text{ Н*мм}$$

Расчетные напряжения во фланце при затяжке:

-меридианальное изгибное напряжение в обечайке плоского фланца:

$$\sigma_{0M} := \frac{M_M}{\lambda \cdot (S_0 - c_0)^2 \cdot D_{np}} = 568.74 \text{ МПа} \quad (77)$$

-напряжения в тарелке плоского фланца в условиях затяжки:

-радиальное напряжение:

$$\sigma_{RM} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_M = 138.031 \text{ МПа} \quad (78)$$

-окружное напряжение:

$$\sigma_{TM} := \frac{\beta_Y \cdot M_M}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{RM} = 294.831 \text{ МПа} \quad (79)$$

Расчетные напряжения во фланце в рабочих условиях:

-меридианальное изгибное напряжение для плоского фланца:

$$\sigma_{0p} := \frac{M_p}{\lambda \cdot (S_0 - c_0)^2 \cdot D_{np}} = 580.472 \text{ МПа} \quad (80)$$

-максимальные меридиональные мембранные напряжения в обечайке плоского фланца

$$\sigma_{0MP} := \max \left[\frac{Q_d + F + \frac{4 \cdot |M|}{D_{cn}}}{\pi \cdot (D + S_0) \cdot (S_0 - c_0)}, \frac{Q_d + F - \frac{4 \cdot |M|}{D_{cn}}}{\pi \cdot (D + S_0) \cdot (S_0 - c_0)} \right] \quad (81)$$

$$\sigma_{0MP} = 4.712 \text{ МПа}$$

Напряжения в тарелке приварного плоского фланца в рабочих условиях:

-радиальное напряжение:

$$\sigma_{RP} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_p = 140.879 \text{ МПа} \quad (82)$$

-окружное напряжение:

+

$$\sigma_{TP} := \frac{\beta_Y \cdot M_P}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{RP} = 300.913 \quad \text{МПа} \quad (83)$$

Проверка условий статической прочности фланцев:

$$\sigma_{Pmax} := \max \left(\left(\begin{array}{c} |\sigma_{0p} - \sigma_{0MP} - \sigma_{TP}| \\ |\sigma_{0p} - \sigma_{0MP} + \sigma_{RP}| \\ |\sigma_{0p} + \sigma_{0MP}| \end{array} \right) \right) \quad (84)$$

$$\sigma_{3max} := \max(|\sigma_{0M} + \sigma_{RM}|, |\sigma_{0M} + \sigma_{TM}|) = 863.571 \quad (85)$$

$x_1 :=$ "Условие статической проч. при затяжке и в р.усл. выполняется"

$x_2 :=$ "Условие статической прочности НЕ выполняется"

$K_T := 1.5$ (с учетом стесненности температурных деформаций)

$$U3 := \begin{cases} x_1 & \text{if } \sigma_{3max} < 1.4 \cdot 4 \cdot \sigma_{20\phi} \wedge \sigma_{Pmax} < 1.4 \cdot 4 \cdot \sigma_{d\phi} \\ x_2 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$U3 =$ "Условие статической проч. при затяжке и в р.усл. выполняется"

$$\sigma_{3max} = 863.571 \quad \text{МПа} \quad 1.4 \cdot 4 \cdot \sigma_{20\phi} = 918.4 \quad \text{МПа}$$

$$\sigma_{Pmax} = 716.639 \quad \text{МПа} \quad 1.4 \cdot 4 \cdot \sigma_{d\phi} = 884.8 \quad \text{МПа}$$

Проверка углов поворота фланцев:

Угол поворота плоского фланца:

$$\Theta := M_P \cdot y_\phi \cdot \frac{E_{20\phi}}{E_\phi} = 4.563 \times 10^{-3} \quad (86)$$

Допустимый угол поворота плоского фланца:

$$\Theta_d := 0.013$$

$$U_{\text{пов}} := \begin{cases} \text{"Условие при испытаниях НЕ выполняется"} & \text{if } \Theta > 1.3 \cdot \Theta_d \\ \text{"Условие в работе аппарата НЕ выполняется"} & \text{if } \Theta > \Theta_d \\ \text{"Условие поворота плоского фланца выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{\text{пов}} = \text{"Условие поворота плоского фланца выполняется"}$$

Произведем расчет приварных фланцев для установленных на входе/выходе газа.

Исходные данные:

Внутренний диаметр фланца:	$D := 147$ мм
Наружный диаметр фланца:	$D_H := 300$ мм
Диаметр окружности расположения болтов:	$D_6 := 250$ мм
Наружный диаметр прокладки:	$D_{Hn} := 203$ мм
Ширина прокладки:	$b_n := 56$ мм
Толщина тарелки фланца:	$h := 18$ мм
Толщина обечайки фланца:	$S_0 := 6$ мм
Толщина прокладки:	$h_n := 2$ мм
Наружный диаметр болта:	$d := 24$ мм
Число болтов:	$n := 8$
Расчетное давление:	$P := 2.0$ МПа
Внешний изгибающий момент:	$M := 0$ Н*мм
Осевая сила:	$F := 0$ Н
Расчетная температура:	$t := 115$ °C

Материал обечаек и фланцев штуцера:	сталь Ст3сп4
Материал болтов:	сталь Ст35
Материал прокладки:	паронит ПМБ-2.0
Прибавка на коррозию	$c_0 := 0$ мм

$$\frac{D_H}{D} = 2.041 < 5$$

$$\frac{2 \cdot h}{D_H - D} = 0.25 \geq 0.25$$

-условия выполняются

(87)

Расчетные температуры:

расчетная температура неизолированных плоских фланцев [метода киреоо, стр.229]:

$$t_{\phi} := 0.96 \cdot t = 110.4^{\circ}\text{C} \quad (88)$$

расчетная температура болтов:

$$t_6 := 0.85 \cdot t = 97.7^{\circ}\text{C} \quad (89)$$

Допускаемые напряжения для болтов из стали Ст35:

$$t_{85} := \begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix} \quad \sigma_{85} := \begin{pmatrix} 164.3 \\ 156.7 \end{pmatrix}$$
$$\sigma_{d6} := \text{Floor}(\text{linterp}(t_{85}, \sigma_{85}, t_6), 0.5) \quad (90)$$

$$\sigma_{d6} = 156.5 \text{ МПа}$$

Модуль упругости для болтов при рабочей температуре:

$$E_6 := 1.925 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение для болтов при температуре 20 °C:

$$\sigma_{206} := 158 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение для болтов при температуре 20 °С:

$$\sigma_{206} := 158 \text{ МПа}$$

Модуль упругости для болтов при температуре 20 °С:

$$E_{206} := 1.052 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Коэффициент линейного расширения стали Ст35 при t=20-100 °С:

$$\alpha_6 := 11.7 \cdot 10^{-6} \text{ 1/°C}$$

Допускаемое напряжение для фланцев и обечаек стали Ст3сп4:

$$t_{96} := \begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix} \quad \sigma_{96} := \begin{pmatrix} 164 \\ 159 \end{pmatrix}$$

$$\sigma_{d\phi 1} := \text{Floor}(\text{linterp}(t_{96}, \sigma_{96}, t_{\phi}), 0.5)$$

$$\sigma_{d\phi 1} = 158 \text{ МПа}$$

Фланцы изготавливаются из проката поэтому: $\eta := 1$

$$\sigma_{d\phi} := \sigma_{d\phi 1} \cdot \eta \quad \sigma_{d\phi} = 158 \text{ МПа}$$

Модуль упругости для стали Ст35 при рабочей температуре:

$$E_{\phi} := 1.952 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение для стали Ст3 при температуре 20 °С:

$$\sigma_{20\phi} := 164 \cdot \eta = 164 \text{ МПа}$$

Модуль упругости для стали Ст3сп5 при температуре 20 °С:

$$E_{20\phi} := 2 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Коэффициент линейного расширения стали стали Ст3сп5 при $t=20-100$ °C:

$$\alpha_{\phi} := 11.7 \cdot 10^{-6} \quad 1/^{\circ}\text{C}$$

Эффективная ширина плоской прокладки:

$$b_0 := \begin{cases} b_0 \leftarrow b_n & \text{if } b_n \leq 15 \\ b_0 \leftarrow \text{Ceil}(3.8 \cdot \sqrt{b_n}, 1) & \text{otherwise} \end{cases} \quad (91)$$

$$b_0 = 29 \text{ мм}$$

$$D_{\text{сн}} := D_{\text{нн}} - b_0 = 174 \text{ мм} \quad \text{-расчетный диаметр прокладки} \quad (92)$$

Характеристики прокладки из паронита по таблице 4.6 [киреоо1,стр.248]:

$$m := 2.5 \quad \text{-прокладочный коэффициент}$$

$$q_{\text{об}} := 20 \text{ МПа} \quad \text{-удельное давление обжатия прокладки}$$

$$q_d := 130 \text{ МПа} \quad \text{-допускаемое удельное давление}$$

$$K_{\text{об}} := 0.9 \quad \text{-коэффициент обжатия}$$

$$E_n := 0.02 \cdot 10^5 \text{ МПа} \quad \text{-условный модуль сжатия прокладки}$$

Усилие, необходимое для смятия прокладки при затяжке [киреоо1,стр.235]:

$$P_{o6} := 0.5 \cdot \pi \cdot D_{cn} \cdot b_0 \cdot m \cdot q_{o6} = 3.963 \times 10^5 \text{ Н} \quad (93)$$

Усилие на прокладке в рабочих условиях, необходимое для обеспечения герметичности фланцевого соединения:

$$R_n := \begin{cases} \pi \cdot D_{cn} \cdot b_0 \cdot m \cdot P & \text{if } P \geq 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (94)$$

$$R_n = 7.926 \times 10^4 \text{ Н}$$

$$y_n := \frac{h_n \cdot K_{o6}}{E_n \cdot \pi \cdot D_{cn} \cdot b_n} = 2.94 \times 10^{-8} \text{ мм/Н} \quad (95)$$

Расстояние между опорными поверхностями гайки и головки болта или опорными поверхностями гаек:

$$L_{60} := 82 - 44 = 38 \text{ мм}$$

Эффективная длина болта при определении податливости:

$$L_6 := L_{60} + 0.28 \cdot d = 44.72 \text{ мм} \quad (96)$$

Податливость болтов:

$$y_6 := \frac{L_6}{E_{206} \cdot A_6} = 1.64 \times 10^{-7} \quad \text{мм/Н} \quad (97)$$

Расчетные параметры фланцев:

-параметр длины обечайки:

$$l_0 := \sqrt{D \cdot S_0} = 29.698 \text{ мм} \quad (98)$$

-отношение наружного диаметра тарелки фланца к внутреннему диаметру:

$$K := \frac{D_H}{D} = 2.041 \quad (99)$$

-коэффициенты, зависящие от соотношения размеров тарелки фланца:

$$\beta_T := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{(1.05 + 1.945 \cdot K^2) \cdot (K - 1)} = 1.491 \quad (100)$$

$$\beta_U := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{1.36 \cdot (K^2 - 1) \cdot (K - 1)} = 3.169 \quad (101)$$

$$\beta_Y := \frac{1}{(K-1)} \cdot \left[0.69 + 5.72 \cdot \frac{K^2 \cdot \log(K)}{(K^2-1)} \right] = 2.903 \quad (102)$$

$$\beta_Z := \frac{(K^2+1)}{(K^2-1)} = 1.632 \quad (103)$$

-коэффициенты для фланцевых соединений с плоскими фланцами:

$$\beta_F := 0.91 \quad \beta_V := 0.55 \quad f := 1$$

-коэффициент λ :

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot (S_0)^2} = 1.988 \quad (104)$$

Угловая податливость фланца при затяжке

$$y_\phi := \frac{0.91 \cdot \beta_V}{E_{20\phi} \cdot \lambda \cdot l_0 \cdot (S_0)^2} = 1.178 \times 10^{-9} \quad (105)$$

Угловая податливость фланца, нагруженного внешним изгибающим моментом:

$$y_{\phi H} := \left(\frac{\pi}{4} \right)^3 \cdot \frac{D_6}{E_{20\phi} \cdot h^3 \cdot D_H} = 3.461 \times 10^{-10} \quad (106)$$

Коэффициент, учитывающий изгиб тарелки фланца между болтами:

$$C_F := \max \left[1, \sqrt{\frac{\pi \cdot D_6}{n \cdot \left(2 \cdot d + \frac{6 \cdot h}{m - 0.5} \right)}} \right] = 1 \quad (107)$$

Приведенный диаметр плоского фланца:

$$D_{np} := D$$

Плечо действия усилий в болтах для приварных встык и плоских фланцев:

$$b := 0.5 \cdot (D_6 - D_{cn}) = 38 \quad \text{мм} \quad (108)$$

Плечо усилия от действия давления на фланец для всех типов фланцев:

$$e := 0.5 \cdot (D_{cn} - D - S_0) = 10.5 \quad \text{мм} \quad (109)$$

Эквивалентная толщина плоских фланцев:

$$S_\theta := S_0 \quad (110)$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения для приварных встык и плоских фланцев:

$$\gamma := \frac{1}{y_n + y_6 \cdot \frac{E_{206}}{E_6} + 2 \cdot b^2 \cdot y_\phi \cdot \frac{E_{20\phi}}{E_\phi}} = 2.775 \times 10^5 \quad (111)$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внутренним давлением или внешней осевой силой для приварных встык и плоских фланцев с плоскими прокладками:

$$\alpha := 1 - \frac{y_n - 2 \cdot e \cdot y_\phi \cdot b}{y_n + y_6 + 2 \cdot b^2 \cdot y_\phi} = 1.253 \quad (112)$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внешним изгибающим моментом:

$$\alpha_M := \frac{y_6 + 2 \cdot y_{\phi H} \cdot b \cdot \left(b + e - \frac{e^2}{D_{cn}} \right)}{y_6 + y_n \cdot \left(\frac{D_6}{D_{cn}} \right)^2 + 2 \cdot y_{\phi H} \cdot b^2} = 1.162 \quad (113)$$

Нагрузка, вызванная стесненностью температурных деформаций:

$$Q_t := \gamma \cdot [2 \cdot \alpha_\phi \cdot h \cdot (t_\phi - 20) - 2 \cdot \alpha_6 \cdot h \cdot (t_6 - 20)] = 1.479 \times 10^3 \text{ Н} \quad (114)$$

Расчетная нагрузка на болты при затяжке, необходимая для обеспечения в рабочих условиях давления на прокладку, достаточного для герметизации фланцевого соединения:

$$P_{61} := \max \left[\alpha \cdot (Q_d + F) + R_n + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{cn}}, \alpha \cdot (Q_d + F) + R_n + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{cn}} - Q_t \right]$$

$$P_{61} = 1.389 \times 10^5 \text{ Н} \quad (115)$$

Расчетная нагрузка на болты при затяжке, необходимая для обеспечения в обжатия прокладки и минимального начального натяжения болтов:

$$P_{06} = 3.963 \times 10^5 \text{ Н}$$

$$P_{62} := \max(P_{06}, 0.4 \cdot A_6 \cdot \sigma_{206}) = 3.963 \times 10^5 \text{ Н} \quad (116)$$

