

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

Институт электронного обучения

Направление «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии,
нефтехимии и биотехнологии»

Кафедра Общей химии и химической технологии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка теплообменного оборудования участка слива-налива нефтепродуктов. Яйского НПЗ

УДК 621.016.7:665.71(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2К22	Александров Максим Алексеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Балмашнов М.А.	Кандидат технических наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	Кандидат экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Романцов И.И.	Кандидат технических наук		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ан Владимир Вилорьевич	Кандидат технических наук		

Томск – 2017 г.

Перечень результатов обучения (профессиональных и универсальных компетенций), запланированных к достижению выпускниками данной образовательной программы

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>
P8	Использовать современные компьютерные методы вычисления, основанные на применении современных эффективных программных продуктов при расчете свойств материалов, процессов, аппаратов и систем, характерных для	Требования ФГОС (ПК-4, 5, 9, 10, 11, 14)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
	профессиональной области деятельности; находить необходимую литературу, использовать компьютерные базы данных и другие источники информации	
<i>Общекультурные компетенции</i>		
P9	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,2,6-10), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5)
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-6,7,8), Критерий 5 АИОР (2.6)
P11	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-11) , Критерий 5 АИОР (п.2.2)
P12	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)

Цели образовательной программы

Код цели	Формулировка цели	Требования ФГОС ВПО и (или) заинтересованных работодателей
Ц1	Подготовка выпускников к производственно- технологической деятельности в области энерго- и ресурсосберегающих процессов в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии, конкурентоспособных на мировом рынке.	Требования ФГОС ВПО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI. Требования к выпускникам предприятий химического комплекса России (ООО СИБУР «Томскнефтехим», ОАО «Тоскгазпром», ОАО «КИНЕФ», г. Кириши, Ангарский нефтеперерабатывающий комбинат, ПО «Азот», г. Кемерово, ООО «ЭльПласт», ООО «Сибметахим, ОАО «Фармстандарт–Томскхимфарм», и др.).
Ц2	Подготовка выпускников к проектной деятельности в области энерго- и ресурсосберегающих процессов в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии.	Требования ФГОС ВПО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI. Требования к выпускникам предприятий химического комплекса России (ОАО «ТомскНИПИнефть, ОАО НК «РОСНефть», г. Краснодар, ОАО «Самаранефтехимпроект, ЭЛЕСИ и др.).
Ц3	Подготовка выпускников к научным исследованиям для	Требования ФГОС ВПО, критерии АИОР, соответствующие

Код цели	Формулировка цели	Требования ФГОС ВПО и (или) заинтересованных работодателей
	решения задач, связанных с разработкой новых методов создания процессов, материалов и оборудования, обеспечивающих энерго-ресурсосбережение, экологическую безопасность технологи.	международным стандартам EUR-ACE и FEANI. Потребности научно-исследовательских центров РАН, СО РАН (ТПУ, ТГУ, Институт химии нефти СО РАН, Институт катализа СО РАН, г. Новосибирск, НИОСТ, ООО НПЦ «НООСФЕРА», г. Надым и др).
Ц4	Подготовка выпускников к организационно-управленческой деятельности.	Требования ФГОС ВПО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI, запросы отечественных предприятий и НИИ.
Ц5	Подготовка выпускников к самообучению и непрерывному профессиональному самосовершенствованию.	Требования ФГОС ВПО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI, запросы отечественных предприятий и НИИ..

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

Институт электронного обучения

Направление подготовки (специальность) «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии»

Кафедра общей химии и химической технологии

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ _____ Ан В.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврская работа

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2К22	Александров Максим Алексеевич

Тема работы:

Разработка теплообменного оборудования участка слива-налива нефтепродуктов. Яйского НПЗ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№2840/ от 19.04.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Материалы преддипломной практики</p>
---	---

<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>	<p>Содержание</p> <p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Описание технологической схемы 2. Выбор конструкции основного аппарата 3. Расчет кожухотрубного теплообменника 3.1 Тепловой расчет теплообменника 3.2 Механический расчет теплообменника 4. Контроль при ремонте. Испытания 5. Такелажные работы 6. Технико-экономическое обоснование проекта 7. Социальная ответственность <p>Заключение</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p style="text-align: center;">Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p style="text-align: center;">Рыжакина Т.Г.</p>
<p style="text-align: center;">Социальная ответственность</p>	<p style="text-align: center;">Романцов И.И.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Реферат</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Балмашнов М.А.	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2К22	Александров М.А		

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат	8
Введение	10
1. Описание технологической схемы	11
2. Выбор конструкции основного аппарата	16
3. Расчет кожухотрубного теплообменника :	
3.1 Тепловой расчет теплообменника	25
3.2 Конструктивный расчет теплообменника	27
3.3 Механический расчет теплообменника	30
4. Контроль при ремонте. Испытания	91
5. Такелажные работы	93
6. Техничко-экономическое обоснование проекта	96
7. Социальная ответственность	116
Заключение	126
Список использованной литературы	127
Приложение	129

Реферат

В дипломном проекте рассмотрена установка слива-налива нефтепродуктов в железнодорожные вагоны-цистерны с разработкой теплообменного оборудования.

В дипломном проекте рассмотрены различные конструкции теплообменного оборудования. Приведены расчеты основных технологических, конструктивных и прочностных показателей аппарата.

Приведены расчеты основных технико-экономических показателей, выполнен годовой график Планово-предупредительных работ, по которым видно, что работа участка слива-налива нефтепродуктов эффективна и рентабельна.

Дипломный проект содержит расчетно-пояснительную записку, состоящую из 131 страниц, 21 таблицы, 27 рисунка, 18 литературных источника, и графическую часть из 3 листов формата А1.

Ключевые слова: кожухотрубный теплообменник, нефть.

Synopsis

The setting of oil drain loading into railroad tanks with the development of heat transfer equipment and different constructions of the heat transfer equipment are considered in the diploma project.

There are the calculations of the basic design, structural properties, technical and economic indicators in the diploma.

The annual schedule of scheduled and preventative work is performed. It shows that the work of oil drain loading sector is effective and profitable.

The diploma project contains the estimated explanatory note. The note consists of 131 pages, 21 tables, 27 , 17 literary sources and the graphic part of 3 A1 sheet format

The key words are: shell and tube heat exchanger, oil.

Введение

Кожухотрубчатые теплообменные аппараты являются наиболее применяемыми практически во всех отраслях промышленности, что предопределено длительной историей развития и совершенствования данного типа оборудования, простотой и надежностью конструктивных решений, доступностью и технологичностью материалов, применяемых как при изготовлении, так и при ремонте, отработанностью проведения монтажа и пуска в эксплуатацию, легкостью в обслуживании и надежностью в работе. В кожухотрубчатых теплообменных аппаратах достигаются достаточно большие соотношения поверхности теплообмена к объему и массе. Размеры поверхности теплообмена легко можно варьировать в широких пределах, конструкция имеет достаточную прочность и выдерживает нормальные нагрузки при сборке, перевозке и монтаже теплообменника, а также внутренние и внешние напряжения в обычных условиях эксплуатации. Очистка кожухотрубчатых теплообменных аппаратов не вызывает затруднений, а его элементы, наиболее подверженные коррозии, - прокладки и трубы, - легко могут быть заменены. Конструктивные особенности позволяют применять этот тип почти во всех случаях, включая предельно низкие или высокие температуры и давления, большие градиенты температур, при испарении и конденсации, а также при использовании сильно загрязненных и коррозионно-активных теплоносителей.

За основу проекта теплообменного аппарата был выбран теплообменник, который эксплуатируется в Кемеровской области на Яйском НПЗ и входит в состав технологической схемы участка слива-налива нефтепродуктов, для использования подогрева нефти в зимнее время.

1. Описание технологической схемы

Для слива сырой нефти из железнодорожных вагонов-цистерн на первом фронте налива эстакады ж/д налива темных нефтепродуктов и слива нефти предусмотрены 20 устройств для нижнего слива нефти с гидроманитором поз.УСН-Н/1 – УСН-Н/20. Температура сырой нефти на входе из каждого устройства для нижнего слива нефти контролируется по месту термометрами поз. ТИ 1601005 – ТИ 1601024. Слив сырой нефти осуществляется самотеком по двум коллекторам, которые проложены с уклоном в сторону подземных горизонтальных резервуаров для нефтепродуктов поз. Е-1 и Е-2.

Слив сырой нефти от устройств нижнего слива поз. УСН-Н/10-20 осуществляется в резервуар поз. Е-1. Перед вводом в резервуар на коллекторе слива нефти установлена задвижка с электроприводом поз. Эз51.

Вытеснение паров сырой нефти при сливе в резервуар поз. Е-1, а также “дыхание” резервуара осуществляется через общий газоуравнительный коллектор. Пары нефтепродуктов из газоуравнительного коллектора направляются на свечу рассеивания СР-3. На линии подключения газовой фазы резервуара поз. Е-1 к газоуравнительному коллектору предусмотрен огнепреградитель. Соединение емкости с атмосферой осуществляется через клапан дыхательный, оборудованный кассетой огнепреградителя.

Резервуар поз. Е-1 оборудован агрегатными электронасосными погружными:
- поз. Н-1/1, Н-1/2 для обеспечения работы контура разогрева нефти(1 рабочий,1 резервный)
- поз. Н-1/3, Н-1/4 для откачки нефти в резервуарный парк завода(1 рабочий,1 резервный)

Температура нефти в резервуаре поз. Е-1 контролируется датчиком температуры поз. ТИСАННЛ 1603005 с предупредительной сигнализацией максимального (+36⁰С) и минимального (0⁰С) значений температуры.

При повышении температуры сырой нефти в резервуаре до + 80⁰С срабатывают защитные блокировки(останов работающих насосов откачки нефти и контура разогрева нефти).

Контроль давления в резервуаре поз. Е-1 осуществляется датчиком давления поз. PSALL 1603207, при достижении в резервуаре разряжения менее 0,005 кгс/см² срабатывают защитные блокировки(останов работающих насосов откачки нефти и контура разогрева нефти).

Контроль уровня сырой нефти в резервуаре осуществляется датчиками уровня:

- поз. LIANL 1603405А (с предварительной сигнализацией максимального 2240мм и минимального 1360мм от нижней образующей)
- поз. LISALLNH 1603405В(при достижении уровня выше 2380мм срабатывает защитная блокировка, срабатывает звуковая и световая сигнализация и закрывается задвижка поз. Эз51 на коллекторе слива нефти с автоматическим запуском насосов поз. Н-1/3,Н1/4; при достижении уровня ниже 1240мм от нижней образующей срабатывает блокировка, останов насосов откачки нефти поз. Н-1/3, Н1/4 и разогрева нефти поз. Н-1/1, Н1/2).

Указанное минимальное значение уровня жидкости в резервуаре принято с учетом обеспечения первоначального запаса сырой нефти, необходимое для заполнения системы оборудования и трубопроводов при пуске контура разогрева нефти в холодный период времени. Заполнение контура разогрева нефти осуществляется насосами поз. Н-1/1,2.

Управление насосами(пуск и останов) предусмотрено по месту с кнопочных постов и дистанционно.

Управление задвижками с электроприводом осуществляется дистанционно и по месту.

Слив сырой нефти от устройств нижнего слива поз. УСН-Н/1-9 осуществляется в резервуар поз. Е-2. Перед вводом в резервуар на коллекторе слива нефти установлена задвижка с электроприводом поз. Эз52.

Вытеснение паров сырой нефти при сливе в резервуар поз. Е-2, а также “дыхание” резервуара осуществляется через общий газоуравнительный коллектор. Пары нефтепродуктов из газоуравнительного коллектора направляются на свечу рассеивания СР-3. На линии подключения газовой фазы резервуара поз. Е-2 к газоуравнительному коллектору предусмотрен огнепреградитель. Соединение емкости с атмосферой осуществляется через клапан дыхательный, оборудованный кассетой огнепреградителя.

Резервуар поз. Е-2 оборудован агрегатными электронасосными полупогружными:

- поз. Н-2/1, Н-2/2 для обеспечения работы контура разогрева нефти(1 рабочий,1 резервный)
- поз. Н-2/3, Н-2/4 для откачки нефти в резервуарный парк завода(1 рабочий,1 резервный)

Температура нефти в резервуаре поз. Е-2 контролируется датчиком температуры поз. TISANHL 1602005 с предупредительной сигнализацией максимального ($+36^{\circ}\text{C}$) и минимального (0°C) значений температуры.

При повышении температуры сырой нефти в резервуаре до $+80^{\circ}\text{C}$ срабатывают защитные блокировки(останов работающих насосов откачки нефти и контура разогрева нефти).

Контроль давления в резервуаре поз. Е-2 осуществляется датчиком давления поз. PSALL 1602215, при достижении в резервуаре разряжения менее $0,005 \text{ кгс/см}^2$ срабатывают защитные блокировки(останов работающих насосов откачки нефти и контура разогрева нефти).

Контроль уровня сырой нефти в резервуаре осуществляется датчиками уровня:
- поз. LIANL 1602405А (с предварительной сигнализацией максимального

2240мм и минимального 1360мм от нижней образующей)

- поз. LISALLHH 1602405B(при достижении уровня выше 2380мм срабатывает защитная блокировка, срабатывает звуковая и световая сигнализация и закрывается задвижка поз. Эз52 на коллекторе слива нефти с автоматическим запуском насосов поз. Н-2/3,Н2/4; при достижении уровня ниже 1240мм от нижней образующей срабатывает блокировка, останов насосов откачки нефти поз. Н-2/3, Н2/4 и разогрева нефти поз. Н-2/1, Н2/2).

Указанное минимальное значение уровня жидкости в резервуаре принято с учетом обеспечения первоначального запаса сырой нефти, необходимое для заполнения системы оборудования и трубопроводов при пуске контура разогрева нефти в холодный период времени. Заполнение контура разогрева нефти осуществляется насосами поз. Н-2/1,2.

Управление насосами(пуск и останов) предусмотрено по месту с кнопочных постов и дистанционно.

Управление задвижками с электроприводом осуществляется дистанционно и по месту.

Сырая нефть из резервуаров поз. Е-1,Е-2 откачивается в резервуарный парк предприятия. Расход нефти, откачиваемой из резервуаров, контролируется расходомерами поз. FIR 1603302(выдача из резервуара поз. Е-1) и поз. FIR 1602302(выдача из резервуара поз. Е-2). На трубопроводе выдача сырой нефти за границы объекта установлен быстродействующий отсекающий клапан тип”НЗ” поз. SV 1602Н1. На линии выдачи нефти Н/5а(ДУ 400) до и после клапана отсекающего клапана поз. SV 1602Н1 установлены предохранительные клапана.

Для слива сырой нефти из железнодорожных вагонов – цистерн в холодный период года предусмотрен контур разогрева нефти. Нефть сырая из резервуаров поз.Е-1, Е-2 насосами Н-1/1,2 Н-2/1,2 подается в трубное пространство теплообменников подогрева нефти поз. Т-1/1 Т-2/1, где подогревается до

температуры 45⁰С. В качестве греющего агента используется горячая вода. Расход нефти в контуре циркуляции контуре циркуляции контролируется датчиком расхода поз. FIR 1602301.

Давление горячей воды на входе в теплообменники контролируется по месту манометрами поз. PI 1603209,1602209. Температура охлажденной воды контролируется термометрами поз. TI 1603009, 1602009.

Нагретая до температуры 45⁰С сырая нефть из теплообменников поступает в циркуляционный коллектор Н4(Ду250), откуда подается к гидроманиторам устройств для нижнего слива нефти. Давление нагретой нефти перед входом в коллектор контролируется по месту манометром поз. PI 1602212.

Давление нагретой нефти в каждом из участков циркуляционного коллектора поддерживается на уровне 9,0-10,0 кгс/см², контролируется датчиками давления поз. PIC 1602207,1602208 и регулируется запорно-регулирующими клапанами типа “НО” поз. PVC1602207,1602208 соответственно. Избыток разогретой нефти из циркуляционного коллектора через запорно-регулирующие клапаны поз. PVC1602207,1602208 направляется в сливные коллекторы сырой нефти Н/1(Ду600), Н/29(Ду600).

Для опорожнения трубопроводов сырой нефти предусмотрена закрытая система дренирования Д5(Ду100), Д6(Ду100) со сбросом продукта в резервуары поз.Е-1, Е-2. [17]

2. Выбор конструкции основного аппарата

При проектировании и конструировании теплообменных аппаратов необходимо в максимально возможной степени удовлетворить многосторонние и часто противоречивые требования, предъявляемые к теплообменникам. Основные из них: соблюдение условий протекания технологического процесса; возможно более высокий коэффициент теплопередачи; низкое гидравлическое сопротивление аппарата; устойчивость теплообменных поверхностей против коррозии; доступность поверхности теплопередачи для чистки; технологичность конструкции с точки зрения ее изготовления; экономное использование материалов.

Теплообменные аппараты подразделяются в зависимости от формы поверхности, вида теплоносителей, способа передачи теплоты. В соответствии с последним показателем их можно классифицировать на поверхностные (рекуперативные), смесительные (контактные) и регенеративные.

Поверхностные теплообменники представляют собой наиболее значительную и важную группу теплообменных аппаратов, используемых в химической технологии. В поверхностных теплообменниках теплоносители разделены стенкой, причем теплота передается через поверхность этой стенки. Если поверхность теплообмена формируется из труб, то их называют трубчатыми. В другой группе поверхностных теплообменников поверхностью теплообмена являются стенка аппарата или металлические, плоские листы.

В смесительных теплообменниках теплообмен происходит при непосредственном соприкосновении теплоносителей.

В регенеративных теплообменниках процесс переноса теплоты от горячего теплоносителя к холодному разделяется во времени на два периода и происходит при попеременном нагревании и охлаждении насадки. Теплообменники этого типа часто применяют для регенерации теплоты отходящих газов.

Кожухотрубчатые теплообменники могут использоваться в качестве холодильников, конденсаторов и испарителей.

Кожухотрубчатые конденсаторы предназначены для конденсации паров веществ в межтрубном пространстве, а также для подогрева жидкостей и газов за счет тепла конденсации пара. Они могут быть с неподвижной трубной решеткой или с температурным компенсатором на кожухе, вертикальные или горизонтальные. В соответствии с ГОСТ 15121-79 конденсаторы могут быть двух-, четырех- и шестиходовыми по трубному пространству. От холодильников они отличаются большим диаметром штуцера для подвода пара в межтрубное пространство. Кожухотрубчатые конденсаторы с плавающей головкой (ГОСТ 14247-79) имеют допустимое давление охлаждающей среды в трубах до 1,0 МПа, в межтрубном пространстве – от 1,0 до 2,5 МПа. Эти теплообменники могут быть двух-, четырех- и шестиходовыми по трубному пространству. Диаметр кожуха от 600 до 1400 мм, высота труб 6,0 м.

Использование стальных кожухотрубчатых теплообменников в химическом производстве составляет: Н – 75 %, К – 15 %, У – 3 %, П – остальное.

Теплообменники с неподвижными трубными решетками

(тип Н)

Схема теплообменника с неподвижными трубными решетками приведена на рис. 1. В кожухе 1 размещен трубный пучок, теплообменные трубы 2 которого развальцованы в трубных решетках 3. Трубная решетка жестко соединена с кожухом. С торцов кожух аппарата закрыт распределительными камерами 4 и 5. Кожух и камеры соединены фланцами.

Для подвода и отвода рабочих сред (теплоносителей) аппарат снабжен штуцерами. Один из теплоносителей в этих аппаратах движется по трубам, другой – в межтрубном пространстве, ограниченном кожухом и наружной поверхностью труб.

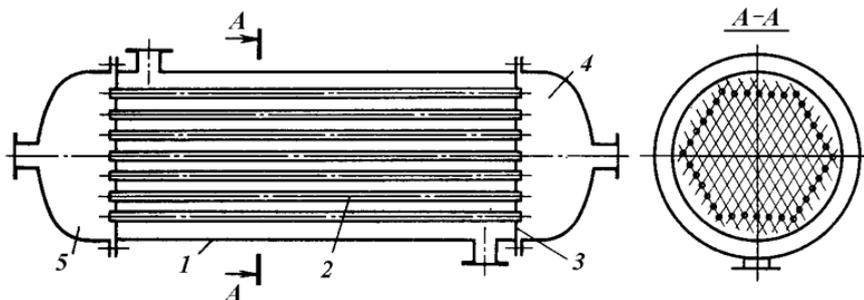


Рис. 1. Теплообменник с неподвижной трубной решеткой

Особенностью аппаратов типа Н является то, что трубы жестко соединены с трубными решетками, а решетки приварены к кожуху. В связи с этим исключена возможность взаимных перемещений труб и кожуха, поэтому аппараты этого типа называют теплообменниками жесткой конструкции. Некоторые варианты крепления трубных решеток к кожуху в стальных аппаратах приведены на рис. 2.

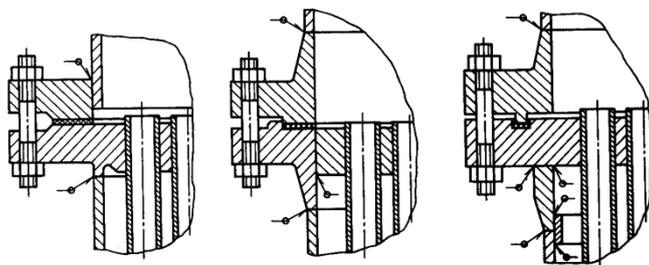


Рис. 2. Варианты крепления трубных решеток к кожуху аппарата

Трубы в кожухотрубчатых теплообменниках стараются разместить так, чтобы зазор между внутренней стенкой кожуха и поверхностью, огибающей пучок труб, был минимальным, в противном случае значительная часть теплоносителя может миновать основную поверхность теплообмена. Для уменьшения количества теплоносителя, проходящего между трубным пучком и кожухом, в этом пространстве устанавливают специальные заполнители, например, приваренные к кожуху продольные полосы или глухие трубы, которые не проходят через трубные решетки и могут быть непосредственно расположены у внутренней поверхности кожуха (см. рис. 3).

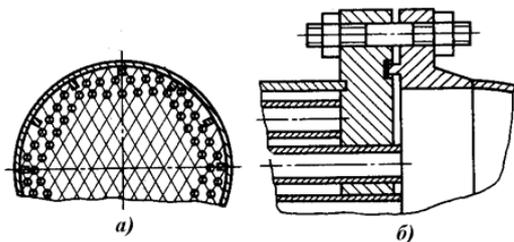


Рис. 3. Способы расположения в пространстве между трубным пучком и кожухом полос (а) и заглушенных труб (б)

В кожухотрубчатых теплообменниках для достижения больших коэффициентов теплоотдачи необходимы достаточно высокие скорости теплоносителей: для газов 8-30 м/с; для жидкостей не менее 1,5 м/с. Скорость теплоносителей обеспечивают подбором площади сечения трубного и межтрубного пространства.

Промышленностью выпускаются двух-, четырех- и шестиходовые теплообменники жесткой конструкции.

Двухходовой горизонтальный теплообменник типа Н (см. рис. 4) состоит из цилиндрического сварного кожуха 8, распределительной камеры 11 и двух крышек 4. Трубный пучок образован трубами 7, закрепленными в двух трубных решетках 3, которые приварены к кожуху. Крышки, распределительная камера и кожух соединены фланцами. В крышке и распределительной камере выполнены штуцера для ввода и вывода теплоносителей из трубного (1, 12) и межтрубного (2, 10) пространства. Перегородка 13 образует ходы теплоносителя по трубам. Для герметизации узла перегородки с трубной решеткой использована прокладка 14, уложенная в паз решетки 3.

Для увеличения теплоотдачи в межтрубном пространстве установлены поперечные перегородки 6, зафиксированные стяжками 5, обеспечивающие зигзагообразное по длине аппарата движение теплоносителя в межтрубном пространстве. На входе теплообменной среды в межтрубное пространство предусмотрен отбойник 9 – круглая или прямоугольная пластина, предохраняющая трубы от местного эрозионного изнашивания.

Теплообменники типа Н отличаются простым устройством и сравнительно дешевы, однако им присущи два крупных недостатка.

Во-первых, наружная поверхность труб не может быть очищена от загрязнений механическим способом. Слой отложений или накипи на поверхности труб имеет малый коэффициент теплопроводности и способен существенно ухудшать теплопередачу в аппарате.

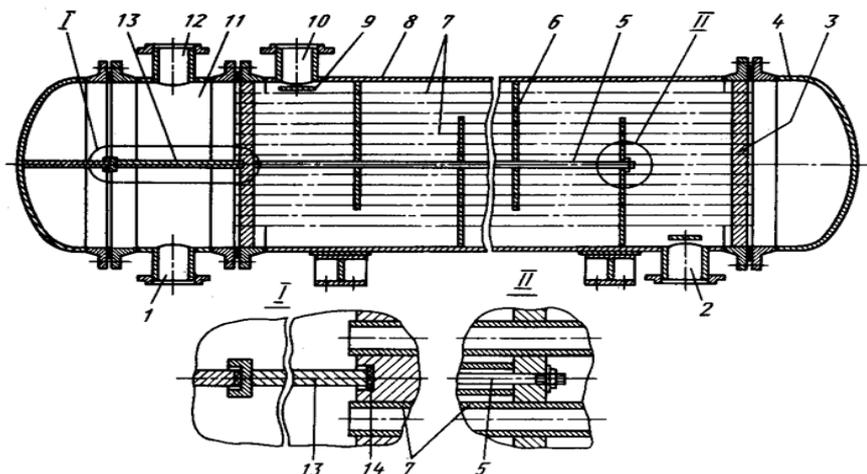


Рис. 4. Двухходовой горизонтальный теплообменник с неподвижными решетками

Во-вторых, область применения ТА типа Н ограничена возникновением в кожухе и трубах аппарата температурных напряжений. Это явление объясняется тем, что кожух и трубы ТА при его работе претерпевают разные температурные деформации, т. к. температура кожуха близка к температуре теплоносителя, циркулирующего в межтрубном пространстве, а температура труб – к температуре теплоносителя с большим коэффициентом теплоотдачи. Разность температурных удлинений возрастает, если кожух и трубки изготовлены из материалов с различными температурными коэффициентами линейного расширения. Возникающие при этом напряжения могут вызвать устойчивые деформации и даже разрушение конструкции.

По этой причине ТА типа Н используют при небольшой разности температур (менее 50 °С) кожуха и труб, при этом возможна самокомпенсация конструкции. Однако, серийно выпускаемые ТА рекомендованы для работы при еще меньшей разности температур (менее 30 °С).

Для исключения значительных температурных напряжений при пуске аппаратов типа Н сначала направляют теплообменную среду в межтрубное пространство для выравнивания температур кожуха и труб, а затем вводят среду в трубы. Если расчетная разность температур кожуха и труб превышает указанную, то используют ТА с частичной (тип К) или полной (тип У или П) компенсацией температурных напряжений.

Аппараты с температурным компенсатором на кожухе (тип К)

В этих аппаратах для частичной компенсации температурных деформаций используют специальные гибкие элементы (расширители и компенсаторы), расположенные на кожухе. Теплообменник типа К имеет вваренный между двумя частями кожуха 1 линзовый компенсатор 2 и обтекатель 3. Обтекатель уменьшает гидравлическое сопротивление межтрубного пространства и приваривается к кожуху со стороны входа теплоносителя в межтрубное пространство.

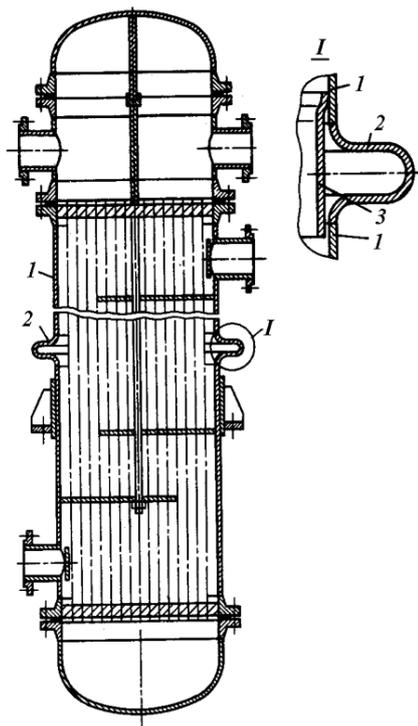


Рис. 5. Вертикальный кожухотрубчатый теплообменник с температурным компенсатором на кожухе

Наиболее часто используют одно- и многоэлементные линзовые компенсаторы (рис. 5), изготавливаемые обкаткой из коротких цилиндрических обечаек. Линзовый элемент, показанный на рис. 6, сварен из двух полулинз, полученных из листа штамповкой. Компенсирующая способность линзового компенсатора примерно пропорциональна числу линзовых элементов в нем. Однако применять компенсаторы с числом линз более четырех не рекомендуется, т. к. резко снижается сопротивление кожуха изгибу. Для увеличения компенсирующей способности линзовый компенсатор может быть при сборке кожуха

предварительно сжат (если предназначен для работы на растяжение) или растянут (если работает на сжатие).