Расчетная нагрузка на болты при затяжке фланцевого соединения:

$$P_{6M} := \max(P_{61}, P_{62}) = 3.963 \times 10^5 \text{ Н} \quad (117)$$

Расчетная нагрузка на болты фланцевого соединения в рабочих условиях:

$$P_{6p} := P_{6M} + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + Q_t + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_M) \cdot |M|}{D_{cn}} = 3.857 \times 10^5 \text{ Н} \quad (118)$$

Проверка прочности болтов и прокладки:

Удельное давление на прокладку:

$$q := \frac{\max(P_{6M}, P_{6p})}{\pi \cdot D_{cn} \cdot b_n} = 12.946 \text{ МПа} \quad (115)$$

Условие прочности прокладки:

$$U2 := \begin{cases} \text{"Условие прочности прокладки НЕ выполняется"} & \text{if } q > q_d \\ \text{"Условие прочности прокладки выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U2 = \text{"Условие прочности прокладки выполняется"}$$

$$q = 12.946 \text{ МПа} \quad q_d = 130 \text{ МПа}$$

Расчет фланцев на статическую прочность

Расчетный изгибающий момент, действующий на плоский фланец при затяжке:

$$M_M := C_F \cdot P_{6M} \cdot b = 1.506 \times 10^7 \text{ Н*мм} \quad (116)$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на плоский фланец в рабочих условиях:

$$M_p := C_F \cdot \max[P_{6p} \cdot b + (Q_d + Q_{FM}) \cdot e, Q_d + Q_{FM} \cdot |e|] \quad (117)$$

$$M_p = 1.516 \times 10^7 \text{ Н*мм}$$

Расчетные напряжения во фланце при затяжке:

Расчетные напряжения во фланце при затяжке: +

-меридианальное изгибное напряжение в обечайке плоского фланца:

$$\sigma_{0M} := \frac{M_M}{\lambda \cdot (S_0 - c_0)^2 \cdot D_{np}} = 1.432 \times 10^3 \text{ МПа} \quad (118)$$

-напряжения в тарелке плоского фланца в условиях затяжки:

-радиальное напряжение:

$$\sigma_{RM} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_M = 275.784 \text{ МПа} \quad (119)$$

-окружное напряжение:

$$\sigma_{TM} := \frac{\beta_Y \cdot M_M}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{RM} = 468.015 \text{ МПа} \quad (120)$$

Расчетные напряжения во фланце в рабочих условиях:

-меридианальное изгибное напряжение для плоского фланца:

$$\sigma_{0p} := \frac{M_p}{\lambda \cdot (S_0 - c_0)^2 \cdot D_{np}} = 1.441 \times 10^3 \text{ МПа} \quad (121)$$

-максимальные меридиональные мембранные напряжения в обечайке плоского фланца

$$\sigma_{0MP} := \max \left[\frac{Q_d + F + \frac{4 \cdot |M|}{D_{cn}}}{\pi \cdot (D + S_0) \cdot (S_0 - c_0)}, \frac{Q_d + F - \frac{4 \cdot |M|}{D_{cn}}}{\pi \cdot (D + S_0) \cdot (S_0 - c_0)} \right]$$

$$\sigma_{0MP} = 16.49 \text{ МПа} \quad (122)$$

$K_T := 1.5$ (с учетом стесненности температурных деформаций)

$$U3 := \begin{cases} x_1 & \text{if } \sigma_{3\max} < 2.0 \cdot 6 \cdot \sigma_{20\phi} \wedge \sigma_{P\max} < 2.0 \cdot 6 \cdot \sigma_{d\phi} \\ x_2 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$U3 =$ "Условие статической проч. при затяжке и в р.усл. выполняется"

$$\sigma_{3\max} = 1.9 \times 10^3 \text{ МПа} \quad 2.0 \cdot 6 \cdot \sigma_{20\phi} = 1.968 \times 10^3 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{P\max} = 1.702 \times 10^3 \text{ МПа} \quad 2.0 \cdot 6 \cdot \sigma_{d\phi} = 1.896 \times 10^3 \text{ МПа}$$

Проверка углов поворота фланцев:

Угол поворота плоского фланца:

$$\Theta := M_p \cdot y_\phi \cdot \frac{E_{20\phi}}{E_\phi} = 0.018 \quad (123)$$

Допустимый угол поворота плоского фланца:

$$\Theta_d := 0.019$$

$$U_{Pov} := \begin{cases} \text{"Условие при испытаниях НЕ выполняется"} & \text{if } \Theta > 1.3 \cdot \Theta_d \\ \text{"Условие в работе аппарата НЕ выполняется"} & \text{if } \Theta > \Theta_d \\ \text{"Условие поворота плоского фланца выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$U_{Pov} = \text{"Условие поворота плоского фланца выполняется"}$$

3.2.6 Проверка необходимости установки компенсирующего устройства

Жесткое крепление трубных решеток к корпусу аппарата и труб в трубной решетке обуславливает возникновение температурных усилий в трубах и корпусе (кожухе) при различных температурах их направления и может привести к нарушению развальцовки труб в решетках, продольному изгибу труб и другим неблагоприятным явлениям.

В случае если трубы нагреваются сильнее, чем кожух, они становятся длиннее кожуха и давят на трубные решетки, стремясь удлинить и сам корпус (кожух). Если напряжения, возникающие при этом в материале трубок и кожуха, превышают допустимые, то появляется необходимость установки компенсирующего устройства (линзы, плавающей головки и т.п.).

По данным (табл. 1.7 [1]) допускаемая разность температур кожуха и труб (не требующая установки компенсирующего устройства) при давлении

$P_y < 1,6$ МПа составляет 30 °С.

Для рассматриваемого теплообменного аппарата температура стенки трубок

$$t_{cp(mp)} = t_1 - \frac{\dot{Q}}{F^* \cdot \alpha_1} = 82,5 - \frac{254,44 \cdot 10^3}{24 \cdot 10828} = 81,5^\circ \text{C}, \quad (124)$$

где $F^* = \pi \cdot d_2 \cdot l \cdot n' = \pi \cdot 0,016 \cdot 2 \cdot 252 = 24 \text{ м}^2$ – площадь теплообмена аппарата;

а минимальная температура кожуха может быть принята равной средней температуре воды, т.е. $t_{cm(\kappa)} = t_1 = 82,5$ °С.

Разность температур кожуха и трубок

$$\Delta t = 82,5 - 81,5 = 1 \text{ } ^\circ\text{C} < 30 \text{ } ^\circ\text{C} ,$$

Также проведем расчет температурных напряжений в трубах и корпусе.

$$\alpha_K = 11,752 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1};$$

$$\alpha_T = 16,7 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1};$$

где α_K , α_T - коэффициенты линейного расширения материалов обечайки и труб соответственно ,

$$t_K = 81,5 \text{ } ^\circ\text{C} - \text{средняя температура стенки кожуха},$$

$$t_T = 47,4 \text{ } ^\circ\text{C} - \text{средняя температура стенок труб},$$

$$E_T = 1,973 \cdot 10^5 \text{ МПа} - \text{модуль упругости материала труб(Сталь 10)},$$

$$E_K = 1,958 \cdot 10^5 \text{ МПа} - \text{модуль упругости материала корпуса(В Ст3сп5)},$$

$$F_T = 0,0285 \text{ м}^2 - \text{площадь поперечного сечения всех труб},$$

$$F_K = 0,1256 \text{ м}^2 - \text{площадь поперечного сечения корпуса},$$

Вышеизложенные данные используем для расчета деформации по формуле

$$\begin{aligned} Q_t &= \frac{(\alpha_T \cdot t_T - \alpha_K \cdot t_K) \cdot E_T \cdot F_T \cdot E_K \cdot F_K}{E_T \cdot F_T + E_T \cdot F_T} = \\ &= \frac{(16,7 \cdot 10^{-6} \cdot 47,4 - 11,752 \cdot 10^{-6} \cdot 81,5) \cdot 1,973 \cdot 10^5 \cdot 0,0285 \cdot 1,958 \cdot 10^5 \cdot 0,1256}{1,973 \cdot 10^5 \cdot 0,0285 + 1,973 \cdot 10^5 \cdot 0,0285} = \\ &= -2,79 \frac{\text{МН}}{\text{м}^2} \end{aligned} \quad (125)$$

Температурные напряжения в корпусе трубах равны

$$\sigma_K = \frac{Q_t}{F_K} = \frac{-2,79}{0,1256} = -22.21 \text{ МПа} \quad (126)$$

$$\sigma_T = \frac{Q_t}{F_T} = \frac{-2,79}{0,0285} = -97.89 \text{ МПа} \quad (127)$$

Сравним значения температурных напряжений в корпусе и трубах с допустимыми температурными напряжениями для корпуса и труб.

$$\sigma_K \leq [\sigma_K] \quad -22.21 \text{ МПа} \leq 150,19 \text{ МПа}$$

$$\sigma_T \leq [\sigma_T] \quad -97.89 \text{ МПа} \leq 128,31 \text{ МПа}$$

Расчитанные значения температурных напряжений меньше допустимых значений следовательно, нет необходимость установки компенсирующего устройства.

3.2.7 Опоры аппарата

Для выбора опоры аппарата мы должны рассчитать нагрузку на одну опору.

$G_a = 1244$ кг – масса аппарата и теплоносителя.

$g = 9,8$ м/с² – скорость свободного падения.

$Z = 2$ – количество опор.

Нагрузка на одну опору:

$$F = \frac{G_a \cdot g}{z} = \frac{1244 \cdot 9.8}{2} = 6095.9 \text{ Н} = 6.1 \text{ кН} = 0.06 \text{ МН} \quad (128)$$

Горизонтальные аппараты устанавливаются на седловых опорах. Все они стандартизированы. Выбираем опору для аппарата исполнением 1 с двумя отверстиями под фундаментный болт.

По [3, табл. 29.11] выбираем седловую опору типа ОГ с $D_6 = 426\text{мм}$ на нагрузку 0,11 МН, так как эта нагрузка удовлетворяет расчетной: «Опора ОГ-426-11 МН 5131-63» и ее основные размеры.

$L = 450\text{мм}$; $l = 240\text{ мм}$; $B = 180\text{мм}$; $H = 240\text{мм}$; $H_1 = 120\text{мм}$;
 $h = 135\text{мм}$; $A = 330\text{ мм}$; $R = 213\text{мм}$; $b = 140\text{мм}$, $m = 15,5\text{ кг}$ (рис. 3.8).

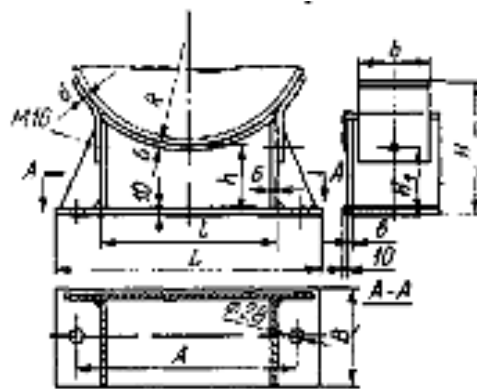


Рисунок 3.8 – Седловая опора

3.3 Механический расчет аппарата

3.3.1 Расчет обечайки теплообменного аппарата

Обечайку изготавливаем из углеродистой стали марки В Ст3сп по ГОСТ 3800-71 при расчетной температуре от -20 до $+200^{\circ}\text{C}$ и максимальным давлением до $P_m = 3,0\text{МПа}$.

Нормативное допускаемое напряжение для материала обечайки корпуса аппарата $\sigma^* = 140\text{МПа}$.

Допускаемое напряжение для рабочего состояния материала обечайки корпуса аппарата

$$[\sigma] = \eta_3 \eta \sigma^*, \quad (129)$$

где η_3 - коэффициент, учитывающий вид заготовки;

$\eta_3 = 1$ - для заготовок из проката;

η - коэффициент, учитывающий работу аппарата со взрыво- и пожароопасными продуктами ($\eta = 0,8$ - для нефтяного газа);

$$[\sigma] = 1 \cdot 0,8 \cdot 140 = 112 \text{ МПа}.$$

Допускаемое напряжение при гидравлических испытаниях

$$[\sigma]_u = \sigma_{T20} / 1,1, \quad (130)$$

где σ_{T20} - минимальное значение предела текучести материала при 20^0C

$$\sigma_{T20} = 210 \text{ МПа}$$

$$[\sigma]_u = 210 / 1,1 = 191 \text{ МПа}.$$

Исполнительная толщина обечайки

$$\delta' = \delta_p + c = p_m D_{вн} / (2\varphi[\sigma] - p_m) + c, \quad (131)$$

где $c = 1 \text{ мм}$ - прибавка к расчетной толщине стенки на коррозии;

$\varphi = 1$ - коэффициент прочности сварного шва для автоматической дуговой электросварки;

$$\delta' = 2,5 \cdot 400 / (2 \cdot 1 \cdot 112 - 2,5) + 1 = 5,5 \text{ мм}.$$

Принимаем $\delta = 8 \text{ мм}$.

Допускаемое давление в рабочем состоянии

$$[p]_o = 2\varphi[\sigma](\delta - c) / (D_{вн} + \delta - c) \quad (132)$$

$$[p]_o = 2 \cdot 1 \cdot 112 \cdot (8 - 1) / (400 + 8 - 1) = 3,85 \text{ МПа} > p_m = 2,5 \text{ МПа}.$$

Условие прочности выполняется.

Допускаемое давление при гидравлическом испытании

$$[p]_u = 2\varphi[\sigma]_u(\delta - c) / (D_{вн} + \delta - c); \quad (133)$$

$$[p]_u = 2 \cdot 1 \cdot 191 \cdot (8 - 1) / (400 + 8 - 1) = 6,57 \text{ МПа} > p_{np} = 2,6 \text{ МПа}.$$

Условие прочности обечайки выполняется.

Условие применимости формул

$$(\delta - c) / D_{вн} = (8 - 1) / 400 = 0,0175 \leq 0,1. \quad (134)$$

Условие применимости формул выполняется.

3.3.2 Расчет днища теплообменного аппарата

В днище имеются отверстия для патрубков входа и выхода нефтяного газа. Из условий укрепления отверстий под патрубки принимаем толщину стенки днища $\delta_1 = 8 \text{ мм}$. Внутренний диаметр днища $D_1 = 400 \text{ мм}$. Второе глухое днище изготавливают по технологическим причинам с такой же толщиной 8 мм.

Расчетная толщина стенки

$$\delta_1' = \frac{p_p \cdot D}{2[\sigma_1]\varphi_1 - 0,5p_p} + c, \quad (135)$$

где p_p - расчетное давление в трубном пространстве.

$[\sigma_1] = [\sigma] = 112 \text{ МПа}$ - допускаемое напряжение для материала днища.

$\varphi_1 = \varphi = 1$ - коэффициент прочности сварного шва для автоматической дуговой электросварки.

c - прибавка из конструктивных соображений

$$c = c_1 + c_2 + c_3$$

где $c_1 = 1 \text{ мм}$ - прибавка к расчетной толщине стенки днища на коррозию;

c_2 - прибавка для компенсации отрицательных допусков на толщину листа;

c_3 - технологическая прибавка предусматривающая компенсацию утонения стенки элемента при технологических операциях;

c_2 и c_3 не учитываем, так как их суммарная величина не превышает 5 % номинальной толщины листа

$$\delta_1' = \frac{2 \cdot 400}{2 \cdot 112 \cdot 1 - 0,5 \cdot 2} + 1 = 4,6 \text{ мм.}$$

Принимаем $\delta_1' = 4,6 \text{ мм.}$

Допускаемое давление в рабочем состоянии

$$[p_1]_D = \frac{2\varphi_1[\sigma_1](\delta_1 - c)}{D_1 + 0,5(\delta_1 - c)}; \quad (136)$$

$$[p_1]_D = \frac{2 \cdot 1 \cdot 112 \cdot (8 - 1)}{400 + 0,5 \cdot (8 - 1)} = 3,9 \text{ МПа} > p_p = 2 \text{ МПа.} \quad (137)$$

Условие прочности днища выполняется.

Условие применимости формулы.

Согласно ГОСТ 14249-80 расчетные формулы применимы для обечаек и труб с $D \geq 200 \text{ мм}$

$$\frac{\delta_1 - c}{D} = \frac{8 - 1}{400} = 0,0175 < 0,1 - \text{ условие применимости формул}$$

выполняется.

Наибольший допускаемый диаметр отверстия в днище, не требующий проверки укрепления

$$[d_{оме}] = 2 \cdot \left[\left(\frac{\delta_1 - c}{\delta_1'} - 0,875 \right) \cdot \sqrt{D(\delta_1 - c)} - c \right]; \quad (138)$$

$$[d_{оме}] = 2 \cdot \left[\left(\frac{8 - 1}{4,6} - 0,875 \right) \cdot \sqrt{400 \cdot (8 - 1)} - 1 \right] = 66 \text{ мм.} \quad (139)$$

С учетом $[d_{оме}]$ дальнейший расчет укрепления отверстий не требуется.

Размеры штуцера выбираются из конструктивных и технологических соображений.

3.3.3 Расчет трубной решетки

Расчет произведём для конструкции аппарата имеющего эффективный коэффициент концентрации напряжений в местах крепления решетки к фланцу $k_{\sigma} \leq 1,7$, и предназначенного для работы под давлением до 6,4МПа.

Толщину трубной решетки выбираем конструктивно примем её равной 48 мм. Она должна обеспечить возможность крепления труб в решетки.

При отсутствии дополнительных требований к жесткости решетки должно выполняться условие:

$$\frac{a - a_1}{\delta_p} \leq 3, \quad (140)$$

где $a = \frac{D_{вн}}{2} = \frac{0,4}{2} = 0,2 м$ - внутренний радиус корпуса аппарата;

$a_1 = 0,191 м$ - расстояние от оси корпуса до оси наиболее удалённой от нее трубы;

$\delta_p = 0,037 м$ - принятая толщина фланца трубной решетки

$$\frac{0,2 - 0,191}{0,037} = 0,22 < 3.$$

Условие выполняется поэтому производим упрощенный расчет.

Определяем основные и вспомогательные параметры трубной решетки и связанных с ней элементов теплообменного аппарата.

Относительная характеристика безтрубного края решетки

$$m_n = \frac{a}{a_1}; \quad (141)$$

$$m_n = \frac{0,2}{0,191} = 1,05.$$

Коэффициенты влияния давления на трубную решетку

$$\eta_M = 1 - \frac{nd_n^2}{4a_1^2}; \quad (142)$$

$$\eta_M = 1 - \frac{252 \cdot 0,016^2}{4 \cdot 0,191^2} = 0,56;$$

$$\eta_T = 1 - \frac{n(d_n - 2\delta_T)^2}{4a_1^2}; \quad (143)$$

$$\eta_T = 1 - \frac{252 \cdot (0,016 - 2 \cdot 0,002)^2}{4 \cdot 0,191^2} = 0,75,$$

где $\delta_T = 0,002 \text{ м}$ - толщина стенки трубы решетки аппарата.

Коэффициент ослабления трубной решетки

$$\varphi_p = 1 - \frac{d_0}{t_p}, \quad (144)$$

где d_0 - диаметр отверстий в решетке под трубу, определяемый допусками на размеры труб и отклонениями при изготовлении отверстий

$$d_0 = d_n + (0,016 \div 0,020) \cdot d_n; \quad (145)$$

$$d_0 = 0,016 + 0,016 \cdot 0,016 = 0,0163 \text{ м},$$

$s = t_p = 0,021 \text{ м}$ - принятый шаг расположения отверстий в решетке,

$$\varphi_p = 1 - \frac{0,0163}{0,021} = 0,224.$$

Значение коэффициента жесткости трубной решетки ψ_0 определяем в зависимости от η_T .

$$\text{При } \eta_T = 0,75 \quad \psi_0 = 0,398.$$

Модуль упругости основания, характеризующий жесткость системы труб

$$k_y = \frac{E_m(\eta_T - \eta_M)}{l}, \quad (146)$$

где E_m - модуль упругости материала труб, $E_m = 106500 \text{ МН} / \text{м}^2$,
 $l = 1 \text{ м}$ - половина длины трубы,

$$k_y = \frac{106500 \cdot (0,75 - 0,56)}{1} = 20235 \text{ МН} / \text{м}^3.$$

Приведенное отношение жесткости труб к жесткости обечайки

$$\rho = \frac{k_y \cdot a_1 \cdot l}{E_k \cdot \delta_k}, \quad (147)$$

где $E_k = 213000 \text{ МН} / \text{м}^2$ - модуль упругости материала обечайки,
 $\delta_k = 0,008 \text{ м}$ - толщина стенки обечайки,

$$\rho = \frac{20235 \cdot 0,191 \cdot 1}{213000 \cdot 0,008} = 2,27.$$

Приведенное давление

$$P_0 = \left[\alpha_k (t_k - t_0) - \alpha_T (t_T - t_0) \right] k_y \cdot l + \left[\eta_T - 1 + m_{cp} + m_n (m_n + 0,5 \rho \cdot k_q) \right] P_p - \left[\eta_m - 1 + m_{cp} + m_n (m_n + 0,3 \rho \cdot k_p) \right] P_n, \quad (148)$$

где α_k , α_T - коэффициенты линейного расширения материалов обечайки и труб соответственно,

$$\alpha_k = 12,5 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{C}};$$

$$\alpha_T = 16,7 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{C}};$$

$t_k = 81,5 \text{ }^\circ\text{C}$ - средняя температура стенки кожуха,

$t_T = 47,4 \text{ }^\circ\text{C}$ - средняя температура стенок труб,

$t_0 = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ - температура сборки аппарата,

k_q , k_p - коэффициенты жесткости системы трубы – обечайки.

Для аппарата с неподвижными трубными решетками $k_q = 1$ и $k_p = 1$,

m_{cp} - вспомогательная величина

$$m_{cp} = \frac{0,15 \cdot n \cdot (d_n - \delta_T)^2}{a_1^2}; \quad (149)$$

$$m_{cp} = \frac{0,15 \cdot 252 \cdot (0,016 - 0,002)^2}{0,191^2} = 0,149.$$

$$m_{II} = \frac{D^2 - n \cdot (d_n - 2 \cdot \delta_T)^2}{4 \cdot a_1^2}; \quad (150)$$

$$m_{II} = \frac{0,4^2 - 252 \cdot (0,016 - 2 \cdot 0,002)^2}{4 \cdot 0,191^2} = 0,85;$$

$$p_0 = [12,5 \cdot 10^{-6} (81,5 - 20) - 16,7 \cdot 10^{-6} (47,4 - 20)] \cdot 20235 \cdot 1 + \\ + [0,75 - 1 + 0,149 + 0,85 \cdot (0,85 + 0,5 \cdot 2,27 \cdot 1)] \cdot 2 - \\ - [0,56 - 1 + 0,149 + 0,85 \cdot (0,85 + 0,3 \cdot 2,27 \cdot 1)] \cdot 2,6 = 6,84 \text{ МПа}.$$

Толщина трубной решетки должна быть не менее

$$\delta_{p \text{ min}} = \frac{f_1 \cdot \delta_k}{\eta_T - \eta_M} + c, \quad (151)$$

где $f_1 = f(A', B')$ - вспомогательный коэффициент.

$c = 1,0 \text{ мм}$ - прибавка из конструктивных соображений.

Определяем f_1 по графику [3], рис. 8.11, с.266,

где A', B' - вспомогательные величины,

$$A' = \frac{P_0}{2[\sigma_a] \cdot k_q \cdot \varphi_p}; \quad (152)$$

$$B' = \frac{\psi_0 \cdot l}{\delta_\kappa}, \quad (153)$$

где $[\sigma_a]$ - амплитудное допускаемое напряжение для материала решетки. Оно зависит от числа теплосмен N за время всего срока службы аппарата.

A' - коэффициент, учитывающий усилие, возникающие в трубной решетке;

B' - коэффициент, учитывающий геометрию теплообменного аппарата.

Так как число теплосмен не оговорено, то принимаем $N = 1000$.

При $N = 1000 \div 2000$ по ОСТ 26-1185-81 $[\sigma_a] = 230 \div 490 \text{ МПа}$ - для углеродистых сталей.

Принимаем $[\sigma_a] = 400 \text{ МПа}$,

$$A' = \frac{6,84}{2 \cdot 400 \cdot 1 \cdot 0,224} = 0,038;$$

$$B' = \frac{0,398 \cdot 1}{0,008} = 50;$$

$$f = 0,1.$$

Минимальная толщина трубной решетки

$$\sigma_{p \text{ min}} \geq \frac{0,1 \cdot 8}{0,75 - 0,56} + 1 = 5,2 \text{ мм}.$$

Примем толщину трубной решетки равной 48 мм.

Удельное осевое усилие в кожухе

$$F = \pi a^2 \left[p_p - \frac{p_0}{1 + \rho \cdot k_q} \right]; \quad (154)$$

$$F = 3,14 \cdot 0,191^2 \left[2,6 - \frac{6,84}{1 + 2,27 \cdot 1} \right] = 0,058 \text{ МН / м}.$$

Осевая сила в трубе

$$N_T = \pi \cdot a_1^2 \frac{(\eta_M \cdot p_M - \eta_T \cdot p_p) + f_2 \cdot p_0}{n}, \quad (155)$$

где f_2 - коэффициент учитывающий степень влияния приведенного давления на осевое усилие в трубе трубной решетки.

$$f_2 = \frac{\sqrt[4]{z}}{\sqrt[4]{z} + k_q}, \quad (156)$$

где z - вспомогательный коэффициент;

$$z = \frac{43,7}{B'} \left[\frac{\delta_{\kappa}}{\delta_p (\eta_T + \eta_M)} \right]^3; \quad (157)$$

$$z = \frac{43,7}{50} \left[\frac{8}{37 \cdot (0,75 + 0,56)} \right]^3 = 0,004;$$

$$f_2 = \frac{\sqrt[4]{0,004}}{\sqrt[4]{0,004} + 1} = 0,2,$$

$$N_{TP} = 3,14 \cdot 0,191^2 \frac{(0,56 \cdot 2,5 - 0,75 \cdot 1,6) + 0,2 \cdot 6,84}{252} = 0,71 \cdot 10^{-3} \text{ МН}.$$

Проверку прочности труб и прочности крепления труб в решетке проводим по выполнению условий прочности.

Условие прочности труб

$$\frac{N_{mp}}{\pi (d_n - \delta_T) \delta_T} < [\sigma_T] \quad (158)$$

$$\frac{0,71 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot (0,016 - 0,002) \cdot 0,002} = 8,1 \text{ МПа} < [\sigma_T] = 250 \text{ МПа},$$

где $[\sigma_T] = 250 \text{ МПа}$ - допускаемое напряжение материала труб.

Условие прочности труб выполняется.

Условие прочности крепления труб в решетке

$$[N_{TP}] = d_n \cdot l_B \cdot [q] > N_{TP}, \quad (159)$$

где $[q] = 29,4 \text{ МПа}$ - допускаемая нагрузка на единицу условной поверхности соединения трубы с решеткой для труб.

$$[N_{TP}] = 0,016 \cdot 0,048 \cdot 29,4 = 0,0174 = 22,6 \cdot 10^{-3} \text{ МН} > N_{TP} = 0,71 \cdot 10^{-3} \text{ МН}.$$

Условие прочности крепления труб в решетке выполняется.

Проведенные в разделе прочностные расчеты теплообменного аппарата подтвердили выполнение условий прочности для всех его элементов.

3.4 Гидравлический расчет аппарата

Рассчитаем падения давления горячего и холодного теплоносителей в ТА

Падение давления в трубном пространстве.

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{п.тр}} + \Delta P_{\text{м.с.}} + \Delta P_{\text{нив}} + \Delta P_{\text{уск}}, \quad (160)$$

где $\Delta P_{\text{п.тр}}$ – падение давления, обусловленное потерями на трение; $\Delta P_{\text{м.с.}}$ – падение давления, обусловленное местными сопротивлениями; $\Delta P_{\text{нив}}$ – падение давления, обусловленное изменением центра тяжести потока; $\Delta P_{\text{уск}}$ – падение давления, обусловленное ускорением потока теплоносителя.

$$\Delta P_{\text{п.тр}} = \lambda \frac{1 \cdot n_x \cdot \rho_2 \omega_2^2}{d_1 \cdot 2}; \quad (161)$$

$Re = 0,138 \cdot 10^6 > 2300 \rightarrow$ коэффициент гидравлического трения

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg Re - 1,64)^2} = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg(0,138 \cdot 10^6) - 1,64)^2} = 0,0168;$$

$$\Delta P_{\text{п.тр}} = 0,0168 \cdot \frac{2 \cdot 2}{12 \cdot 10^{-3}} \frac{19,51 \cdot 6,5^2}{2} = 2308 \text{ Па};$$

$$\Delta P_{\text{м.с.}} = (\zeta_{\text{вх}} + \zeta_{\text{вых}} + \zeta_n(n_x - 1)) \frac{\rho_2 \omega_2^2}{2}, \quad (162)$$

где $\zeta_{\text{вх}} = \zeta_{\text{вых}} = 1$ – коэффициенты местных сопротивлений на входе и выходе из трубного пространства; $\zeta_n = 2,5$ – коэффициент местных

сопротивлений в промежуточной камере при переходе потока из одной секции трубного пространства в другое (поворот потока на 180°).

$$\Delta P_{\text{м.с.}} = [1 + 1 + 2,5 \cdot (2 - 1)] \frac{19,51 \cdot 6,5^2}{2} = 2885 \text{ Па.}$$

При использовании горизонтального ТА $\Delta P_{\text{нив}}=0$;

$\Delta p_{\text{уск}}=0$ – незначительное изменение плотности теплоносителя.