При установке линзового компенсатора на горизонтальных аппаратах в нижней части каждой линзы сверлят дренажные отверстия с заглушками для слива воды после гидравлических испытаний аппарата.

Теплообменники с U-образными трубами (тип У)

В кожухотрубчатых аппаратах этой конструкции обеспечивается свободное удлинение труб, что исключает возникновение температурных напряжений. Такие аппараты (рис. 9) состоят из кожуха 2 и трубного пучка, имеющего одну трубную решетку 3 и U-образные трубы 1. Трубная решетка вместе с распределительной камерой 4 крепится к кожуху аппарата на фланце. Для обеспечения отдельного ввода и вывода циркулирующего по трубам теплоносителя в распределительной камере предусмотрена перегородка 5.

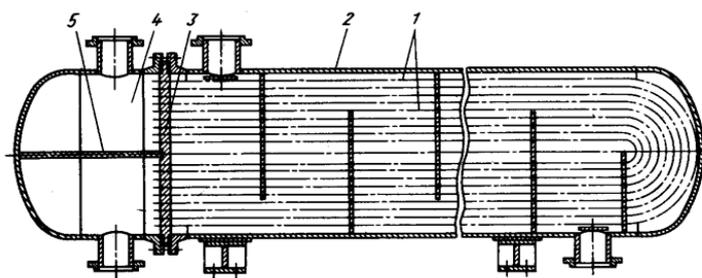


Рис. 6. Теплообменник с U-образными трубами

Теплообменники типа У являются двухходовыми по трубному пространству и одно- или двухходовыми по межтрубному пространству. В последнем случае в аппарате устанавливается продольная перегородка, извлекаемая из кожуха вместе с трубным пучком. Для исключения перетекания теплоносителя в зазорах между кожухом аппарата и перегородкой у стенки кожуха устанавливают гибкие металлические пластины или прокладку из прорезиненного асбестового шнура, уложенного в паз перегородки.

В аппаратах типа У обеспечивается свободное температурное удлинение труб, каждая труба может расширяться независимо от кожуха и соседних труб. Разность температур стенок труб по ходам не должна превышать 100 °С. В противном случае могут возникнуть опасные температурные напряжения в

трубной решетке вследствие температурного скачка на линии стыка двух ее частей.

Преимущество аппаратов типа У – возможность периодического извлечения трубного пучка для очистки наружной поверхности труб или полной замены пучка. Следует отметить, что наружная поверхность этих труб неудобна для механической чистки. Так как механическая очистка внутренней поверхности труб в аппаратах типа У практически невозможна, то в трубное пространство таких аппаратов следует направлять среду, не образующую отложений. Внутреннюю поверхность труб очищают водой, водяным паром, горячими нефтепродуктами или химическими реагентами. Иногда используют гидромеханический способ: подача потока жидкости, содержащей абразивный материал, твердые шары и др.

Теплообменные аппараты с плавающей головкой (тип П)

В теплообменниках с плавающей головкой теплообменные трубы закреплены в двух трубных решетках, одна из которых неподвижно связана с корпусом, а другая имеет возможность свободного осевого перемещения, что и исключает температурные деформации кожуха и труб.

Горизонтальный двухходовой конденсатор типа П (см. рис. 10) состоит из кожуха 10 и трубного пучка. Левая трубная решетка 1 соединена фланцевым соединением с кожухом и распределительной камерой 2, снабженной перегородкой 4. Камера закрыта плоской крышкой 3. Правая подвижная решетка установлена внутри кожуха свободно и образует вместе с крышкой 8 «плавающую головку». Со стороны «плавающей головки» аппарат закрыт крышкой 7. При нагревании и удлинении трубок плавающая головка перемещается внутри кожуха.

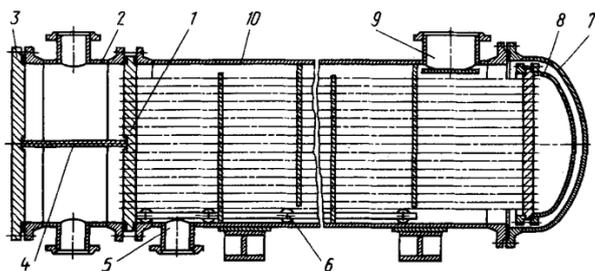


Рис. 7. Горизонтальный двухходовой конденсатор с плавающей головкой

Для обеспечения свободного перемещения трубного пучка внутри кожуха в аппаратах диаметром 800 мм и более, трубный пучок снабжают опорной платформой 6. Верхний штуцер 9 предназначен для ввода пара и поэтому имеет большое проходное сечение, нижний штуцер 5 предназначен для вывода конденсата и имеет меньшие размеры.

Значительные коэффициенты теплоотдачи при конденсации практически не зависят от режима движения среды. Поперечные перегородки служат лишь для поддержания труб и придания трубному пучку жесткости.

Аппараты с плавающей головкой обычно выполняют одноходовыми по межтрубному пространству. Однако установкой продольных перегородок можно получить многоходовые конструкции. [18]

2. Расчет кожухотрубчатого теплообменника

2.1. Тепловой расчет теплообменника

Нефть с температурой 15°C поступает в трубное пространства теплообменника нагреваясь водой до 45°C . Вода подается в межтрубное пространство теплообменного аппарата с температурой 90°C , проходя через межтрубное пространство вода охлаждается до температуры 55°C . Среды движутся противотоком.

Горячий теплоноситель проходит по межтрубному пространству теплообменника.

Холодный теплоноситель проходит по трубному пространству теплообменника.

Исходные данные:

Рабочее давление в межтрубном пространстве теплообменника: $P_1 := 1.6 \text{ МПа}$

Рабочее давление в трубном пространстве теплообменника: $P_2 := 1.6 \text{ МПа}$

Начальная температура горячего теплоносителя (вода): $t_{1H} := 90^{\circ}\text{C}$

Конечная температура горячего теплоносителя (вода): $t_{1K} := 55^{\circ}\text{C}$

Начальная температура холодного теплоносителя (нефть): $t_{2H} := 15^{\circ}\text{C}$

Конечная температура холодного теплоносителя (нефть): $t_{2K} := 45^{\circ}\text{C}$

Расход холодного теплоносителя (нефть) $G_2 := 10 \text{ кг/с}$:

Принимаем схему движения теплоносителей как противоточную смотри рисунок 1. При движении противотоком осуществляется более эффективный процесс теплообмена. Таким образом, большая и меньшая разности температур:

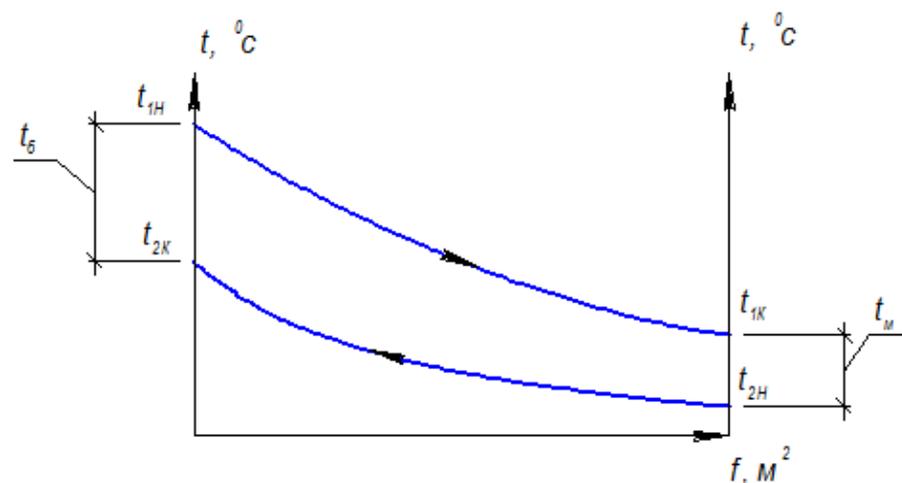


Рисунок 1 Диаграмма изменение температуры теплоносителей при движении противотоком

Расчет проводим согласно [1, стр. 214]

Большая и меньшая разность температур на концах теплообменника:

$$\Delta t_M := t_{1K} - t_{2H} = 40 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_6 := t_{1H} - t_{2K} = 45 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Средняя разность температур входящая в уравнение теплоотдачи:

Для противотока:

$$\Delta t_{cp} := \begin{cases} \Delta t_{cp} \leftarrow \frac{\Delta t_6 + \Delta t_M}{2} & \text{if } \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M} < 2 \\ \Delta t_{cp} \leftarrow \frac{\Delta t_6 - \Delta t_M}{\ln\left(\frac{\Delta t_6}{\Delta t_M}\right)} & \text{if } \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M} \geq 2 \end{cases} = 42.5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Средняя температура теплоносителя в трубном пространстве:

$$t_{cp2} := \frac{t_{2K} + t_{2H}}{2} = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Средняя температура для горячего теплоносителя в межтрубном пространстве:

$$t_{cp1} := \Delta t_{cp} + t_{cp2} = 72.5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Свойства нефти при температуре $t_{cp2} = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$

Изобарная удельная теплоемкость нефти при рабочем давлении и средней температуре, согласно [2, стр. 27].

Для дальнейших расчетов определяем относительную плотность:

$$\rho_{15_15} := \text{Floor}\left[\text{linterp}\left[\left(\begin{array}{c} 0 \\ 200 \end{array}\right), \left(\begin{array}{c} 0.78 \\ 0.95 \end{array}\right), t_{cp2}\right], 0.005\right] = 0.805 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Изобарная удельная теплоемкость нефти при $t_{cp2} = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$

$$C_{p2} := 1.444 + 0.00371 \cdot [(273 + t_{cp2}) - 273] \cdot (2.1 - \rho_{15_15}) = 1.588 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

$$C_{p2} := 1588 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

Плотность нефти при $t_{cp2} = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$ согласно [2, стр.10, табл.1.2]

$$\rho_2 := 740.3 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Объемный расход нефти:

$$V_2 := \frac{G_2}{\rho_2} = 0.014 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Изобарная удельная теплоемкость воды: находим по [1, рис. XI, стр. 562]

$$C_{p1} := 4190 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

Количество теплоты с учетом потерь холода 5% (из уравнения теплового баланса):

$$Q := 1.05 \cdot G_2 \cdot C_{p2} \cdot (t_{2к} - t_{2н}) = 5.002 \times 10^5 \quad \text{Вт}$$

Массовый расход горячего теплоносителя: (вода)

$$G_1 := \frac{Q}{C_{p1} \cdot (t_{1н} - t_{1к})} = 3.411 \quad \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Плотность воды: [1, стр. 512]

$$\rho_1 := \text{Floor} \left[\text{linterp} \left[\left(\begin{array}{c} 60 \\ 80 \end{array} \right), \left(\begin{array}{c} 983 \\ 972 \end{array} \right), t_{cp1}, 0.005 \right], 0.005 \right] = 976.125 \quad \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Объемный расход воды:

$$V_1 := \frac{G_1}{\rho_1} = 3.494 \times 10^{-3} \quad \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Коэффициент теплопередачи: [1, стр. 172, табл. 4.8].

$$K := 200 \quad \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \quad \text{в первом приближений (от жидкости к жидкости, углеводороды)} \\ \text{вынужденное движение. (120-270)}$$

Ориентировачное значение площади поверхности теплообмена:

$$F_{op} := \frac{Q}{K \cdot \Delta t_{cp}} = 58.849 \quad \text{м}^2$$

Динамический коэффициент вязкости нефти при $t_{cp2} = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$:

$$\mu_2 := 11 \cdot 10^{-3} \quad \text{Па} \cdot \text{с}$$

Динамический коэффициент вязкости воды при $t_{cp1} = 72.5 \text{ } ^\circ\text{C}$ (1, стр. 516, табл. IX):

$$t_{таб1} := \left(\begin{array}{c} 60 \\ 80 \end{array} \right) \quad ^\circ\text{C} \quad \mu_{таб1} := \left(\begin{array}{c} 0.469 \cdot 10^{-3} \\ 0.357 \cdot 10^{-3} \end{array} \right) \quad \text{Па} \cdot \text{с}$$

$$\mu_1 := \text{Floor}(\text{linterp}(t_{таб1}, \mu_{таб1}, t_{cp1}), 0.0000005) = 3.99 \times 10^{-4} \quad \text{Па} \cdot \text{с}$$

Диаметр труб в трубной решетке 20x2

Внутренний диаметр труб в трубной решетки: $d_b := 0.016 \text{ м}$

Наружный диаметр труб: $d_n := 0.02 \text{ м}$

Расчетная скорость теплоносителя обеспечивающая ламинарное течение в трубах:

$$\omega_2 := \frac{2300 \cdot \mu_2}{d_b \cdot \rho_2} = 2.136 \quad \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Конструктивный расчет теплообменника:

Расчет проводим по [3, стр. 29]

По уравнению расхода определим площадь проходного сечения трубок одного хода:

$$f_1 := \frac{G_2}{\omega_2 \cdot \rho_2} = 6.324 \times 10^{-3} \quad \text{м}^2$$

Число труб одного хода:

$$n_{\text{тр}} := \text{ceil}\left(\frac{f_1}{0.785 \cdot d_{\text{в}}^2}\right) = 32 \quad \text{труб}$$

Принимаем стандартное число труб одного хода в теплообменнике:

$$n_{\text{тр}} := 185 \quad \text{труб}$$

Коэффициент теплоотдачи воды выше чем у нефти:

коэффициент теплоотдачи в трубном пространстве: α_1

коэффициент теплоотдачи в межтрубном пространстве: α_2

При $\alpha_1 > \alpha_2$ диаметр расчетный: $d_p := d_{\text{в}}$

Расчетная длина одной трубки при одном ходе:

$$L_p := \text{ceil}\left(\frac{F_{\text{оп}}}{\pi \cdot d_p \cdot n_{\text{тр}}}\right) = 6 \quad \text{м}$$

Принимаем рабочую длину теплообменника:

$$l_p := 3 \quad \text{м}$$

Число ходов трубного пространства:

$$Z := \text{ceil}\left(\frac{L_p}{l_p}\right) = 2 \quad \text{ход}$$

общее число труб, размещаемое на трубной решетке:

$$n := Z \cdot n_{\text{тр}} = 370 \quad \text{трубы}$$

Трубы размещаются по периметру правильного шестиугольника:

Число труб a , расположенных на стороне наибольшего шестиугольника:

$$a := \text{ceil}\left[\frac{1 + \sqrt{1 - 4 \cdot \left(\frac{1 - n}{3}\right)}}{2}\right] = 12 \quad \text{труб}$$

Число труб, расположенных по диагонали наибольшего шестиугольника:

$$b := 2 \cdot a - 1 = 23 \quad \text{труб}$$

$$d_{\text{в}} := 20 \quad \text{мм}$$

Шаг расположения труб:

$$t := 1.2 \cdot d_{\text{в}} + 2 = 26 \quad \text{мм}$$

Коэффициент заполнения трубной решетки:

$$\eta := 0.9$$

Расчетный диаметр теплообменника, двухходового:

$$D_{\text{вн}} := 1.1 \cdot t \cdot \sqrt{\frac{n}{\eta}} = 579.89 \quad \text{мм}$$

Поверхностная плотность теплового потока:

$$q := K \cdot \Delta t_{\text{ср}} = 8.5 \times 10^3 \quad \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

Расчетная площадь поверхности теплопередачи:

$$F_p := \frac{Q}{q} = 58.849 \quad \text{м}^2$$

С запасом 10%:

$$F_{ps} := \frac{F_p \cdot 10}{100} + F_p = 64.734 \text{ м}^2$$

Подбираем стандартный теплообменник: согласно [4, стр. 33]

Основные характеристики двухходового теплообменника ТГ:

Диаметр теплообменника:	$D := 0.6 \text{ м}$
Длина труб	$l := 3 \text{ м}$
Поверхность теплообмена:	$F := 70 \text{ м}^2$
Число труб:	$n := 370 \text{ труб}$
Диаметр трубы внутренний:	$d_s := 0.016 \text{ м}$
толщина стенки трубы:	$s_{тр} := 0.002 \text{ м}^2$
Число рядов труб:	$n_p := 20$

Механический расчет теплообменника

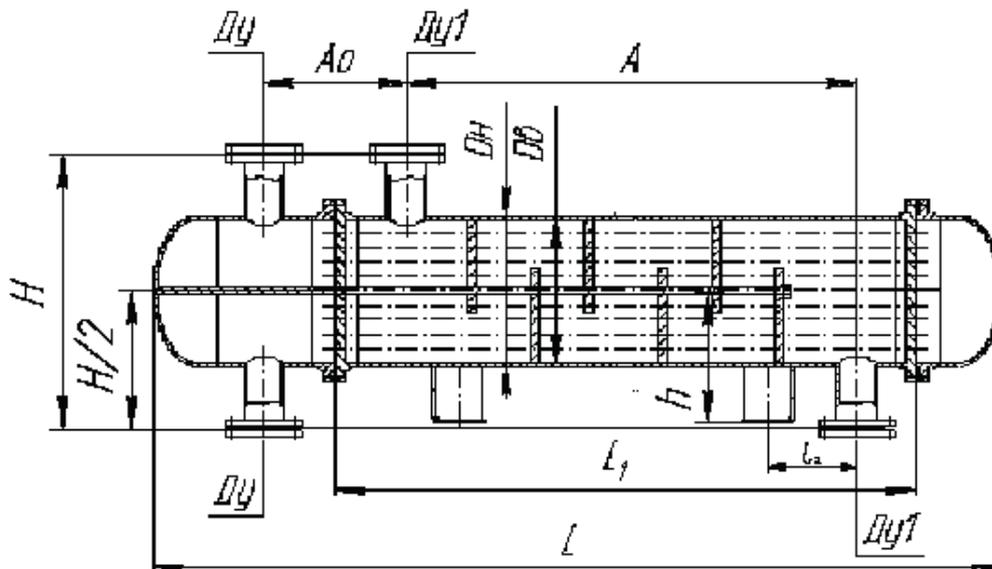


Рисунок 2 - Горизонтальный теплообменник с неподвижной трубной решеткой, многоходовой по трубам.

Нефть с температурой $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ поступает в трубное пространство теплообменника нагреваясь водой до $45\text{ }^{\circ}\text{C}$. Вода подается в межтрубное пространство теплообменного аппарата с температурой $90\text{ }^{\circ}\text{C}$, проходя через межтрубное пространство вода охлаждается до температуры $55\text{ }^{\circ}\text{C}$. Среда движется противотоком.

Горячий теплоноситель проходит по межтрубному пространству теплообменника. Холодный теплоноситель проходит по трубному пространству теплообменника.

Исходные данные.

Внутренний диаметр аппарата, м	$D = 0.6$
Давление в кожухе, МПа	$P_1 = 1.6$
Давление в трубном пространстве, МПа	$P_2 = 1.6$

Для дальнейшего расчета примем максимальную температуру рабочей среды которая может быть в кожухе аппарата, как температуру кожуха аппарата. Так же и для трубного пучка аппарата.

Рабочая температура кожуха аппарата, $^{\circ}\text{C}$	$t_1 = 90$
Рабочая температура труб аппарата, $^{\circ}\text{C}$	$t_2 = 45$
Ускорение свободного падения, m/s^2	$\frac{g}{g_n} = 9.8$

Число труб: $n = 370$ труб [4, стр. 33]

Основные размеры стандартного теплообменника типа ТНГ берем с [5, стр. 7, таблица 1]

Длина цилиндрической обечайки, мм: $l_{\text{ц}} := 3000$

Длина аппарата, мм $L := 3910$

Высота не отбортованной крышки, согласно [6, стр. 440]

$h_{\text{в}} := 150$ мм

Высота отбортовки крышки: [6, стр. 440]

$h := 40$ мм

Длина распределительной камеры:

$l_{\text{к}} := 530$ мм

Коэффициент прочности сварных швов (Сварка аппарата полуавтоматическая):
длина шва 100% (Назначили конструктивно) согласно [7] $\phi := 1$

Подбираем материал для теплообменника согласно [5, стр. 4]

Исполнение по материалу М17.

Таблица 1 Материальное исполнение основных узлов теплообменника

Исполнение	Кожух	Распред-камера	Теплообменная труба	Трубная решетка
Материал	09Г2С	09Г2С	Ст10Г2	09Г2С

Материал аппарата сталь 09Г2С

Сталь 09Г2С относится к низколегированным сталям, общее количество легирующих добавок в которых не превышает 2,5% (в отличие от высоколегированных, где этот показатель - свыше 10%).

Данный материал выбран из следующих соображений:

Низколегированная сталь 09Г2С обладает повышенной прочностью и ударной вязкостью в интервале температур от -40°C до $+475^{\circ}\text{C}$. Сталь в виде листового проката широко применяется для аппаратуры, работающей под давлением. Данная сталь хорошо деформируется и обрабатывается резанием. Легко сваривается всеми видами сварки.

Материал аппарата сталь 10Г2 (Сталь конструкционная легированная)

Сварка производится без подогрева и без последующей термообработки

Применение стали 10Г2: крепежные и другие детали, работающие при температуре от -70°C под давлением.

Допускаемое напряжение материала кожуха 09Г2С при температуре 20 градусов (температура гидроиспытаний): [7, стр.15]

$$\sigma_{\text{тек}20_1} := 300 \text{ МПа}$$

коэффициент запаса по пределу текучести для условий испытаний:

$$n_t := 1.1$$

Поправочный коэффициент η :

$$\eta := 1$$

Допускаемое напряжение для условий испытаний:

$$\sigma_{\text{и}20_1} := \text{ceil}\left(\eta \cdot \frac{\sigma_{\text{тек}20_1}}{n_t}\right) = 273 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение материала 09Г2С при рабочей температуре кожуха $t_1 = 90$ °C: [7, стр. 10]

$$t_{\text{та}61} := \begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix} \text{ °C} \quad \sigma_{\text{та}61} := \begin{pmatrix} 196 \\ 177 \end{pmatrix} \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{Д}90_1} := \text{Floor}(\text{linterp}(t_{\text{та}61}, \sigma_{\text{та}61}, t_1), 0.5) = 179 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение материала 09Г2С при рабочей температуре $t_2 = 45$ °C : [7, стр. 10]

$$t_{\text{та}62} := \begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix} \text{ °C} \quad \sigma_{\text{та}62} := \begin{pmatrix} 196 \\ 177 \end{pmatrix} \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{Д}45_1} := \text{Floor}(\text{linterp}(t_{\text{та}62}, \sigma_{\text{та}62}, t_2), 0.5) = 190 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение материала труб 10Г2 при температуре 20 °C (температура гидроиспытания): [7, стр.15]

$$\sigma_{\text{тек}20_2} := 220 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение для условий испытаний:

$$\sigma_{\text{и}20_2} := \text{ceil}\left(\eta \cdot \frac{\sigma_{\text{тек}20_2}}{n_t}\right) = 200 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение материала 10Г2 при рабочей температуре труб $t_2 = 45$ °C [7, стр. 10]

$$\sigma_{\text{Д}45_2} := \text{Floor}\left[\text{linterp}\left[\begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix}, \begin{pmatrix} 147 \\ 142 \end{pmatrix}, t_2\right], 0.5\right] = 145 \text{ МПа}$$

Прибавки к расчетным толщинам конструктивных элементов:

Прибавку к расчетным толщинам находим согласно [7, стр 9]

Скорость коррозии материала аппарата:

$$П := 0.2 \frac{\text{мм}}{\text{год}}$$

Срок эксплуатации аппарата:

$$τ := 20 \text{ лет}$$

Прибавка для компенсации коррозии и эрозии:

$$c_1 := П \cdot τ = 4 \text{ мм}$$

Прибавка для компенсации минусового допуска;

$$c_2 := 0.2 \text{ мм}$$

Технологическая прибавка;

$$c_3 := 0 \text{ мм}$$

Прибавки к расчетным толщинам конструктивных элементов:

$$c := c_1 + c_2 + c_3 = 4.2 \text{ мм}$$

Расчет давлений

Определить гидростатическое давление в аппарате:

Плотность воды при гидроиспытаниях (температура 20 градусов), [1, стр. 548]

$$\rho_{\text{вод}} := 998 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Высоту гидростатического столба в аппарате принимаем равной диаметру аппарата.

$$H_{\text{гид}} := D = 0.6 \text{ м}$$

Давление гидростатического столба при гидроиспытаниях [1, стр. 13]:

$$P_{\text{гид}} := \frac{\rho_{\text{вод}} \cdot H_{\text{гид}}}{10^6} = 5.868 \times 10^{-3} \text{ МПа}$$

Давление в трубном пространстве:

Расчетное давление в трубном пространстве в рабочих условиях: [1]

$$P_{\text{рас2}} := (P_2 + P_{\text{гид}}) = 1.606 \text{ МПа}$$

Давление при гидроиспытаниях:

$$P_{\text{и2}} := 1.25 \cdot P_{\text{рас2}} \cdot \frac{\sigma_{\text{и20}_2}}{\sigma_{\text{Д45}_2}} = 2.769 \text{ МПа}$$

Условное давление:

$$P_{\text{усл}2} := P_{\text{рас}2} \cdot \frac{\sigma_{\text{и}20_2}}{\sigma_{\text{Д}45_2}} = 2.215 \quad \text{МПа}$$

Давление в межтрубном пространстве:

Расчетное давление:

$$P_{\text{рас}1} := (P_1 + P_{\text{гид}}) = 1.606 \quad \text{МПа}$$

Давление при гидроиспытаниях: [1]

$$P_{\text{и}1} := 1.25 \cdot P_{\text{рас}1} \cdot \frac{\sigma_{\text{и}20_1}}{\sigma_{\text{Д}90_1}} = 3.061 \quad \text{МПа}$$

Условное давление: (межтрубного пространства)

$$P_{\text{усл}1} := P_{\text{рас}1} \cdot \frac{\sigma_{\text{и}20_1}}{\sigma_{\text{Д}90_1}} = 2.449 \quad \text{МПа}$$

Давление в распределительной камере:

По скольку материал из которого состоит распределительна камера сталь 09Г2С, а в камере распределяется поток нефти по трубному пространству, температура при расчете давлений действующих на распределительную камеру будет учитываться при температуре трубного пространства.