Тогда

$$\Delta P_{\text{тр}} = 2308 + 2885 = 5193 \text{ Па.}$$

Падение давления в межтрубном пространстве.

$$\Delta P_{\text{мтр}} = \Delta P_{\text{п}} + \Delta P_{\text{в.п}} + \Delta P_{\text{в.к}} + \Delta P_{\text{в.м}} + \Delta P_{\text{нив}} + \Delta P_{\text{уск}}, \quad (163)$$

где $\Delta P_{\text{п}}$ – падение давления при поперечном омывании пучка труб между перегородками; $\Delta P_{\text{в.п}}$ – падение давления в окнах сегментных перегородок;

$\Delta P_{\text{в.к}}$ – падение давления во входной и выходной секциях межтрубного пространства; $\Delta P_{\text{в.м}}$ – падение давления на входе и выходе из межтрубного пространства;

$$\Delta P_{\text{п}} = \Delta P_{\text{по}} (N_{\text{пер}} - 1) x_1 x_2, \quad (164)$$

где $\Delta P_{\text{по}}$ – падение давления при обтекании идеального пучка труб поперечным потоком;

$$\Delta P_{\text{по}} = 2z_n b_1 \left(\frac{1,33d_n}{t} \right)^b \text{Re}^{b_2} \rho_{\text{мтр}} \omega_{\text{мтр}}^2, \quad (165)$$

где $z_n = 15$ – число рядов труб, омываемых поперечным потоком.

При $\text{Re} = 45070 \rightarrow b_1 = 3,5; b_2 = -0,476; b_3 = 6,59; b_4 = 0,52;$

$$b = \frac{b_3}{1 + 0,14 \cdot \text{Re}^{b_4}} = \frac{6,59}{1 + 0,14 \cdot 45070^{0,52}} = 0,174.$$

Шаг труб в трубном пучке $t = 21 \cdot 10^{-3}$ м.

В итоге

$$\Delta p_{no} = 2 \cdot 15 \cdot 3,5 \cdot \left(\frac{1,33 \cdot 0,016}{0,021} \right)^{0,174} \cdot 45070^{-0,476} \cdot 945,2 \cdot 1^2 = 606 \text{ Па}.$$

Число перегородок $N_{пер}=2$.

Поправочный коэффициент x_1 – учитывает влияние на падение давления теплоносителя межтрубном пространстве потоков, проходящих в зазорах между трубами, отверстиями в перегородках, между кожухом и перегородками

$$x_1 = e^{-1,33(1+r_2)r_1^3} = e^{-0,56} = 0,57; \quad (166)$$

$$P_1 = -0,15(r_2 + 1) + 0,8 = 0,6185, \quad (167)$$

где $r_1=0,184$; $r_2=0,21$ – определяющие параметры конструкции.

Поправочный коэффициент x_2 – учитывает байпасные потоки.

$$x_2 = e^{-3,7r_3(1-\sqrt[3]{2r_4})} = e^{-0,407} = 0,6656, \quad (168)$$

где $r_3=0,11$; $r_4=0$.

В итоге $\Delta P_{II} = 727 \cdot (2-1) \cdot 0,57 \cdot 0,6656 = 276 \text{ Па}$.

$$\Delta P_{в.п} = (2 + 0,6 \cdot Z_{в.п}) \frac{\rho_2 \cdot w_2^2}{2} N_{пер} \cdot x_1 = (2 + 0,6 \cdot 3) \cdot \frac{945,2 \cdot 1^2}{2} \cdot 2 \cdot 0,57 = 2047 \text{ Па};$$

где $Z_{в.п}$ – число рядов в вырезе перегородок: $Z_{в.п}=3$

$$\Delta P_{в.к} = 2z_n b_1 \left(\frac{1,33d_n}{t} \right)^b \text{Re}^{b_2} \rho_{мтр} \omega_{мтр}^2 \frac{z'_n}{z_n} x_2 x_3, \quad (169)$$

где $z'_n = z_n + z_{в.п.} = 15 + 3 = 18$ – число рядов труб, пересекаемых перегородкой.

$$x_3 = \left(\frac{l'}{l_{вх}} \right)^{1,8} + \left(\frac{l'}{l_{вых}} \right)^{1,8} = 2 \left(\frac{l'}{l_{вх}} \right)^{1,8} = 2 \cdot \left(\frac{0,5}{0,4} \right)^{1,8} = 3, \quad (170)$$

где $l'=0,5$ м – шаг перегородок

$$l_{\text{вх}} = l_{\text{вых}} = \frac{1}{2} \left(1 - (N_{\text{пер}} - 1) l' \right) = 0,4 \text{ м.} \quad (171)$$

В итоге

$$\Delta P_{\text{в.к}} = 2 \cdot 15 \cdot 3,5 \cdot \left(\frac{1,33 \cdot 0,016}{0,021} \right)^{0,174} \cdot 45070^{-0,476} \cdot 945,2 \cdot 1^2 \cdot \frac{18}{15} \cdot 0,6656 \cdot 3 = 1452 \text{ Па};$$

$$\Delta P_{\text{в.м}} = \Delta P_{\text{вх}} + \Delta P_{\text{вых}} = (\zeta_{\text{вх}} + \zeta_{\text{вых}}) \frac{\rho_{\text{мтр}} \omega_{\text{мтр}}^2}{2}, \quad (172)$$

где $\zeta_{\text{вх}}=1,5$; $\zeta_{\text{вых}}=1$ – коэффициенты местных сопротивлений на входе и выходе из межтрубного пространства.

В итоге

$$\Delta P_{\text{в.м}} = \Delta P_{\text{вх}} + \Delta P_{\text{вых}} = (1,5 + 1,0) \cdot \frac{945,2 \cdot 1^2}{2} = 1181 \text{ Па.}$$

где $\Delta p_{\text{нив}}=0$ – теплообменный аппарат горизонтальный;

$\Delta p_{\text{уск}}=0$ – незначительное изменение плотности теплоносителя.

$$\Delta P_{\text{мтр}} = 276 + 2047 + 1452 + 1181 = 4956 \text{ Па.}$$

3.5 Расчет теплоизоляции

Средний коэффициент теплоотдачи поверхности теплообменного аппарата, находящегося в закрытых помещениях, при температуре поверхности аппарата до 150°C находим по формуле:

$$\alpha = 9,74 + 0,07 \cdot \Delta t, \quad (173)$$

где Δt – разность температур на поверхности аппарата и окружающего воздуха.

В данном случае после применения изоляции температура поверхности аппарата не должна превышать согласно санитарных норм

$t_{\text{норм}} = 43 \text{ }^\circ\text{C}$ при температуре окружающей среды $t_{\text{о.с}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, т.е.
 $\Delta t = 43 - 20 = 23 \text{ }^\circ\text{C}$.

Тогда

$$\alpha = 9,74 + 0,07 \cdot 23 = 11,35 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

В качестве теплоизоляционного материала используем минеральную вату, которая имеет коэффициент теплопроводности $\lambda_{\text{из}} = 0,04 \text{ Вт} / (\text{м} \cdot \text{К})$.

Площадь поверхности теплообменного аппарата без изоляции находим из уточненного расчета аппарата. С некоторым приближением она будет равна:

$$F_a = \frac{\pi}{2} \cdot D_a^2 + \pi \cdot D_a \cdot L = \frac{\pi}{2} \cdot 0,4^2 + \pi \cdot 0,4 \cdot 2,8 = 3,77 \text{ м}^2, \quad (174)$$

где D_a – диаметр аппарата; L – длина аппарата с учетом обечаек.

Температура наружной поверхности кожуха аппарата без изоляции определяется средней температурой греющей воды, которая циркулирует в межтрубном пространстве и равна $t_{\text{кож}} \approx t_1 = 82,5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Требуемую толщину изоляции аппарата найдем из выражения для стационарного режима теплообмена

$$q_l = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{из}} \cdot (t_{\text{кож}} - t_{\text{норм}})}{\ln\left(\frac{D_a + 2 \cdot \delta_{\text{из}}}{D_a}\right)} = \pi \cdot (D_a + 2 \cdot \delta_{\text{из}}) \cdot \alpha \cdot (t_{\text{норм}} - t_{\text{о.с}}); \quad (175)$$

$$\frac{1}{\ln\left(\frac{D_a + 2 \cdot \delta_{\text{из}}}{D_a}\right)} = \frac{\alpha \cdot (D_a + 2 \cdot \delta_{\text{из}})}{2 \cdot \lambda_{\text{из}}} \cdot \frac{t_{\text{норм}} - t_{\text{о.с}}}{t_{\text{кож}} - t_{\text{норм}}};$$

$$\frac{1}{\ln\left(\frac{0,4 + 2 \cdot \delta_{\text{из}}}{0,4}\right)} = \frac{11,35 \cdot (0,4 + 2 \cdot \delta_{\text{из}})}{2 \cdot 0,04} \cdot \frac{43 - 20}{82,5 - 43};$$

$$\frac{1}{\ln(1 + 5 \cdot \delta_{uz})} = 82,61 \cdot (0,4 + 2 \cdot \delta_{uz}),$$

откуда $\delta_{uz} = 0,006 \text{ м} = 6 \text{ мм}$.

Полные тепловые потери аппарата в окружающую среду составят

$$Q_{o.c} = \alpha \cdot (t_{норм} - t_{o.c}) \cdot F_a = 11,35 \cdot (43 - 20) \cdot 3,77 = 984 \text{ Вт} \approx 1 \text{ кВт},$$

что составляет $\dot{Q}_{o.c} / \dot{Q} \cdot 100\% = 1 / 254,44 \cdot 100\% = 0,4 \%$, что существенно меньше заданного коэффициента потерь (3 %).

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Продукт: **Попутный нефтяной газ**

Целевой рынок: предприятия нефтегазовой отрасли

4.1 SWOT-анализ.

Качественный подход к описанию рисков заключается в детальном и последовательном рассмотрении содержательных факторов, несущих неопределенность, и завершается формированием причин основных рисков и мер по их снижению. Одной из методик анализа сильных и слабых сторон предприятия, его внешних благоприятных возможностей и угроз является SWOT-анализ.

Таблица 4.1 – Swot-анализ Казанского месторождения

	Возможности	Угрозы
	1. Наличие мест для строительства новых скважин 2. Увеличение добычи нефти и попутного нефтяного газа 3. Применение современных технологий	1. Штрафы за нарушение экологического законодательства 2. Устаревание технологий и оборудования
Сильные стороны 1. Наличие системы использования ПНГ 2. Наличие больших запасов нефти, конденсата и газа 3. Высококвалифицированный персонал	1. Строительство новых скважин 2. Развитие системы использования ПНГ, в том числе за счет применения нового современного оборудования, такого, как теплообменник	1. Строгое следование всем правилам и экологическим нормам 2. Проведение модернизации

	кожухотрубчатый	
Слабые стороны 1. Слабо развита инфраструктура 2. Сложность геологического строения 3. Зависимость от иностранных поставщиков услуг ремонтного обслуживания	1. Развитие инфраструктуры 2. Применение современных технологий при бурении 3. Переход на услуги отечественных сервисных компаний	1. Строгое следование всем правилам и экологическим нормам

Анализируя таблицу SWOT-анализа можем сказать, что предприятие имеет достаточно сильных сторон и возможностей, чтобы уверенно функционировать в условиях современных реалий.

Основной слабой стороной является зависимость от иностранных сервисных компаний, которые предоставляют услуги по ремонту и модернизации оборудования.

При этом стоит говорить о необходимости постоянной модернизации технологий и оборудования.

Кроме того, важной задачей для месторождения является соблюдение экологического законодательства.

4.2 Расчет производственной мощности теплообменника

Расчет произведен на по методическим указаниям [24].

Под производственной мощностью химического предприятия (производства, цеха) понимается максимально возможный годовой выпуск готовой продукции в номенклатуре и ассортименте, предусмотренных на плановый период при наилучшем использовании производственного

оборудования, площадей в результате внедрения инноваций или проведения организационно-технических мероприятий. Основное оборудование – кожухотрубчатый теплообменник.

Расчет производственной мощности для непрерывного производства производится по формуле:

$$M = \Pi_{\text{техн}} \cdot T_{\text{эфф.г}} \cdot n \quad \text{где} \quad (176)$$

M – производственная мощность, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$\Pi_{\text{техн}}$ – техническая норма производительности, $\text{м}^3/\text{ч}$

$$\Pi_{\text{техн}} = 1,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

Для газа с плотностью $\rho_2 = 19,51 \text{ кг} / \text{м}^3$, получаем:

$$\Pi_{\text{техн}} = \frac{1,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}}}{19,51 \text{ кг}/\text{м}^3} \cdot 3600 = 332,1 \text{ м}^3/\text{ч};$$

n – количество единиц оборудования, *шт*

$$n = 1.$$

В общем виде величина эффективного времени выразится следующим образом:

$$T_{\text{эфф.г}} = T_{\text{кал}} - T_{\text{ППР}} \quad (177)$$

где

$T_{\text{кал}}$ – календарный фонд работы оборудования, *ч*

$$T_{\text{кал}} = 8760;$$

$T_{\text{ППР}}$ – время на ремонтные простои, *ч*;

По формуле 177 находим эффективное время работы оборудования в год, принимая во внимание, что $T_{\text{ППР}} = 1860$:

$$T_{\text{эфф.г}} = 8760 - 1860 = 6900$$

$$M = 332,1 \cdot 6900 \cdot 1 = 2,3 (\text{млн. м}^3/\text{год}).$$

Коэффициент экстенсивности характеризуется использованием основного оборудования по времени :

$$K_{\text{экт}} = T_{\text{эфф.г}}/T_{\text{кал}} \quad (178)$$

где

$K_{\text{экт}}$ – коэффициент экстенсивности;

$T_{\text{эфф.г}}$ – эффективное время работы оборудования, ч.;

$T_{\text{кал}}$ – календарный фонд времени работы оборудования, ч.

По формуле 23 коэффициент экстенсивности равен:

$$K_{\text{экт}} = 6900/8760 = 0,79.$$

Коэффициент интенсивности характеризует использование оборудования по производительности [16].

$$K_{\text{инт}} = \Pi_{\text{факт}}/\Pi_{\text{техн}} \quad (179)$$

где

$\Pi_{\text{факт}}$ – фактическая производительность, м³/ч;

$\Pi_{\text{техн}}$ – техническая норма производительности, м³/ч;

$$K_{\text{инт}} = 332,1/332,1=1$$

Коэффициент Парка рассчитываем по формуле:

$$K_{\text{Парка}} = N_{\text{раб}}/N_{\text{уст}}, \quad (180)$$

где

$N_{\text{раб}}$ – количество работающего оборудования, шт.;

$N_{\text{уст}}$ – количество установленного оборудования, шт.

$$K_{\text{Парка}} = 1/1 = 1$$

Коэффициент мощности:

$$K_{\text{м}} = K_{\text{инт}} \cdot K_{\text{Парка}} \cdot K_{\text{экт}}, \quad (181)$$

где

$K_{\text{экт}}$ – коэффициент экстенсивности;

$K_{\text{инт}}$ – коэффициент интенсивности;

$K_{\text{парка}}$ – коэффициент парка.

$$K_{\text{м}} = 0,79 \cdot 1 \cdot 1 = 0,79$$

Годовая программа выпуска до и после производительности

$$N_{\text{год}} = K_{\text{м}} \cdot M, \quad (182)$$

где

$K_{\text{м}}$ – коэффициент мощности;

M – производственная мощность, млн. м³/год.

$$N_{\text{год}} = 2,3 \cdot 0,79 = \mathbf{1,8 \text{ (млн. м}^3\text{/год)}}.$$

4.3 Режим работы

Теплообменник и сопутствующее оборудование, образующие общую систему подготовки попутного нефтяного газа, работает непрерывно, поэтому бригада формируется по принципу сменности. Согласно заводским данным график сменности является четырехбригадная. График сменности представляет собой изображение очередности выхода работающих на работы, А, Б, В, Г – условное обозначение бригад. Основные рабочие на производстве работают в двухсменном режиме, первая смена работает с 8.00ч. до 20.00 ч., а вторая смена работает с 20.00ч. до 8.00 ч. Основные рабочие работают вахтовым методом. Первая вахта работает с 3 числа по 18 число текущего месяца, а вторая группа вахтовиков работает с 19 числа по 2 число следующего месяца.

График двухсменного четырехбригадного режима работы на май 2018 года приведен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – График режима работы смен на май 2018 г.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
А			7	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Б			7	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
В	12	12	12	7											
Г	12	12	12	7											
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
А	12	12	12	7											
Б	12	12	12	7											
В			7	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Г			7	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12

Таблица 4.3 – Штатное расписание участка подготовки попутного нефтяного газа

Наименование должности, профессии	Категори я	Разряд	Кол. штат. ед.	Ставка	МФЗП
1	2	3	4	5	6
1. Начальник участка	ИТР	14	1	2025	5148
2. Инженер технолог 1 категории	ИТР	11	2	1731	9001
3. Инженер – механик 1 категории	ИТР	11	2	1731	9001
4. Оператор технологических установок	ОР	5	10	9.8	56349
Итого по участку подготовки газа			15		79499

Для расчета эффективного фонда рабочего времени составим баланс времени одного среднесписочного рабочего.

Эффективное количество часов работы одного среднесписочного рабочего определяется [18, с 90]:

$$T_{\text{эфф.раб}} = T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пл.пот}}, \quad (183)$$

где

$T_{\text{кал}}$ – календарный фонд времени работы одного среднесписочного рабочего, человек; $T_{\text{кал}} = 8760 \text{ч.}$;

$T_{\text{пл.пот}}$ – время плановых потерь, ч.;

$T_{\text{вых}}$ – число нерабочих часов в выходные дни, ч.

На производстве организованы две вахты по 2 смены каждая. Каждая смена работает 12 часов с компенсацией за работу в выходные дни. Это достигается применением четырех бригадного графика сменности.

Длительность сменоборота :

$$T_{\text{см.об}} = a \cdot b, \quad (184)$$

где

$T_{\text{см.об}}$ – длительность сменоборота, дней;

a – количество бригад, шт;

b – число дней, в течение которых бригада работает в одну смену, дн.;

Количество выходных дней, в течение которых бригада работает в одну смену :

$$T_{\text{вых}} = T_{\text{кал}} / T_{\text{см.об}} \cdot n, \quad (185)$$

где

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней;

$T_{\text{кал}}$ – календарный фонд времени работы одного среднесписочного рабочего, дней;

$T_{\text{см.об}}$ – длительность сменоборота, дней;

n – количество выходных дней за сменоборот, дней.

Одна смена работает 15 дней: один день залетают, один день вылета.

$$T_{\text{вых}} = 365 / 8 \cdot 3 = 137 \text{ (дней)}$$

Продолжительность рабочих смен в сменобороте находим по следующей формуле:

$$T_{\text{раб.см}} = t_{\text{см}} - t_{\text{вых}}, \quad (186)$$

где

$t_{\text{см}}$ – продолжительность рабочих смен в сменобороте, дней;

$t_{\text{вых}}$ – количество выходных дней, дней.

$$T_{\text{раб.см}} = 8 - 3 = 5$$

Находим номинальный фонд рабочего времени.

$$T_{\text{раб}} = T_{\text{кал}} \cdot T_{\text{раб.см}} / t_{\text{см}}, \quad (187)$$

$$T_{\text{раб}} = 365 \cdot 5 / 8 = 228 \text{ (дней)}$$

Находим количество персонала (производственного) работающего посменно:

$$N_{\text{яв}} = N_{\text{шт}} \cdot S, \quad (188)$$

где

$N_{\text{яв}}$ – явочная численность производственного персонала, работающего посменно, человек;

$N_{\text{шт}}$ – штатное количество человек, работающих в смену, человек;

S – число смен,

$$S = 4.$$

$$N_{\text{яв}} = 15 \cdot 4 = 60 \text{ (человек)}$$

Списочная численность:

$$N_{\text{сп}} = N_{\text{яв}} \cdot K_{\text{пер}}, \quad (189)$$

где

$K_{\text{пер}}$ – коэффициент перехода от явочной численности к списочной.

$$K_{\text{пер}} = T_{\text{эфф.об.}} / T_{\text{эфф.раб}} \quad (190)$$

где

$$T_{\text{эфф.об.}} = 6900 \text{ (см. таблицу 4.4).}$$

Таблица 4.4 - Баланс рабочего времени одного среднесписочного рабочего

№ п/п	Показатели	Дни	Часы
1	Календарный фонд рабочего времени, $T_{\text{кал}}$	365	8760
2	Выходные дни, $T_{\text{вых}}$	137	3288
3	Номинальный фонд рабочего времени, $T_{\text{раб}}$	228	5472
4	Очередные и дополнительные отпуска	36	864
5	Невыходы по болезни	7	168
6	Выполнение государственных обязанностей	1	24
7	Отпуск по учебе без отрыва от производства	1	24
8	Итого по отпуску	45	1080
9	Эффективный фонд рабочего времени	183	4392

$T_{\text{эфф.раб.}}$ – эффективный фонд рабочего времени одного среднесписочного рабочего, ч.;

$$T_{\text{эфф.раб.}} = 4392 \text{ (см. таблицу 3.4).}$$

$$K_{\text{пер}} = 6900/4392 = 1,57.$$

По формуле 9.1.14 списочная численность равна:

$$N_{\text{сп}} = 60 \cdot 1,57 = 95 \text{ (человек).}$$

4.4 Организация оплаты труда

В нефтегазодобывающем управлении оплата труда рабочих повременно–премиальная, на основе часовых тарифных ставок, установленных и утвержденных на предприятии, присвоенных квалификационных разрядов (семнадцатиразрядная сетка) и фактически отработанного времени.

Труд руководителей, специалистов и служащих оплачивается согласно установленной разрядной таблицы за фактически отработанное время.

Рабочим руководителям и специалистам работа в ночное время

оплачивается в повышенном размере на 40% и в вечернее время на 20%. Компенсационная доплата выплачивается в размере 10% за тяжелые условия труда.

На месторождении выплачивается надбавка в размере 75% взамен суточных.

Работа в праздничные дни оплачивается работникам, труд которых оплачивается по часовым тарифным ставкам – в размере двойной часовой тарифной ставки.

Тарифный фонд заработной платы рассчитывается на основе тарифной сетки.

Проведем расчет месячной заработной платы операторов технологических установок 4 разряда участка подготовки газа (10 человек).

Зарплата рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{тар}} + D_{\text{ноч}} + D_{\text{празд}} + D_{\text{прем}} + D_{\text{р.к.}} + D_{\text{сут}} + D_{\text{усл.тр}} \quad (191)$$

где

$Z_{\text{тар}}$ – тарифная ЗП, руб.;

$D_{\text{ноч}}$ – доплата за работу в ночное время, руб.;

$D_{\text{празд}}$ – доплата за работу в праздничные дни, руб.;

$D_{\text{прем}}$ – премиальная ЗП, руб.;

$D_{\text{р.к.}}$ – районный коэффициент, руб.;

$D_{\text{сут}}$ – доплата взамен суточных, руб.;

$D_{\text{усл.тр}}$ – компенсационная доплата за условия труда, руб.;

Тарифная заработная плата рассчитывается:

$$Z_{\text{тар}} = T_{\text{ст}} \cdot T_{\text{фак}} \cdot N, \quad (192)$$

где

$T_{\text{ст}}$ – тарифная ставка данной категории рабочих, руб./ч;

$T_{\text{ст}} = 7,24$ руб.

$T_{\text{фак}} = 194$ ч. за смену;

N – количество рабочих данной категории, человек;

$H = 10$ чел.

$$Z_{\text{тар}} = 7,24 \cdot 194 \cdot 10 = 14045,6 \text{ (руб.)}$$

Доплата за работу в ночное время:

$$D_{\text{ноч}} = 0,4 \cdot T_{\text{ст}} \cdot T_{\text{ноч}} \cdot H, \quad (193)$$

где

$T_{\text{ст}}$ – почасовая тарифная ставка, руб.;

$$D_{\text{ноч}} = 0,4 \cdot 14045,6 = 5618,24 \text{ (руб.)}$$

Доплата в праздничные дни:

$$D_{\text{празд}} = T_{\text{празд}} \cdot T_{\text{ст}} \cdot 2 \cdot H; \quad (194)$$

где

$T_{\text{празд}}$ – количество часов, отработанное в праздники, ч (1 и 9 мая – $T_{\text{празд}} = 24$ часа);

$$D_{\text{празд}} = 24 \cdot 7,24 \cdot 2 \cdot 10 = 3475,2 \text{ (руб.)}$$

Премиальная ЗП:

$$D_{\text{прем}} = Z_{\text{тар}} \cdot P_{\text{прем}} / 100 \% \quad (195)$$

где

$Z_{\text{тар}}$ – тарифная ЗП, руб.;

$P_{\text{прем}}$ – премиальные, % за май 2018 года = 20%

$$D_{\text{прем}} = 14045,6 \cdot 20/100 = 2809,12 \text{ (руб.)}$$

Районный коэффициент:

$$D_{\text{р.к.}} = 0,5 (Z_{\text{тар}} + D_{\text{ноч}} + D_{\text{празд}} + D_{\text{прем}}) \quad (196)$$

$$D_{\text{р.к.}} = 0,5 (14045,6 + 5618,24 + 3476,2 + 2809,12) = 12974,58 \text{ (руб.)}$$

Доплата взамен суточных:

$$D_{\text{сут}} = Z_{\text{тар}} \cdot 75/100, \quad (197)$$

$$D_{\text{сут}} = 0,75 \cdot 14045,6 = 10534,2 \text{ (руб.)}$$

Компенсационная доплата за тяжелые условия труда:

$$D_{\text{усл.тр}} = Z_{\text{тар}} \cdot 10/100,$$

$$D_{\text{усл.тр}} = 14045,6 \cdot 0,1 = 1404,56 \text{ (руб.)}$$

Итак по формуле (191) основная заработная плата 10 операторов технологических установок узла подготовки газа за май месяц 2017г.составит:

$$Z_{\text{осн}} = 14045,6 + 5618,24 + 3475,2 + 2809,12 + 12974,58 + 10534,2 + 1404,56 = 50861,50 \text{ (руб)}$$

$$Z_{\text{П}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (198)$$

где

$Z_{\text{осн}}$ – основная ЗП, руб.;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная ЗП, руб.;

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot K / T_{\text{кал}}, \quad (199)$$

где

K – число законных невыходов, дней;

$T_{\text{кал}}$ – календарный фонд работы одного среднесписочного рабочего, дней;

$$Z_{\text{доп}} = 50861,5 \cdot 45 / 365 = 6270,6 \text{ (руб.)}$$

Заработная плата 10 операторов технологических установок за 1 месяц составит:

$$Z_{\text{П}} = 6270,6 + 50861,5 = 57132,1 \text{ (руб.)}$$

Аналогично производится расчет месячного фонда ЗП всех работников производства. Месячный и годовой фонд ЗП представлен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Фонд заработной платы

№	Наименование	Численность	МФЗП, тыс. руб.	ГФЗП, тыс. руб.
1	Инженерно-технические работники (ИТР)	58	265,1	3181,3
2	Основные рабочие (ОР)	41	232,1	2784,7
3	Вспомогательные рабочие (ВСП)	78	427,6	5130,6

4	Младший обслуживающий персонал (МОП)	14	49,7	596,6
5	Итого по ГКС	191	974,4	11693,3

4.5 Основные фонды предприятия. Расчет амортизационных отчислений

В качестве сырья используется газ, поступающий из бустерной компрессорной станции и дренажно–насосной станции.

В таблице 4.6 приведена структура основных фондов участка подготовки газа.

Таблица 4.6 – Структура основных производственных фондов

№	Наименование ОПФ	Стоимость ОПФ, тыс.руб.	% к общей стоимости ОПФ, %	№, %	Амортизационные отчисления, тыс. руб.	Текущий ремонт, %	Капитальный ремонт, %
	1	2	3	4	5	6	7
1	Здания	17990,7	80,73	4	719,6	3,2	6,3
2	Сооружения	900,8	4,04	4	36,0	3,2	6,3
3	Инструменты и инвентарь	1275,7	5,72	14	178,6	6,3	8,2
Итого здания, сооружения и инвентарь		20167,2	90,50		934,3		
4	Производственное оборудование	2118,1	9,50	12	254,2	6,3	8,2
Итого:		22285,3	100,00		1188,4		

Рассмотрим принцип расчета амортизационных отчислений на май месяц 2018 года на примере производственного оборудования:

$$Ar = N_a \cdot \Phi_{\text{восст}}/100, \quad (200)$$

где

N_a – норма амортизационных отчислений, %.

Для производственного оборудования годовая $N_a = 12$ %;

$\Phi_{\text{восст}}$ – полная восстановительная стоимость производственного оборудования, руб.

$$\Phi_{\text{восст}} = 2118109 \text{ руб.}$$

$$Ar = 12 \cdot 2118109/100 = 254173,08 \text{ (руб.)}$$

Сумма месячных амортизационных отчислений производственного оборудования составляет:

$$Ar_M = Ar/12, \quad (201)$$

$$Ar_M = 254173,08/12 = 21181 \text{ (руб.)}$$

Аналогично рассчитывается сумма месячных амортизационных отчислений для любых видов основных средств с учетом их норм амортизации и полной восстановительной стоимости.