Расчетное давление:

$$P_{\text{рас}3} := (P_2 + P_{\text{гид}}) = 1.606 \quad \text{МПа}$$

Давление при гидроиспытаниях: [4]

$$P_{\text{и}3} := 1.25 \cdot P_{\text{рас}3} \cdot \frac{\sigma_{\text{и}20_1}}{\sigma_{\text{Д}45_1}} = 2.884 \quad \text{МПа}$$

Условное давление:

$$P_{\text{усл}3} := P_{\text{рас}3} \cdot \frac{\sigma_{\text{и}20_1}}{\sigma_{\text{Д}45_1}} = 2.307 \quad \text{МПа}$$

Определение температурных напряжений в трубах и корпусе:

Коэффициент линейного расширения кожуха при $t_1 = 90$ °C: [7, стр. 23]

$$\alpha_1 := 11.5 \cdot 10^{-6} \quad 1/^\circ\text{C}$$

Коэффициент линейного расширения трубы при $t_2 = 45$ °C: материал сталь 10Г2 [7, стр. 23]

$$\alpha_2 := 11.5 \cdot 10^{-6} \quad 1/^\circ\text{C}$$

Модуль упругости для кожуха: [7, стр. 23]

$$E_1 := \text{Floor} \left[\text{linterp} \left[\begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix}, \begin{pmatrix} 1.99 \cdot 10^5 \\ 1.91 \cdot 10^5 \end{pmatrix}, t_1, 0.5 \right] \right] = 1.92 \times 10^5 \quad \text{МПа}$$

Модуль упругости для труб: [7, стр. 23]

$$E_2 := \text{Floor} \left[\text{linterp} \left[\begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix}, \begin{pmatrix} 1.99 \cdot 10^5 \\ 1.91 \cdot 10^5 \end{pmatrix}, t_2, 0.5 \right] \right] = 1.965 \times 10^5 \quad \text{МПа}$$

Средняя температура труб:

$$t_T := \frac{t_1 + t_2}{2} = 67.5 \quad ^\circ\text{C}$$

Средняя температура кожуха аппарата:

$$t_K := t_1 = 90 \quad ^\circ\text{C}$$

температурная разность кожуха и труб:

$$\Delta t := t_K - t_T = 22.5 \quad ^\circ\text{C}$$

Площадь поперечного сечения всех труб: количество труб $n = 370$ [4, стр. 33]

$$d_H := 0.02 \quad \text{м} \quad d_B := 0.016 \quad \text{м}$$

$$F_T := \frac{\pi \cdot n \cdot (d_H^2 - d_B^2)}{4} = 0.042 \quad \text{м}^2$$

Площадь поперечного сечения кожуха:

$$F_K := \frac{\pi \cdot [(D + 2 \cdot 0.008)^2 - D^2]}{4} = 0.015 \quad \text{м}^2$$

Температурные деформации:

$$Q_t := \left| \frac{(\alpha_2 \cdot t_T - \alpha_1 \cdot t_K) \cdot E_1 \cdot E_2 \cdot F_T \cdot F_K}{E_1 \cdot F_T + E_2 \cdot F_K} \right| = 0.566 \quad \text{МПа}$$

Температурные напряжения в трубах и корпусе;

$$\sigma_T := \left| \frac{\alpha_1 \cdot \Delta t \cdot E_1 \cdot F_K}{F_T + F_K} \right| = 13.289 \quad \text{МПа}$$

$$\sigma_K := \left| \frac{\alpha_2 \cdot \Delta t \cdot E_2 \cdot F_T}{F_T + F_K} \right| = 37.244 \quad \text{МПа}$$

Условия температурных деформаций:

$$\text{Ult}_1 := \begin{cases} \text{"Условия выполняются"} & \text{if } \sigma_{Д45_2} \geq \sigma_T \\ \text{"Условия не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases} = \text{"Условия выполняются"}$$

$$\sigma_{Д45_2} = 145 \quad \text{МПа} \quad \sigma_T = 13.289 \quad \text{МПа}$$

$$\text{Ult}_2 := \begin{cases} \text{"Условия выполняются"} & \text{if } \sigma_{Д90_1} \geq \sigma_K \\ \text{"Условия не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases} = \text{"Условия выполняются"}$$

$$\sigma_{Д90_1} = 179 \quad \text{МПа} \quad \sigma_K = 37.244 \quad \text{МПа}$$

Подбираем аппарат с неподвижной трубной решеткой, без компенсаторов на кожухе.

Теплообменник **600 ТНГ-2,5-М 17/20 Г-3-2-У-И** (диаметр кожуха 600, Теплообменник с неподвижной трубной решеткой горизонтального исполнения, условное давление в кожухе и трубах 2,5 МПа, исполнение по материалу М 17 с диаметром труб 20 мм, длиной труб 3 м, число ходов по трубам 2, климатического исполнения для Умеренного климата, с деталями крепления Изоляции.

Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки (кожуха):

Расчет проводим согласно [8, стр. 5]

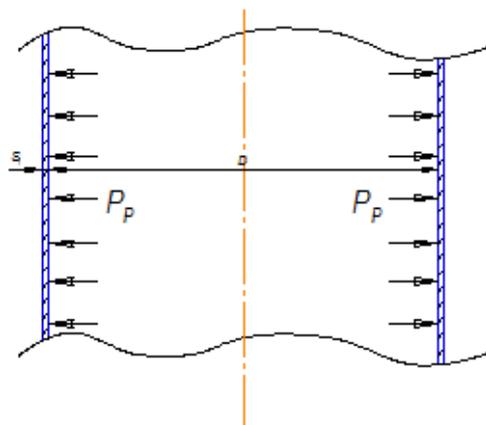


Рисунок 3 - Расчетная схема обечайки.

Диаметр цилиндрической обечайки:

$$D := 600 \text{ мм}$$

Расчетная толщина стенки цилиндрической обечайки при внутреннем избыточном давлении:

$$s_{p1} := \max \left(\left(\begin{array}{l} P_{рас1} \cdot \frac{D}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{Д90_1} - P_{рас1}} \\ P_{и1} \cdot \frac{D}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{и20_1} - P_{и1}} \end{array} \right) \right) = 3.383 \text{ мм}$$

Исполнительная толщина стенки аппарата:

$$s_{и1} := s_{p1} + c = 7.583 \text{ мм}$$

Принимаем толщину для корпуса аппарата:

$$s_1 := 8 \text{ мм}$$

Проверка условий применимости формул без моментной теории:

$$Ult_3 := \begin{cases} \text{"Условия применения формул выполняются"} & \text{if } \frac{s_1 - c}{D} \leq 0.1 \\ \text{"Условия применения формул НЕ выполняются"} & \text{if } \frac{s_1 - c}{D} > 0.1 \end{cases}$$

$$Ult_3 = \text{"Условия применения формул выполняются"}$$

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления при рабочих условиях:

$$P_{д1} := \frac{2 \cdot \sigma_{Д90_1} \cdot \phi \cdot (s_1 - c)}{D + (s_1 - c)} = 2.253 \text{ МПа}$$

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления при условий гидроиспытаний:

$$P_{д2} := \frac{2 \cdot \sigma_{и20_1} \cdot \phi \cdot (s_1 - c)}{D + (s_1 - c)} = 3.436 \quad \text{МПа}$$

Проверка условия прочности стенок, цилиндрической обечайки от действия внутреннего давления при рабочих условиях:

$$Ult_4 := \begin{cases} \text{"Условие прочности стенки обечайки выполняется"} & \text{if } P_{д1} > P_{рас1} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Ult₄ = "Условие прочности стенки обечайки выполняется"

$$P_{д1} = 2.253 \quad \text{МПа} \quad P_{рас1} = 1.606 \quad \text{МПа}$$

Проверка условия прочности стенок, цилиндрической обечайки от действия внутреннего давления при условиях гидроиспытания:

$$Ult_5 := \begin{cases} \text{"Условие прочности стенки для цилиндр. обечайки выполняется"} & \text{if } P_{д2} > P_{и1} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Ult₅ = "Условие прочности стенки для цилиндр. обечайки выполняется"

$$P_{д2} = 3.436 \quad \text{МПа} \quad P_{и1} = 3.061 \quad \text{МПа}$$

Расчет толщины стенки крышки:

Расчет проводим согласно [8, стр. 21]

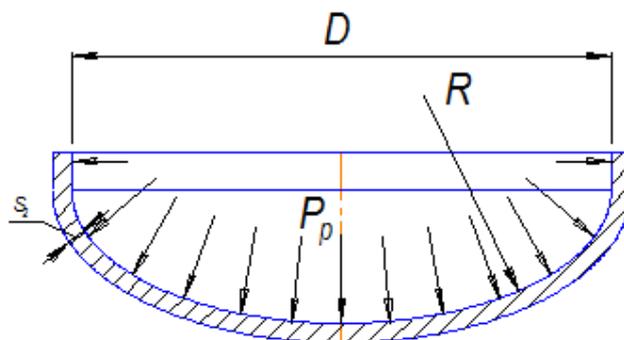


Рисунок 4 - Расчетная схема эллиптического стального отбортованного днища (крышки)

Радиус кривизны в вершине крышки равен: (для эллиптических днищ)

$$R_1 := D = 600 \quad \text{мм}$$

Высота не отбортованной крышки, согласно [8, стр. 23]

$$H := 0.25 \cdot D = 150 \quad \text{мм}$$

Расчет толщины стенки крышки под действием внутреннего давления:

$$s_{p2} := \max \left(\left(\begin{array}{l} P_{рас3} \cdot \frac{R_1}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{Д45_1} - 0.5 \cdot P_{рас3}} \\ P_{и3} \cdot \frac{R_1}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{и20_1} - 0.5 \cdot P_{и3}} \end{array} \right) \right) = 3.178 \quad \text{мм}$$

Исполнительная толщина стенки крышки:

$$s_{и2} := s_{p2} + c = 7.378 \quad \text{мм}$$

Принимаем толщину крышки:

$$s_2 := 8 \quad \text{мм}$$

Проверка условий применимости формул без моментной теории:

$$Ult_6 := \begin{cases} \text{"Условия применения формул выполняются"} & \text{if } 0.2 \leq \frac{H}{D} \leq 0.5 \wedge 0.002 \leq \frac{s_2 - c}{D} \leq 0.1 \\ \text{"Условия применения формул НЕ выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Ult_6 = \text{"Условия применения формул выполняются"}$$

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления при рабочих условиях:

$$P_{д3} := \frac{2 \cdot \sigma_{Д45_1} \cdot \phi \cdot (s_2 - c)}{R_1 + (s_2 - c)} = 2.392 \quad \text{МПа}$$

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления при гидроиспытаниях:

$$P_{д4} := \frac{2 \cdot \sigma_{и20_1} \cdot \phi \cdot (s_2 - c)}{R_1 + (s_2 - c)} = 3.436 \quad \text{МПа}$$

Проверка условия прочности стенок крышки от действия внутреннего давления при условиях гидроиспытания:

$$Ult_7 := \begin{cases} \text{"Условие прочности стенки днища выполняется"} & \text{if } P_{д4} > P_{и3} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Ult_7 = \text{"Условие прочности стенки днища выполняется"}$$

$$P_{д4} = 3.436 \quad \text{МПа} \quad P_{и3} = 2.884 \quad \text{МПа}$$

Проверка условия прочности стенок крышки от действия внутреннего давления при рабочих условиях:

$$Ult_8 := \begin{cases} \text{"Условие прочности стенки днища выполняется"} & \text{if } P_{д3} > P_{рас3} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$Ult_8 = \text{"Условие прочности стенки днища выполняется"}$

$$P_{д3} = 2.392 \text{ МПа} \quad P_{рас3} = 1.606 \text{ МПа}$$

Условное обозначение крышки с $D = 600$ мм, $s = 8$ мм и $h = 150$ мм из стали марки 09Г2С: «Днище 600Х 8—150—09Г2С ГОСТ 6533-68»

Расчет толщины стенки распределительной камеры:

Расчет согласно [8, стр. 12]

Расчетная толщина стенки цилиндрической обечайки при внутреннем избыточном давлении:

$$s_{p3} := \max \left(\left(\frac{P_{рас3} \cdot \frac{D}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{Д45_1} - P_{рас3}}}{D} \right), \left(\frac{P_{ИЗ} \cdot \frac{D}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{И20_1} - P_{ИЗ}}}{D} \right) \right) = 3.186 \text{ мм}$$

Исполнительная толщина стенки аппарата:

$$s_{ИЗ} := s_{p3} + c = 7.386 \text{ мм}$$

Принимаем толщину стенки распределительной камеры аппарата:

$$s_3 := 8 \text{ мм}$$

Проверка условий применимости формул без моментной теории:

$$Ult_9 := \begin{cases} \text{"Условия применения формул выполняются"} & \text{if } \frac{s_3 - c}{D} \leq 0.1 \\ \text{"Условия применения формул НЕ выполняются"} & \text{if } \frac{s_3 - c}{D} > 0.1 \end{cases}$$

$Ult_9 = \text{"Условия применения формул выполняются"}$

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления при рабочих условиях:

$$P_{д5} := \frac{2 \cdot \sigma_{Д45_1} \cdot \phi \cdot (s_3 - c)}{D + (s_3 - c)} = 2.392 \text{ МПа}$$

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления при гидроиспытаниях:

$$P_{д6} := \frac{2 \cdot \sigma_{И20_1} \cdot \phi \cdot (s_3 - c)}{D + (s_3 - c)} = 3.436 \text{ МПа}$$

Проверка условия прочности стенок, распределительной камеры от действия внутреннего давления при рабочих условиях:

$$Ult_{10} := \begin{cases} \text{"Условие прочности стенки распред. камеры выполняется"} & \text{if } P_{д5} \geq P_{рас3} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$Ult_{10} = \text{"Условие прочности стенки распред. камеры выполняется"}$

$$P_{д5} = 2.392 \quad \text{МПа} \quad P_{рас3} = 1.606 \quad \text{МПа}$$

Проверка условия прочности стенок, распределительной камеры от действия внутреннего давления при условиях гидроиспытания:

$$Ult_{11} := \begin{cases} \text{"Условие прочности стенки распред. камеры выполняется"} & \text{if } P_{д6} > P_{и3} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$Ult_{11} = \text{"Условие прочности стенки распред. камеры выполняется"}$

$$P_{д6} = 3.436 \quad \text{МПа} \quad P_{и3} = 2.884 \quad \text{МПа}$$

Толщина перегородки распределительной камеры:

Толщина перегородки распределительной камеры:

$$s_{и4} := s_{р3} + c \cdot 2 = 11.586$$

Принимаем толщину перегородки распределительной камеры аппарата:

$$s_4 := 12 \quad \text{мм}$$

Расчет и подбор стандартных штуцеров

Объемный расход воды:

$$V_1 := 3.5 \cdot 10^{-3} \quad \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Объемный расход нефти:

$$V_2 := 0.014 \quad \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Скорость движения потоков:

$$\omega_1 := 0.15 \quad \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

$$\omega_2 := 0.5 \quad \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Расчетные диаметры штуцеров нефти на входе и выходе:

$$d_{2р} := \sqrt{4 \cdot \frac{V_2}{\omega_2 \cdot \pi}} = 0.189 \quad \text{м}$$

Расчетные диаметры штуцеров воды на входе и выходе:

$$d_{1p} := \sqrt{4 \cdot \frac{V_1}{\omega_1 \cdot \pi}} = 0.172 \text{ м}$$

Принимаем штуцера с условным проходом равным:

Диаметр штуцера входа нефти: $D_{y1} := 200 \text{ мм}$

Диаметр штуцера выхода нефти: $D_{y2} := 200 \text{ мм}$

Диаметр штуцера входа воды: $D_{y3} := 200 \text{ мм}$

Диаметр штуцера выхода воды: $D_{y4} := 200 \text{ мм}$

Подбор стандартных штуцеров согласно [9]

Конструктивно принимаем плоский фланец для штуцера так как давление внутри аппарат не высокое, а так же такой тип соединения фланцев прост в сборке.

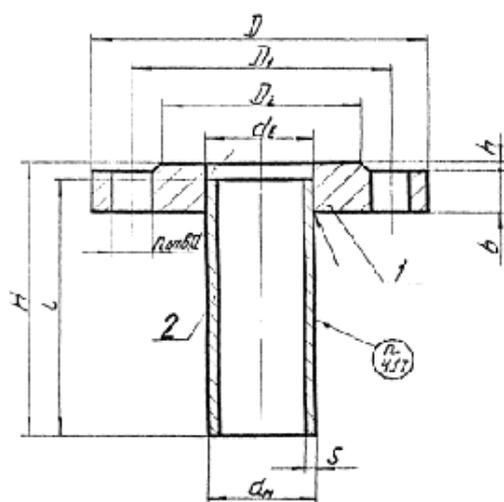


Рисунок 5 - Штуцера с фланцами стальными плоскими приварными на условное давление от 0,6 до 2,5 МПа и температуру от минус 70 до 300 °С

Таблица 2 - Таблица штуцеров

Штуцер	D _У мм	d _в мм	D мм	D ₁ мм	D ₂ мм	b мм	d мм	n	S мм	P _У МПа
Вход нефти	200	222	360	310	278	29	26	12	8	2,5
Выход нефти	200	222	360	310	278	29	26	12	8	2,5
Вход воды	200	222	360	310	278	29	26	12	8	2,5
Выход воды	200	222	360	310	278	29	26	12	8	2,5

Пример обозначения штуцеров: Штуцер 200 - 2,5 - 1 - 1 - 240 - 09Г2С АТК 24.218.06-90.

Фланцы подобраны в соответствии с ГОСТ 12820-80.

Пример условного обозначения штуцера Ду 300 мм, P_У 2,5 МПа, типа 1, исполнения 1, l = 240 мм, фланец из стали 09Г2С, патрубок из стали 09Г2С.

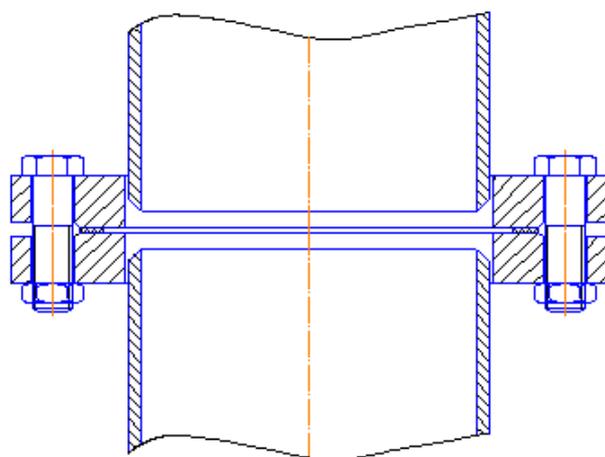


Рисунок 6 - Соединение штуцеров с фланцами стальными плоскими с гладкой уплотнительной поверхностью.

Укрепление отверстий патрубков штуцеров

Расчет проводим согласно [10]:

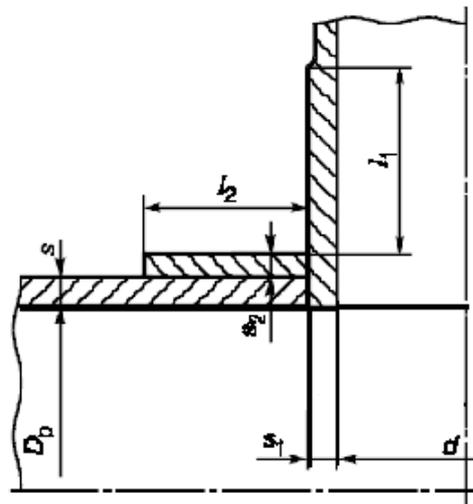


Рисунок 7 - Укрепление отверстий патрубка штуцера

Расчетный диаметр укрепляемых элементов: (Для цилиндрической обечайки)

$$D_p := D = 600 \quad \text{мм}$$

Расчетный диаметр отверстий в стенках обечайки, ось которого совпадает с нормалью к поверхности:

Расчетные диаметры отверстия штуцеров входа и выхода воды:

$$d_1 := \text{ceil}(200 + 2 \cdot c) = 209 \quad \text{мм}$$

Расчетные диаметры отверстия штуцеров входа и выхода нефти:

$$d_2 := \text{ceil}(200 + 2 \cdot c) = 209 \quad \text{мм}$$

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

Для штуцеров через которые проходит вода:

$$d_{01} := 2 \cdot \left(\frac{s_1 - c}{s_{p1}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_p \cdot (s_1 - c)} = 30.864 \quad \text{мм}$$

Для штуцеров через которые проходит нефть:

$$d_{02} := 2 \cdot \left(\frac{s_3 - c}{s_{p3}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_p \cdot (s_3 - c)} = 37.493 \quad \text{мм}$$

Необходимость укрепления отверстий штуцеров входа и выхода воды:

$$Ult_{12} := \begin{cases} \text{"необходимо укреплять"} & \text{if } d_{01} < d_1 \\ \text{"нет необходимости"} & \text{otherwise} \end{cases} = \text{"необходимо укреплять"}$$

$$d_{01} = 30.864 \quad \text{мм} \quad d_1 = 209 \quad \text{мм}$$

Необходимость укрепления отверстий штуцеров входа и выхода нефти:

$$Ult_{13} := \begin{cases} \text{"необходимо укреплять"} & \text{if } d_{02} < d_2 \\ \text{"нет необходимости"} & \text{otherwise} \end{cases} = \text{"необходимо укреплять"}$$

$$d_{02} = 37.493 \quad \text{мм} \quad d_2 = 209 \quad \text{мм}$$

Расчет укрепления отверстия штуцеров входа и выхода воды:

Укрепление отверстия штуцеров проводим согласно [10]

Для дальнейшего расчета необходимо определить расчетную толщину стенки патрубка:

$$s_{p_ш1} := \max\left(\frac{P_{рас1} \cdot d_1}{2 \cdot \sigma_{Д90_1} \cdot \phi - P_{рас1}}, \frac{P_{ил1} \cdot d_1}{2 \cdot \sigma_{ил20_1} \cdot \phi - P_{ил1}}\right) = 1.178 \quad \text{мм}$$

Исполнительная толщина стенки патрубка штуцера:

$$s_{ил_ш1} := s_{p_ш1} + c = 5.378 \quad \text{мм}$$

Принимаем толщину патрубка штуцера:

$$s_{ш1} := 8 \quad \text{мм}$$

Допускаемые напряжения для материала внешней части штуцера при расчетной температуре:

$$\sigma_{Д1} := \sigma_{Д90_1} = 179 \quad \text{МПа}$$

Допускаемые напряжения для материала накладного кольца при расчетной температуре:

$$\sigma_{Д2} := \sigma_{Д90_1} = 179 \quad \text{МПа}$$

Допускаемые напряжения для материала внутренней части штуцера при расчетной температуре:

$$\sigma_{Д3} := \sigma_{Д90_1} = 179 \quad \text{МПа}$$

Отношения допускаемых напряжений:

-для внешней части штуцера:

$$\chi_1 := \min\left(1, \frac{\sigma_{Д1}}{\sigma_{Д90_1}}\right) = 1$$

для накладного кольца:

$$\chi_2 := \min\left(1, \frac{\sigma_{Д2}}{\sigma_{Д90_1}}\right) = 1$$

для внутренней части штуцера:

$$\chi_3 := \min\left(1, \frac{\sigma_{Д3}}{\sigma_{Д90_1}}\right) = 1$$

Толщина внутренней части штуцера:

$$s_4 := 0 \text{ мм}$$

Толщина укрепляющего кольца: (задаемся конструктивно)

$$s_5 := 4 \text{ мм}$$

Расчетная ширина накладного кольца:

$$l_2 := \text{ceil}\left[\sqrt{D_p \cdot (s_1 + s_5 - c)}\right] = 69 \text{ мм}$$

Принимаем ширину накладного кольца для удобства монтажа:

$$l_{2k} := 70 \text{ мм}$$

Длина внешней части штуцера:

$$l_1 := 1.25 \cdot \sqrt{(d_1 + 2 \cdot c) \cdot (s_{ш1} - c)} = 35.928 \text{ мм}$$

Принимаем длину патрубка конструктивно для удобства монтажа:

$$l_{1k} := 250 \text{ мм}$$

Внутренней частью штуцера

$$l_3 := 0 \text{ мм}$$

Расчетный диаметр отверстия, не требующий дополнительного укрепления

$$d_{op} := 0.4 \cdot \sqrt{D_p \cdot (s_1 - c)} = 19.1 \text{ мм}$$

$$A_1 := l_1 \cdot (s_{ш1} - s_{p_ш1} - c) \cdot \chi_1 + l_2 \cdot s_5 \cdot \chi_2 + l_3 \cdot (s_4 - c - c) \cdot \chi_3 = 935.378 \text{ мм}^2$$

$$A_2 := 0.5 \cdot (d_1 - d_{op}) \cdot s_{ш1} = 759.601 \text{ мм}^2$$

условие укрепления штуцера:

$$Ult_{14} := \begin{cases} \text{"условие укрепления отверстия выполняется"} & \text{if } A_1 \geq A_2 \\ \text{"условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Ult_{14} = \text{"условие укрепления отверстия выполняется"}$$

Ширина зоны укрепления в обечайке:

$$L_{0\text{люк}} := \sqrt{D_p \cdot (s_1 - c)} = 47.749 \quad \text{мм}$$

Расчетная ширина зоны укрепления в обечайке:

$$l_p := L_{0\text{люк}} = 47.749 \quad \text{мм}$$

Коэффициент понижение прочности:

$$K_1 := 1$$

$$V := \frac{1 + \frac{l_1 \cdot (s_{\text{ш1}} - c) \cdot \chi_1 + l_2 \cdot s_5 \cdot \chi_2 + l_3 \cdot (s_4 - 2 \cdot c) \cdot \chi_3}{l_p \cdot (s_1 - c)}}{1 + 0.5 \cdot \frac{d_1 - d_{01}}{l_p} + K_1 \cdot \frac{d_1 + 2 \cdot c}{D_p} \cdot \frac{\phi}{\phi} \cdot \frac{l_1}{l_p}} = 1.633$$

Допускаемое давление штуцера при рабочих условиях:

$$P_{\text{д_ш1}} := \frac{2 \cdot K_1 \cdot (s_{\text{ш1}} - c) \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{Д1}} \cdot V}{d_1 + (s_{\text{ш1}} - c) \cdot V} = 10.325 \quad \text{МПа}$$

Допускаемое давление штуцера при гидроиспытаниях:

$$P_{\text{д_ш2}} := \frac{2 \cdot K_1 \cdot (s_{\text{ш1}} - c) \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{И20_1}} \cdot V}{d_1 + (s_{\text{ш1}} - c) \cdot V} = 15.747 \quad \text{МПа}$$

Проверка условия прочности стенок, штуцера при рабочих условиях:

$$\text{Ult}_{15} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_{\text{д_ш1}} \geq P_{\text{рас1}} \\ \text{"Условие НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Ult}_{15} = \text{"Условие прочности выполняется"}$$

$$P_{\text{д_ш1}} = 10.325 \quad \text{МПа} \quad P_{\text{рас1}} = 1.606 \quad \text{МПа}$$

Проверка условия прочности стенок, штуцера при гидроиспытаниях:

$$\text{Ult}_{16} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_{\text{д_ш2}} \geq P_{\text{И1}} \\ \text{"Условие НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Ult}_{16} = \text{"Условие прочности выполняется"}$$

$$P_{\text{д_ш2}} = 15.747 \quad \text{МПа} \quad P_{\text{И1}} = 3.061 \quad \text{МПа}$$

Проверка прочности сварных швов:

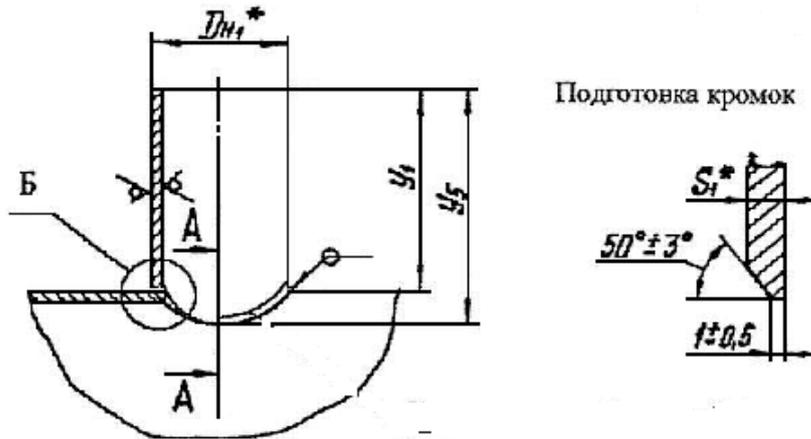


Рисунок 8 - Сварное соединения патрубка штуцера с корпусом обечайки аппарата.

$$\Delta := 8 \quad \text{мм} \quad 2.1 \cdot \frac{l_1 \cdot s_{p_ш1}}{D_{y1} + 2 \cdot s_{p_ш1}} = 3.057 \quad \text{мм}$$

Проверка условия прочности сварного соединения стенок, штуцера:

$$Ult_{17} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } \Delta \geq 2.1 \cdot \frac{l_1 \cdot s_{p_ш1}}{D_{y1} + 2 \cdot s_{p_ш1}} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{if } \Delta < 2.1 \cdot \frac{l_1 \cdot s_{p_ш1}}{D_{y1} + 2 \cdot s_{p_ш1}} \end{cases}$$

Ult₁₇ = "Условие прочности выполняется"

Расчет укрепления отверстия штуцеров входа и выхода нефти:

Укрепление отверстия штуцеров проводим согласно [10]