4.6 Расчет себестоимости

Расчет себестоимости товарного газа при годовом производственном выпуске $M_{\text{пр}} = 1,8$ млн. м^3 приведен в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Себестоимость продукции газа при годовом выпуске 1.8 млн. м^3

№	Статьи затрат	Единица измерения	Цена, руб	Расход		Затраты, руб.	
				Норма расхода, на млн. м^3	на $N_{\text{год}}$ (4 x $M_{\text{пр}}$)	на 1 млн. м^3 (столбец 3 x 4)	на $N_{\text{год}}$ (столбец 3 x 5)
	1	2	3	4	5	6	7
1	Сырьё, материалы и катализаторы						
1.1	Алюминосиликат	тн	1050	0,27	0,486	283,5	510,3

1.2	Метанол	тн	600	0,97	1,746	582	1047,6
1.3	Термолаин	тн	836	1,57	2,826	1312	2362,5
1.4	Ингибитор ИКБ – 2–2	тн	165	5,5	9,9	907,5	1633,5
1.5	Минеральное масло	тн	892,5	0,2	0,36	178,5	321,3
Итого сырья, материалов						3263,5	5875,2
2	Энергоресурсы						
2.1	Электроэнергия	ткВтчас	234	29,5	53,1	6903,0	12425,4
2.2	Пар собственный	гКал	83,96	300,0	540	25188,0	45338,4
2.3	Азот	Т·м ³	228,7 3	4,8	8,64	1097,9	1976,23
2.4	Газ природный	Т·м ³	311,7 3	25,1	45,18	7824,4	14084
2.5	Дем. вода	Тм ³	6182	0,95	1,71	5872,9	10571,2
2.6	Сжатый воздух	Тм ³	73,71	9,0	16,2	663,4	1194,1
Итого энергоресурсов						47549,6	85589,3
ИТОГО условно-переменных издержек						50813,1	91464,6
3	Зарплата						
3.1	Зарплата основных рабочих	руб.				3007	5412,6
3.2	Отчисления на страховые взносы основных рабочих	%	30			902	1623,6
Итого зарплата основных рабочих с отчислениями						3909	7036,2

Продолжение таблицы 4.7

	1	2	3	4	5	6	7
4	Общепроизводственные расходы						
4.1	Зарплата вспомогательных рабочих	руб.				5540	9972
4.1.1	Отчисления на страховые взносы вспомогательных рабочих	%	30			1662	2991,6
4.2	Зарплата ИТР	руб.				3434	6181,2
4.2.1	Отчисления на страховые взносы ИТР	%	30			1030	1854
4.3	ЗП младшего обслуживающего персонала (МОП)	руб.				644	1159,2
4.3.1	Отчисления на страховые взносы МОП	%	30			167	300,6
4.4	Амортизация зданий, сооружений и инвентаря	руб.				4209	7576,2
4.4.1	Текущий ремонт зданий, сооружений и инвентаря	руб.				3097	5574,6
4.4.2	Капитальный ремонт зданий, сооружений и инвентаря	руб.				5866	10558,8

4.5	Амортизационные отчисления от производственного оборудования	руб.				1098	1976,4
4.5.1	Текущий ремонт оборудования	руб.				576	1036,8
4.5.2	Капитальный ремонт оборудования	руб.				750	1350

Окончание таблицы 4.7

	1	2	3	4	5	6	7
Итого							
	общепроизводственные расходы	руб.				28073	50531,4
5	Прочие расходы	руб.				1804	3247,2
Итого прочие расходы		руб.				1804	3247,2
6	I. Цеховая себестоимость	руб.				95905	172629
7	Общехозяйственные расходы (24 % от цеховой себестоимости)	руб.				23017	41430,6
8	II. Заводская	руб.				118922	214059,6
9	Коммерческие расходы (7 % от заводской себестоимости)	руб.				8324	14983,2
ИТОГО						31341	5614,8
10	III. Полная себестоимость	руб.				115940,1	208692,2
	Условно переменные затраты	руб.				50813,1	91463,58
	Условно постоянные затраты	руб.				65127	117228,6

Полная себестоимость продукции:

- годового выпуска – 208692,2 руб.
- в расчете на 1 млн. м³- 115940,1 руб.
- в расчете на 1 м³ – 0,11 руб.

С помощью затратного метода найдем цену продукции за 1м³, а затем

подсчитаем выручку:

$$Ц = С \cdot (1 + R / 100), \text{где}$$

С – себестоимость полная, руб.;

R – рентабельность, 12 %.

$$Ц = (208692,2 / 1,8 \cdot 10^6) \cdot 1,12 = 0,13 \text{ (руб.)}/\text{м}^3.$$

Рассчитаем себестоимость продукции при наращивании объемов производства на 15 %. Расчет себестоимости товарного газа при годовом производственном выпуске $M_{пр} = 1,8 \text{ млн. м}^3 + (1,8 \text{ млн. м}^3 \cdot 15 \% / 100\%) = 2,07 \text{ млн. м}^3$ приведен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 - Себестоимость продукции товарного газа при годовом выпуске 2,07 млн. м³/год

№	Статьи затрат	Единица измерения	Цена, руб	Расход		Затраты, руб.	
				Норма расхода, на млн. м ³	на Nгод (4 x M _{пр})	на 1 млн. м ³ (столбец 3 x 4)	на Nгод (столбец 3 x 5)
	1	2	3	4	5	6	7
1	Сырьё, материалы и катализаторы						
1.1	Алюминосиликат	тн	1050	0,27	0,5589	283,5	586,85
1.2	Метанол	тн	600	0,97	2,0079	582	1204,74
1.3	Термолаин	тн	836	1,57	3,2499	1312	2716,92
1.4	Ингибитор ИКБ – 2–2	тн	165	5,5	11,385	907,5	1878,53
1.5	Минеральное масло	тн	892,5	0,2	0,414	178,5	369,50
	Итого сырья, материалов					3263,5	6756,52
2	Энергоресурсы						
2.1	Электроэнергия	ткВтча	234	29,5	61,065	6903,0	14289,2

		с					
2.2	Пар собственный	гКал	83,96	300,0	621	25188,0	52139,2
2.3	Азот	Т·м ³	228,73	4,8	9,936	1097,9	2272,7
2.4	Газ природный	Т·м ³	311,73	25,1	51,957	7824,4	16196,6
2.5	Дем. вода	Тм ³	6182	0,95	1,9665	5872,9	12156,9
2.6	Сжатый воздух	Тм ³	73,71	9,0	18,63	663,4	1373,2
Итого энергоресурсов						98427,71	98427,71
ИТОГО условно-переменных издержек						43910,1	105184,23
3	Зарплата						
3.1	Зарплата основных рабочих	руб.				2614,53	5412,08
3.2	Отчисления на страховые взносы основных рабочих	%	30			784,27	1623,44
Итого зарплата основных рабочих с отчислениями						3398,80	7035,52

Продолжение таблицы 4.8

	1	2	3	4	5	6	7
4	Общепроизводственные расходы						
4.1	Зарплата вспомогательных рабочих	руб.				4816,9	9970,98
4.1.1	Отчисления на страховые взносы вспомогательных рабочих	%	30			1445,1	2991,36
4.2	Зарплата ИТР	руб.				2985,8	6180,61
4.2.1	Отчисления на страховые взносы ИТР	%	30			895,6	1853,89
4.3	ЗП младшего обслуживающего персонала (МОП)	руб.				559,9	1158,99
4.3.1	Отчисления на страховые взносы МОП	%	30			145,2	300,56
4.4	Амортизация зданий, сооружений и инвентаря	руб.				3659,7	7575,58
4.4.1	Текущий ремонт зданий, сооружений и инвентаря	руб.				2692,8	5574,10
4.4.2	Капитальный ремонт зданий, сооружений и инвентаря	руб.				5100,4	10557,83
4.5	Амортизационные отчисления от производственного оборудования	руб.				954,7	1976,23

4.5.1	Текущий ремонт оборудования	руб.				500,8	1036,66
4.5.2	Капитальный ремонт оборудования	руб.				652,1	1349,85
Итого общепроизводственные расходы		руб.				24409,01	50526,65
5	Прочие расходы	руб.				1568,9	3247,62
Итого прочие расходы		руб.				1568,9	3247,62

Окончание таблицы 4.8

	1	2	3	4	5	6	7
6	I. Цеховая себестоимость	руб.				83387,82	172612,79
7	Общехозяйственные расходы (24 % от цеховой себестоимости)	руб.				20012,9	41426,70
8	II. Заводская	руб.				103400,72	214039,49
9	Коммерческие расходы (7 % от заводской себестоимости)	руб.				7237,58	14981,79
ИТОГО						27250,48	56408,49
10	III. Полная себестоимость					100536,95	208111,5
	Условно переменные затраты					50813,1	105183,1
	Условно постоянные затраты					56626,85	117228,6

Полная себестоимость продукции:

- годового выпуска – 208111,5 руб.
- в расчете на 1 млн. м³ – 100536,95 руб.
- в расчете на 1 м³ – 0,1 руб.

С помощью затратного метода найдем цену продукции за 1м³, а затем подсчитаем выручку

$$Ц = С \cdot (1 + R / 100), \text{ где}$$

С – себестоимость полная, руб.;

R – рентабельность, 12 %.

$$Ц = (208111,5 / 2,07 \cdot 10^6) \cdot (1+12/100) = 0,11 \text{ (руб.)}/\text{м}^3.$$

4.7 Техничко-экономические показатели

Таблица 4.9 – Техничко-экономические показатели эффективности производства товарного газа

№ п/п	Техничко-экономические показатели	Единицы измерения	Значение показателей (1,8·10 ⁶ м ³)	Значение показател ей (2,07·10 ⁶ м ³)
1	2	3	4	5
1	Объем производства	м ³ /год	1,8·10 ⁶	2,07·10 ⁶
2	Объем продаж	м ³ /год	1,8·10 ⁶	2,07·10 ⁶
3	Цена 1 м ³	руб.	0,13	0,13
4	Выручка от реализации (строка 2 х строка 3)	руб.	234000	269100
5	Себестоимость (Суммарные издержки (строка 5.1 + строка 5.2))	руб.	208692,2	222400,7
	в том числе			
5.1	Издержки переменные	руб.	91463,58	105183,1
5.2	Издержки постоянные	руб.	117228,6	117228,6
6	Операционная прибыль (строка 4 – строка 5)	руб.	25307,8	46699,3
7	Налог на прибыль 20 % (строка 6 · 0,20)	руб.	5061,56	9339,86
8	Чистая прибыль (строка 6 – строка 7)	руб.	20246,24	37359,44
9	Рентабельность производства ((строка 8/строка 5) · 100)	%	9,7	16,8
10	Рентабельность продаж ((строка	%	8,7	13,9

	8/строка 4) · 100)			
11	Стоимость основных фондов	руб.	22285300	22285300
12	Фондовооружённость	руб./чел.	116677	116677
13	Фондоёмкость (строка 11 / строка 4)	руб./руб.	95,2	82,8
14	Фондоотдача (строка 4 / строка 11)	руб./руб.	0,011	0,012
15	Себестоимость 1 м ³	руб.	0,13	0,11
16	Производительность труда	м ³ /чел.	9424	10837
17	Инвестиции предприятия для внедрения инновации	руб.	45000	
18	Срок окупаемости	лет	2,5	
19	Точка безубыточности	млн. м ³	1,48	1,77
20	Точка безубыточности	руб.	192453	195097

3.8 Расчет точки безубыточности

Расчет точки безубыточности производится на основании сопоставления выпуска продукции, ее себестоимости, постоянных затратах, оптовой цены.

Расчет точки безубыточности графическим методом для объема выпуска 1,8 млн. м³ представлен в таблице 4.10 и на рисунке 4.1

Таблица 4.10 – Расчет точки безубыточности для выпуска 1,8 млн. м³/год

Объем, млн. м ³	0	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,8
Валовые (общие) затраты, руб.	117228,6	132472,5	147716,5	162960,4	178204,3	193448,3	208692,2
Чистая прибыль, руб.	-117229	-93472,5	-69716,5	-45960,4	-22204,3	1551,75	25307,82

Переменные затраты, руб.	0	15243,93	30487,86	45731,79	60975,72	76219,65	91463,58
Выручка (доход), руб.	0	39000	78000	117000	156000	195000	234000
Постоянные затраты, руб.	117228,6	117228,6	117228,6	117228,6	117228,6	117228,6	117228,6

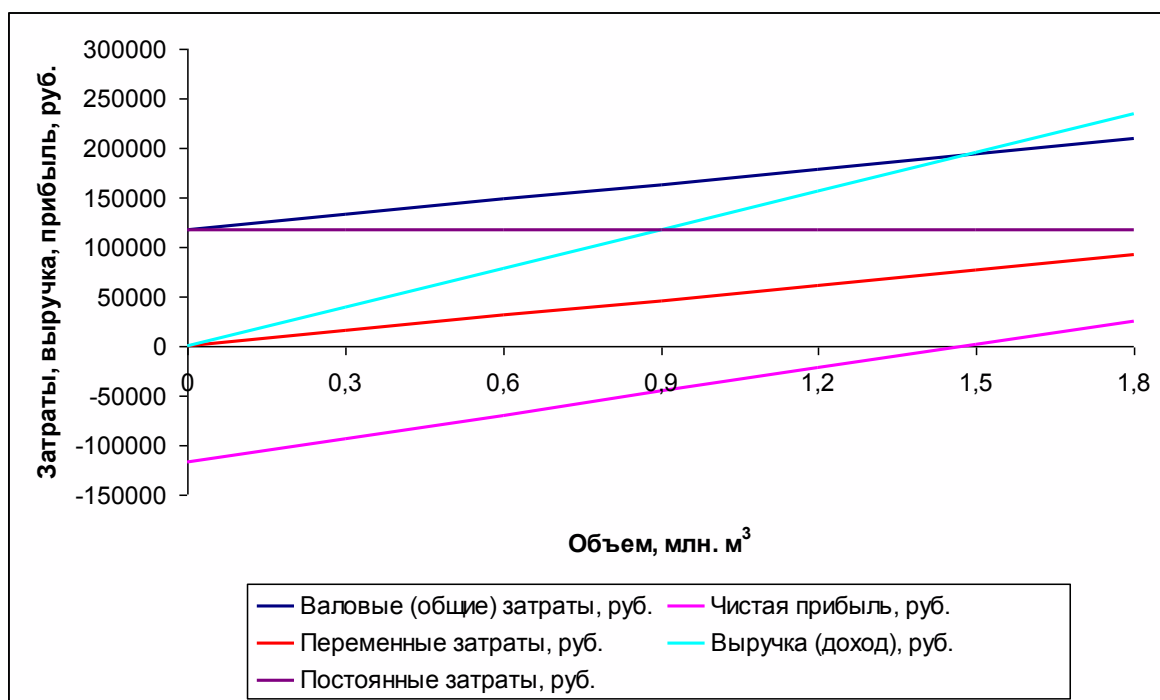


Рисунок 4.1 - График нахождения точки безубыточности при годовом выпуске 1,8 млн.м³ товарного газа