Для дальнейшего расчета необходимо определить расчетную толщину стенки патрубка:

$$s_{ф_шт1} := \max \left(\frac{P_{рас2} \cdot d_1}{2 \cdot \sigma_{Д45_1} \cdot \phi - P_{рас2}}, \frac{P_{и2} \cdot d_1}{2 \cdot \sigma_{и20_1} \cdot \phi - P_{и2}} \right) = 1.065 \quad \text{мм}$$

Исполнительная толщина стенки патрубка штуцера:

$$s_{шт1} := s_{p_ш1} + c = 5.265 \quad \text{мм}$$

Принимаем толщину патрубка штуцера:

$$s_{шт1} := 8 \quad \text{мм}$$

Допускаемое напряжение для материала внешней части штуцера при расчетной температуре:

$$\sigma_{Д1} := \sigma_{Д45_1} = 190 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение для материала накладного кольца при расчетной температуре:

$$\sigma_{Д2} := \sigma_{Д45_1} = 190 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение для материала внутренней части штуцера при расчетной температуре:

$$\sigma_{Д3} := \sigma_{Д45_1} = 190 \text{ МПа}$$

Отношения допускаемых напряжений:

-для внешней части штуцера:

$$\chi_1 := \min\left(1, \frac{\sigma_{Д1}}{\sigma_{Д45_1}}\right) = 1$$

для накладного кольца:

$$\chi_2 := \min\left(1, \frac{\sigma_{Д2}}{\sigma_{Д45_1}}\right) = 1$$

для внутренней части штуцера:

$$\chi_3 := \min\left(1, \frac{\sigma_{Д3}}{\sigma_{Д45_1}}\right) = 1$$

Толщина внутренней части штуцера:

$$s_4 := 0 \text{ мм}$$

Толщина укрепляющего кольца: (задаем конструктивно)

$$s_5 := 4 \text{ мм}$$

Расчетная ширина накладного кольца:

$$l_2 := \text{ceil}\left[\sqrt{D_p \cdot (s_3 + s_5 - c)}\right] = 69 \text{ мм}$$

Принимаем ширину накладного кольца для удобства монтажа:

$$l_2 := 70 \text{ мм}$$

Длина внешней части штуцера:

$$l_3 := 1.25 \cdot \sqrt{(d_2 + 2 \cdot c) \cdot (s_{шт1} - c)} = 35.928 \text{ мм}$$

Принимаем длину патрубка конструктивно для удобства монтажа:

$$l_3 := 250 \text{ мм}$$

Внутренней частью штуцера

$$l_2 := 0 \quad \text{мм}$$

Расчетный диаметр отверстия, не требующий дополнительного укрепления

$$d_{\text{оп}} := 0.4 \cdot \sqrt{D_p \cdot (s_3 - c)} = 19.1 \quad \text{мм}$$

$$A_1 := l_1 \cdot (s_{\text{ш1}} - s_{p_ш1} - c) \cdot \chi_1 + l_2 \cdot s_5 \cdot \chi_2 + l_3 \cdot (s_4 - c - c) \cdot \chi_3 = 963.692 \quad \text{мм}^2$$

$$A_2 := 0.5 \cdot (d_2 - d_{\text{оп}}) \cdot s_{\text{ш1}} = 759.601 \quad \text{мм}^2$$

условие укрепления штуцера:

$$\text{Ult}_{18} := \begin{cases} \text{"условие укрепления отверстия выполняется"} & \text{if } A_1 \geq A_2 \\ \text{"условие не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Ult}_{18} = \text{"условие укрепления отверстия выполняется"}$$

Ширина зоны укрепления в обечайке:

$$L_{\text{облок}} := \sqrt{D_p \cdot (s_3 - c)} = 47.749 \quad \text{мм}$$

Расчетная ширина зоны укрепления в обечайке:

$$l_{\text{пр}} := L_{\text{облок}} = 47.749 \quad \text{мм}$$

Коэффициент понижение прочности:

$$K_1 := 1$$

$$V := \frac{1 + \frac{l_1 \cdot (s_{\text{ш1}} - c) \cdot \chi_1 + l_2 \cdot s_5 \cdot \chi_2 + l_3 \cdot (s_4 - 2 \cdot c) \cdot \chi_3}{l_p \cdot (s_3 - c)}}{1 + 0.5 \cdot \frac{d_2 - d_{02}}{l_p} + K_1 \cdot \frac{d_2 + 2 \cdot c}{D_p} \cdot \frac{\phi}{\phi} \cdot \frac{l_1}{l_p}} = 1.658$$

Допускаемое давление штуцера при рабочих условиях:

$$P_{\text{д_ш3}} := \frac{2 \cdot K_1 \cdot (s_{\text{ш1}} - c) \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{Д1}} \cdot V}{d_2 + (s_{\text{ш1}} - c) \cdot V} = 11.117 \quad \text{МПа}$$

Допускаемое давление штуцера при гидроиспытаниях:

$$P_{\text{д_ш4}} := \frac{2 \cdot K_1 \cdot (s_{\text{ш1}} - c) \cdot \phi \cdot \sigma_{\text{н20_1}} \cdot V}{d_2 + (s_{\text{ш1}} - c) \cdot V} = 15.974 \quad \text{МПа}$$

Проверка условия прочности стенок, штуцера при рабочих условиях:

$$Ult_{19} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_{д_ш3} \geq P_{рас3} \\ \text{"Условие НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Ult_{19} = \text{"Условие прочности выполняется"}$$

$$P_{д_ш3} = 11.117 \quad \text{МПа} \quad P_{рас3} = 1.606 \quad \text{МПа}$$

Проверка условия прочности стенок, штуцера при гидроиспытаниях:

$$Ult_{20} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P_{д_ш4} \geq P_{и3} \\ \text{"Условие НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Ult_{20} = \text{"Условие прочности выполняется"}$$

$$P_{д_ш4} = 15.974 \quad \text{МПа} \quad P_{и3} = 2.884 \quad \text{МПа}$$

Проверка прочности сварных швов:

$$\frac{\Delta}{\sqrt{r}} := 8 \quad \text{мм} \quad 2.1 \cdot \frac{l_1 \cdot s_{п_ш1}}{D_{y2} + 2 \cdot s_{п_ш1}} = 2.767 \quad \text{мм}$$

Проверка условия прочности сварного соединения стенок, штуцера:

$$Ult_{21} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } \Delta \geq 2.1 \cdot \frac{l_1 \cdot s_{п_ш1}}{D_{y2} + 2 \cdot s_{п_ш1}} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Ult_{21} = \text{"Условие прочности выполняется"}$$

Прочностной расчет фланцевого соединения корпуса обечайки и распределительной камеры:

Расчет проводим согласно [11]

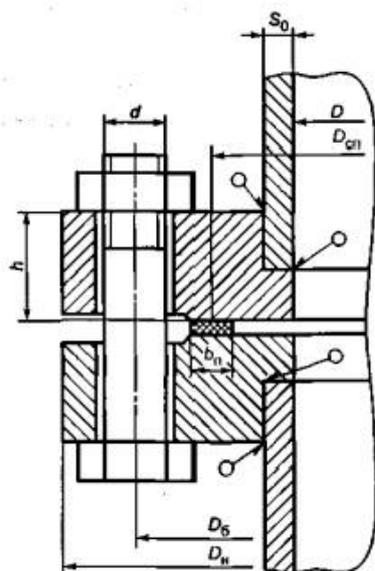


Рисунок 9 - фланцевое соединение с гладкой уплотнительной поверхностью

Фланцы с гладкой уплотнительной поверхностью рекомендуется применять для не больших условных давлений, так же такой тип фланцевого соединения значительно упрощает сборку аппарата.

Исходные данные:

Фланец изготовлен из материала: Сталь 09Г2С

Болты изготовлены из материала: Сталь 35Х

Материал прокладки - паронит ПОН.

Подбираем стандартный фланец согласно [12] с учетом условного давления 2,5 МПа .

Внутренний диаметр: $\underline{D} := 600$ мм

Наружный диаметр фланца: $D_{\text{н}} := 840$ мм

Диаметр болтовой окружности: $D_1 := 770$ мм

Толщина фланца: $\underline{h} := 54$ мм

Количество болтов: $\underline{n} := 20$ болтов

Диаметр болта: $d := 36$ мм

Основные размеры прокладки паронит ПОН:

Толщина прокладки: $h_{\Pi} := 3$ мм

Ширина прокладки: $b_{\Pi} := 15$ мм

Прочностной расчет фланцевого соединения

Расчет проводим согласно [11]

Средний диаметр прокладки:

$$D_{\text{ср}} := 720 - b_{\Pi} = 705 \text{ мм}$$

Толщина: $s_0 := 8$ мм смотри рисунок 9.

Расчетная температура фланцевого соединения:

$$t_{\Phi} := t_1 \cdot 0.96 = 86.4 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Расчетная температура болтов:

$$t_{\text{б}} := t_1 \cdot 0.85 = 76.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

давление для расчета:

$$P_{\text{расч}} = 1.606 \text{ МПа}$$

Модуль упругости материала болта при температуре 20 $^{\circ}\text{C}$:

$$E_{\text{б}20} := 2.18 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Модуль упругости материала болта при рабочей температуре температуре $t_{\text{б}}$ градусов (Сталь 35Х теплоустойчивая и коррозионно-стойкая хромистая):

$$E_{\text{б}} := 2.18 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Модуль упругости материала фланца 09Г2С согласно [7, стр. 27, таблица В1] для низколегированных сталей, при температуре 20 градусов:

$$E_{20} := 1.99 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Модуль упругости материала фланца при рабочей температуре t_{Φ} :

$$E := 1.99 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение для условий испытаний при температуре испытания 20 $^{\circ}\text{C}$:

$$\sigma_{\text{И}} := 273 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение для рабочих условий при рабочей температуре аппарата

$$t_{\Phi} = 86.4 \text{ }^{\circ}\text{C}: [7, \text{стр. 12}]$$

$$\sigma_{\text{Д}} := \text{Floor} \left[\text{linterp} \left[\left(\begin{array}{c} 20 \\ 100 \end{array} \right), \left(\begin{array}{c} 196 \\ 177 \end{array} \right), t_{\Phi} \right], 0.5 \right] = 180 \text{ МПа}$$

допускаемое напряжение материала при температуре 20 °C испытаний для болта согласно:

$$\sigma_{620} := 230 \text{ МПа}$$

допускаемое напряжение материала при рабочей температуре для болта $t_6 = 76.5 \text{ }^\circ\text{C}$ согласно :

$$\sigma_6 := 230 \text{ МПа}$$

Температурный коэффициент линейного расширения материала фланцев 09Г2С согласно [7, стр. 28, таблица Г1]

$$\alpha_{\phi} := 11.6 \cdot 10^{-6}$$

Температурный коэффициент линейного расширения болтов сталь 35Х согласно [11, стр 37, таблица Ж2]:

$$\alpha_6 := 13.4 \cdot 10^{-6}$$

Эффективная ширина плоской прокладки:

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

Характеристики прокладки: [11, стр. 37, таблица И1]

Прокладочный коэффициент m

$$\frac{m}{m} := 2.5$$

Удельное давление обжатия прокладки:

$$q_{\text{обж}} := 20 \text{ МПа}$$

Допускаемое Удельное давление

$$q_d := 130 \text{ МПа}$$

Коэффициент обжатия:

$$K_{\text{обж}} := 0.9$$

Условный модуль сжатия прокладки

$$E_{\Pi} := 200 \text{ МПа}$$

Усилие, необходимое для смятия прокладки при затяжке

$$P_{\text{обж}} := 0.5 \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_0 \cdot m \cdot q_{\text{обж}} = 8.306 \times 10^5 \text{ Н}$$

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

$$R_{\Pi} := \begin{cases} \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_0 \cdot m \cdot P_{\text{рас1}} & \text{if } P_{\text{рас1}} \geq 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} = 1.334 \times 10^5 \text{ Н}$$

Площадь поперечного сечений болтов (шпилек) по таблице [11, стр. 33]

$$f_b := 760 \text{ мм}^2$$

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

$$A_b := n \cdot f_b = 1.52 \times 10^4 \text{ мм}^2$$

Равнодействующая нагрузка от давления

$$Q_d := 0.785 \cdot (D_{сп})^2 \cdot P_{рас1} = 6.266 \times 10^5 \text{ Н}$$

Податливость прокладки:

$$y_{п} := \frac{h_{п} \cdot K_{обж}}{E_{п} \cdot \pi \cdot D_{сп} \cdot b_{п}} = 4.064 \times 10^{-7} \text{ мм/Н}$$

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

$$L_{б0} := 2 \cdot h + h_{п} = 111 \text{ мм}$$

Эффективная длина болта при определении податливости

$$L_b := \text{ceil}(L_{б0} + 0.28 \cdot d) = 122 \text{ мм}$$

Податливость болтов

$$y_b := \frac{L_b}{E_{б20} \cdot A_b} = 3.682 \times 10^{-8} \text{ мм/Н}$$

Расчетные параметры фланцев:

Параметр длины обечайки:

$$l_0 := \sqrt{D \cdot s_0} = 69.282 \text{ мм}$$

- отношение наружного диаметра тарелки фланца к внутреннему диаметру

$$K := \frac{D_H}{600} = 1.4$$

- коэффициенты, зависящие от соотношения размеров тарелки фланца,

$$\beta_T := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{(1.05 + 1.945 \cdot K^2) \cdot (K - 1)} = 1.753$$

$$\beta_U := \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{1.36 \cdot (K^2 - 1) \cdot (K - 1)} = 6.527$$

$$\beta_Y := \frac{1}{(K - 1)} \left[0.69 + 5.72 \cdot \frac{K^2 \cdot \log(K)}{(K^2 - 1)} \right] = 5.991$$

$$\beta_Z := \frac{K^2 + 1}{K^2 - 1} = 3.083$$

- коэффициенты для фланцевых соединений с приварными встык фланцами с прямой втулкой, плоскими фланцами и свободными фланцами

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

- коэффициент λ

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{4\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot (s_0)^2} = 12.945$$

Угловая податливость фланцев:

Угловая податливость фланца при затяжке:

$$y_\Phi := \frac{0.91 \cdot \beta_V}{\lambda \cdot s_0^2 \cdot l_0 \cdot E_{20}} = 4.382 \times 10^{-11}$$

Плечи действий усилия в болтах:

-Для приваренных встык фланцев: смотри [11, стр. 32]

$$b := 0.5 \cdot (D_1 - 720) = 25 \quad \text{мм}$$

Эквивалентную толщину плоского фланца:

$$s_3 := s_0 = 8 \quad \text{мм}$$

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

$$e := 0.5 \cdot (D_{\text{сп}} - D - s_3) = 48.5 \quad \text{мм}$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения для приварных встык и плоских фланцев

$$\gamma := \frac{1}{y_\Pi + y_6 \cdot \frac{\sigma_{620}}{E_6} + 2 \cdot b^2 \cdot y_\Phi \cdot \frac{E_{20}}{E}} = 2.168 \times 10^6$$

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

$$\alpha := 1 - \frac{y_\Pi - 2 \cdot e \cdot y_\Phi \cdot b}{y_\Pi + y_6 + 2 \cdot b^2 \cdot y_\Phi} = 0.397$$

Нагрузка, вызванная стесненностью температурных деформаций, в соединениях с приварными встык и плоскими фланцами

$$Q_{\text{ст}} := \gamma \cdot [2\alpha_{\text{ф}} \cdot h \cdot (t_{\text{ф}} - 20) - 2\alpha_{\text{б}} \cdot h \cdot (t_{\text{б}} - 20)] = 3.077 \times 10^3 \text{ Н}$$

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

$$P_{\text{б1}} := \max \left[\begin{array}{l} \alpha \cdot (Q_{\text{д}}) + R_{\text{п}} \\ \alpha \cdot (Q_{\text{д}}) + R_{\text{п}} - Q_{\text{т}} \end{array} \right] = 3.823 \times 10^5 \text{ Н}$$

Расчетная нагрузка на болты (шпильки) при затяжке, необходимая для обеспечения обжатия прокладки и минимального начального натяжения болтов (шпилек)

$$P_{\text{б2}} := \max(P_{\text{обж}}, 0.4 \cdot A_{\text{б}} \cdot \sigma_{\text{б20}}) = 1.398 \times 10^6 \text{ Н}$$

$$P_{\text{обж}} = 8.306 \times 10^5 \text{ Н}$$

Расчетная нагрузка на болты (шпильки) фланцевых соединений при затяжке фланцевого соединения:

$$P_{\text{бм}} := \max(P_{\text{б1}}, P_{\text{б2}}) = 1.398 \times 10^6 \text{ Н}$$

Расчетная нагрузка на болты (шпильки) фланцевых соединений в рабочих условиях

$$P_{\text{бр}} := P_{\text{бм}} + (1 - \alpha) \cdot (Q_{\text{д}}) + Q_{\text{т}} = 1.779 \times 10^6 \text{ Н}$$

Проверка прочности болтов (шпилек) и прокладки

Расчетные напряжения в болтах при затяжке:

$$\sigma_{\text{б1}} := \frac{P_{\text{бм}}}{A_{\text{б}}} = 92 \text{ МПа}$$

В рабочих условиях

$$\sigma_{\text{б2}} := \frac{P_{\text{бр}}}{A_{\text{б}}} = 117.044 \text{ МПа}$$

Условие прочности болтов при затяжке:

$$Ult_{22} := \begin{cases} \text{"Условия прочности болтов при затяж. выполняется"} & \text{if } \sigma_{61} \leq \sigma_{620} \\ \text{"Условия прочности не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$Ult_{22} = \text{"Условия прочности болтов при затяж. выполняется"}$

$$\sigma_{61} = 92 \quad \text{МПа} \quad \sigma_{620} = 230 \quad \text{МПа}$$

Условие прочности болтов в рабочих условиях:

$$Ult_{23} := \begin{cases} \text{"Условия прочности болтов при работе выполняются"} & \text{if } \sigma_{62} \leq \sigma_6 \\ \text{"Условия прочности не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$Ult_{23} = \text{"Условия прочности болтов при работе выполняются"}$

$$\sigma_{62} = 117.044 \quad \text{МПа} \quad \sigma_6 = 230 \quad \text{МПа}$$

Паронит мягкая прокладка, поэтому в соответствии с [11, стр. 20] проверяется условие прочности прокладки:

Расчетное удельное давление:

$$q := \frac{\max(P_{61}, P_{62})}{\pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_0} = 42.092 \quad \text{МПа}$$

Допускаемое удельное давление определяется по предложению И согласно [11] для паронита при ширине не более 2-3 мм:

$$q_d := 130 \quad \text{МПа}$$

$$Ult_{24} := \begin{cases} \text{"Условия выполняются"} & \text{if } q \leq q_d \\ \text{"Условия прочности не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases} = \text{"Условия выполняются"}$$

Расчет фланца на статическую прочность:

Коэффициент, учитывающий изгиб тарелки фланца между болтами:

$$C_{\phi} := \max \left(1, \sqrt{\frac{\frac{\pi \cdot D_1}{n}}{2 \cdot d + \frac{h \cdot 6}{m + 0.5}}} \right) = 1$$

Расчетный изгибающий момент действующий на фланец при затяжке:

$$M_M := C_{\phi} \cdot P_{6M} \cdot b = 3.496 \times 10^7 \quad \text{Н·мм}$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях:

$$M_p := C_{\phi} \cdot \max[(P_{бр} \cdot b + Q_d \cdot e), e \cdot |Q_d|] = 7.486 \times 10^7 \quad \text{Н}\cdot\text{мм}$$

Приведенный диаметр:

$$D_{пр} := D = 600 \quad \text{мм}$$

Расчетные напряжения во фланце при затяжке:

$$\sigma_{0M} := \frac{M_M}{\lambda \cdot (s_0 - c)^2 \cdot D_{пр} \cdot 10} = 31.172 \quad \text{МПа}$$

$$\sigma_{0M} := f \cdot \sigma_{0M} = 31.172 \quad \text{МПа}$$

- напряжения в тарелке приварного встык фланца или плоского фланца в условиях затяжки:

- радиальное напряжение

$$\sigma_{RM} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + I_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot I_0 \cdot D} \cdot M_M = 3 \quad \text{МПа}$$

- окружное напряжение

$$\sigma_{TM} := \frac{\beta_Y \cdot M_M}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{RM} = 110.468 \quad \text{МПа}$$

Расчетные напряжения во фланце в рабочих условиях:

- меридиональные изгибные напряжения для приварных встык фланцев с прямой втулкой и плоских фланцев

$$\sigma_{0p} := \frac{M_p}{\lambda \cdot (s_0 - c)^2 \cdot D_{пр} \cdot 10} = 66.753 \quad \text{МПа}$$

$$\sigma_{0p} := f \cdot \sigma_{0p} = 66.753 \quad \text{МПа}$$

- максимальные меридиональные мембранные напряжения в обечайке плоского фланца

$$\sigma_{0mp} := \frac{Q_d}{\pi \cdot (D + s_0) \cdot (s_0 - c)} = 86.322 \quad \text{МПа}$$

Напряжения в тарелке приварного встык фланца или плоского фланца в рабочих условиях:

- радиальное напряжение

$$\sigma_{Rp} := \frac{1.33 \cdot \beta_F \cdot h + l_0}{\lambda \cdot h^2 \cdot l_0 \cdot D} \cdot M_p = 6.424 \quad \text{МПа}$$

- окружное напряжение

$$\sigma_{Tp} := \frac{\beta_Y \cdot M_p}{h^2 \cdot D} - \beta_Z \cdot \sigma_{Rp} = 236.56 \quad \text{МПа}$$

Условия статической прочности фланцев:

-при затяжке:

с учетом стесненности температурных деформаций:

$$K_T := 1.3$$

допускаемое значение суммарных общих и местных условных упругих мембранных и изгибных напряжений МПа;

$$\sigma_{Pmax} := \max \left(\left(\begin{array}{l} |\sigma_{0p} - \sigma_{0mp} + \sigma_{Tp}| \\ |\sigma_{0p} - \sigma_{0mp} + \sigma_{Rp}| \\ |\sigma_{0p} + \sigma_{0mp}| \end{array} \right) \right) = 216.991 \quad \text{МПа}$$

$$\sigma_{3max} := \max(|\sigma_{0M} + \sigma_{RM}|, |\sigma_{0M} + \sigma_{TM}|) = 141.64 \quad \text{МПа}$$

При затяжке:

$$Ult_{25} := \begin{cases} \text{"Условия прочности выполняются"} & \text{if } \sigma_{3max} \leq \sigma_{И} \cdot K_T \\ \text{"Условия прочности не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Ult_{25} = \text{"Условия прочности выполняются"}$$

При рабочих условиях:

$$Ult_{26} := \begin{cases} \text{"Условия прочности выполняются"} & \text{if } \sigma_{Pmax} \leq \sigma_{Д} \cdot K_T \\ \text{"Условия прочности не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Ult_{26} = \text{"Условия прочности выполняются"}$$

$$\sigma_{Д} \cdot K_T = 234 \quad \text{МПа} \quad \sigma_{И} \cdot K_T = 354.9 \quad \text{МПа} \quad \sigma_{Pmax} = 216.991 \quad \text{МПа} \quad \sigma_{3max} = 141.64 \quad \text{МПа}$$

ПРОВЕРКА УГЛОВ ПОВОРОТА ФЛАНЦЕВ

Угол поворота приварного встык, плоского фланца в рабочих условиях

$$\theta := P_{\text{бр}} \cdot \gamma_{\text{ф}} \cdot \frac{E_{20}}{E} = 7.796 \times 10^{-5}$$

Допускаемый угол поворота фланца с диаметром 600 мм:

$$\theta_{\text{д}} := \text{Floor} \left[\text{interp} \left[\left(\frac{400}{2000} \right), \left(\frac{0.006}{0.013} \right), 600 \right], 0.0005 \right] = 6.5 \times 10^{-3}$$

$$\text{Ult}_{27} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \theta \leq \theta_{\text{д}} \\ \text{"Условие НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases} = \text{"Условие выполняется"}$$

$$\theta = 7.796 \times 10^{-5} \quad \theta_{\text{д}} = 6.5 \times 10^{-3}$$

Расчет трубной решетки

Расчет согласно [13]

Половина длины труб аппарата равна $l_{\text{труб}} := 1500$ мм .

Число труб:

$$n_{\text{тр}} := 370 \quad \text{труб}$$

Для трубной решетки используем материал: Сталь 09Г2С, согласно таблице материального исполнения аппарата, таблица 1.

Допускаемое напряжение трубной решетки, при рабочей температуре труб: [7]

$$\sigma_{\text{реш90}} := \sigma_{\text{Д90}_1} = 179 \quad \text{МПа}$$

Модуль упругости:

$$E_{\text{реш90}} := E_1 = 1.92 \times 10^5 \quad \text{МПа}$$

Для труб используется материал: Сталь 10Г2

Допускаемое напряжение трубного пучка:

$$\sigma_{\text{тр45}} := \sigma_{\text{Д45}_2} = 145 \quad \text{МПа}$$

Модуль упругости при рабочей температуре 45 °С для материала труб: Сталь 10Г2 [7]

$$t_{\text{та62}} := \begin{pmatrix} 20 \\ 100 \end{pmatrix} \quad \text{°C} \quad E_{\text{та62}} := \begin{pmatrix} 1.99 \cdot 10^5 \\ 1.91 \cdot 10^5 \end{pmatrix} \quad \text{МПа}$$

$$E_{\text{тр45}} := \text{Floor} \left(\text{interp} \left(t_{\text{та62}}, E_{\text{та62}}, 150 \right), 0.5 \right) = 1.86 \times 10^5 \quad \text{МПа}$$

Диаметр трубы внутренний: $d_{\text{ТР}} := 16 \text{ мм}$

толщина стенки трубы: $s_{\text{ТР}} := 2 \text{ мм}$

Диаметр трубы наружный: $d_{\text{НР}} := 20 \text{ мм}$

Внутренний радиус кожуха:

$$a := \frac{D}{2} = 300 \text{ мм}$$

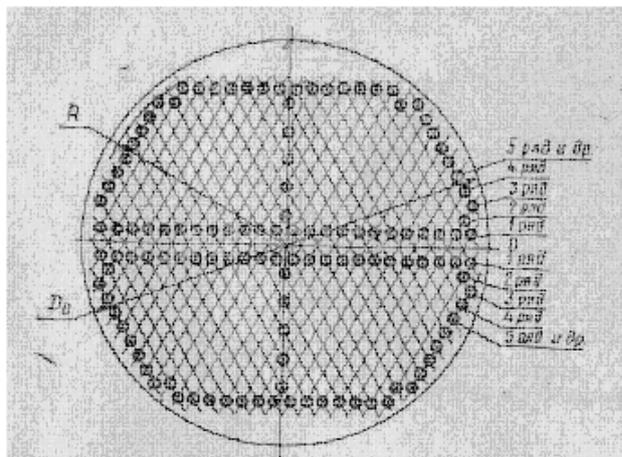


Рисунок 10 - Решетка аппарата диаметром 400-1400 мм.

Основные характеристики трубной решетки, для двухходового теплообменника диаметром 600 мм. согласно [14]

Диаметр трубного пучка

$$D_0 := 590 \text{ мм}$$

Расстояние от оси кожуха до оси наиболее удаленной трубы:

$$a_1 := \frac{D_0}{2} = 295 \text{ мм}$$

Расчет трубной решетки: согласно [13]

Относительную характеристику бес трубного края трубной решетки:

$$m_n := \frac{a}{a_1} = 1.017$$

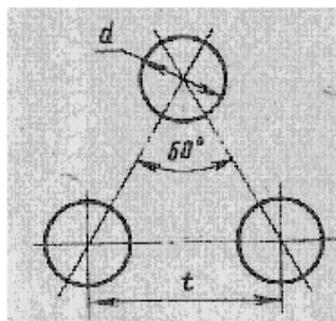


Рисунок 11 - Расположение труб в трубной решетке.