Расчет точки безубыточности графическим методом для объема выпуска 2,07 млн. м³ представлен в таблице 4.11 и на рисунке 4.2

Таблица 4.11 – Расчет точки безубыточности для выпуска 2,07 млн. м³/год

Объем, млн. м ³	0	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1
Валовые (общие) затраты,	117228,6	132472,5	147716,5	162960,4	178204,3	193448,3	208692,2	223936,1

руб.								
Чистая прибыль, руб.	-117229	-93472,5	-69716,5	-45960,4	-22204,3	1551,75	25307,82	49063,89
Переменные затраты, руб.	0	15243,93	30487,86	45731,79	60975,72	76219,65	91463,58	106707,5
Выручка (доход), руб.	0	39000	78000	117000	156000	195000	234000	273000
Постоянные затраты, руб.	117228,6	117228,6	117228,6	117228,6	117228,6	117228,6	117228,6	117228,6

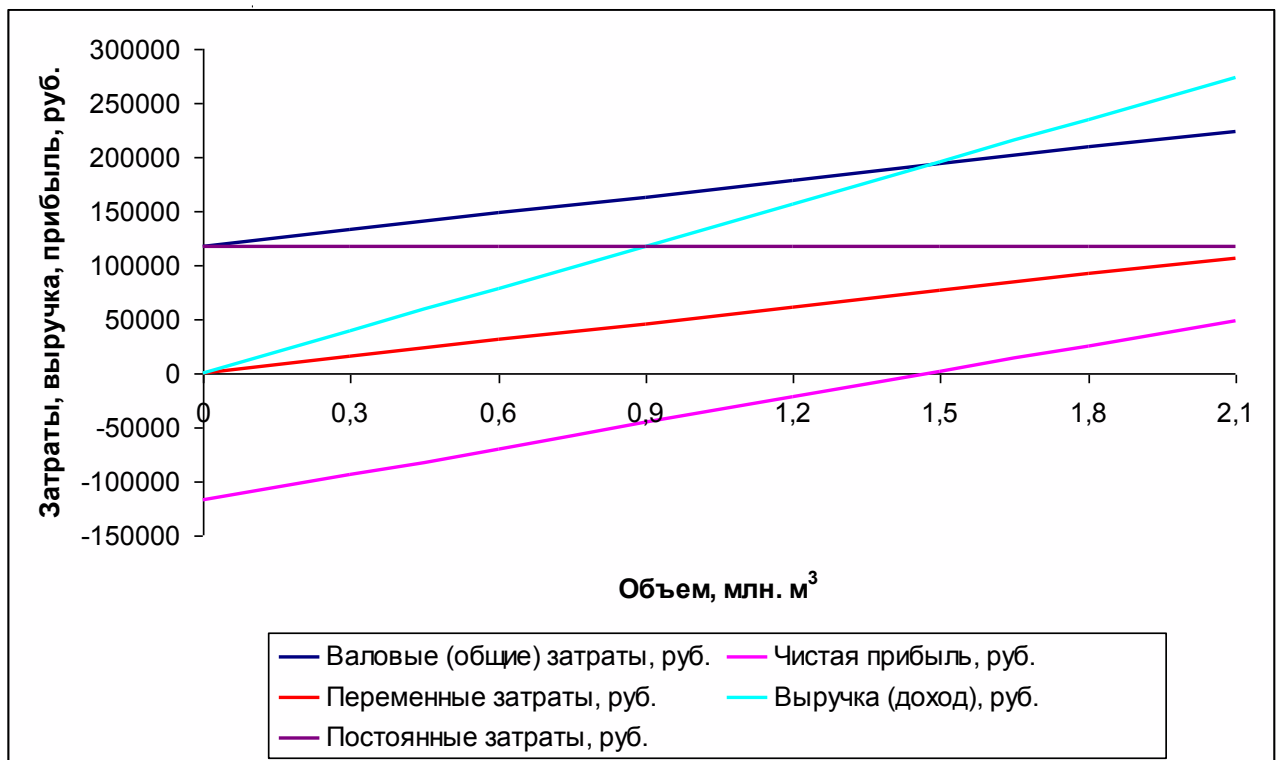


Рисунок 4.2 - График нахождения точки безубыточности при годовом выпуске 2,07 млн. м³ товарного газа

Определение точки безубыточности аналитическим способом:

$$Q_{кр.} = \frac{Изд._{пост}}{Ц_{ГП} - Изд._{перГП}},$$

где $Ц_{ГП}$ – цена единицы готовой продукции (1 м³);

$Изд._{ГП}$ - удельные переменные издержки (переменные издержки на единицу готовой продукции – 1 м³).

Для производства газа 1,8 млн. м³

$$Q_{кр,1} = 117228,6 / (0,13 * 10^6 - 50813,1) = 1,48 \text{ млн. м}^3$$

$$Q_{кр,1} = 117228,6 / ((0,13 * 10^6 - 50813,1) / 0,13 * 10^6) = 192453 \text{ руб}$$

Для производства газа 2,07 млн. м³

$$Q_{кр,2} = 117228,6 / (0,13 * 10^6 - 50813,1) = 1,48 \text{ млн. м}^3$$

$$Q_{кр,2} = 117228,6 / ((0,13 * 10^6 - 50813,1) / 0,13 * 10^6) = 192453 \text{ руб}$$

Вышепроизведенные расчеты показывают, что при увеличении объема производства с 1,8 млн.м³ до 2,07 млн.м³, чистая прибыль увеличивается на 84%. При этом отметим, что фондоемкость уменьшается на 12,4 руб./руб. за счет увеличения выручки. В то время как фондоотдача увеличилась на 0,001.

Это в свою очередь свидетельствует об эффективности использования основных фондов на участке подготовки газа на Казанском месторождении за счет модернизации производства. Также отметим, что за счет повышения технического уровня производства увеличивается производительность труда на 1413 м³ на человека. Срок окупаемости оборудования, обеспечивающего улучшение значений выше рассмотренных технико-экономических показателей составляет 2,5 года. Расчет точки безубыточности показал, что объем производства, при котором расходы будут компенсированы доходами, а при производстве и реализации каждой последующей единицы продукции предприятие начинает получать прибыль составляет 1,77 млн.м³.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Под социальной ответственностью в данном разделе понимается комплекс мер по обеспечению безопасности жизни и здоровья работников в процессе выполнения настоящего исследования, а также ответственность перед обществом по обеспечению экологической безопасности. Для этого в настоящем разделе будут рассмотрены такие вопросы, как производственная санитария, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Обеспечение безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности является одним из национальных приоритетов в целях сохранения человеческого капитала.

Обеспечение совершенствования нормативной правовой базы, в целях повышения эффективности систем оценки условий труда и улучшения здоровья работающих, выявления и оценки профессиональных рисков.

Совершенствование обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, формированию страховых тарифов в зависимости от состояния условий и охраны труда на рабочих местах.

Разработка комплексных мер, направленных на экономическое стимулирование технического перевооружения и модернизацию производства в целях улучшения условий труда, последовательное снижение доли производственного оборудования с выработанным ресурсом и сроком службы в общем объеме основных производственных фондов.

Совершенствование системы и методов, проведения предварительных при поступлении на работу и периодических медицинских осмотров работников, занятых во вредных и опасных условиях труда.

Совершенствование системы подготовки и переподготовки специалистов в сфере охраны труда с учетом соответствующих профессиональных стандартов и с использованием современных технологий.

Содействие развитию системы после сменной реабилитации работников, занятых во вредных и опасных условиях труда, включая профилактику стресса на работе.

Совершенствование системы обеспечения работающих современными средствами индивидуальной защиты [10].

5.1 Производственная санитария

5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.

На основе анализа видов работ выявим источники опасности, т.е. части производственных систем, производственного оборудования и элементы среды, формирующие эти опасности. Данные представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по [11])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Полевые работы	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 2. Утечки токсичных и	1. Движущиеся машины и механизмы 2. Пожароопасность, взрывоопасность.	[12], [13], [14]

	вредных веществ в атмосферу.		
2. Камеральные работы	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу.	1. Пожаро-опасность, взрывоопасность. 2. Повышенный уровень статического электричества.	[13], [14], [15]

5.1.2 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов

Нефтяной газ с воздухом составляют газоздушную смесь, пары нефти с воздухом составляют парогазовую смесь. Смеси способны гореть и взрываться.

При горении нефти выделяется значительное количество токсичных газов: сернистый ангидрид, двуокись азота и угарный газ.

Основная опасность, которую представляет свободный нефтяной газ – это способность создавать взрывоопасную смесь с воздухом. Основными горючими компонентами нефтяного газа являются предельные углеводороды. Основную массу паров неразгазированной нефти составляют метан и пропан.

Продукция транспортируется по трубопроводам под давлением. При аварийном порыве нефтегазосборного трубопровода произойдет выброс продукта (сырой нефти и попутного нефтяного газа) на поверхность почвы и выделение в атмосферу взрывоопасного газа (паров). При аварийном порыве

водовода высокого давления произойдет выброс пластовой воды с высокой степенью минерализации на поверхность почвы.

Трубопроводы и их сооружения после включения в работу функционируют в автоматическом режиме. Для поддержания объекта в рабочем состоянии необходимо следить за режимом работы по показаниям приборов и средств измерений.

Трубопроводы, арматуру следует периодически осматривать и обслуживать согласно утвержденным графикам и регламентам работ. Результаты осмотров необходимо заносить в журнал осмотров и ремонтов трубопроводов.

При обслуживании объекта особое внимание должно быть обращено на герметичность арматуры, фланцевых соединений, состояние сварных швов трубопроводов. За герметичностью сооружений необходимо установить постоянный контроль.

Работы, выполняемые на объектах, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Необходимо осуществлять контроль исправности молниеотводов и заземляющих устройств с проверкой сопротивления заземлителей не реже одного раза в год (летом при сухой погоде) с оформлением результатов контроля. Величина сопротивления заземлителя не должна отличаться более чем в пять раз от зафиксированной при приемке молниеотвода в эксплуатацию.

Для обеспечения безопасной эксплуатации в зимнее время необходимо предотвращать замерзание, застывание транспортируемого продукта. Необходимо хорошо знать наиболее опасные места возможного замораживания трубопроводов, арматуры и тщательно следить за их состоянием.

При открывании и закрывании арматуры запрещается пользоваться ломом, трубами и другими подобными приспособлениями. Размораживать

замерзшие участки на трубопроводах необходимо – горячей водой (при температуре до 60 0С), применение открытого огня запрещается, разогрев образовавшейся пробки без отключения от общей системы не разрешается. В случае замерзания трубопроводов и арматуры необходимо поступать следующим образом:

после тщательного осмотра необходимо убедиться в том, что замерзший участок не поврежден и не разорван ледяной пробкой;

принять меры к отключению замерзшего участка от основной системы; отогреть замерзший участок горячей водой.

Движущиеся машины и механизмы .

При выполнении работ с применением ПС запрещается:

нахождение людей возле работающего крана стрелового типа во избежание зажатия их между поворотной частью и другими неподвижными сооружениями;

нахождение людей под стрелой ПС при ее подъеме и опускании с грузом и без груза;

включение механизмов ПС при нахождении людей на поворотной платформе ПС вне кабины;

При работе экскаватора необходимо осуществлять следующие меры предосторожности:

находиться не ближе 5 м от зоны максимального выдвижения ковша;

Запрещается производить погрузку, если в кабине водителя или между автомобилем и экскаватором находятся люди.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право [16].

5.2 Экологическая безопасность

Мероприятия, направленные на сокращение и уменьшение воздействия на окружающую среду, условно подразделяются на профилактические и технологические.

Профилактические обеспечивают безаварийную работу оборудования. Технологические способствуют сокращению объемов выбросов и снижению их приземных концентраций.

Общие профилактические мероприятия, направленные на сокращение и уменьшение воздействия на окружающую среду:

- устройство и озеленение площадки;
- поддержание в полной технической исправности и герметичности резервуаров и емкостей, содержащих нефть и нефтепродукты, технологического оборудования и трубопроводов;
- планово-предупредительные ремонты технологического оборудования, выполняемые по утвержденным планам-графикам специализированными бригадами предприятия;
- контроль сварных стыков физическими методами;
- гидравлическое испытание трубопроводов, резервуаров и оборудования на прочность и герметичность;
- контролируемый и планируемый слив воды после гидроиспытаний;
- высокие требования к качеству металла труб;
- необходимый запас надежности по толщине стенки труб;

Общие технологические мероприятия, направленные на сокращение и уменьшение воздействия на окружающую среду:

- покрытие оборудования и трубопроводов антикоррозионной изоляцией;
- защита оборудования от атмосферной коррозии;

- система постоянного контроля регламентированных значений технологических параметров, автоматическое регулирование и система ПАЗ при отклонении от заданных параметров для предупреждения аварийных ситуаций.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха

С целью снижения неорганизованных выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности аппаратов, арматуры, фланцевых соединений, уплотнений предусмотрены следующие мероприятия:

- применение герметичных аппаратов и трубопроводов под давлением;
- герметичность трубопроводов за счет максимального соединения элементов трубопроводов сваркой;
- применение технологического оборудования и запорно-регулирующей арматуры в соответствии с рабочими параметрами процесса и коррозионной активностью среды;
- предусмотрена система предохранительных клапанов для защиты аппаратов и трубопроводов от превышения давления;
- сброс нефти от предохранительных клапанов направляется в резервуары;
- оборудование резервуаров надежными и эффективными непримерзающими предохранительными клапанами;
- хранение нефти в резервуарах предусмотрено под «азотной подушкой»;
- предусмотрены насосы с двойными торцевыми уплотнениями;
- сбор утечек от насосов, технологического оборудования предусмотрен в емкости закрытой дренажной системы опасных стоков;

- для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов в нормальном и аварийном режимах от легковоспламеняющихся и горючих жидкостей также предусмотрена закрытая дренажная система;
- непрерывный контроль загазованности в местах максимально возможных выделений углеводородов;
- периодический контроль максимально разовой ПДК не реже 1 раза в квартал (для веществ III, IV классов опасности), не реже 1 раза в месяц (для веществ II класса опасности);
- периодический контроль за среднесменными ПДК не реже 1 раза в месяц.