Шаг расположения труб [3]:

$$t := 1.2 \cdot d_{\text{нр}} + 2 = 26 \text{ мм}$$

Коэффициент прочности решетки:

$$\phi_p := \frac{t - 16}{t} = 0.385$$

Расчетная толщина трубной решетки: [13]

При рабочих условиях:

$$s_{p1} := \text{ceil} \left(\frac{D_{\text{сп}}}{4.7} \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{рас1}}}{\sigma_{\text{рем90}} \cdot \phi_p}} + c \right) = 28 \text{ мм}$$

При гидроиспытаниях:

$$s_{p2} := \text{ceil} \left(\frac{D_{\text{сп}}}{4.7} \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{и1}}}{\sigma_{\text{и20}_1} \cdot \phi_p}} + c \right) = 30 \text{ мм}$$

Толщина трубной решетки:

$$s_p := \max(s_{p1}, s_{p2}) = 30 \text{ мм}$$

Принимаем толщину трубной решетки:

$$s_{\text{пр}} := 54 \text{ мм}$$

Коэффициенты влияния давления на трубную решетку вычисляют по формулам:
 - со стороны межтрубного пространства:

$$\eta_M := 1 - \frac{n_{\text{тр}} \cdot d_{\text{нр}}^2}{4 \cdot a_1^2} = 0.575$$

- со стороны трубного пространства:

$$\eta_T := 1 - \frac{n_{\text{тр}} \cdot (d_{\text{нр}} - 2 \cdot s_{\text{тр}})^2}{4 \cdot a_1^2} = 0.728$$

Модуль упругости материала труб при 20 °С

$$E_{\text{н20}} := 1.99 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Основные характеристики жесткости элементов теплообменного аппарата.

Модуль упругости основания (системы труб)

$$K_y := \min \left[\frac{E_{\text{тр45}} \cdot (\eta_T - \eta_M)}{l_{\text{труб}}}, \frac{E_{\text{н20}} \cdot (\eta_T - \eta_M)}{l_{\text{труб}}} \right] = 18.979 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^3}$$

Приведенное отношение жесткости труб к жесткости кожуха вычисляют по формуле

$$E_1 = 1.92 \times 10^5 \text{ МПа}$$

$$\rho := \min \left(\frac{K_y \cdot a_1 \cdot l_{\text{труб}}}{E_1 \cdot s_1}, \frac{K_y \cdot a_1 \cdot l_{\text{труб}}}{E_{\text{н20}} \cdot s_1} \right) = 5.275$$

Коэффициенты изменения жесткости системы трубы - кожух:

Коэффициенты изменения жесткости системы трубы — кожух вычисляют по формулам:
 [13]

K_{1p} - отношение осевого перемещения компенсатора или расширителя при действии давления к осевому перемещению краев корпуса межтрубного пространства без компенсатора и расширителя от действия того же давления

$$K_{1p} := 0$$

$$K_{1q} := K_{1p} = 0$$

K_q - коэффициент изменения жесткости системы трубы - кожух при действии осевой силы;

$$K_q := 1 + K_{1p} = 1$$

K_p - коэффициент изменения жесткости системы трубы - кожух при действии давления;

$$K_p := 1 + K_{1p} = 1$$

Коэффициент жесткости перфорированной плиты ψ_0

$$\eta_T = 0.728$$

Таблица 3 Коэффициент жесткости перфорированной плиты ψ_0

η_T	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85
ψ_0	0,12	0,15	0,2	0,25	0,3	0,37	0,44	0,51	0,59	0,68

Коэффициент жесткости перфорированной плиты ψ_0

$$\eta_{T_T} := \begin{pmatrix} 0.7 \\ 0.75 \end{pmatrix} \quad \psi_{0_T} := \begin{pmatrix} 0.44 \\ 0.51 \end{pmatrix}$$

$$\psi_0 := \text{Floor}(\text{interp}(\eta_{T_T}, \psi_{0_T}, \eta_T), 0.005) = 0.475$$

Коэффициент системы решетка - трубы:

$$\beta := \frac{1.82}{s_p} \cdot \sqrt[4]{\frac{K_y \cdot s_p}{\psi_0 \cdot E_{\text{resh90}}}} = 0.011$$

Безразмерный параметр системы решетка — трубы вычислят по формуле

$$\omega := \beta \cdot a_1 = 3.237$$

K_ϕ - коэффициент жесткости фланцевого соединения при изгибе, Н·мм;

$$K_\phi := 1 \quad \text{Н·мм}$$

Максимальное давление в трубном пространстве:

$$P_{H2} = 2.769 \quad \text{МПа}$$

Максимальное давление в межтрубном пространстве:

$$P_{H1} = 3.061 \quad \text{МПа}$$

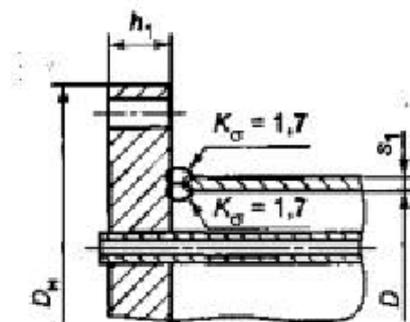


Рисунок 12 - решетка, приваренная втавр к обечайке кожуха

R1 - радиус центра тяжести тарелки кожуха:

$$R_1 := \frac{D_H + D}{4} = \dots \text{ мм}$$

b1 - ширина тарелки кожуха;

$$b_1 := \frac{D_H - D}{2} = 120 \text{ мм}$$

m_{ср} — коэффициент влияния давления на продольную деформацию труб:

$$m_{ср} := 0.15 \cdot \frac{n_{тр} \cdot (d_{нр} - 2 \cdot s_{тр})^2}{a_1^2} = 0.163$$

Приведенное давление p₀ вычисляют по формуле:

$$A := \eta_M - 1 + m_{ср} + m_n \cdot (m_n + 0.3\rho \cdot K_p)$$

$$B := [\alpha_1 \cdot (t_1 - 20) - \alpha_2 \cdot (t_2 - 20)] \cdot K_y \cdot l_{труб} = 14.733$$

$$p_{01} := B + [\eta_T - 1 + m_{ср} + m_n \cdot (m_n + 0.5\rho \cdot K_q)] \cdot P_{рас2} - A \cdot P_{рас1} = 16.702$$

$$p_{02} := B + [\eta_T - 1 + m_{ср} + m_n \cdot (m_n + 0.5\rho \cdot K_q)] \cdot P_{и2} - A \cdot P_{и1} = 17.43$$

$$p_0 := \max(p_{01}, p_{02}) = 17.43$$

Приведенное отношение жесткости труб к жесткости фланцевого соединения вычисляют по формуле

$$\rho_1 := \frac{K_y \cdot a \cdot a_1}{\beta^2 \cdot K_\phi \cdot R_1} = 3.875 \times 10^7 \text{ МПа}$$

Коэффициенты, учитывающие влияние беструбного края и поддерживающие влияние труб Φ_1, Φ_2, Φ_3

Таблица 4 - Коэффициенты Φ_1, Φ_2, Φ_3

ω	0	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5
Φ_1	2	2,0	2,06	2,28	2,79	3,58	4,5	5,39
Φ_2	0	0,02	0,19	0,62	1,32	2,16	2,94	3,59
Φ_3	0	0,19	0,76	1,65	2,75	3,76	4,65	5,36

безразмерный параметр системы решетка - трубы. $\omega = 3.237 \quad m_n = 1.017$

$$\omega_{1Г} := \begin{pmatrix} 3 \\ 3.5 \end{pmatrix} \quad \Phi_{1Г} := \begin{pmatrix} 4.5 \\ 5.39 \end{pmatrix} \quad \Phi_{2Г} := \begin{pmatrix} 2.94 \\ 3.59 \end{pmatrix} \quad \Phi_{3Г} := \begin{pmatrix} 4.65 \\ 5.36 \end{pmatrix}$$

$$\Phi_1 := \text{Floor}[\text{linterp}[\omega_{1r}, \Phi_{1r}, (\omega)], 0.005] = 4.92$$

$$\Phi_2 := \text{Floor}[\text{linterp}[\omega_{1r}, \Phi_{2r}, (\omega)], 0.005] = 3.245$$

$$\Phi_3 := \text{Floor}[\text{linterp}[\omega_{1r}, \Phi_{3r}, (\omega)], 0.005] = 4.985$$

Значения T_1, T_2, T_3 вычисляются по формулам:

$$t_{1k} := 1 + 1.4\omega \cdot (m_n - 1) = 1.077$$

$$T_1 := \Phi_1 \cdot [m_n + 0.5(1 + m_n \cdot t_1) \cdot (t_1 - 1)] = 5.399$$

$$T_2 := \Phi_2 \cdot t_1 = 3.494$$

$$T_3 := \Phi_3 \cdot m_n = 5.069$$

Изгибающий момент и перерезывающую силу, распределенные по краю трубной решетки, вычисляются по формулам:

- для изгибающего момента:

s_{1k} - толщина стенки кожуха в месте соединения с трубной решеткой мм

$$s_{1k} := 8 \text{ мм} \quad s_{2k} := 8 \text{ мм}$$

β_1 - коэффициент системы кожух - решетка, 1/мм;

$$\beta_1 := \frac{1.3}{\sqrt{s_{1k} \cdot a}} = 0.027 \frac{1}{\text{мм}}$$

β_2 - коэффициент системы обечайка - камеры, 1/мм;

$$\beta_2 := \frac{1.3}{\sqrt{s_{2k} \cdot a}} = 0.027 \frac{1}{\text{мм}}$$

$$h_1 := s_p$$

m_1 - коэффициент влияния давления на изгиб:

$$m_1 := \frac{1 + \beta_1 \cdot h_1}{\beta_1^2} = 3.455 \times 10^3$$

m_2 - коэффициент влияния давления на изгиб:

$$m_2 := \frac{1 + \beta_2 \cdot h_1}{\beta_2^2} = 3.455 \times 10^3$$

p_1 - приведенное давление

$$p_1 := \frac{K_y}{\beta \cdot K_\phi} \cdot (m_1 \cdot P_{и1} - m_2 \cdot P_{и2}) = 1.749 \times 10^6 \text{ МПа}$$

расчетное давление воздушного охлаждения в камере аппарата:

$$M_{\Pi} := \left(\frac{a_1}{\beta} \right) \cdot \frac{p_1 \cdot (T_1 + \rho \cdot K_q) - p_0 \cdot T_2}{(T_1 + \rho \cdot K_q) \cdot (T_3 + \rho_1) - T_2^2} = 1.214 \times 10^3 \text{ Н}\cdot\text{мм}$$

для перерезывающей силы:

$$Q_{\Pi} := a_1 \cdot \frac{p_0 \cdot (T_3 + \rho_1) - p_1 \cdot T_2}{(T_1 + \rho \cdot K_q) \cdot (T_3 + \rho_1) - T_2^2} = 477.33 \text{ Н}$$

Изгибающий момент и перерезывающие силы, распределенные по периметру перфорированной зоны решетки, вычисляются по формулам:

- для изгибающего момента:

$$M_a := M_{\Pi} + (a - a_1) \cdot Q_{\Pi} = 3.6 \times 10^3 \text{ Н}\cdot\text{мм}$$

- для перерезывающей силы:

$$Q_a := m_{\Pi} \cdot Q_{\Pi} = 485.42 \text{ Н}$$

Осевую силу и изгибающий момент, действующие на трубу, вычисляют по формулам:

- для осевой силы:

$$N_{r1} := \frac{\pi \cdot a_1}{n_{\text{тр}}} \cdot [(\eta_M \cdot P_{\text{рас1}} - \eta_T \cdot P_{\text{рас2}}) \cdot a_1 + \Phi_1 \cdot Q_a + \Phi_2 \cdot \beta \cdot M_a] = 6.122 \times 10^3 \text{ Н}$$

$$N_{r2} := \frac{\pi \cdot a_1}{n_{\text{тр}}} \cdot [(\eta_M \cdot P_{\text{и1}} - \eta_T \cdot P_{\text{и2}}) \cdot a_1 + \Phi_1 \cdot Q_a + \Phi_2 \cdot \beta \cdot M_a] = 6.114 \times 10^3 \text{ Н}$$

$$N_T := \max(N_{r1}, N_{r2}) = 6.122 \times 10^3 \text{ Н}$$

- для изгибающего момента:

Внутренний диаметр трубы:

$$d_{\text{вн}} := d_{\text{нр}} - 2 \cdot s_{\text{тр}} = 16 \text{ мм}$$

J_T - момент инерции поперечного сечения трубы, мм⁴:

$$J_T := \frac{\pi}{64} \cdot (d_{\text{нр}}^4 - d_{\text{в}}^4) = 4.637 \times 10^3 \text{ мм}^4$$

приведенная длина трубы, используемая при расчете прогиба труб и изгибающего момента, действующего на трубу, мм;

l_{np} — вычисляются по формулам.

$$l_{np} := l_{труб} = 1.5 \times 10^3 \text{ мм}$$

$$M_{T1} := \frac{E_{тр45} \cdot J_T \cdot \beta}{K_y \cdot a_1 \cdot l_{np}} \cdot (\Phi_2 \cdot Q_a + \Phi_3 \cdot \beta \cdot M_a) = 1.997 \times 10^3$$

$$M_{T2} := \frac{E_{тр20} \cdot J_T \cdot \beta}{K_y \cdot a_1 \cdot l_{np}} \cdot (\Phi_2 \cdot Q_a + \Phi_3 \cdot \beta \cdot M_a) = 2.137 \times 10^3$$

$$M_T := \max(M_{T1}, M_{T2}) = 2.137 \times 10^3$$

Усилия в кожухе вычисляются по формулам:

- усилие, распределенное по периметру кожуха:

$$Q_{к1} := \frac{a}{2} \cdot P_{рас1} - Q_{п} = -236.45 \quad \text{Н}$$

$$Q_{к2} := \frac{a}{2} \cdot P_{и1} - Q_{п} = -18.11 \quad \text{Н}$$

$$Q_k := \max(Q_{к1}, Q_{к2}) = -18.11 \quad \text{Н}$$

- изгибающий момент, распределенный по периметру кожуха:

$$K_1 := 1$$

$$M_{к1} := \frac{K_1}{\rho \cdot K_{\phi} \cdot \beta} \cdot (T_2 \cdot Q_{п} + T_3 \cdot \beta \cdot M_{п}) - \frac{P_{рас1}}{2 \cdot \beta_1^2} = 2.884 \times 10^4 \quad \text{Н} \cdot \text{мм}$$

$$M_{к2} := \frac{K_1}{\rho \cdot K_{\phi} \cdot \beta} \cdot (T_2 \cdot Q_{п} + T_3 \cdot \beta \cdot M_{п}) - \frac{P_{и1}}{2 \cdot \beta_1^2} = 2.78 \times 10^4 \quad \text{Н} \cdot \text{мм}$$

$$M_k := \max(M_{к1}, M_{к2}) = 2.884 \times 10^4 \quad \text{Н} \cdot \text{мм}$$

- суммарная осевая сила, действующая на кожух:

$$F_{\Sigma} := \pi D \cdot Q_k = -3.414 \times 10^4 \quad \text{Н}$$

Расчетные напряжения в элементах конструкции

D_H - наружный фланца, м; $D_H = 840$ мм

s_p - толщина трубной решетки, м; $s_p = 54$ мм

$$s_{1p} := s_p = 54 \text{ мм}$$

b_1 - ширина тарелки фланца кожуха, м;

$$b_{1c} := \frac{D_H - D}{2} = 120 \text{ мм}$$

R_1 - радиус центра тяжести тарелки фланца кожуха, м;

$$R_{1c} := \frac{D_H + D}{4} = 360 \text{ мм}$$

Расчетные напряжения в трубных решетках.

Напряжения в трубной решетке в месте соединения с кожухом вычисляются по формулам:

- изгибные:

$$\sigma_{p1} := \frac{6 \cdot |M_{\Pi}|}{(s_{1p} - c)^2} = 2.936 \text{ МПа}$$

- касательные:

$$\tau_{1p} := \frac{|Q_{\Pi}|}{s_{1p} - c} = 9.585 \text{ МПа}$$

B - коэффициент, $B := 0.964$

$$\omega = 3.237$$

n_B - коэффициент для определения максимального изгибающего момента в перфорированной части трубной решетки;

$$n_B := \frac{Q_a}{\beta \cdot M_a} = 12.287$$

где A - коэффициент, определяемый по таблице 10 в зависимости от ω и m_A

$$m_A := \frac{\beta \cdot M_a}{Q_a} = 0.081 \quad A_c := \text{Floor} \left[\text{linterp} \left[\left(\begin{array}{c} 1.5 \\ 2 \end{array} \right), \left(\begin{array}{c} 0.466 \\ 0.514 \end{array} \right), (\omega), 0.0005 \right] \right] = 0.632$$

M_{\max} — максимальный расчетный изгибающий момент в перфорированной части трубной решетки.

$$M_{\max} := \begin{cases} A \cdot \frac{|Q_a|}{\beta} & \text{if } \begin{cases} m_A \leq 1 \\ -1 \leq m_A \end{cases} \\ B \cdot |M_a| & \text{if } \begin{cases} m_A < -1 \\ m_A > 1 \end{cases} \end{cases} = 2.798 \times 10^4 \quad \text{Н}\cdot\text{мм}$$

Напряжения в перфорированной части трубной решетки вычисляются по формулам:

- изгибные:

$$\sigma_{p2} := \frac{6 \cdot M_{\max}}{\phi \cdot (s_{1p} - c)^2} = 67.69 \quad \text{МПа}$$

- касательные:

$$\tau_{2p} := \frac{|Q_a|}{\phi \cdot (s_{1p} - c)} = 9.747 \quad \text{МПа}$$

Напряжения в кожухе в месте присоединения к решетке

в меридиональном направлении:

мембранные:

$$\sigma_{Mx} := \frac{|Q_k|}{(s_{1k} - c)} = 4.766 \quad \text{МПа}$$

изгибные:

$$\sigma_{\text{шх}} := \frac{6 \cdot |M_k|}{(s_{1k} - c)^2} = 1.198 \times 10^4 \quad \text{МПа}$$

в окружном направлении:

мембранные:

$$\sigma_{M\varphi} := \frac{P_{и1} \cdot a}{(s_{1k} - c)} = 241.695 \quad \text{МПа}$$

изгибные:

$$\sigma_{\text{ш}\varphi} := 0.3 \cdot \sigma_{\text{шх}} = 3.595 \times 10^3 \quad \text{МПа}$$

в окружном направлении:

$$\sigma_{2r} := \frac{(d_{нр} - s_{гр}) \max(|P_{и2}|, |P_{и1}|, |P_{и2} - P_{и1}|)}{2 \cdot s_{гр}} = 13.777 \quad \text{МПа}$$

$\sigma_{др}$ - допускаемое напряжение для материала решетки, МПа;

$$\sigma_{др} := \sigma_{реш90} = 179 \text{ МПа}$$

Проверка прочности трубных решёток

Проверка статической прочности

$$Ult_{28} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } \max(\tau_{1p}, \tau_{2p}) \leq 0.8 \cdot \sigma_{др} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Ult_{28} = \text{"Условие прочности выполняется"}$$

$$\max(\tau_{1p}, \tau_{2p}) = 9.747 \text{ МПа} \quad 0.8 \cdot \sigma_{др} = 143.2 \text{ МПа}$$

Проверка прочности и устойчивости кожуха

Проверку прочности кожуха в месте присоединения к решетке.

Условие статической прочности кожуха в месте присоединения к решетке:

допускаемое напряжение для материала кожуха теплообменного аппарата МПа;

$$\sigma_{Д90_1} = 179 \text{ МПа}$$

$$Ult_{29} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \sigma_{Mx} \leq 1.3 \cdot \sigma_{Д90_1} \\ \text{"Условие НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases} = \text{"Условие выполняется"}$$

Расчёт трубы на прочность, устойчивость и жесткость и расчет крепления труб к решетке.

Проверку труб на устойчивость проводят в случае, если

K_t - коэффициент условий работы при расчете труб на устойчивость;

-Для рабочих условий:

$$K_{t1} := 1.3$$

-Для условий гидроиспытания:

$$K_{t2} := 1.126$$

Задаем конструктивно:

l_{1R} — максимальный пролет трубы между решеткой и перегородкой, мм; $l_{1R} := 300 \text{ мм}$

l_{2R} — максимальный пролет трубы между перегородками, мм; $l_{2R} := 250 \text{ мм}$

l_R - расчетная длина труб при продольном изгибе, мм;

$$l_R := \max(l_{2R}, 0.7l_{1R}) = 250 \text{ мм}$$

Для труб, развальцованных в двух канавках, согласно [3]:

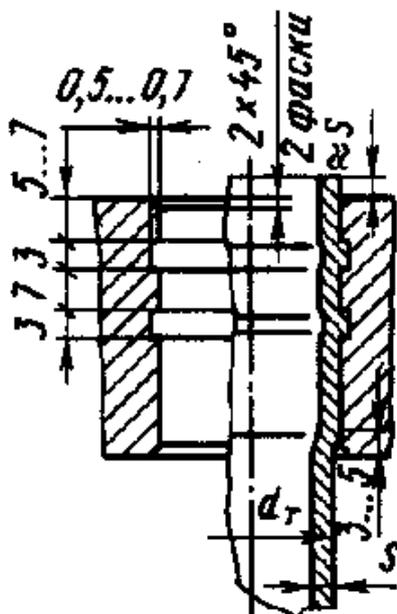


Рисунок 13 - Крепления труб в трубных решетках: развальцовка в двух канавках.

Площадь трубной решетки, заключенной между четырьмя трубами:

$$f_{\text{тр}} := 0.866 \cdot t^2 - \frac{\pi \cdot d_{\text{тр}}^2}{4} = 384.354 \quad \text{мм}^2$$

Трубная нагрузка:

$$q_{\text{тр}} := P_{\text{И2}} \cdot f = 1.064 \times 10^3$$

-Для рабочих условия:

$$\lambda_1 := K_{\text{Т1}} \cdot \sqrt{\frac{\sigma_{\text{тр45}}}{E_{\text{тр45}}} \cdot \frac{l_{\text{R}}}{(d_{\text{тр}} - s_{\text{тр}})}} = 0.648$$

$$E_{\text{тр20}} := 1.99 \cdot 10^5 \quad \text{МПа}$$

-Для условий гидроиспытания:

$$\lambda_2 := K_{\text{Т2}} \cdot \sqrt{\frac{\sigma_{\text{И20}_2}}{E_{\text{тр20}}} \cdot \frac{l_{\text{R}}}{(d_{\text{тр}} - s_{\text{тр}})}} = 0.637$$

$$\varphi_{\text{Т}} := 0.8$$



Рисунок - 14 Коэффициент уменьшения допускаемого напряжения при продольном изгибе

Проверка жесткости труб: [13]

Проверку проводят в случаях, когда к жесткости труб предъявляют какие-либо дополнительные требования.

Проверку жесткости труб проводят только при $N_T < 0$

$$Ult_{30} := \begin{cases} \text{"Проверка жесткости труб нужна"} & \text{if } N_T < 0 \\ \text{"Проверка жесткости труб НЕ нужна"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$Ult_{30} = \text{"Проверка жесткости труб НЕ нужна"}$

Определения деформаций под действием давления:

Осевое усилие от давление в трубном пространстве на крышку теплообменника:

$$Q_1 := P_{из} \cdot \frac{\pi \cdot 0.6^2}{4} = 0.815 \quad \text{Н}$$

Осевое усилие от давление на трубную решетку со стороны межтрубного пространства:

$$Q_2 := P_{из} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (0.6^2 - 0.016^2 \cdot n_{тр}) = 0.601 \quad \text{Н}$$

Осевое усилие распорной силы со стороны межтрубного пространства на трубную решетку:

$$Q_3 := P_{ил} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (0.6^2 - 0.02^2 \cdot n_{тр}) = 0.51 \quad \text{Н}$$

Осевое усилие в трубном и межтрубном пространстве:

$$Q := Q_1 - Q_2 + Q_3 = 0.724 \quad \text{Н}$$

Осевое усилие в трубном и межтрубном пространстве:

$$q_n := \frac{Q}{n_{\text{тр}}} = 1.958 \times 10^{-3} \text{ Н}$$

Площадь поперечного сечения всех труб:

$$F_{\text{нтр}} := \frac{\pi \cdot n_{\text{тр}} \cdot (0.02^2 - 0.016^2)}{4} = 0.042 \text{ м}^2$$

Площадь поперечного сечения кожуха:

$$F_{\text{нж}} := \frac{\pi \cdot [(0.6 + 2 \cdot 0.008)^2 - 0.6^2]}{4} = 0.015 \text{ м}^2$$

Площадь поперечного сечения стенки одной трубы:

$$f_{\text{т}} := \frac{F_{\text{т}}}{n_{\text{тр}}} = 1.131 \times 10^{-4} \text{ м}^2$$

$$q_{\text{т}} := \sigma_{\text{т}} \cdot f_{\text{т}} = 1.503 \times 10^{-3} \text{ Н}$$

Суммарное усилие:

$$q_{\text{с}} := q - q_{\text{т}} = 4.547 \times 10^{-4} \text{ Н}$$

Удельная нагрузка от давления на единицу длины окружности:

$$\sigma_0 := \frac{q_{\text{с}}}{\pi \cdot d_{\text{н}}} = 7.236 \times 10^{-3} \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

При развальцовке в отверстиях с канавками:

$$\sigma_{0\text{д}} := 0.07 \cdot 10^6 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Условие прочности:

$$\text{Ult}_{31} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \sigma_0 \leq \sigma_{0\text{д}} \\ \text{"Условие НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases} = \text{"Условие выполняется"}$$

$$\sigma_0 = 7.236 \times \frac{\text{Н}}{\text{м}} \quad \sigma_{0\text{д}} = 7 \times 10^4 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Глубина развальцовки: $d_{\text{нр}} \cdot 1.5 = 30 \text{ мм}$.

Глубина канавки равна 0.5 мм.

Расчет веса аппарата:

Расчет веса корпуса аппарата:

$$D := 0.6 \text{ м}$$

Толщина стенки межтрубного пространства кожуха:

$$s_{1\text{жж}} := 0.008 \text{ м}$$

Толщина стенки распределительной камеры:

$$s_{2\text{жж}} := 0.008 \text{ м}$$

Плотность материала сталь 09Г2С:

$$\rho_{\text{мет}} := 7850 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Вес кожуха распределительной камеры:

$$G_{\text{кож}} := \pi \cdot \left[\frac{(D + 2 \cdot s_3)^2 - D^2}{4} \right] \cdot 0.53 \cdot \rho_{\text{мет}} \cdot g = 623.039 \text{ Н}$$

Вес кожуха обечайки

$$G_{\text{об}} := \pi \cdot \left[\frac{(D + 2 \cdot s_1)^2 - D^2}{4} \right] \cdot 3 \cdot \rho_{\text{мет}} \cdot g = 3.527 \times 10^3 \text{ Н}$$

Внутренний объем эллиптического днища [6, стр. 440]

$$V_{\text{д1}} := 35.6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$$

Масса днища: согласно [6, стр. 441]

$$m_{\text{дн}} := 28.2 \text{ кг}$$

Вес эллиптического днища аппарата:

$$G_{\text{д.эл}} := m_{\text{дн}} \cdot g = 276.36 \text{ Н}$$

Вес трубного пучка аппарата:

$$G_{\text{тр}} := 370 \cdot \pi \cdot \left[\frac{(0.02)^2 - 0.016^2}{4} \right] \cdot 3 \cdot \rho_{\text{мет}} \cdot g = 9.658 \times 10^3 \text{ Н}$$

Вес трубной решетки:

$$G_{\text{тр_реш}} := \pi \cdot \frac{D^2}{4} \cdot 0.054 \cdot \rho_{\text{мет}} \cdot g = 1.175 \times 10^3 \text{ Н}$$

Вес пустого аппарата без учета веса патрубков, перегородок, болтов.

$$G_{\text{ап11}} := 2G_{\text{д.эл}} + G_{\text{об}} + G_{\text{кож}} + G_{\text{тр}} + 2G_{\text{тр_реш}} = 1.671 \times 10^4 \quad \text{Н}$$

Вес болтов, патрубков, перегородок: 30% от веса пустого аппарата.

$$G_{\text{ап12}} := G_{\text{ап11}} \cdot 0.3 = 5.013 \times 10^3 \quad \text{Н}$$

Вес пустого аппарата:

$$G_{\text{ап1}} := G_{\text{ап11}} + G_{\text{ап12}} = 2.172 \times 10^4 \quad \text{Н}$$

Вес жидкости в условиях испытаний:

$$G_{\text{жид1}} := \left(\pi \cdot \frac{D^2}{4} \cdot 0.53 + 2V_{\text{д1}} + \pi \cdot \frac{D^2}{4} \cdot 3 \right) \cdot \rho_{\text{вод}} \cdot g = 1.046 \times 10^4 \quad \text{Н}$$

Вес аппарата заполненного жидкостью:

$$G_{\text{ап2}} := G_{\text{ап1}} + G_{\text{жид1}} = 3.218 \times 10^4 \quad \text{Н}$$

Выбор стандартной опоры аппараты

[6, стр. 682].

«Опора 1—600 ОН 26-01-29—66»

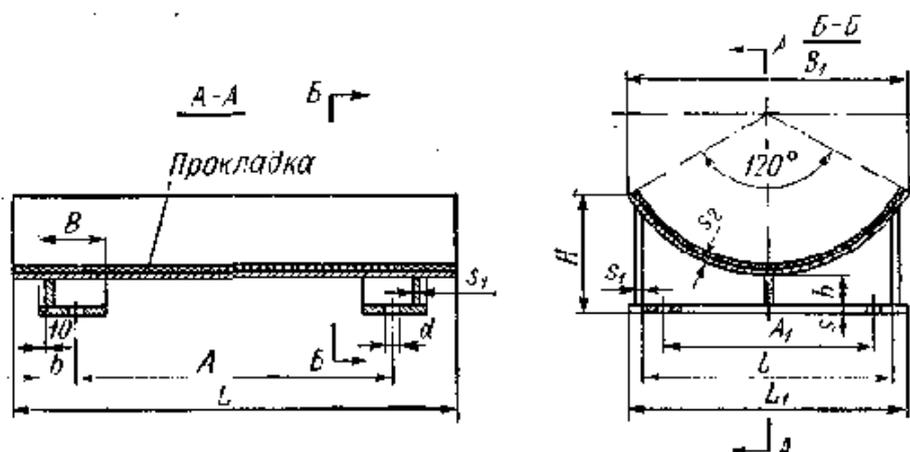


Рисунок - 15 Опоры для горизонтальных цилиндрических аппаратов (тип / по ОН 26-01-29—66).

Таблица 5 Опоры горизонтальных аппаратов типа ОН с внутренним диаметром 600 мм

G	Dв	L	L1	l	B	B1	H	h	A	A1	s	S1	S2	d
н	мм													
1200	600	680	568	524	120	568	342	180	480	408	10	6	8	30
000														

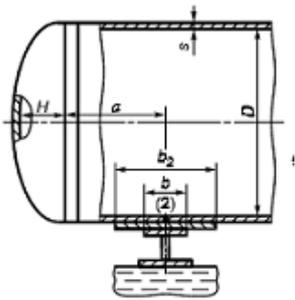


Рисунок 16 - Цилиндрическая обечайка, не подкрепленная элементами жесткости .

Расчет ведем согласно [15]

Опора имеет одно ребро.

Внутренний диаметр обечайки: $\underline{D} := 600$ мм

Толщина стенки обечайки: $s_1 := 8$ мм

Прибавки к расчетным толщинам конструктивных элементов: $c = 4.2$ мм

Ширина опоры: $\underline{b} := 140$ мм

Ширина подкладного листа: $b_2 := 280$ мм

Угол охвата опоры: $\delta_1 := 120$ градусов

Угол охвата листа: $\delta_2 := 140$ градусов

Расстояние до днища: $\underline{a} := 848$ мм

Высота опоры: $\underline{H} := 260$ мм

Толщина подкладного листа: $s_{\text{л}} := 3$ мм

Толщина опоры: $s_{\text{оп}} := 6$ мм

Плотность жидкости (вода):

$$\rho_{\text{вод}} = 998 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Рабочая температура среды аппарата:

$$t_{\text{ср}} := 50 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Максимальное давление в межтрубном пространстве: $P_{\text{н1}} = 3.061$ МПа

Коэффициенты запаса прочности: $n_{\text{н}} := 1.8$ - для условий испытаний

коэффициент запаса устойчивости, при гидроиспытаниях:

$$n_{\text{у}} := 1.8$$

Определим допускаемые осевые сжимающие усилия согласно [8]

Модуль упругости материала 09Г2С согласно [7, стр. 27, таблица В1] для низколегированных сталей, при температуре 20 градусов:

$$E_{20} := 1.99 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Определим допускаемые осевые сжимающие усилия согласно [5]

Для условий гидротестирования.

Определим допускаемое осевое сжимающее усилие из условия прочности:

$$F_{дп1} := \pi \cdot (D + s_1 - c) \cdot (s_1 - c) \cdot \sigma_{н20_1} = 1.968 \times 10^6 \text{ Н}$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие из условия местной устойчивости в пределах упругости:

$$F_{дЕ11} := \frac{31 \cdot 10^{-5} \cdot E_{20}}{n_y} \cdot D^2 \cdot \left[\frac{100 \cdot (s_1 - c)}{D} \right]^{2.5} = 3.938 \times 10^6 \text{ Н}$$

Приведенная расчетная длина:

$$l_{пр} := 3910 \text{ мм}$$

Гибкость λ :

$$\lambda := \frac{2.83 \cdot l_{пр}}{D + s_1 - c} = 18.326$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие из условия общей устойчивости в пределах упругости:

$$F_{дЕ21} := \frac{\pi \cdot (D + s_1 - c) \cdot (s_1 - c) \cdot E_{20}}{n_y} \cdot \left(\frac{\pi}{\lambda} \right)^{2.5} = 9.696 \times 10^6 \text{ Н}$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие в пределах упругости из условия устойчивости:

$$F_{дЕ1} := \begin{cases} \min(F_{дЕ11}, F_{дЕ21}) & \text{if } \frac{l_{пр}}{D} \geq 10 \\ F_{дЕ11} & \text{if } \frac{l_{пр}}{D} < 10 \end{cases} = 3.938 \times 10^6 \text{ Н}$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие для рабочих условий:

$$F_{д,р1} := \frac{F_{дп1}}{\sqrt{1 + \left(\frac{F_{дп1}}{F_{дЕ1}} \right)^2}} = 1.76 \times 10^6 \text{ Н}$$

Определим допускаемый изгибающий момент.

$\phi_3 := 0.85$ - коэффициент снижения допускаемых напряжений [8]

$$M_{д1} := \frac{\pi}{4} \cdot D \cdot (D + s_1 - c) \cdot (s_1 - c) \cdot \sigma_{н20_1} \cdot \phi_3 = 2.509 \times 10^8 \quad \text{Н}\cdot\text{мм}$$

Определим допускаемое осевое сжимающее усилие из условия прочности:

$$Q_{дп1} := 0.25\pi \cdot D \cdot (s_1 - c) \cdot \sigma_{н20_1} = 4.889 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

Определим допускаемое осевое сжимающее усилие в пределах упругости из условия местной устойчивости:

$$Q_{дЕ1} := \frac{2.4 \cdot E_{20} \cdot (s_1 - c)^2}{n_y} \cdot \left[0.18 + 3.3 \cdot \frac{D \cdot (s_1 - c)}{l_{пр}^2} \right] = 6.915 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие для рабочих условий:

$$Q_{д1} := \frac{Q_{дп1}}{\sqrt{1 + \left(\frac{Q_{дп1}}{Q_{дЕ1}} \right)^2}} = 3.992 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

Определения расчетных усилий:

Проверка устойчивости аппарата осуществляется согласно [15], путем сравнения моментов и усилий от опор с допускаемыми нагрузок. Поэтому для дальнейшего расчета необходимо определить значения допускаемых усилий и моментов .

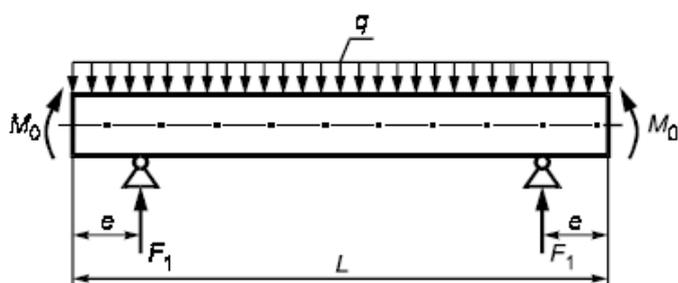


Рисунок 17 - Расчетная схема определения усилий.

Расчетные формулы применимые при выполнении условий:

$$Usl_{32} := \begin{cases} \text{"формулы применимы"} & \text{if } \begin{cases} 60 \leq \delta_1 \leq 180 \\ \delta_2 \geq \delta_1 + 20 \\ \frac{s_1 - c}{D} \leq 0.5 \end{cases} \\ \text{"формулы НЕ применимы"} & \text{otherwise} \end{cases} = \text{"формулы применимы"}$$

Высота выпуклой части крышки:

$$H_k := 150 \text{ мм}$$

Распределенная нагрузка сосуда:

$$q_1 := \frac{G_{ap1}}{l_{np} \cdot \frac{4}{3} \cdot H_k} = 0.028 \quad \frac{\text{Н}}{\text{мм}}$$

$$M_{01} := q_1 \cdot \frac{D^2}{16} = 624.992 \quad \text{Н} \cdot \text{мм}$$

Опорное усилие:

$$F_{11} := \frac{G_{ap2}}{2} = 1.609 \times 10^4 \text{ Н}$$

Момент над опорой:

$$e := a = 848 \text{ мм}$$

$$M_{11} := \frac{q_1 \cdot e^2}{2} - M_{01} = 9.362 \times 10^3 \text{ Н} \cdot \text{мм}$$

Максимальный момент между опорами 1 и 2:

$$M_{12p} := M_{01} + F_{11} \cdot \left(\frac{l_{np}}{2} - a \right) - \frac{q_1}{2} \left(\frac{l_{np}}{2} + \frac{2}{3} \cdot H_k \right)^2 = 1.775 \times 10^7 \text{ Н} \cdot \text{мм}$$

Несущую способность обечайки в сечении между опорами следует проверять при условии:

$$Usl_{33} := \begin{cases} \text{"следует проверять"} & \text{if } M_{12p} > M_{11} \\ \text{"следует НЕ проверять"} & \text{otherwise} \end{cases} = \text{"следует проверять"}$$

Поперечное усилие в сечении оболочки над опорой:

$$Q_{1p} := \frac{I_{np}^{-2} \cdot a}{I_{np} + \frac{4}{3} \cdot H_k} \cdot F_{11} = 8.667 \times 10^3 \quad \text{Н}$$

Проверка несущей способности обечайки в сечении между опорами.
Определим коэффициент K_9 :

$$y := \frac{D}{(s_1 - c)} = 157.895 \quad x := \frac{I_{np}}{D} = 6.517$$

$$K_{9,1} := 1.6 - 0.20924 \cdot (x - 1) + 0.028702 \cdot x \cdot (x - 1) + 0.4795 \cdot 10^{-3} \cdot y \cdot (x - 1)$$

$$K_{9,2} := -0.29936 \cdot 10^{-2} \cdot (x - 1) \cdot x^2 - 0.85692 \cdot 10^{-6} \cdot (x - 1) \cdot y^2$$

$$K_{9,3} := -0.75955 \cdot 10^{-8} \cdot y^2 \cdot (x - 1) \cdot x + 0.82748 \cdot 10^{-4} \cdot (x - 1) \cdot x^3$$

$$K_{9,4} := 0.88174 \cdot 10^{-6} \cdot x^2 \cdot (x - 1) \cdot y - 0.2391 \cdot 10^{-6} \cdot x \cdot y \cdot (x - 1) + 0.48168 \cdot 10^{-9} \cdot (x - 1) \cdot y^3$$

$$K_9 := \max(K_{9,1} + K_{9,2} + K_{9,3} + K_{9,4}, 1) = 1.237$$

Проверим условие прочности:

$$\frac{P_{н1} \cdot D}{4(s_1 - c)} + \frac{4 \cdot M_{12p} \cdot K_9}{\pi \cdot D^2 (s_1 - c)} = 141.292$$

$$Usl_{34} := \begin{cases} \text{"Условия прочности выполняются"} & \text{if } \sigma_{и20_1} \geq \frac{P_{н1} \cdot D}{4(s_1 - c)} + \frac{4 \cdot M_{12p} \cdot K_9}{\pi \cdot D^2 (s_1 - c)} \\ \text{"Условия прочности не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_{34} = \text{"Условия прочности выполняются"}$$

Условие устойчивости в условиях гидротестирования:

$$\frac{M_{12p}}{M_{д1}} = 0.071$$

$$Usl_{35} := \begin{cases} \text{"Условие устойчивости выполняется"} & \text{if } 1 > \frac{M_{12p}}{M_{д1}} \\ \text{"Условие устойчивости не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_{35} = \text{"Условие устойчивости выполняется"}$$

Проверка несущей способности оболочки, неукрепленной кольцами жесткости в области опорного узла:

Расчет №1

Подкладной лист рассматривают как седловую опору шириной b_2 с углом охвата δ_2 :

$$\delta_2 := 2.44 \quad \text{радиан}$$

Параметр, определяемый расстоянием до днища:

$$\gamma := 2.83 \cdot \frac{a}{D} \cdot \sqrt{\frac{(s_1 - c)}{D}} = 0.318$$

Параметр, определяемый шириной пояса опоры, вычисляют по формуле:

$$\beta_1 := 0.91 \cdot \frac{b_2}{\sqrt{D \cdot (s_1 - c)}} = 5.336$$

Общее меридиональное мембранное напряжение изгиба:

$$\sigma_{\text{mx}} := \frac{4 \cdot M_{11}}{\pi \cdot D^2 \cdot (s_1 - c)} = 8.714 \times 10^{-3} \quad \text{МПа}$$

Коэффициент, учитывающий влияние угла охвата опоры:

$$K_{13} := \frac{1}{\sin(0.5 \cdot \delta_2)} \cdot \max\left(1.7 - \frac{2.1 \cdot \delta_2}{\pi}, 0\right) = 0.073$$

Коэффициент, учитывающий влияние расстояния до днища:

$$K_{15} := \min\left(1, \frac{0.8 \cdot \sqrt{\gamma} + 6 \cdot \gamma}{\delta_2}\right) = 0.968$$

Коэффициент, учитывающий влияние угла охвата опоры:

$$K_{12} := \frac{1.15 - 0.1432 \cdot \sin(\delta_2)}{\sin(0.5 \cdot \delta_2)} = 1.126$$

Коэффициент, учитывающий влияние ширины пояса опоры:

$$K_{10} := \max\left(\frac{e^{-\beta_1} \cdot \sin(\beta_1)}{\beta_1}, 0.25\right) = 0.25$$

Коэффициент ν_1 для определения коэффициента K_1 :

$$\nu_1 := \frac{-0.23 \cdot K_{13} \cdot K_{15}}{K_{12} \cdot K_{10}} = -0.058$$

Коэффициент K_2

В условиях испытаний: $K_{2H} := 1.05$

$$\nu_{21} := -\sigma_{mx} \cdot \frac{1}{K_{2H} \cdot \sigma_{H20_1}} = -3.04 \times 10^{-5}$$

$$\nu_{22} := \frac{1}{K_{2H} \cdot \sigma_{H20_1}} \cdot \left[\frac{D \cdot P_{H1}}{4 \cdot (s_1 - c)} - \sigma_{mx} \right] = 0.422$$

Общее мембранное напряжение в эллиптическом днище:

$$\sigma_m := \frac{D \cdot P_{H1}}{4 \cdot (s_1 - c)} = 120.847 \quad \text{МПа}$$

$$\nu_2 := \frac{\sigma_m}{K_{2H} \cdot \sigma_{H20_1} \cdot \phi} = 0.422$$

При $\nu_2 < 0$ принимают $\nu_{22} := |\nu_2|$, а знак ν_1 меняют на обратный.

$$K_{11} := \frac{1 - \nu_2}{\left(\frac{1}{3} + \nu_2 \cdot \nu_1 \right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_2 \cdot \nu_1 \right)^2 + (1 - \nu_2^2) \cdot \nu_1^2}} = 0.932$$

При $\nu_{21} < 0$ принимают $\nu_{21} := |\nu_{21}|$, а знак ν_1 меняют на обратный.

$$\nu_{11} := |\nu_1| = 0.058 \quad \nu_{21} = 3.04 \times 10^{-5}$$

$$K_{V11} := \frac{1 - \nu_{21}}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{21} \cdot \nu_1 \right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{21} \cdot \nu_1 \right)^2 + (1 - \nu_{21}^2) \cdot \nu_1^2}} = 1.492$$

$$K_{V21} := \frac{1 - \nu_{22}}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{22} \cdot \nu_1 \right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{22} \cdot \nu_1 \right)^2 + (1 - \nu_{22}^2) \cdot \nu_1^2}} = 0.805$$

$$K_{11} := \min(K_{V21}, K_{V11}) = 0.805$$

Предельное напряжение изгиба:

$$\sigma_{i2} := K_1 \cdot K_{2H} \cdot \sigma_{H20_1} = 230.807 \quad \text{МПа}$$

Допускаемое опорное усилие от нагружения в меридиональном направлении:

$$F_{\text{доп21}} := \frac{0.7 \cdot \sigma_{12} \cdot \sqrt{D \cdot (s_1 - c) \cdot (s_1 - c)}}{K_{10} \cdot K_{12}} = 5.342 \times 10^4 \quad \text{Н}$$

Коэффициент, учитывающий влияние угла охвата опоры:

$$K_{14} := \frac{1.45 - 0.43 \cdot \delta_2}{\sin(0.5 \cdot \delta_2)} = 0.427$$

Коэффициент, учитывающий влияние расстояния до днища:

$$K_{16} := 1 - \frac{0.65}{1 + (6 \cdot \gamma)^2} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{3 \cdot \delta_2}} = 0.908$$

Коэффициент, учитывающий влияние ширины пояса опоры:

$$K_{17} := \frac{1}{1 + 0.6 \cdot \delta_2 \cdot \frac{b_2}{D} \cdot \sqrt[3]{\frac{D}{(s_1 - c)}}} = 0.213$$

Коэффициент, учитывающий влияние ширины пояса опоры:

$$K_{11} := \frac{1 - e^{-\beta_1} \cdot \cos(\beta_1)}{\beta_1} = 0.187$$

Коэффициент ν_1 для определения коэффициента K_1 :

$$\nu_1 := \frac{-0.53 \cdot K_{11}}{K_{14} \cdot K_{16} \cdot K_{17} \cdot \sin(0.5 \cdot \delta_2)} = -1.28$$

$$\nu_{21} := 0$$

$$\nu_{22} := \frac{D \cdot P_{H1}}{2 \cdot (s_1 - c) \cdot (K_{2H} \cdot \sigma_{H20_1})} = 0.843$$

$$K_{v21} := \frac{1 - \nu_{22}}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{22} \cdot \nu_1\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{22} \cdot \nu_1\right)^2 + (1 - \nu_{22}^2) \cdot \nu_1^2}} = 0.331$$

$$K_{v11} := \frac{1 - \nu_{21}}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{21} \cdot \nu_1\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{21} \cdot \nu_1\right)^2 + (1 - \nu_{21}^2) \cdot \nu_1^2}} = 0.434$$

$$K_1 := \min(K_{v21}, K_{v11}) = 0.331$$

Предельное напряжение изгиба:

$$\sigma_{i3} := K_1 \cdot K_{2и} \cdot \sigma_{и20_1} = 94.897 \text{ МПа}$$

Допускаемое опорное усилие от нагружения в окружном направлении, вычисляемое по формуле:

$$F_{доп31} := \frac{0.9 \cdot \sigma_{i3} \cdot \sqrt{D \cdot (s_1 - c)} \cdot (s_1 - c)}{K_{17} \cdot K_{16} \cdot K_{14}} = 1.876 \times 10^5 \quad \text{Н}$$

$$s_{ef} := (s_1 - c) \cdot \sqrt{1 + \left[\frac{s_{л}}{(s_1 - c)} \right]^2} = 4.841 \quad \text{мм}$$

Эффективное осевое усилие от местных мембранных напряжений, действующих в области опоры:

$$F_{в1} := F_{11} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{D}{(s_1 - c)}} \cdot K_{13} \cdot K_{15} = 1.129 \times 10^4 \text{ Н}$$

Проверка условий устойчивости:

Условие устойчивости в условиях гидроиспытаниях:

$$Usl_{36} := \begin{cases} \text{"Условие устойчивости выполняется"} & \text{if } \frac{F_{в1}}{F_{д,р1}} + \frac{M_{11}}{M_{д1}} + \left(\frac{Q_{1р}}{Q_{д1}} \right)^2 \leq 1 \\ \text{"Условие устойчивости выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_{36} = \text{"Условие устойчивости выполняется"}$$

Расчет №2

опору рассматривают как усилие стенки сосуда. Во всех формулах принимаем опору шириной b с углом охвата δ_1 :

$$\delta_{1в} := 2.1 \quad \text{радиан}$$

Параметр, определяемый расстоянием до дна:

$$\gamma_{в} := 2.83 \cdot \frac{a}{D} \cdot \sqrt{\frac{(s_1 - c)}{D}} = 0.318$$

Параметр, определяемый шириной пояса опоры, вычисляют по формуле:

$$\beta_{1в} := 0.91 \cdot \frac{b}{\sqrt{D \cdot (s_1 - c)}} = 2.668$$

Общее меридиональное мембранное напряжение изгиба:

$$\sigma_{max} := \frac{4 \cdot M_{11}}{\pi \cdot D^2 \cdot (s_1 - c)} = 8.714 \times 10^{-3} \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий влияние угла охвата опоры:

$$K_{13} := \frac{1}{\sin(0.5 \cdot \delta_1)} \cdot \max\left(1.7 - \frac{2.1 \cdot \delta_1}{\pi}, 0\right) = 0.342$$

Коэффициент, учитывающий влияние расстояния до днища:

$$K_{15} := \min\left(1, \frac{0.8 \cdot \sqrt{\gamma} + 6 \cdot \gamma}{\delta_1}\right) = 1$$

Коэффициент, учитывающий влияние угла охвата опоры:

$$K_{12} := \frac{1.15 - 0.1432 \cdot \sin(\delta_1)}{\sin(0.5 \cdot \delta_1)} = 1.183$$

Коэффициент, учитывающий влияние ширины пояса опоры:

$$K_{10} := \max\left(\frac{e^{-\beta_1} \cdot \sin(\beta_1)}{\beta_1}, 0.25\right) = 0.25$$

Коэффициент ν_1 для определения коэффициента K_1 :

$$\nu_1 := \frac{-0.23 \cdot K_{13} \cdot K_{15}}{K_{12} \cdot K_{10}} = -0.266$$

Коэффициент K_2

В условиях испытаний: $K_{2m} := 1.05$

$$\nu_{21} := -\sigma_{mx} \cdot \frac{1}{K_{2m} \cdot \sigma_{m20_1}} = -3.04 \times 10^{-5}$$

$$\nu_{22} := \frac{1}{K_{2m} \cdot \sigma_{m20_1}} \cdot \left[\frac{D \cdot P_{m1}}{4 \cdot (s_1 - c)} - \sigma_{mx} \right] = 0.422$$

Общее мембранное напряжение в эллиптическом днище:

$$\sigma_m := \frac{D \cdot P_{m1}}{4 \cdot (s_1 - c)} = 120.847 \quad \text{МПа}$$

$$\nu_m := \frac{\sigma_m}{K_{2m} \cdot \sigma_{m20_1} \cdot \phi} = 0.422$$

При $\nu_2 < 0$ принимают $\nu_{2v} := |\nu_2|$, а знак ν_1 меняют на обратный.

$$K_{1v} := \frac{1 - \nu_2}{\left(\frac{1}{3} + \nu_2 \cdot \nu_1\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_2 \cdot \nu_1\right)^2 + (1 - \nu_2^2) \cdot \nu_1^2}} = 1.155$$

При $\nu_{21} < 0$ принимают $\nu_{21v} := |\nu_{21}|$, а знак ν_1 меняют на обратный.

$$\nu_{1v} := |\nu_1| = 0.266 \quad \nu_{21} = 3.04 \times 10^{-5}$$

$$K_{v11} := \frac{1 - \nu_{21}}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{21} \cdot \nu_1\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{21} \cdot \nu_1\right)^2 + (1 - \nu_{21}^2) \cdot \nu_1^2}} = 1.356$$

$$K_{v21} := \frac{1 - \nu_{22}}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{22} \cdot \nu_1\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{22} \cdot \nu_1\right)^2 + (1 - \nu_{22}^2) \cdot \nu_1^2}} = 0.61$$

$$K_{1v} := \min(K_{v21}, K_{v11}) = 0.61$$

Предельное напряжеиние изгиба:

$$\sigma_{22} := K_1 \cdot K_{2H} \cdot \sigma_{H20_1} = 174.808 \text{ МПа}$$

Допускаемое опорное усилие от нагружения в меридиональном направлении:

$$F_{\text{доп}22} := \frac{0.7 \cdot \sigma_{22} \cdot \sqrt{D \cdot (s_1 - c) \cdot (s_1 - c)}}{K_{10} \cdot K_{12}} = 3.85 \times 10^4 \text{ Н}$$

Коэффициент, учитывающий влияние угла охвата опоры:

$$K_{14v} := \frac{1.45 - 0.43 \cdot \delta_1}{\sin(0.5 \cdot \delta_1)} = 0.631$$

Коэффициент, учитывающий влияние расстояния до днища:

$$K_{16v} := 1 - \frac{0.65}{1 + (6 \cdot \gamma)^2} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{3 \cdot \delta_1}} = 0.901$$

Коэффициент, учитывающий влияние ширины пояса опоры:

$$K_{17v} := \frac{1}{1 + 0.6 \cdot \delta_1 \cdot \frac{b}{D} \cdot \sqrt[3]{\frac{D}{(s_1 - c)}}} = 0.386$$

Коэффициент, учитывающий влияние ширины пояса опоры:

$$K_{11} := \frac{1 - e^{-\beta_1} \cdot \cos(\beta_1)}{\beta_1} = 0.375$$

Коэффициент ν_1 для определения коэффициента K_1 :

$$\nu_1 := \frac{-0.53 \cdot K_{11}}{K_{14} \cdot K_{16} \cdot K_{17} \cdot \sin(0.5 \cdot \delta_1)} = -1.043$$

$$\nu_{21} := 0$$

$$\nu_{22} := \frac{D \cdot P_{H1}}{2 \cdot (s_1 - c)} \cdot \frac{1}{(K_{2H} \cdot \sigma_{H20_1})} = 0.843$$

$$K_{v21} := \frac{1 - \nu_{22}}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{22} \cdot \nu_1\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{22} \cdot \nu_1\right)^2 + (1 - \nu_{22}^2) \cdot \nu_1^2}} = 0.498$$

$$K_{v11} := \frac{1 - \nu_{21}}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{21} \cdot \nu_1\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{21} \cdot \nu_1\right)^2 + (1 - \nu_{21}^2) \cdot \nu_1^2}} = 0.57$$

$$K_v := \min(K_{v21}, K_{v11}) = 0.498$$

Предельное напряжение изгиба:

$$\sigma_{i3} := K_1 \cdot K_{2H} \cdot \sigma_{H20_1} = 142.893 \text{ МПа}$$

Допускаемое опорное усилие от нагружения в окружном направлении, вычисляемое по формуле:

$$F_{\text{доп32}} := \frac{0.9 \cdot \sigma_{i3} \cdot \sqrt{D \cdot (s_1 - c)} \cdot (s_1 - c)}{K_{17} \cdot K_{16} \cdot K_{14}} = 1.063 \times 10^5 \text{ Н}$$

$$F_{\text{доп}} := \min(F_{\text{доп21}}, F_{\text{доп31}}, F_{\text{доп22}}, F_{\text{доп32}}) = 3.85 \times 10^4 \text{ Н}$$

Условие прочности:

$$Us_{137} := \begin{cases} \text{"Условия прочности выполняются"} & \text{if } F_{11} \leq F_{\text{доп}} \\ \text{"Условия прочности не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Us_{137} = \text{"Условия прочности выполняются"}$$

Эффективное осевое усилие от местных мембранных напряжений, действующих в области опоры:

$$F_{в2} := F_{11} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{D}{(s_1 - c)}} \cdot K_{13} \cdot K_{15} = 5.423 \times 10^4 \quad \text{Н}$$

Проверка условий устойчивости:

Условие устойчивости в условиях гидроиспытаний:

$$Usl_{38} := \begin{cases} \text{"Условие устойчивости выполняется"} & \text{if } \frac{F_{в2}}{F_{д,р1}} + \frac{M_{11}}{M_{д1}} + \left(\frac{Q_{1p}}{Q_{д1}} \right)^2 \leq 1 \\ \text{"Условие устойчивости не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_{38} = \text{"Условие устойчивости выполняется"}$$

4. Контроль при ремонте. Испытания

Контроль выполняемых работ при ремонте осуществляется на каждом этапе для обеспечения их надлежащего качества.