Основные мероприятия по защите поверхностных вод

Для защиты поверхностных вод предусмотрены следующие мероприятия:

- обвалование площадок вокруг резервуаров с нефтью и оборудования, где возможны разливы нефтепродуктов;
- организованный отвод стоков с обвалований каре резервуаров и отбортованных технологических площадок;
- открытая дренажная система поверхностных стоков;
- открытая дренажная система опасных стоков;
- закрытая дренажная система;
- покрытие противοфилтpационным экраном (геомембраной) территории каре резервуаров;
- установка запорной секционирующей арматуры для локализации аварийных разливов нефтепродуктов в случае разгерметизации оборудования и трубопроводов.

Для предупреждения истощения подземных вод предусмотрены следующие мероприятия:

- учёт использования подземных вод на проектируемом объекте;

- строгое соблюдение лимитов на воду;
- проведение гидрогеологического контроля за предотвращением истощения эксплуатационных запасов подземных вод;
- размещение проектируемого объекта вне водоохраных зон рек и озер.

Основные мероприятия по охране почв

Для защиты почв при эксплуатации месторождения предусмотрены следующие мероприятия:

- выполнение строительных работ исключительно в пределах монтажной площадки;
- вертикальная планировка участков в условиях вечномёрзлых грунтов, отводимых под строительство, устраивается сплошной подсыпкой с соблюдением принципа сохранения сложившегося термовлажностного режима грунтов в основании возводимых сооружений;
- использование теплоизолирующих прослоек для уменьшения высоты насыпи, обладающих небольшим коэффициентом теплопроводности и достаточной прочностью (пеноплекс, пенопласт);
- защита откосов насыпи от разрушительного воздействия атмосферных явлений укреплением георешеткой с заполнением песком;
- организация площадок для сбора и хранения отходов производства и потребления;
- сдача отходов производства и потребления осуществляется в специализированную организацию
- планировка и устройство твердого покрытия на технологических площадках;
- устройство ограждающих стен вокруг технологических резервуаров;

- устройство водопропускных труб под дорогами для предотвращения заболачиваемости и сохранения влажностного режима территории;

- рекультивация земель.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

По вероятности образования взрывоопасной концентрации паров нефти в смеси с воздухом сооружения на месторождении относятся:

- зона расположения технологических нефтепроводов к наружным установкам класса В-1 Г;

- здание ЛГКС к классу В-1 А;

- укрытие ёмкостей дренажа учтенной ЕП-407 и не учтённой ЕП-408 нефти к классу В-1 А;

- пары нефти в смеси с воздухом или взрывоопасная среда классифицируется второй категорией и третьей группой (2ГЗ);

- электротехническое оборудование (электроприводы, пусковая аппаратура, светильники и т.д.) имеют взрывозащищенное исполнение [19].

При аварийных ситуациях персонал действует согласно плану ликвидации аварий.

Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности разработаны с целью создания оптимальной системы противопожарной защиты, способной обеспечить необходимый уровень пожарной безопасности.

Пожарная безопасность на обеспечивается расположением зданий, сооружений и наружных установок в соответствии с противопожарными нормами, выбором конструкции и материалов зданий и сооружений, техническими мероприятиями. Составлен план ликвидации возможных

аварий, утвержденный главным инженером предприятия и согласован с местными органами Госпожнадзора.

На территории объекта предусмотрены следующие противопожарные мероприятия:

- все разрывы между зданиями и сооружениями приняты согласно противопожарным нормам;
- проезды на площадках запроектированы из условия обеспечения подъезда пожарных машин к сооружениям и оборудованию;
- размещение зданий и сооружений на площадке произведено с учетом пожарной и взрывной безопасности.

Для зданий и сооружений предусмотрены мероприятия, предотвращающие распространение пожара, ограничивающие площадь, интенсивность и продолжительность горения:

- производственные здания запроектированы не ниже II степени огнестойкости из конструкций заводского изготовления;
- помещения с взрывопожароопасными и вредными производствами изолированы от помещений без повышенной опасности;
- в зданиях категории «А» для снижения тяжести возможного взрыва предусмотрены легкобрасываемые конструкции (ЛСК);
- в качестве ЛСК используется оконное остекление в наружных стенах, недостающая площадь компенсируется устройством участков легкобрасываемой кровли;
- полы во всех взрывоопасных помещениях предусмотрены из материалов, не дающих искры;
- на случай возникновения пожара проектом обеспечена возможность безопасной эвакуации находящихся в зданиях людей через эвакуационные выходы;

– количество запроектированных эвакуационных выходов из помещений, ширина проходов, коридоров и лестниц, а также максимальное расстояние от наиболее удаленных рабочих мест до выходов соответствует требованиям [20].

– все производственные здания высотой до верха парапета более 10 м имеют выходы на кровлю по наружным (пожарным) металлическим лестницам.

Для предотвращения пожаров при эксплуатации производственных объектов, а также быстрой их ликвидации в случае возникновения, предусмотрены следующие мероприятия:

– применение герметичной системы приема, хранения, выдачи нефти и дизельного топлива;

– регулярный контроль состояния оборудования и трубопроводов;

– объекты месторождения оснащены средствами пожаротушения в соответствии с требованиями Правилами противопожарного режима в РФ по перечню, согласованному с местными органами пожарного надзора;

– установка щитов со знаками пожароопасности на подходах к пожароопасным объектам;

– ручные средства пожаротушения размещены в доступных местах, обозначены знаками пожарной безопасности, в том числе знаком «НЕ ЗАГРОМОЖДАТЬ»;

– помещения оснащаются огнетушителями. Для тушения электропроводки и электрооборудования применяются углекислотные огнетушители или порошковые (при тушении электрооборудования напряжением до 1000 В), при напряжении свыше 1000 В (до 10 000 В) – только углекислотные;

– противопожарные устройства находятся в исправном состоянии и готовы к применению в любое время суток;

– сети противопожарного водопровода находятся в исправном состоянии и обеспечивают требуемый по нормам расход воды на нужды пожаротушения. Проверка их работоспособности осуществляется не реже двух раз в год (весной и осенью);

– пожарные гидранты находящиеся в исправном состоянии, а в зимнее время утеплены и очищены от снега и льда;

– датчики пожарной сигнализации установлены согласно требованиям нормативно-технической документации;

– канализационные колодцы проверяются на загазованность газоанализатором не реже трех раз в год, а результаты заносить в журнал;

– молниеотводы и защитное заземление установки находятся в исправном состоянии и соответствуют предъявляемым к ним требованиям, их необходимо регулярно проверять с составлением актов и отметкой в специальном журнале;

– применение воздухонагревательных и отопительных приборов письменно согласовано с главным энергетиком предприятия. Воздухонагревательные и отопительные приборы в производственных помещениях нельзя загромождать посторонними предметами. Они размещены так, чтобы к ним был обеспечен свободный доступ для осмотра и очистки. Вентиляторы оборудованы дистанционным управлением;

– проходы на объекты находятся под контролем дежурного персонала. Въезд автотранспорта без специального пропуска и искрогасителя запрещен;

– территория должна содержаться в чистоте. Горючий мусор, отходы производства систематически убираются с производственной территории в безопасное в пожарном отношении место, не допускается скопление разлитого нефтепродукта в лотках, колодцах и на технологических площадках.

– на территории месторождения запрещается применять открытый огонь и курить. Курение разрешается только в специально отведенных и оборудованных местах (должны быть установлены урны или бочки для окурков, наполненные водой), согласованных с пожарнадзором и обозначенных надписью «Место для курения»;

– огневые работы разрешается проводить только по письменному разрешению, утвержденному начальником станции;

– регулярно (ежегодно) проводится очистка вентиляционных коробов систем вентиляции пожаробезопасными методами;

– обслуживающий персонал обучен приемам безопасного ведения технологических процессов и ликвидации возможных аварий.

Все оборудование, предусмотренное проектом, имеет сертификации в области пожарной безопасности государственной противопожарной службы МВД России.

Все устанавливаемое оборудование заземляется в соответствии с нормами ПУЭ.

Действия работников в случае возникновения пожара.

Обслуживающий персонал должен быть обучен приемам безопасного ведения технологических процессов и ликвидации возможных аварий.

Первый заметивший пожар, обязан немедленно сообщить об этом начальнику смены или вышестоящему руководителю, которые в свою очередь должны принять меры по локализации пожара, а именно:

- доложить об аварийной ситуации начальнику смены, начальнику цеха или его заместителю;

- вызвать аварийно-спасательную, пожарную и медицинскую службы;

- в случае отказа автоматического запуска системы противопожарной защиты, включить ее в дистанционном режиме путем нажатия кнопки на извещателе пожарном ручном (соответствующего

направления пожаротушения), устанавливаемом снаружи эвакуационных выходов из взрывопожароопасного помещения;

- прекратить все ремонтные работы на установках;
- удалить людей, не занятых в ликвидации аварии, из опасной зоны;
- оказать первую помощь пострадавшим;
- выключить приточную и вытяжную вентиляцию (если пожар в помещении);
- отключить дефектный участок с обеих сторон ближайшей запорной арматурой, при необходимости аварийно остановить соответствующую технологическую установку;
- до прибытия пожарной части, приступить к ликвидации очагов пожара имеющимися средствами пожаротушения (пожарные гидранты, лафетные установки, огнетушители) для охлаждения оборудования, для предотвращения перехода огня на соседние участки.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Теплообменник кожухотрубчатый спроектирован в соответствии с требованиями [21, 22].

Герметичность технологической обвязки узлов исключает загрязнение воздуха рабочей зоны вредными и взрывоопасными веществами в соответствии с [14, 16] и исключает недопустимые тепловыделения.

Экологическая чистота системы отбора проб газа обеспечивается отсутствием неконтролируемых утечек.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения дипломного проекта были выполнены тепловой, конструктивный, гидравлический и механический расчеты горизонтального кожухотрубного теплообменного аппарата, служащего для подогрева свободного нефтяного газа водой, а также рассчитана тепловая изоляция аппарата.

В результате выполненных расчетов было определено:

- количество передаваемого тепла в теплообменном аппарате, которое составило 254,44 кВт;
- требуемое количество греющей воды – 2,5 кг/с;
- коэффициент теплопередачи аппарата 177,7 Вт/(м²·°С);
- расчетная площадь поверхности теплообмена 24 м².

По полученным значениям согласно ГОСТР 55601-2013 был спроектирован горизонтальный двухходовой кожухотрубный аппарат диаметром 400 мм, числом труб (16x2 мм) n= 252 шт. с длиной L = 2 м.

Обозначение аппарата: $\frac{400ТНГ - 1,6М1 - 0}{16Г - 2Ш - 2}$ гр. А ГОСТ15120-79.

Также в работе выбрана трубная решетка, способ размещения и крепления в них теплообменных труб и трубных решеток к кожуху, выбрана конструктивная схема поперечных перегородок и определено расстояние между ними, подобраны крышки и днища аппарата, определены диаметры штуцеров, выбраны фланцы, прокладки и крепежных элементов, подобраны опоры аппарата. Также выполнена проверка на необходимость установки компенсирующего устройства. Для рассматриваемого случая устанавливать компенсирующее устройство нет необходимости.

В разделе гидродинамического расчета определены потери давления, которые для трубного пространства составили 5193 Па, а для межтрубного – 4956 Па.

Выполненные в работе поверочный и механический расчеты подтвердили работоспособность спроектированного теплообменного аппарата.

В качестве тепловой изоляции аппарата выбрана минеральная вата, которую необходимо укладывать толщиной 6 мм.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булыгин Ю.А. Теплообменные аппараты в промышленности: учеб. пособие / Ю.А. Булыгин, С.С. Баранов. – Воронеж: ФГБОУ ВПО «Воронежский государственный технический университет», 2015. – 100 с.
2. Варгафтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Справочник: М., Наука, 1972 – 721 с.
3. ГОСТ Р 52857.1—2007 Сосуды и аппараты. НОРМЫ И МЕТОДЫ РАСЧЕТА НА ПРОЧНОСТЬ. Общие требования. Москва: Изд-во стандартов, 2007. – 23
4. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
5. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
6. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
7. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
8. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля
9. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенически требования к воздуху рабочей зоны
10. ГОСТ 30852.19-2002 (МЭК 60079-20:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования
11. ГОСТ 12.2.044-80 ССБТ. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности
12. Дытнерский, Ю.И. Процессы и аппараты химической технологии / Ю.И. Дытнерский. Изд. 3-е. В 2-х кн.: Часть 1. Теоретические основы

процессов химической технологии. Гидромеханические и тепловые процессы и аппараты. – М.: Химия, 2012. – 400 с.

13. Дытнерский, Ю.И. Основные процессы и аппараты химической технологии. Пособие по проектированию / Г.С. Борисов, В.П. Брыков, Ю.И. Дытнерский. – 5-е изд., стереотипное. – М.: ООО «Издательский дом Альянс», 2015. – 496 с.

14. Ибрагимов Г.З., Артемьев В.Н. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа. – М.: МГОУ, 2005. – 243с.

15. Калинин А. Ф. Расчёт и выбор конструкции кожухотрубного теплообменного аппарата. – М., РГУНГ им. И.М. Губкина, 2002. – 82 с.

16. Касаткин, А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии / А.Г. Касаткин. – М.: ООО «Издательский дом Альянс», 2015. – 753 с.

17. Крутиков В.Н., Фалеев М.И. Коллективные и индивидуальные средства защиты. Контроль защитных свойств: Энциклопедия. – М.: ФИД «Деловой экспресс», 2002 – 408 с.

18. Лащинский, А.А. Основы конструирования и расчета химической аппаратуры [Текст]/ А.А. Лащинский, А.Р. Толчинский.-Л.: Машиностроение,1970.-753 с.

19. Остриков, А.Н. Расчет и проектирование теплообменников [Текст]: учебник/ А.Н. Остриков, А.В. Логинов, А.С. Попов, И.Н. Болгова; Воронеж. гос. технол. акад. – Воронеж: ВГТА, 2011. – 440 с.

20. Павлов, К.Ф. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии [Текст]/ К.Ф. Павлов, П.Г. Романков, А.А. Носков.- Л.: Химия, 1987.-586 с.

21. ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов

22. Расчет и проектирование теплообменников: учебник / А. Н. Остриков, А. В. Логинов, А. С. Попов, И. Н. Болгова; Воронеж. гос. технол. акад. – Воронеж: ВГТА, 2014. – 427 с.

23. Савельев Н.И. Расчет и проектирование теплообменных аппаратов: учеб. пособие / Н.И. Савельев, П.М. Лукин. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. 2015. – 80 с.

24. Семакина, О.К. Машины и аппараты химических, нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств: Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016-154 с.

25. СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение.

26. СНиП 21-01-97*. Пожарная безопасность зданий и сооружений

27. Трошин А.К., Купцов С.М., Калинин А.Ф. Термодинамические и теплофизические свойства рабочих тел теплоэнергетических установок. МПА-Пресс, М., 2006.

28. Филиппов В.В. Теплообмен в химической технологии. Теория. Основы проектирования: учеб. пособие / В.В. Филиппов. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2014. – 197 с.: ил.