Для обеспечения безотказной работы кожухотрубного теплообменника должны разрабатываться и вводиться в действие приказом по предприятию инструкции по эксплуатации, регламентирующие безотказную работу оборудования на данном предприятии.

Теплообменник работает под давлением, поэтому он подлежит полному техническому освидетельствованию, включающему в себя внешнему осмотру и гидравлическим испытаниям.

Администрация должна периодически (не реже одного раза в два года) организовывать обследование аппарата силами служб предприятия. Первичное и внеочередное техническое освидетельствование, а также периодическое техническое освидетельствование аппарата проводятся лицом, ответственным по надзору за исправным состоянием и безопасной эксплуатацией сосуда. День проведения технического освидетельствования аппарата устанавливается администрацией предприятия.

Первичное техническое освидетельствование проводится до монтажа перед пуском аппарата в эксплуатацию. Оно включает проведение наружного осмотра аппарата, проверку комплектности и соответствия аппарата сопроводительной документации и паспорту, проверку правильности монтажа и установки, обвязки аппарата технологическими трубопроводами, правильности установки и исправности контрольно-измерительных приборов, а также проведение гидравлических испытаний (при необходимости). При осмотре контролируют качество сварных швов неразрушающими методами, герметичность фланцевых соединений.

Первичное гидравлическое испытание кожухотрубного теплообменника производится в горизонтальном положении под давлением 1,0МПа.

Гидравлическое испытание аппарата должно проводиться до проведения работ по установке наружной теплоизоляции в соответствии с требованиями п. 8.11 ГОСТ Р 526-2006. Необходимость проведения гидроиспытания перед пуском аппарата в эксплуатацию определяется п. 6.3.13 ПБ 03-576-03.

Перед началом гидравлического испытания аппарата необходимо убедиться в отсутствии внутри сосуда грязи и посторонних предметов.

Давление в аппарате следует повышать и снижать плавно. Скорость подъёма и снижения не должна превышать 0,5МПа манометрами класса точности не ниже 2,5. При заполнении аппарата водой воздух должен быть удалён полностью. Для гидравлического испытания аппарата должна применяться вода с температурой не ниже 5°С и не выше 40°С. Разность температур стенки аппарата и окружающего воздуха во время испытания не должна вызывать выпадение влаги на поверхности стенок сосуда. Использование сжатого воздуха или другого газа для подъёма давления не допускается.

Аппарат считается выдержанным гидравлическое испытание, если не обнаружено:

- течи, трещин, слёзок, потения в сварных соединениях и основном металле;
- течи в разъёмных соединениях;
- видимых остаточных деформаций;
- отсутствие падения давления по манометру.

После испытаний вода из кожухотрубного теплообменника сливается, аппарат высушивается.

Результаты проведения гидравлических испытаний оформляются актом и заносятся в паспорт аппарата. [19]

5. Такелажные работы

Такелажные работы – это вертикальное, горизонтальное, наклонное перемещения оборудования в пределах монтажной площадки, а также установка, снятие и передвижка такелажных средств.

Для проведения такелажных работ используются такие приспособления как канаты, стропы, блоки, монтажные якоря, краны, лебёдки, полиспасты. Канаты бывают органические, синтетические и стальные. К органическим относятся сезалевые и пеньковые канаты. Они применяются в качестве обтяжек. К синтетическим относятся капроновые, полиэтиленовые и другие канаты. Они используются для оснастки полиспастов. Стальные, проволочные канаты используют для строп при крановом подъеме, при подъеме лебедками, мачтами, шеврами, таями. Стропы – это простейшие грузозахватные устройства в виде стального каната или цепи, с крюками или петлями. Стропы для подвешивания небольших грузов изготавливают из пеньковых или капроновых канатов.

Глубина заложения фундамента определяется расчётом на устойчивость. Размеры фундамента контролируют рулеткой, а горизонтальность уровнем.

Перед сборкой необходимо:

- распаковать все транспортные укладки и ящики с деталями;
- проверить комплектность аппарата по комплектовочным ведомостям и упаковочным листам;
- расконсервировать (при необходимости) и осмотреть все сборочные единицы и детали, убедиться в отсутствии вмятин, поломок, трещин и т.п.;
- проверить соответствие прокладок условиям эксплуатации.

Собранный аппарат подвергают гидравлическому испытанию в горизонтальном положении на давление 1,0 МПа .

Монтаж аппарата должен осуществляться с соблюдением всех правил безопасности, установленных для отдельных видов работ, общих правил безопасности и пожарной безопасности, действующих на данном предприятии, а также в соответствии с действующими строительными нормами и правилами, на основании проекта производства работ (ППР), разработанного специализированной монтажной организацией, и в соответствии с требованиями ГОСТ 52630-2006.

Строповка теплообменника должна производиться за специальные строповые устройства, расположенные выше центра масс, в соответствии со схемой строповки приведённой на рисунке, разработанной предприятием-изготовителем и указанной в рабочей документации, а также согласно схеме, принятой в проекте производства работ.

Запрещается:

- осуществлять строповку за штуцеры, люки, и другие выступающие части изделия, непредназначенные для этой цели;
- сбрасывать с платформ ящики с комплектующими деталями;
- транспортировка волоком, разгрузка скатыванием или опрокидывание аппарата.

Установленный на фундамент аппарат подвергают выверке. Выверку теплообменника производят в плане, по высоте, по горизонтали и вертикали, а также относительно ранее установленного оборудования с контролем отклонения от осности, перпендикулярности и параллельности в зависимости от требований технической документации завода-изготовителя и проекта производства работ. Выверкой называют процесс установки оборудования в положение, предусмотренное проектом, с помощью специальных выверочных опорных элементов, центровочных приспособлений и грузоподъемных средств.

Аппарату придают проектное положение, устанавливая под его опорную поверхность стальные подкладки, после чего крепят к фундаменту фундаментными болтами. Затем подливают опору цементным раствором. До окончания затяжки гаек фундаментных болтов нельзя проводить работы, которые могут вызвать смещение аппарата. Для предотвращения свинчивания гаек анкерных болтов необходимо установить контргайки.

Затем приступают к теплоизоляции корпуса теплообменника, выполняют трубопроводную обвязку аппарата, монтируют средства автоматизации.

Работы по монтажу аппарата, средств автоматизации, теплоизоляции, а также пуско-наладочные работы должны производиться специализированными организациями. Смонтированный аппарат сдают в эксплуатацию по акту. [19]

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2К22	Александров Максим Алексеевич

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Общей химии и химической технологии
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Энерго - и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): 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
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 НТИ	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 НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет себестоимости продукции
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности теплообменного оборудования участка СНИИ

Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):

1. Расчет точки безубыточности
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	ФИО	Подпись	Дата
3-2К22	Александров Максим Алексеевич		

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Предпроектный анализ

Потенциальные потребители

Продукт: нефть сырая

Целевой рынок: тепловые сети, население города

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 1 - SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	<p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии</p> <p>С3. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>С4. Квалифицированный руководитель.</p> <p>С5. Мобильность рабочего места</p>	<p>Сл1. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой</p> <p>Сл2. Большое количество конкурентов</p>

<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт научных исследований</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок</p>	<p>Доработка технологии</p>	<p>1. Повышение квалификации кадров</p> <p>2. Привлечение новых заказчиков</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий производства</p> <p>У3. Исчерпание природных ресурсов</p>	<p>1. Продвижение новой технологии с целью появления спроса</p> <p>2. Применение технологии к альтернативным источникам</p>	<p>1. Повышение квалификации кадров</p> <p>2. Привлечение новых заказчиков</p> <p>3. Применение технологии к альтернативным источникам</p>

Расчет теплообменного оборудования

6. Технико-экономическое обоснование проекта

Цель работы: оценить экономический эффект дипломного проекта.

6.1 Расчёт производственной мощности

$$M = P_{\text{час.}} \times T_{\text{эф.}} \times K_{\text{об.}}$$

где $P_{\text{час.}}$ - часовая производительность оборудования в натуральных единицах; $T_{\text{эф.}}$ - эффективный фонд времени работы оборудования (час.),

$K_{\text{об.}}$ - количество однотипного оборудования, установленного в цехе.

Эффективный фонд времени оборудования:

$$T_{\text{эф}} = T_{\text{ном.}} - T_{\text{ППР}} - T_{\text{ТО}}$$

$$T_{\text{эф}} = 365 - 13 = 352 \text{ (8448 часов)}$$

где $T_{\text{ном.}}$ - номинальный фонд работы оборудования;

$T_{\text{ППР}}$ - время простоя в ремонтах за расчетный период (для расчета $T_{\text{ППР}}$ необходимо построить график ППР с указанием времени работы между ремонтами и временем простоя в ремонте);

$T_{\text{ТО}}$ - время технологических остановок.

Таблица 6.1-Баланс рабочего времени оборудования

Показатели	Количество дней (часов)
Календарный фонд времени	365 (8760)
Режимные потери рабочего времени <ul style="list-style-type: none">• выходные• праздники	0 0
Номинальный фонд рабочего времени	365 (8760)
Простой оборудования в ремонтах	13 (312)
Эффективное время работы оборудования за год	352 (8448 часов)

$$M = 0,06 * 352 * 2 = 43 \text{ т/год.}$$

Для характеристики использования оборудования рассчитываем экстенсивный и интенсивный коэффициенты.

Коэффициент экстенсивного использования оборудования равен

$$K_{\text{экс}} = T_{\text{эф}}/T_{\text{н}};$$

$$K_{\text{экс}}=8448/8760=0,96.$$

Коэффициент интенсивного использования оборудования равен

$$K_{\text{инт}} = Q_{\text{пп}}/Q_{\text{max}} ,$$

где $Q_{\text{пп}}$ — производительность единицы оборудования в единицу времени;

Q_{max} — максимальная производительность в единицу времени.

$$K_{\text{инт1}} = 58,56/66,9=0,87;$$

$$K_{\text{инт2}} = 51,37/52,97=0,97.$$

Интегральный коэффициент использования мощности:

$$K_{\text{им}} = K_{\text{экс}} \times K_{\text{инт}};$$

$$K_{\text{им.1}}=0,96*0,87=0,8352=0,84;$$

$$K_{\text{им.2}}=0,96*0,97=0,9312=0,93.$$

Для определения реального выпуска продукции рассчитывается производственная программа ($N_{\text{год}}$):

$$N_{\text{год}} = K_{\text{им}} \times M,$$

где $K_{\text{им}}$ - коэффициент использования мощности.

$$N_{\text{год1}}=0,84 \times 43=36,12=36 \text{ т/год};$$

$$N_{\text{год2}}=0,93 \times 43=39,99=40 \text{ т/год}.$$

6.2. Расчета годового фонда заработной платы цехового персонала

1. Расчет численности персонала:

- основных рабочих;
- вспомогательных рабочих;
- ИТР;
- служащих;

- МОП.

Таблица 6.2 - Штатное расписание

Наименование профессии	Разряд	Тарифная ставка	Списочная численность	Размер премии	Сумма, руб.
1.Основные рабочие:					
Сливщик-разливщик	III	99,50	24	30	2388
Машинист т/н	IV	116	5	15	580
Итого:		215,5	29		2968
2 Вспомогательные рабочие:					
слесарь	III	95	10	15	950
газосварщик	IV	102	2	15	204
Итого:		197	12		1154
3 МОП					
уборщик		22000	1	15	22000
Итого:		22000	1		22000
4 ИТР (инженерно-технические работники)					
начальник цеха		65000	1	30	65000
начальник участка		50000	1	30	50000
механик		42000	1	30	42000
начальник смены		35000	4	30	140000
Итого:		192000	7		297000
5 Лаборанты					
лаборант		25000	5	15	125000
Итого:		25000	5		125000
Всего численность ППП:			54		

Таблица 6.3 - График сменности

Номер смены	Часы работы	Дни месяца															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	0-8	A	A	A	A	B	B	B	B	C	C	C	C	D	D	D	D
2	8-16	C	D	D	D	D	A	A	A	A	B	B	B	B	C	C	C
3	16-24	B	B	C	C	C	C	D	D	D	D	A	A	A	A	B	B
Отдых		D	C	B	B	A	D	C	C	B	A	D	D	C	B	A	A

Таблица 6.4 - Баланс эффективного времени одного среднесписочного работника

Виды затрат	Дни
Календарный фонд времени	365
Выходные	111
Праздники	12
Номинальный фонд времени	242
Отпуск	28
Болезни	2
Государственные обязанности	3
Прочие плановые невыхода	2
Эффективный фонд времени (днях)	207
Эффективный фонд времени (часах)	1656

6.3 Расчет годового фонда заработной платы

$$\Phi ЗП_{\text{год}} = (\Phi ЗП_{\text{осн}} + \Phi ЗП_{\text{дни}}) \cdot \left(1 + \frac{K_p}{100}\right),$$

где K_p - районный коэффициент;

$\Phi ЗП_{\text{осн}}$ - основной фонд заработной платы;

$\Phi ЗП_{\text{доп}}$ – дополнительный фонд заработной платы.

$$\Phi ЗП_{\text{осн}} = \Phi ЗП_{\text{тар}} + D_{\text{пр}} + D_{\text{пд}} + D_{\text{н.в}}$$

где $\Phi ЗП_{\text{тар}}$ – тарифный фонд заработной платы, руб.;

$D_{\text{пр}}$ - оплата премий, руб.;

$D_{\text{пд}}$ - доплата за работу в праздничные дни, руб.;

$D_{\text{н.в.}}$ - доплата за работу в ночь, руб..

$$\Phi ЗП_{\text{тар}} = T_{\text{час}} \cdot T_{\text{эф}} \cdot Ч_{\text{сп}},$$

где $T_{\text{час}}$ - средняя часовая тарифная ставка, руб.;

$T_{\text{эф}}$ - эффективный фонд рабочего времени одного среднесписочного работника, час;

$Ч_{\text{сп}}$ - списочная численность.

$$D_{\text{пр}} = \frac{\Phi ЗП_{\text{тар}} \cdot P}{100},$$

где P – процент премии по премиальному положению.

$$D_{\text{пд}} = T_{\text{час}} \cdot T_{\text{см}} \cdot T_{\text{пд}} \cdot Ч_{\text{яв}}$$

$$\Phi ЗП_{\text{доп}} = \frac{T_{\text{отп}} + T_{\text{б}} + T_{\text{то}} + T_{\text{пнн}}}{T_{\text{эф}}} \cdot \Phi ЗП_{\text{осн}},$$

где $T_{\text{отп}}$, $T_{\text{б}}$, $T_{\text{то}}$, $T_{\text{пнн}}$ - соответственно количество дней отпуска, больничных дней, дней выполнения государственных обязанностей и прочих плановых невыходов.

а) Расчет годового фонда заработной платы основных производственных рабочих

Расчет тарифного фонда заработной платы основных рабочих.

$$\Phi ЗП_{\text{тар}} = 215,5 \cdot 1656 \cdot 29 = 10349172 \text{руб.}$$

Оплата премий:

$$Д_{\text{пр}} = 10349172 \cdot 0,7 = 7244420,4 \text{руб.}$$

Оплата праздничных дней:

$$Д_{\text{пд}} = 2 \cdot 215,5 \cdot 8 \cdot 13 \cdot 29 / 5 = 259979,2 \text{руб.}$$

Оплата за работу в ночь:

$$Д_{\text{н.в.}} = 0,2 \cdot 215,5 \cdot 8 \cdot 66 \cdot 29 = 659947,2 \text{руб.}$$

Расчет основного фонда заработной платы основных производственных рабочих:

$$\Phi ЗП_{\text{осн}} = 10349172 + 259979,2 + 7244420,4 + 659947,2 = 18513518,8 \text{руб.}$$

Расчет дополнительного фонда заработной платы основных производственных рабочих

$$\Phi ЗП_{\text{доп}} = (28 + 3 + 2 + 2) / 207 * 588717,96 = 3130305,1 \text{руб.}$$

Рассчитываем годовой фонд заработной платы основных производственных рабочих с учетом районного коэффициента:

$$\Phi ЗП_{\text{год}} = (18513518,8 + 3130305,1) (1 + 30/100) = 6709585,4 \text{руб.}$$

Расчет среднемесячной заработной платы (проверка на прожиточный минимум)

$$\Phi ЗП_{\text{ср.мес.}} = 894737 / 12 \cdot 29 = 19280,42 \text{руб.}$$

б) Годовой фонд заработной платы вспомогательных рабочих рассчитываем аналогично основным рабочим.

$$\Phi ЗП_{\text{тар}} = 197 * 1656 * 7 = 3914784 \text{руб.}$$

$$Д_{пр}=133423,92 \cdot 0,15=587217,6 \text{ руб.}$$

$$Д_{нд}=2 \cdot 197 \cdot 8 \cdot 13 \cdot 5=204880 \text{ руб.}$$

$$Д_{н.в.}=0,2 \cdot 197 \cdot 8 \cdot 66 \cdot 5=104016 \text{ руб.}$$

$$\Phi ЗП_{осн}=3914784+587217,6+204880+104016=4810897,6 \text{ руб.}$$

$$\Phi ЗП_{доп}=35/207 \cdot 4810897,6=28453022,95 \text{ руб.}$$

$$\Phi ЗП_{год}=(4810897,6+28453022,95) \cdot (1+30/100)=10311815,37 \text{ руб.}$$

Расчет среднемесячной заработной платы(проверка на прожиточный минимум)

$$\Phi ЗП \text{ ср.мес}=10311815,37/12/12=71609,83 \text{ руб.}$$

в) Годовой фонд заработной платы МОП

$$\Phi ЗП_{моп} = T_{мес} \cdot П_{мес} \cdot Ч_{сп} \cdot (1+p/100) \cdot (1+K_p/100)$$

где $T_{мес}$ – месячный оклад;

$П_{мес}$ - к-во месяцев в году;

P - процент премии по премиальному положению.

$$\Phi ЗП_{МОП}=22000 \cdot 12 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,3=446160 \text{ руб.}$$

Расчет среднемесячной заработной платы(проверка на прожиточный минимум)

$$\Phi ЗП_{ср.мес. МОП}=37180 \text{ руб.}$$

г) Годовой фонд заработной платы лаборантов.

$$\Phi ЗП_{год}=25000 \cdot 12 \cdot 5 \cdot 1,3 \cdot 1,3=2535000 \text{ руб.}$$

$$\Phi ЗП_{ср.мес.}=2535000/12 \cdot 5=42250 \text{ руб.}$$

д) Годовой фонд заработной платы ИТР

$$\Phi ЗП_{год}=192000 \cdot 12 \cdot 7 \cdot 1,7 \cdot 1,3=35642880 \text{ руб.}$$

$$\Phi ЗП_{ср.мес.} = \frac{35642880}{12 \cdot 7} = 424320 \text{ руб}$$

Общий ФОТ = 55645440,77руб.

Отчисления на социальные нужды.

30% - ставка единого социального налога

$$H_{cc}=0,30 \cdot \Phi ЗП_{год}$$

а) Основные рабочие

$$H_{cc}=0,30 \cdot 6709585,4=2415450,7 \text{ руб.}$$

б) Вспомогательные рабочие

$$H_{cc}=0,30 \cdot 10311815,37= 3712253,5 \text{ руб.}$$

в) МОП

$$H_{cc}=0,30 \cdot 446160=160617,6 \text{ руб.}$$

г) Лаборанты

$$H_{cc}=0,30 \cdot 2535000= 912600 \text{ руб.}$$

д) ИТР

$$H_{cc}=0,30 \cdot 35642880= 12831436,8 \text{ руб.}$$

6.3. Расчет затрат на производство продукции

6.3.1. Расчет годовой потребности в сырье и материалах

Определение затрат на сырье и материалы производим исходя из принятого объема производства, удельных норм расхода сырья и материалов и планово-заготовительных цен.

Таблица 6.5 - Расчет годовой потребности в сырье и материалах

Вид сырья	Удельная расходная норма	Цена за единицу продукции	Годовой расход сырья, тоннах	Сумма, руб.		
				На 1 тонну	На выпуск (36 тонн)	На выпуск (40 тонн)
Масло Shell	0.5	70000	0.17	35000	1260000	1400000
Итого сырья	0.5	70000	0.17	35000	1260000	1400000

Расчет затрат на вспомогательные материалы

При расчете используем данные завода, стоимость вспомогательных материалов на 1 тонну составляет- 45380 руб.

$$C \text{ вс.мат.}=18334,50 \cdot 36=660042 \text{ руб.}$$

где C вс.мат.–стоимость материалов на выпуск продукции

Расчет транспортно-заготовительных расходов.

$Стзр = 0,24 \cdot Ссырья,$

где $С$ сырья - стоимость сырья на выпуск.

$С сырья = 0,24 \cdot 10256554 = 2461573$ руб.

6.3.2 Расчет годовой потребности в энергозатратах

Таблица 6.6 - Расчет энергетических затрат

Наименование энергозатрат	Единица измерения	Норма расхода (годомая)	Цена за ед	Сумма, руб.		
				На 1 тонну	На выпуск (36 тонн)	На выпуск, (40 тонн)
Пар	кг	0,33	351318,9	3220,42	115935	128816,8
Тех. вода	кг	0,0041	40525631,8	4615,42	166155	184616,8
Воздух КИП	М3	14,00	28293,3	11002,95	396106	440118
Тех. воздух	М3	1,2	334392,5	11146,417	401271	445856,7
Электроэнергия	квт.ч.	2,43	25728,2	1072,01	38592	42880,4
Итого				31057	1118059	1242288

6.3.3 Расчет амортизационных отчислений

Для расчета амортизационных отчислений необходимо учесть:- полную стоимость зданий;

- полную стоимость оборудования;

- нормы амортизационных отчислений.

Расчет стоимости основных фондов и амортизационных отчислений.

1. Расчет стоимости здания

Осуществляется следующим образом:

$$С_{зд} = Ц_{опт} \times V_{зд} \times К_{стр},$$

где $Ц_{опт}$ - цена 1 м³ здания (1000руб по остаточной стоимости);

$К_{стр}$ – коэффициент строительный – 1;

$V_{зд}$ - объем здания, который рассчитывается по формуле

$$V_{зд} = a \times b \times h$$

Тогда

$$V_{зд} = 25 \times 10 \times 8 = 2000 \text{ м}^3$$

$C_{зд} = 800 \times 2000 \times 1 = 1600000 \text{ р.}$

2. Расчет стоимости сооружений осуществляется следующим образом:

$$C_{соор.} = C_{зд} \times 0,2$$

Тогда

$$C_{соор.} = 1600000 \times 0,2 = 320000 \text{ руб.}$$

6.3.4 Расчёт стоимости оборудования .

Таблица 6.7- Расчёт стоимости оборудования

Наименование оборудования	Расчет	Кол-во	Цена, тыс. руб.	Сумма, тыс.руб.
1. Технологическое оборудование				
Теплообменник		2	850	1700
УСН с гидроманиторами		20	150	3000
Дренажная емкость		2	570	1140
Насос полупогружной		4	240	960
2. Вспомогательное оборудование	Технологическое оборудование $\times 0,06$			2400
3. Лабораторное оборудование	Технологическое оборудование $\times 0,04$			1500
4. Подъемно-транспортное оборудование	Технологическое оборудование $\times 0,03$			970
5. Передаточные устройства	Технологическое оборудование $\times 0,3$			3470
Итого: покупная стоимость				15140
ТЗР	покупная стоимость $\times 0,24$			1200
Монтаж	покупная стоимость $\times 0,3$			2800
Итого:				4000
Итого: полная стоимость оборудования	покупная стоимость + стоимость ТЗР + стоимость монтажа			19140

Таблица 6.8 - Расчет стоимости приборов КИП

Наименование оборудования КИП	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Манометр	14	1570	21980
Термометр	8	1950	15600
Расходомер	10	2300	23000
Уровнемер	9	2800	25200
Покупная стоимость			85780
Транспортно-заготовительные расходы (24%)	С пок×0,24.		20587
Монтажные расходы (30%)	С пок.×0,3		25734
Итого			132101

3.Расчёт инструмента хозяйственного инвентаря:

$$C_{\text{х.и.}} = 0,03 \times (C_{\text{зд.}} + C_{\text{соор.}} + C_{\text{пок.об.}} + C_{\text{пок.кип}}),$$

где:

$C_{\text{зд}}$ – стоимость здания;

$C_{\text{соор}}$ – стоимость сооружения;

$C_{\text{пок.об.}}$ – стоимость оборудования покупная;

$C_{\text{пок.кип.}}$ – покупная стоимость приборов КИП.

$$C_{\text{х.и.}} = 0,03 \times (1600000 + 320000 + 19140000 + 132101) = 21192101 \text{ руб.}$$

Таблица 6.9 - Расчет амортизации основных фондов

Наименование основных фондов	Стоимость, р.	Норма амортизации, %	Годовая амортизация, тыс. руб.
1. Здания	1600000	1,2	19,20
2. Сооружения	320000	6,7	21,44
3. Оборудование	19140000	16,7	3196,38
4. Приборы КИП	132101	18	23,77

Инструменты, хозяйственный инвентарь	21192101	9,1	192848,12
Итого	42384202		196108,91

Таблица 6.10- Смета расходов на содержание и эксплуатацию оборудования

Статьи расходов	Сумма, тыс.руб.
1. Амортизация оборудования и приборов КИП	322,15
2. Заработная плата вспомогательных рабочих + Отч. на соц. нужды	1159,25
3. Текущий ремонт оборудования, капитальный ремонт.	957,00
4. Вспомогательные материалы и запчасти	191,40
Итого:	5527,81

Расшифровка затрат:

1. $A_{об.} + A_{КИП} = 3196380 + 23778 = 3220158$ руб.

2. $\Phi ЗП_{годвсп.раб.} + 36\% = 1159256$ руб.

3. 4-6% от стоимости оборудования

$C_{т.р.} = 19140000 * 0,05 = 957000$ руб.

4. 10% от стоимости оборудования

$C_{в.м.} = 19140000 * 0,01 = 191400$ руб.

Таблица 6.11- Смета цеховых расходов проектируемого производства

Статьи затрат	Расчётная формула	Сумма, тыс.руб.
1.Содержание цехового персонала	$\Phi ЗП_{годитр} + \Phi ЗП_{годлаб} +$ $+H_{сситр} + H_{сслаб}$	51921,91
2.Содержание зданий и сооружений, в.т.ч.		
2.1.Пар на отопление	$14 \times 24 \times d \times V \times \text{Цпара} / 540 \times 1000,$ где d-отопительный период(210 дней); V-объём здания (2000); Ц-пара (Гкалл).	203,84

	14*24*210*2000*780/540*1000	
2.2.Э/э на освещение	$q \times N_{\text{раб}} \times S \times \Pi_{\text{э}} / 1000$ где $N_{\text{раб}}$ - число рабочих дней, 335 дней; S - площадь пола ($25 \times 10 \times 2 = 500 \text{ м}^2$) $\Pi_{\text{э}}$ - цена за э/э 3руб. 50коп. $12 \times 335 \times 500 \times 3,50 / 1000$	7,03
2.3.Вода, в.т.ч.		
На бытовые нужды	$A_1 \times N \times S \times \Pi_{\text{в}} / 1000;$ $10 \times 352 \times 500 \times 6,4 / 1000$	11,26
На санитарно-гигиенические нужды	$A_2 \times N \times \Pi_{\text{гиг}} \times \Pi_{\text{в}} / 1000$ $40 \times 352 \times 54 \times 4,6 / 1000$	3497,47
3.Текущий ремонт	$(C_{\text{зд}} + C_{\text{соор}} + C_{\text{хи}}) \times 0,06$	1386,72
4.ТБ и охрана труда	$0,15 \times \Phi \times \Pi_{\text{год.осн.раб}}$ $0,15 \times 6709585,4$	1006,43
5. Прочие неучтенные расходы - 20 %	$\Sigma C_{\text{т}} \times 0,2$ $58034691,6 \times 0,2$	11606,93
Итого:		69641,62

Расчет косвенных расходов

Общезаводские расходы

$$C_{\text{общз}} = C_{\text{цех}} \times 0,04$$

$$C_{\text{общз}} = 69641629,9 \times 0,04 = 2785665,2 \text{ руб.}$$

Внепроизводственные расходы

$$C_{\text{внепр}} = (C_{\text{общз}} + C_{\text{цех}}) \times 0,02$$

$$C_{\text{внепр}} = (2785665,2 + 69641629,9) \times 0,02 = 1448545,9 \text{ руб.}$$

6.4 Калькуляция себестоимости на производство и реализацию продукции при заданном объеме производства ($Q_{\text{кр}}$)

Для определения плановой себестоимости продукции необходимо составить калькуляцию себестоимости на единицу продукции и на годовой её выпуск (табл.6.12)

Таблица 6.12 - Калькуляция себестоимости на производство и реализацию продукции при заданном объеме производства

№	Наименование статей расхода	Затраты, тыс. руб.			
		На 1 тонну	На годовой объем 36 т	На 1 тонну	На годовой объем 40 т
1	Сырье	35,00	1260,00	35,00	1400,00
2	Вспомогательные	45,38	660,04	45,38	733,38

	материалы				
3	Энергия на технологические нужды	31,05	1180,52	31,05	1242,28
4	Транспортно-заготовительные расходы	68,37	2461,57	68,37	2735,08
	Итого переменных издержек	179,81	6473,16	179,81	7192,4
5	Заработная плата основных рабочих	186,37	6709,58	167,74	6709,58
6	Отчисления на соц. нужды основных рабочих (30%)	55,91	2012,8	50,32	2012,8
7	Расходы на содержание оборудования (РСЭО)	153,55	5527,81	138,19	5527,81
8	Заработная плата вспомогательных рабочих	286,44	10311,81	257,8	10311,81
9	Отчисления на соц. нужды (30%)	85,93	3093,5	77,34	3093,5
10	Цеховые расходы	1934,49	69641,62	1741,04	69641,62
	Производственная себестоимость	2882,5	103770	2612,24	104489,6
11	Управленческие расходы (10% от цеховой себестоимости)	288,25	10285,92	261,22	10285,92
	Заводская себестоимость	3170,75	114147	2873,46	114938,4
12	Коммерческие расходы (5% от цеховой себестоимости)	144,12	5142,96	130,61	5142,96
	Полная себестоимость, в т.ч.	3314,87	119335,32	3004,07	120162,8
13	Условно-переменные затраты	179,81	6473,16	179,81	7192,4
14	Условно-постоянные затраты	3135,06	112970,4	2824,26	112970,4

Расчет цены продукта.

Цена 1 тонны тыс. руб (20%-рентабельность) рассчитывается по формуле:

$$Ц = C_{\text{полн}} \times (1 + P/100);$$

где $C_{\text{полн}}$ - полная себестоимость единицы готовой продукции;

P - рентабельность продукции (%).

$$C_{36} = 3314,87 \times (1 + 20/100) = 3977,84 \text{ тыс. руб.}$$

$C_{40} = 3004,07 \times (1 + 20/100) = 3604,88 \text{ тыс. руб.}$ (Оставляем цену постоянной равной 3977,84 тыс. руб.)

6.5 Анализ безубыточности.

Цель анализа – определение точки безубыточности, т.е. минимального объема продаж, начиная с которого предприятие не несет убытков. Это означает, что выручка от реализации продукции ($V_{\text{реал.}}$) должна быть равна общим затратам на производство и реализацию продукции:

$$V_{\text{реал.}} = \text{Изд.}_{\text{пост}} + \text{Изд.}_{\text{пер}}$$

Определение точки безубыточности:

1. Аналитическим способом:

$$Q_{\text{кр.}} = \frac{\text{Изд.}_{\text{пост } q}}{C_{1\text{т}} - \text{Изд.}_{\text{пер } 1\text{т}}}, \text{ ТЫС. ТОНН,}$$

где $\text{Изд.}_{\text{пост}}$ - условно постоянные издержки на 36 тонн и 40 тонн;

$C_{1\text{т}}$ - цена 1 тонны, тыс.руб.;

$\text{Изд.}_{\text{пер } 1\text{т}}$ - условно переменные издержки на 1 тонну, тыс.руб.

$$Q_{\text{кр}1} = 112726 / (3977,84 - 179,814) = 29,68 \text{ тыс. тонн;}$$

Выручка от реализации:

$$V_{\text{реал.}} = N_{\text{год}} \times C_{1\text{т}};$$

$$V_{\text{реал.}} = 36 \times 3977,84 = 143202,24 \text{ тыс.руб.}$$

$$V_{\text{реал.}} = 40 \times 3977,84 = 159113,6 \text{ тыс.руб.}$$

2.Графическим способом:

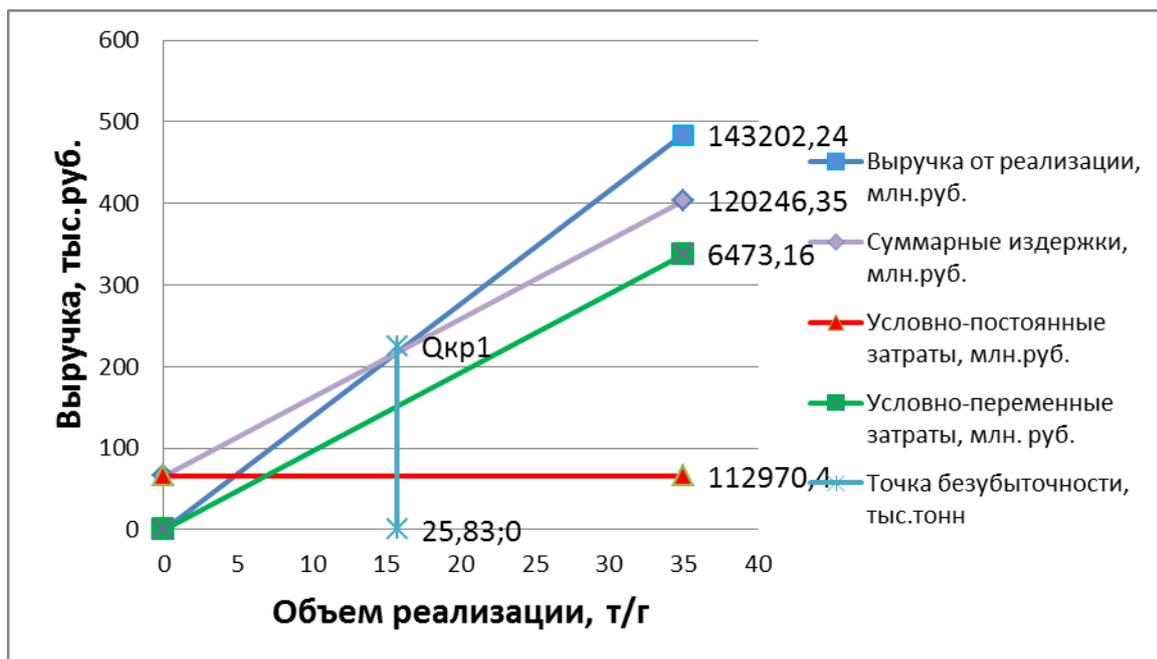


Рис.1 График безубыточности производства мощностью 36 т/г

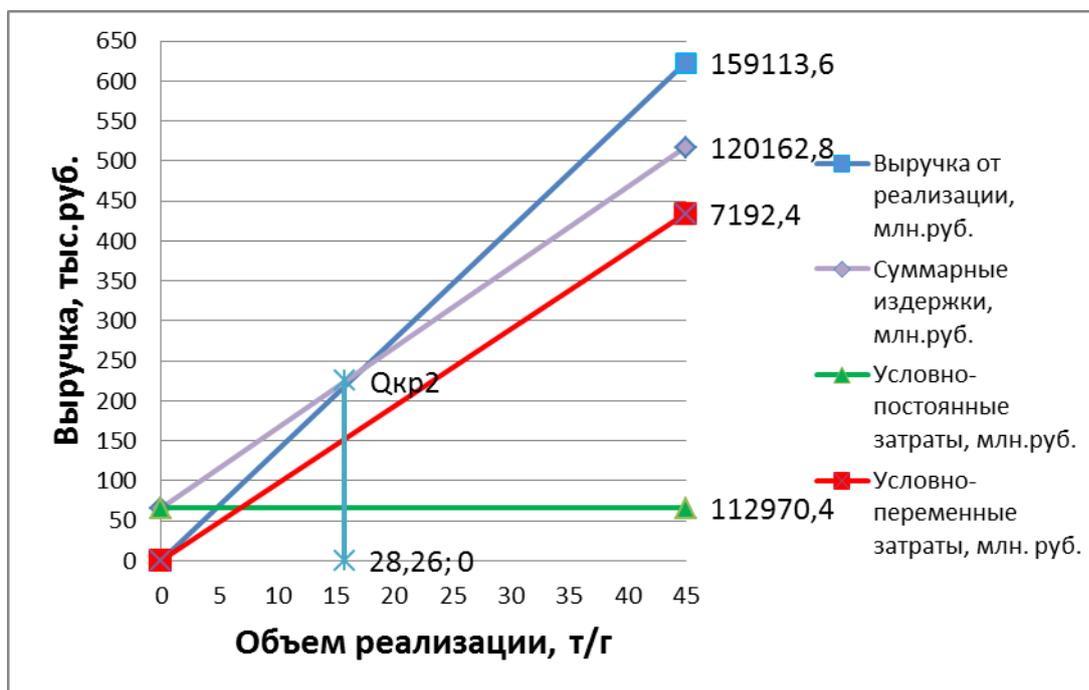


Рис.2 График безубыточности производства мощностью 40 т/г

Таблица 6.13 - Техничко-экономические показатели

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Значение показателя	
1	Объём производства	т	36	40
2	Объём продаж	т	36	40
3	Цена 1 тонны	тыс.руб	3977,84	3977,84
4	Выручка от реализации	тыс.руб	143202,24	159113,6
5	Суммарные издержки	тыс.руб	120246,35	120162,8
5.1	Условно постоянные издержки	тыс.руб	112970,4	112970,4
5.2	Условно переменные издержки	тыс.руб	6473,16	7192,4
6	Операционная прибыль (4-5)	тыс.руб	22955,9	38950,8
7	Налог на прибыль (6*26%)	тыс.руб	4591,18	7790,16
8	Чистая прибыль (6-7)	тыс.руб	18364,72	31160,64
9	Себестоимость 1 тонны	тыс.руб	3314,87	3004,07
10	Стоимость основных средств	тыс.руб	196108,91	196108,91
11	Численность основных рабочих	чел.	29	29
12	Фондоотдача (5/10)	руб/руб.	0,73	0,81
13	Фондовооружённость (10-11)	тыс.руб/чел.	196079,91	196079,91
14	Фондоёмкость (10/5)	руб/руб	1,36	1,23
15	Производительность труда (5/11)	тыс.руб/чел.	4146,43	4143,55
16	Критический объём продаж ($Q_{кр}$)	тыс. тонн	29,68	29,68
17	Рентабельность производства ($8/5*100\%$)	%	15,27	25,93
18	Рентабельность продаж ($8/4*100\%$)	%	12,82	19,58

Вывод:

В результатеувеличения загрузки производственной мощности на 10% и, соответственно, использования ”эффект масштаба”, мы получили следующий экономический эффект:

Снижение себестоимости на 1 тонну с 3314,87по 3004,07тыс.руб.

Увеличение выручки от реализации с 143202,24 по 159113,6тыс.руб.

Увеличение чистой прибыли с 18364,72 по 31160,64 тыс.руб.

Увеличение выплат по налогам с 4591,18 по 7790,16 тыс.руб.

Увеличение показателя фондоотдачи с 0,73 по 0,81 тыс.руб.

Увеличение производительности с 36 по 40 т

Увеличение рентабельности производства с 15,27 по 25,93%

Увеличение рентабельности продаж с 12,82 по 19,58%.

На основании приведенных технико-экономических показателей можно судить об эффективности данного дипломного проекта.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Группа	ФИО
3-2К22	Александров Максим Алексеевич

Институт	ИнЭО	Кафедра	ОХТ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	МАХП

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Сливо-наливная ж/д эстакада предназначенная для налива нефтепродуктов в железнодорожные вагоны-цистерны и слива сырой нефти из железнодорожных вагонов-цистерн в объеме 1 млн. т/год. Нефть сырая по паспорту поставщика ГОСТ Р 51858-2002
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1.Производственная безопасность:</p> <p>1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p> <p>1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p>	<p>Физико-химическая природа вредности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – напряженность трудового процесса; – повышение уровня шума и вибрации; – повышенная загазованность воздуха рабочей среды – пониженная температура воздуха рабочей зоны; – световая среда. <p>Допустимые нормы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ПДК веществ; – КПВ; <p>Предлагаемые средства защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Коллективные СЗ – Индивидуальные СЗ <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

7. Социальная ответственность

Введение.

«Социальная ответственность» – обязанность руководства организации принимать решения и осуществлять действия, которые увеличивают уровень благосостояния и отвечают интересам как общества, так и самой компании, так же:

- содействуют устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества;
- учитывают ожидания заинтересованных сторон;
- соответствуют применяемому законодательству и согласуются с международными нормами поведения.

Таблица 1. Опасные и вредные факторы при выполнении работ на участке слива-налива нефтепродуктов.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>Подготовительные работы:</p> <p>1. Постановка состава (ж/д вагон-цистерна);</p> <p>2. Установка наливных устройств в горловину вагон-цистерны;</p> <p>Технологический процесс:</p> <p>1. Запуск налива нефтепродуктов</p>	<p>1. Напряженность трудового процесса;</p> <p>2. Повышение уровня шума и вибрации;</p> <p>3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</p> <p>4. Пониженная температура воздуха рабочей зоны;</p> <p>5. Световая среда;</p> <p>6. Отклонение показателей микроклимата</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2. Электрический ток;</p> <p>3. Повышенная температура поверхностей оборудования и трубопроводов;</p> <p>4. Пожаровзрывоопасность.</p>	<p>ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.</p> <p>СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в жилых помещениях, общественных зданиях и на территории застройки</p>

Физико-химическая природа вредности:

Напряженность трудового процесса.

В процессе трудовой деятельности работников на участке слива-налива нефтепродуктов был присвоен класс условий труда 3.1 и вид нагрузки сенсорный вследствие выявленных показателей напряженности трудового процесса:

- Длительность сосредоточенного наблюдения (% времени смены) = 51 – 75
- Плотность сигналов (световых, звуковых) и сообщений в среднем за 1 час работы = 176 – 300
- Число производственных объектов одновременного наблюдения = 11 – 25
- Размер объекта различения (при расстоянии от глаз работающего до объекта различения не более 0,5 м) в мм при длительности сосредоточенного наблюдения (% времени смены) = 0,3 мм – более 50%; менее 0,3 мм – 26 – 50%
- Нагрузка на слуховой анализатор = Разборчивость слов и сигналов от 70 до 50%. Имеются помехи, на фоне которых речь слышна на расстоянии до 2 м
- Нагрузка на голосовой аппарат (суммарное количество часов, наговариваемое в неделю) = до 25

Повышение уровня шума и вибрации.

Эксплуатация сливо-наливной железнодорожной эстакады характеризуется наличием шума и вибрации. При измерениях шума были получены показания превышающие до 5 дБ включительно (класс 3.1).

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.

В процессе слива-налива нефтепродуктов происходят выбросы углеводородов. Для улавливания паров углеводородов было принято установить в технологическую обвязку трубопроводов установку улавливания и рекуперации паров ж/д эстакады.

Микроклимат. Пониженная температура воздуха рабочей зоны.

Яйский НПЗ расположен на территории Кемеровской области и относится к климатическому поясу II (III) (-18,0 °С, 3,6 м/с). Персонал участка СННП относится к категории работ IIб. В связи с этим микроклимат участка относится к классу условий труда 2 (допустимый).

Световая среда.

Ж/д эстакада участка СННП выполнена открытого типа и ведется непрерывный процесс налива вследствие чего присутствует как естественное освещение, так и искусственное. К искусственному можно отнести: рабочее, аварийное, комбинированное освещения. При замерах фактическая освещенность равно 800 лк. Световая среда относится к 2 классу условий труда.

Допустимые нормы.

Таблица 2. Характеристика токсичности веществ обращающихся на объекте согласно ГОСТ 12.1.005

Наименование сырья, нефтепродукта	Концентрационные пределы, (% об.)		Температурные пределы, °С		ПДК, мг/см ³
	нижний	верхний	нижний	верхний	
Нефть сырая	1,1	6,4	12	60	10
Фракция легкая	1,0	6,0	-27 – (-39)	-8 – (-27)	100
Дизельное топливо	-	-	62	100	300
Мазут	-	--	-	-	300

Предлагаемые средства защиты.

К коллективным средствам защиты можно отнести: пожарные щиты, ящики с песком, блок пенотушения, предохранительные устройства (автоматического отключения машин и оборудования).

К индивидуальным СИЗ относятся: специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (перчатки, очки, каска, наушники и СИЗод фильтр марки БКФ).

Эксплуатация сливо-наливной железнодорожной эстакады характеризуется наличием следующих опасных производственных факторов в соответствии ГОСТ 12.0.003-74

Механические опасности (источники, средства защиты):

Движущиеся машины и механизмы (установлена необходимая защита на каждый движущийся механизм).

Электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты):

Устройства защитного заземления и заземления: к контуру заземления подключены корпуса распределительных устройств, корпуса электродвигателей, осветительные щитки, другое электрооборудование.
Установлены молниеприемники с молниеотводом.

Термические опасности (источники, средства защиты):

Высокая температура поверхности оборудования и трубопровода(установлена тепловая изоляция которая обеспечивает температуру на поверхности металлического покровного слоя в местах, доступных для обслуживающего персонала, не выше 45 °С

Пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения):

Основные требования по пожарной безопасности при эксплуатации сливо-наливной железнодорожной эстакады приведены в соответствии с требованиями нормативных документов, действующих на территории РФ:

- ППБ-79 “Правила пожарной безопасности при эксплуатации нефтеперерабатывающих предприятий”

- ВУП СНЭ 87 Ведомственные указания по проектированию железнодорожных сливо-наливных эстакад ЛВЖ, ГЖ и сжиженных углеводородных газов.

Противопожарная защита сливо-наливной железнодорожной эстакады обеспечивается:

- система пожаротушения и водяного орошения(лафетные стволы, расположенные на расстоянии 15 м. друг от друга);

-система пожарной сигнализации(вдоль эстакады, на нулевой отметке, в местах размещения эвакуационных лестниц) и обнаружения утечек горючих газов(стационарные сигнализаторы загазованности установленные на нулевой отметке в шахматном порядке из расчета один датчик на две цистерны);

- первичные средства пожаротушения(огнетушитель порошковый ОП-10, лом пожарный, багор, ящик для песка 0.5 м³

Экологическая безопасность.

Заводна котором расположен участок слива-налива нефтепродуктов находится вдали от жилых зон и имеет собственные очистные сооружения для очистки сточных и производственно-дождевых стоков.

Установление размеров санитарно-защитных зон осуществляется согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.

Предусмотрены меры по благоустройству и озеленению территории предприятия. Территория санитарно-защитной зоны благоустроена и озеленена по

проекту благоустройства, который предусматривает выбор пород зеленых насаждений и их зоны посадки. По периметру предприятия осуществляется посадка деревьев и кустарников. Ширина полос зеленых насаждений до 5 м, согласно СП 2.07.01-01.

Основными вредными веществами, выбрасываемыми в атмосферу на НПЗ, являются углеводороды, сернистый газ, сероводород, окись углерода, аммиак, фенол, окислы азота и т. д. При использовании в качестве топлива нефтезаводских печей и заводских ТЭЦ неочищенного газа и сернистого мазута в атмосферу выделяются сернистый ангидрид и окислы азота. Поскольку зимой увеличивается количество сжигаемого топлива, в этот период заметно возрастает загрязнение атмосферы сернистым ангидридом и окислами азота.

Из всех видов загрязнений почвенной среды нефтепродуктами, загрязнение горизонта грунтовых вод является наиболее опасным, так как токсичные вещества могут мигрировать на большие расстояния и, в конечном счете, проникать в поверхностные водоемы. Среди основных

причин загрязнения почвенной среды упомянутых территорий можно отметить:

- не герметичность технологических установок,
- повреждения магистральной и запорной арматуры недостаточное уплотнение канализационных систем проливы сливноналивного оборудования

Для того чтобы не допустить загрязнения водоемов, необходим постоянный контроль за качеством в них воды. В осуществлении контроля главную роль играют электронные системы предприятия. Они передают на центральную станцию сведения о качестве воды по основным показателям: количество растворенного кислорода, значения рН и температуры, содержание хлоридов, величина ВПК и др. Для защиты водоемов от загрязнения сточными водами на предприятии необходимо выполнять сочетание водооборота с локальными методами очистки сбрасываемых вод. С сокращением потерь нефтепродуктов в сточные воды, одновременно будет достигаться и защита водоемов от загрязнения.

С целью соблюдения нормативов ПДС осуществлять производственный и государственный контроль за сбросом сточных вод.

При производственном контроле, проводить наблюдения за расходом и химическим составом сточных вод в местах собственных выпусков, фоновых и контрольных створах водных объектов, принимающих сточные воды (СП 2.1.5.1059-01).

Для защиты почвы и поверхностных вод от попадания нефтепродуктов сливо-наливные площадки должны иметь бетонные покрытия, ограждены по периметру бортиками высотой 200 мм в соответствии с ГОСТ 1.15.004-2009 «Общие требования при проектировании сливноналивных эстакад».

На предприятии устанавливается контейнер для металлических отходов. Отходы металлов, обтирочная ветошь, отходы от уборки территории, бой кирпичной кладки при ремонте, пищевые отходы утилизируются на специальном полигоне.

Сливные отходы, прошедшие необходимую фильтрацию, спускают в канализацию.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

На сегодняшний день одной из важнейших государственных задач является защита населения в чрезвычайных ситуациях, возникающих вследствие различных стихийных бедствий, а также имеющих происхождение техногенного характера.

Предприятие ЗАО филиал НефтеХимСервис ЯНПЗ относится к химически и пожаровзрывоопасным объектам, поэтому на нём должны быть предприняты максимальные меры для обеспечения устойчивой работы предприятия и безопасности жизнедеятельности работников предприятия в условиях чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, в мирное и военное время.

Методическое руководство, координацию и контроль за подготовкой работающего персонала в области защиты от чрезвычайных ситуаций

осуществляет руководитель отдела предприятия по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и пожарной безопасности.

Готовность аварийно-спасательных служб и аварийно-спасательных формирований к реагированию на чрезвычайные ситуации и проведению работ по их ликвидации определяется в ходе аттестации, а также во время проверок, осуществляемых на предприятии органами государственного надзора, органами по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям.

К внутренним источникам риска относятся:

- разлив горючих жидкостей: нефти, бензина, дизельного топлива, мазута;
- химическое заражение вследствие утечки транспортируемых углеводородов;
- аварии на внутренних железнодорожных путях при транспортировке опасных веществ.

Внешние источники ЧС.

1. Возникновение аварий и ЧС при транспортировке опасных грузов (бензины, дизтопливо, керосин, АХОВ) могут привести к взрывам, пожарам и химическим загрязнениям, что может, повлиять на работу предприятия.

2. Учитывая, что предприятие относится к 1 категории по ГО возможно применение оружия массового поражения (ядерный удар) при котором территория и сооружения предприятия могут оказаться в зонах разрушения.

3. Для данного предприятия высока вероятность проведения террористического акта.

С целью обеспечения невозможности проникновения посторонних лиц на территории завода предусмотрено сплошное ограждение из железобетона и организована контрольно – пропускная система на проходной.

При угрозе возникновения (распространения) пожара:

- привести в готовность звено пожаротушения, все средства для тушения пожара;
- об опасности оповестить весь личный состав предприятия;

- доложить начальнику штаба ГО района, сообщить пожарной охране на предприятии;
- при необходимости организовать остановку производственного процесса, вынос оборудования, документов, материальных ценностей, оказавшихся под угрозой;
- привести в готовность спасательные формирования, поставить им конкретные задачи;
- нести постоянный анализ, прогнозирование обстановки с целью определения необходимых мероприятий;
- оказание медицинской помощи пострадавшим и эвакуация их в лечебные учреждения.

Работники предприятия обеспечены средствами индивидуальной защиты, одеждой и обувью в соответствии со следующими документами. Межотраслевые правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты, утвержденные приказом Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 1 июня 2009г. № 290 Н. Приказ от 16 июля 2007 г. №477 Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работниками, занятыми на строительных, строительномонтажных и ремонтно-строительных работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».

Заключение

В данной бакалаврской работе были рассчитаны основные параметры кожухотрубного теплообменника участка СННП, эксплуатируемый в Кемеровской области на АО “НефтеХимСервис” Яйском НПЗ и входящий в состав технологической схемы участка, предназначенный для подогрева сырой нефти в холодный период времени.

Проведенный расчет включает в себя технологическую часть, где был посчитан материальный и тепловой балансы, а также определены основные габаритный размеры. В конструктивном разделе определены расчетные и исполнительные толщины элементов аппарата, размеры фланцевых соединений, укрепление отверстий, а также выполнен подбор и расчет опор аппарата. Проведены расчеты на устойчивость и прочность.

Рассмотрены вопросы социальной ответственности на рабочем месте и безопасности в ЧС. Проведены основные технико-экономические расчеты проектируемого оборудования.

Согласно заданию и с учетом методических указаний спроектирован кожухотрубный теплообменник типа ТН.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. Л.: ООО ТИД «Альянс», 2007. 575 с.
2. ГОСТ 8.602-2010. Плотность нефти. Таблица пересчета.
3. Вихман Г.Л., Круглов С.А. Основы конструирования и расчета аппаратов и машин нефтеперерабатывающих заводов. М.: Машиностроение, 1978. 328 с.
4. Гельперин Н.И. Основные процессы и аппараты химической технологии. М.:Химия,1981.812 с.
5. Ю.П.Егоров., Ю.М.Лозинский., И.А.Хворова. Материаловедение.
6. Лацинский А.А., Толщинский А.Р. Основы конструирования и расчета химических аппаратов: Справочник. Л.: Машиностроение, 1981.
7. ГОСТ Р 52857.1 - 2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования.
8. ГОСТ Р 52857.2 - 2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет цилиндрических и конических обечаек, эллиптических днищ и крышек.
9. ГОСТ Р 52857.3 - 2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Укрепление отверстий в обечайках и днищах при внутреннем и внешнем давлениях. Расчет на прочность обечаек и днищ при внешних статических нагрузках на штуцер.
10. ГОСТ Р 52857.4 - 2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений.
11. ГОСТ12815-80 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на p_y от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см²). Типы. Присоединительные размеры и размеры уплотнительных поверхностей
12. ГОСТ 12820-80 Фланцы стальные плоские приварные на p_y от 0,1 до 2,5 МПа (от 1 до 25 кгс/см²). Конструкция и размеры.

13. ГОСТ Р 52857.7-2007. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность.
14. ГОСТ 481-80. Поранит и прокладки из него. Технические условия. Д 26-15-88 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность и герметичность фланцевых соединений.
15. Российская Федерация. Законы. «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» [Федеральный закон №68-ФЗ].
16. Российская федерация. Законы. «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации ЧС». [Постановление правительства РФ №794 от 30.12.2003]. - М.: Инфа-М, 2003 - 12с.
17. Технологический регламент участка слива-налива нефтепродуктов в ж/д вагон-цистерны. Книга 1 .АО филиал НефтеХимСервис ЯНПЗ – 2009 г. – 427 с.
18. <http://vse-lekcii.ru/zheleznodorozhnyj-transport/hladotransport/kozhuhotrubchatye-teploobmenniki>
19. Технологический регламент участка слива-налива нефтепродуктов в ж/д вагон-цистерны. Книга 2. АО филиал НефтеХимСервис ЯНПЗ – 2009 г. – 427 с.

